ATTI PARLAMENTARI

XVI LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. CXLI
n. 3

RELAZIONE

SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA DALL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

(Aggiornato al 31 marzo 2010)

(Articolo 2, comma 12, lettera i)*, della legge 14 novembre 1995, n. 481, e articolo 1, comma 12, della legge 23 agosto 2004, n. 239)*

Presentata dal Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

(ORTIS)

Trasmessa alla Presidenza il 30 giugno 2010

TIPOGRAFIA DEL SENATO

PAGINA BIANCA

INDICE

Stato dei servizi ..... *Pag.* 5

Attività svolta ..... » 197

Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta » 389

PAGINA BIANCA

Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2010

VOLUME I Stato dei servizi

PAGINA BIANCA

Vol. I – Stato dei servizi
Indice

Capitolo 1
Contesto internazionale e nazionale

Quadro economico ed energetico

Mercato internazionale del petrolio
Mercato internazionale del gas naturale
Mercato internazionale del carbone
Domanda e offerta di energia in Italia

Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea

Prezzi dell'energia elettrica
Prezzi del gas naturale

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Capitolo 2
Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2009

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica
Infrastrutture elettriche
Mercato all'ingrosso
Mercati per l'ambiente
Mercato finale della vendita

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture
Condizioni economiche di maggior tutela

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione
Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica
Qualità commerciale dei servizi di distribuzione,
misura e vendita dell'energia elettrica
Qualità commerciale dei servizi di vendita dell'energia elettrica e del gas
Qualità dei servizi telefonici
Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

Capitolo 3
Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

Domanda e offerta di gas naturale nel 2009

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas
Infrastrutture del gas
Mercato all'ingrosso

	Mercato finale al dettaglio
	Fornitura di GPL e altri gas a mezzo di reti locali
Prezzi e tariffe	
	Tariffe per l'uso delle infrastrutture
	Prezzi del mercato libero
	Condizioni economiche di riferimento
Qualità del servizio	
	Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas
	Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas
	Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas

Indice delle tavole

Tav. 1.1	Fabbisogno mondiale di petrolio dal 2004 al 2010
Tav. 1.2	Offerta mondiale di petrolio dal 2004 al 2009 e previsioni al 2010
Tav. 1.3	Margini di raffinazione dei principali greggi
Tav. 1.4	Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione
Tav. 1.5	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE
Tav. 1.6	Consumo di gas naturale nell'Unione europea
Tav. 1.7	Stoccaggi di gas naturale nell'Unione europea nel 2009 e previsioni al 2020
Tav. 1.8	Prezzi medi dei principali carboni nel commercio internazionale
Tav. 1.9	Principali flussi internazionali di carbone termico nel periodo dal 2004 al 2009
Tav. 1.10	Bilancio energetico nazionale nel 2008 e 2009
Tav. 1.11	Andamento di alcuni indicatori del sistema energetico nazionale nel periodo 2004-2009
Tav. 1.12	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2009
Tav. 1.13	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2009
Tav. 1.14	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2009
Tav. 1.15	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2009
Tav. 1.16	Emissioni effettive e assegnazioni per l'Italia negli anni 2008-2009
Tav. 2.1	Bilancio dell'energia elettrica nel 2009
Tav. 2.2	Produzione lorda per fonte nel periodo 2002-2009
Tav. 2.3	Contributo dei *principali operatori nazionali alla generazione termoelettrica* per fonte del 2009
Tav. 2.4	Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione rinnovabile per fonte del 2009
Tav. 2.5	Presenza territoriale degli operatori nel 2009
Tav. 2.6	Tariffe incentivanti nel nuovo Conto energia (DM 19/02/2007)
Tav. 2.7	Il primo Conto energia (DM 28/07/2005 e 6/02/2006)
Tav. 2.8	*Il nuovo Conto energia (DM 19/02/2007)*
Tav. 2.9	Tariffe incentivanti per impianti solari termodinamici (DM 11/04/2008)
Tav. 2.10	Ritiri GSE: energia CIP6 e delibera n. 108/97
Tav. 2.11	Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti assimilate negli anni 2004-2009
Tav. 2.12	Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti rinnovabili negli anni 2004-2009
Tav. 2.13	Costi e ricavi dei ritiri CIP6 e della delibera n. 108/97 nel 2009
Tav. 2.14	Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2009
Tav. 2.15	Asset della RTN
Tav. 2.16	Composizione societaria dei distributori nel 2009
Tav. 2.17	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2009
Tav. 2.18	Distribuzione di energia elettrica per gruppo societario nel 2009
Tav. 2.19	Attività dei distributori nel 2009
Tav. 2.20	Assegnazione dei diritti CIP6
Tav. 2.21	Esito della contrattazione dei certificati verdi
Tav. 2.22	Esito della contrattazione dei certificati bianchi
Tav. 2.23	Mercato finale della vendita per tipologia di mercato e di cliente nel 2009
Tav. 2.24	Vendite al mercato finale per gruppo societario e per tipologia di cliente nel 2009
Tav. 2.25	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente nel 2009
Tav. 2.26	Vendite ai clienti domestici per tipologia di cliente e per classe di consumo nel 2009

Tav. 2.27 Vendite ai clienti non domestici (altri usi) per classe di consumo nel 2009
Tav. 2.28 Principali esercenti il servizio di maggior tutela nel 2009
Tav. 2.29 Mercato libero per tipologia di cliente nel 2009
Tav. 2.30 Mercato libero domestico per classe di consumo nel 2009
Tav. 2.31 Mercato libero non domestico per classe di consumo nel 2009
Tav. 2.32 Principali esercenti sul mercato libero nel 2009
Tav. 2.33 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente
Tav. 2.34 Servizio di salvaguardia per regione nel 2009
Tav. 2.35 Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura
Tav. 2.36 Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe per tipologia di cliente
Tav. 2.37 Servizio di misura: tariffe per tipologia di cliente
Tav. 2.38 Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2009
Tav. 2.39 Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2009
Tav. 2.40 Quantità assegnate ai contratti bilaterali nel 2010
Tav. 2.41 Quantità assegnate ai contratti di importazione nel 2010
Tav. 2.42 Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per l'anno 2010
Tav. 2.43 Energia non fornita per le disalimentazioni di tutti gli utenti
Tav. 2.44 Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti
Tav. 2.45 Numero medio di disalimentazioni per utente direttamente connesso con la RTN
Tav. 2.46 Livelli attesi di qualità della tensione per il 2009: variazione della tensione per cliente all'anno
Tav. 2.47 Livelli di qualità della tensione 2009: buchi per cliente all'anno
Tav. 2.48 Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione e numero medio di interruzioni lunghe e brevi per cliente all'anno
Tav. 2.49 CTS raccolto dalle imprese distributrici e quota parte di CTS da esse trattenuto
Tav. 2.50 Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2006
Tav. 2.51 Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2007
Tav. 2.52 Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2008
Tav. 2.53 Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2009
Tav. 2.54 Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale
Tav. 2.55 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali BT domestici e non domestici nel 2008 e nel 2009
Tav. 2.56 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel II semestre 2009
Tav. 2.57 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i clienti finali nel II semestre 2009
Tav. 2.58 Standard generali di qualità dei call center
Tav. 2.59 Graduatorie della qualità dei call center delle aziende di vendita di energia elettrica e gas nel 2009
Tav. 2.60 Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico
Tav. 2.61 Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico
Tav. 2.62 Analisi regionale della soddisfazione per la continuità del servizio elettrico nel 2009

Tav. 2.63 Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio elettrico in Italia

Tav. 3.1 Bilancio del gas naturale 2009
Tav. 3.2 Produzione di gas naturale in Italia nel 2009
Tav. 3.3 Primi venti importatori di gas in Italia nel 2009
Tav. 3.4 Nuovi gasdotti in progetto
Tav. 3.5 Reti delle società di trasporto nel 2009
Tav. 3.6 Attività di trasporto per regione nel 2009
Tav. 3.7 Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia
Tav. 3.8 Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2010-2011 al 2015-2016
Tav. 3.9 Disponibilità di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2009-2010
Tav. 3.10 Conferimenti di capacità di spazio negli stoccaggi
Tav. 3.11 Istanze di concessione di stoccaggio a marzo 2010
tav. 3.12 Stato dei progetti per nuovi terminali GNL a marzo 2010
Tav. 3.13 Attività dei distributori nel periodo 2006-2009
Tav. 3.14 Attività di distribuzione per regione nel 2009
Tav. 3.15 Composizione societaria dei distributori nel 2009
Tav. 3.16 Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2009
Tav. 3.17 *Ripartizione di clienti distribuiti per categoria d'uso nel 2009*
Tav. 3.18 Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo
Tav. 3.19 Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2009
Tav. 3.20 Attività dei grossisti nel periodo 2002-2009
Tav. 3.21 Approvvigionamento dei grossisti nel 2009
Tav. 3.22 Impieghi di gas dei grossisti nel 2009
Tav. 3.23 Vendite dei principali grossisti nel 2009
Tav. 3.24 Attività dei venditori nel periodo 2002-2009
Tav. 3.25 Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2009
Tav. 3.26 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2009
Tav. 3.27 Mercato finale per settore di consumo nel 2009
Tav. 3.28 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2009
Tav. 3.29 Tassi di switching degli utenti finali nel 2009
Tav. 3.30 Mercato finale per settore e regione di consumo nel 2009
Tav. 3.31 Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale
Tav. 3.32 Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale
Tav. 3.33 Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2009
Tav. 3.34 Tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2010
Tav. 3.35 Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali di Panigaglia e Rovigo per l'anno termico 2009-2010
Tav. 3.36 Corrispettivi unici di stoccaggio facenti parte della tariffa per l'anno termico 2008-2009, prorogati sino al 31 dicembre 2010
Tav. 3.37 Articolazione della quota fissa $\tau 1$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2010
Tav. 3.38 Articolazione della quota variabile $\tau 3$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2010

Tav. 3.39	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale
Tav. 3.40	Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2009
Tav. 3.41	Imposte sul gas
Tav. 3.42	Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate
Tav. 3.43	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi
Tav. 3.44	Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2009
Tav. 3.45	Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2009
Tav. 3.46	Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2009
Tav. 3.47	Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2009
Tav. 3.48	Riepilogo degli incentivi per recuperi di sicurezza relativi all'anno 2008
Tav. 3.49	Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale
Tav. 3.50	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6
Tav. 3.51	Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori
Tav. 3.52	Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori di gas in funzione della dimensione del distributore
Tav. 3.53	Soddisfazione complessiva per il servizio gas
Tav. 3.54	Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio gas

Indice delle figure

Fig. 1.1	Numero di impianti di perforazione attivi dal 2004 al 2010
Fig. 1.2	Prezzo del Brent a differenziale con WTI
Fig. 1.3	Prezzo del Brent e cambio dollaro/euro
Fig. 1.4	Capacità di riserva della produzione OPEC dal 2000 al 2009 e previsioni al 2011
Fig. 1.5	Evoluzione trimestrale del prezzo dei prodotti raffinati e del petrolio greggio
Fig. 1.6	Incremento annuo del prezzo dei prodotti petroliferi e del greggio
Fig. 1.7	Margini di raffinazione dei greggi più rappresentativi dal 2007 al 2010
Fig. 1.8	Tasso di utilizzo della capacità dal 2007 al 2010
Fig. 1.9	Prezzo spot del gas naturale negli hub europei nel periodo 2007-2010
Fig. 1.10	Prezzo internazionale del gas naturale a confronto con il prezzo del greggio nel periodo 2005-2010
Fig. 1.11	Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento nel periodo 2006-2009
Fig. 1.12	Prezzo alla frontiera per Paese importatore nel periodo 2006-2009
Fig. 1.13	Scarto dal prezzo medio alla frontiera per Paese importatore nel periodo 2006-2009
Fig. 1.14	Prezzo internazionale del carbone termico e confronto con il prezzo del greggio Brent
Fig. 1.15	Intensità energetica del PIL dal 1980 al 2008
Fig. 1.16	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici
Fig. 1.17	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali Paesi europei
Fig. 1.18	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici
Fig. 1.19	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali Paesi europei
Fig. 1.20	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici
Fig. 1.21	Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali Paesi europei
Fig. 1.22	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali
Fig. 1.23	Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali Paesi europei
Fig. 1.24	Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2009
Fig. 1.25	Andamento dei prezzi future della CO_2 nella Borsa ECX
Fig. 2.1	Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda
Fig. 2.2	Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi nel 2009
Fig. 2.3	Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2009
Fig. 2.4	Contributo dei principali operatori alla produzione di energia elettrica destinata al consumo 2009
Fig. 2.5	Contributo dei principali operatori alla generazione CIP6 da fonti assimilate del 2009
Fig. 2.6	Contributo dei principali operatori alla generazione CIP6 da fonti rinnovabili del 2009
Fig. 2.7	Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2008 e nel 2009
Fig. 2.8	Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2008 e nel 2009
Fig. 2.9	Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2009
Fig. 2.10	Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2009
Fig. 2.11	Andamento del PUN nel 2008 e nel 2009
Fig. 2.12	Volumi scambiati sul MGP nel 2009
Fig. 2.13	Valori dell'indicatore HHI nel 2009
Fig. 2.14	Valori dell'indice di operatore marginale: quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo il primo operatore per macrozona
Fig. 2.15	Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2009

Fig. 2.16 Andamento del prezzi medi ponderati e delle quantità sul MA e sul MI nel 2009
Fig. 2.17 Quantità sul MSD ex ante nel 2009
Fig. 2.18 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2009
Fig. 2.19 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nelle ore offpeak nel 2009
Fig. 2.20 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nelle ore di punta
Fig. 2.21 Andamento delle transazioni sulla PCE nel 2009
Fig. 2.22 Andamento dei prezzi e delle quantità sul mercato dei TEE
Fig. 2.23 Vendite al mercato finale per regione e tipologia di mercato nel 2009
Fig. 2.24 Inflazione generale ed elettrica dal 2007 al 2009
Fig. 2.25 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica nei principali Paesi europei
Fig. 2.26 Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW
Fig. 2.27 Andamento della tariffa elettrica (poi condizioni economiche di maggior tutela) e andamento del prezzo del petrolio
Fig. 2.28 Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW
Fig. 2.29 Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione
Fig. 2.30 Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici
Fig. 2.31 Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione
Fig. 2.32 Dichiarazioni di adeguatezza degli impianti elettrici presentate dai clienti in media tensione
Fig. 2.33 Percentuale di "clienti peggio serviti" sul totale dei clienti in media tensione
Fig. 2.34 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale nel 2009
Fig. 2.35 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2009
Fig. 2.36 Livello di qualità dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti finali nel 2009
Fig. 2.37 Correlazione tra qualità percepita e qualità effettivamente erogata

Fig. 3.1 Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980
Fig. 3.2 Immissioni in rete nel 2008 e nel 2009
Fig. 3.3 Importazioni lorde di gas nel 2009 secondo la provenienza
Fig. 3.4 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2009, secondo la durata intera
Fig. 3.5 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2009, secondo la durata residua
Fig. 3.6 Utenti del PSV nel 2009
Fig. 3.7 Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale
Fig. 3.8 Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale
Fig. 3.9 Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero e PSV
Fig. 3.10 Inflazione generale e del gas dal 2007 al 2009
Fig. 3.11 Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei
Fig. 3.12 Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo
Fig. 3.13 Composizione percentuale all'1 aprile 2010 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Fig. 3.14 Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2009

Fig. 3.15 Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2009

Fig. 3.16 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale

Fig. 3.17 Confronto tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per tutte le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6

PAGINA BIANCA

1. Contesto internazionale e nazionale

Quadro economico ed energetico

Mercato internazionale del petrolio

Domanda e offerta

Gli scompensi economici e finanziari ereditati dal 2008 hanno continuato a rallentare la dinamica dei consumi di petrolio durante tutto il 2009. Nei Paesi OCSE la domanda è calata mediamente del 4,4% (da 47,6 a 45,5 milioni di barili/giorno) con una punta del 5,4% in Europa (Tav. 1.1). Nei Paesi non OCSE la crescita è risultata dimezzata rispetto agli anni precedenti (0,8 milioni di barili/giorno contro 1,6 milioni nel 2006 e nel 2007), anche se in modo assai differenziato, spaziando da valori fortemente negativi in Russia e in altri Paesi ex URSS a valori molto positivi in Cina e in altri Paesi asiatici. Complessivamente la domanda di petrolio si è fermata a 84,9 milioni di barili/giorno, registrando un calo di 1,3 milioni di barili/giorno rispetto ai consumi del 2008 che erano già ridotti dello 0,3% rispetto al massimo storico di 86,5 milioni di barili/giorno, raggiunti nel 2006.

TAV. 1.1

Fabbisogno mondiale di petrolio dal 2004 al 2010

Milioni di barili/giorno

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Paesi OCSE	**49,4**	**49,8**	**49,5**	**49,2**	**47,6**	**45,5**	**45,4**
Nord America	25,4	25,6	25,4	25,5	24,2	23,3	23,4
Europa	15,5	15,7	15,7	15,3	15,2	14,7	14,4
Pacifico	8,5	8,6	8,5	8,4	8,1	7,7	7,6
Paesi non OCSE	**33,1**	**34,2**	**35,7**	**37,3**	**38,6**	**39,5**	**41,2**
Russia e altri Paesi ex URSS	3,9	3,9	4,0	4,1	4,2	3,9	4,1
Europa	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7
Cina	6,4	6,7	7,2	7,6	7,9	8,5	9,1
Resto Asia	8,7	8,8	9,0	9,5	9,7	10,0	10,3
America Latina	4,9	5,1	5,4	5,7	5,9	6,0	6,2
Medio Oriente	5,7	6,0	6,3	6,5	7,1	7,2	7,6
Africa	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3
Totale Mondo	**82,5**	**84,0**	**85,3**	**86,5**	**86,2**	**84,9**	**86,6**

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

In queste condizioni l'offerta non ha avuto alcun problema a coprire la domanda. In quasi tutte le aree importatrici è aumentato il grado di autosufficienza o si è fermato il calo precedente (Tav. 1.2). Nel Nord America il grado di copertura è addirittura aumentato al 61%, tornando ai livelli degli anni Novanta del secolo scorso. Solo in Cina, negli altri Paesi asiatici e in Africa è continuato il calo avviatosi a partire dal 2004-2005.

Diametralmente opposte sono le condizioni di offerta evidenziate dai Paesi produttori dell'OPEC il cui contributo complessivo all'offerta è diminuito di due punti percentuali (dal 41,3% al 39,3%), accusando un forte ridimensionamento di 2,3 milioni di barili/giorno rispetto al 2008. Viceversa, il contributo della Russia e di altri Paesi produttori dell'ex URSS è leggermente aumentato: dal 14,8% al 15,6% dell'offerta totale nel 2009.

TAV. 1.2

Offerta mondiale di petrolio dal 2004 al 2009 e previsioni al 2010

Milioni di barili/giorno

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Paesi OCSE	**21,2**	**20,3**	**20,1**	**19,9**	**19,3**	**19,4**	**19,2**
Nord America	14,6	14,1	14,2	14,3	13,9	14,3	14,2
Europa	6,1	5,6	5,3	5,0	4,7	4,5	4,2
Pacifico	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7
Paesi non OCSE	**25,6**	**27,3**	**28,0**	**28,5**	**28,8**	**29,4**	**30,2**
Russia e altri Paesi ex URSS	11,4	11,8	12,3	12,8	12,8	13,3	13,6
Europa	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Cina	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9
Resto Asia	2,7	3,8	3,7	3,6	3,6	3,6	3,7
America Latina	4,1	3,7	3,9	3,9	4,1	4,3	4,6
Medio Oriente	1,9	1,8	1,7	1,7	1,6	1,7	1,7
Africa	1,9	2,4	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Altro non OPEC	**1,9**	**2,1**	**2,3**	**2,4**	**2,6**	**2,7**	**2,7**
Miglioramenti di raffinazione	1,9	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,2
Biocarburanti[A]	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5
Totale non OPEC	**48,8**	**49,8**	**50,4**	**50,9**	**50,7**	**51,5**	**52,0**
Totale OPEC[B]	**34,6**	**34,9**	**35,0**	**34,6**	**35,6**	**33,3**	**34,6**
Totale Mondo	**83,4**	**84,7**	**85,4**	**85,5**	**86,4**	**84,8**	**86,6**
Variazione scorte[C]	**0,9**	**0,7**	**0,2**	**-1,0**	**0,2**	**-0,1**	**0,0**

(A) Biocarburanti prodotti in Paesi diversi dal Brasile e dagli Stati Uniti.

(B) Offerta riferita ai Paesi appartenenti all'OPEC l'1 gennaio 2009, la quale include gas liquidi oltre al greggio. La produzione nel 2010 non è una previsione, ma è calcolata come la differenza tra il fabbisogno mondiale e la produzione non OPEC, nell'ipotesi di una variazione delle scorte uguale a zero.

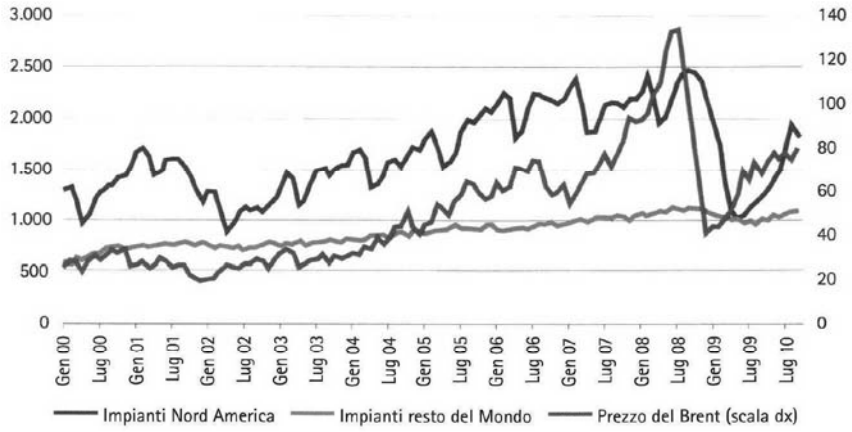
(C) Calcolata come la differenza tra il fabbisogno e l'offerta, include le scorte industriali e strategiche di greggio e derivati del petrolio, il petrolio in transito o stoccato sulle petroliere e le differenze statistiche.

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

Le prospettive per il 2010 sono per la maggior parte ottimistiche. Nel suo rapporto mensile di marzo 2010 l'Agenzia internazionale dell'energia (AIE) prevedeva un consumo medio annuo a livello mondiale di 86,6 milioni di barili/giorno, in leggero aumento rispetto al 2008 e molto simile alla stima dell'*Energy Information Agency* americana di 86,5 milioni di barili/giorno. Più prudenti sono le previsioni dell'OPEC che si fermano a 85,9 milioni di barili/giorno. Comune a tutte e tre gli scenari è la previsione di una ripresa poco consistente delle economie più avanzate dei Paesi OCSE, compensata da una forte crescita dei mercati emergenti. Secondo l'AIE, l'aumento dei consumi di petrolio sarebbe interamente dovuto ai Paesi non OCSE, mentre i Paesi OCSE nel loro complesso vedrebbero un leggero calo. Queste previsioni sono supportate dai dati riguardanti la ripresa delle perforazioni negli Stati Uniti e soprattutto nel resto del mondo, dove il numero di impianti di perforazione attivi nel febbraio 2010 aveva praticamente raggiunto il picco storico dell'estate 2008 (Fig. 1.1).

FIG. 1.1

Numero di impianti di perforazione attivi dal 2004 al 2010



Fonte: *Baker Hughes International.*

Per il più lungo termine la natura della ripresa è affetta da incertezze relative alle conseguenze che le politiche di contenimento della domanda e di promozione delle fonti rinnovabili nei principali Paesi consumatori possono avere sulla domanda di petrolio: molti Paesi esprimono cautela nel fare nuovi investimenti in capacità produttiva. Sul lato dell'offerta, nel corso dei prossimi anni giocheranno un ruolo anche nuove dinamiche, quali il rilancio della produzione irachena e la coltivazione da sabbie bituminose. Per esempio, si prevede che il contributo delle sole sabbie bituminose canadesi crescerà da 0,9 milioni di barili/giorno nel 2009 a 2,2 milioni di barili/giorno nel 2015.

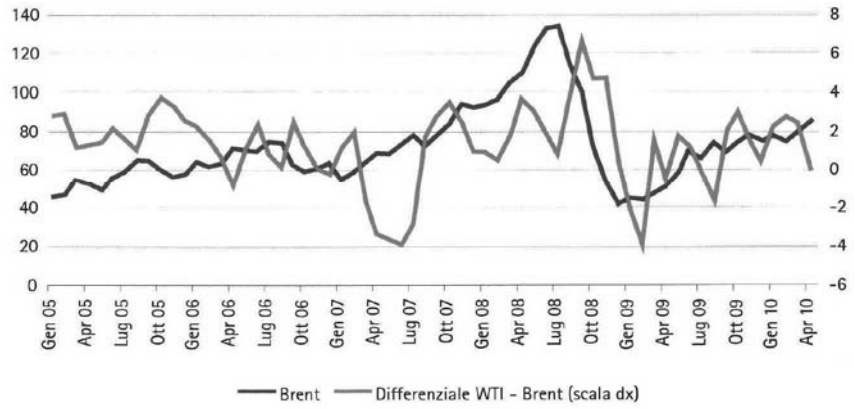
Prezzo del Brent

Dopo il crollo senza precedenti avvenuto nella seconda metà del 2008, il prezzo del greggio ha ripreso subito a salire nel gennaio 2009 con un percorso di crescita molto simile, se non più accentuato, a quello espresso a partire da gennaio 2007, destando perfino un certo timore che si arrivasse a ripetere o addirittura a superare il picco di luglio 2008 (Fig. 1.2). Il rally del greggio ha convinto molti Paesi OPEC ad allentare la propria aderenza alle quote con l'obiettivo di estrarre il maggior valore possibile. Questo comportamento ha probabilmente avuto l'effetto di calmierare gli aumenti. Nell'aprile 2009 il grado di rispetto delle quote è sceso al 78% contro l'83% dell'inizio dell'anno. Analogo effetto ha avuto anche l'aumento della domanda nel corso d'anno in Cina, India e altri Paesi emergenti. Mano a mano che aumentava l'ottimismo di una ripresa dell'economia e della domanda si allentava il rispetto delle quote di produzione OPEC, che calava ancora al 64% in settembre e al 61% in ottobre, scendendo al 56% a febbraio 2010.

FIG. 1.2

Prezzo del Brent e differenziale con WTI

$/barile



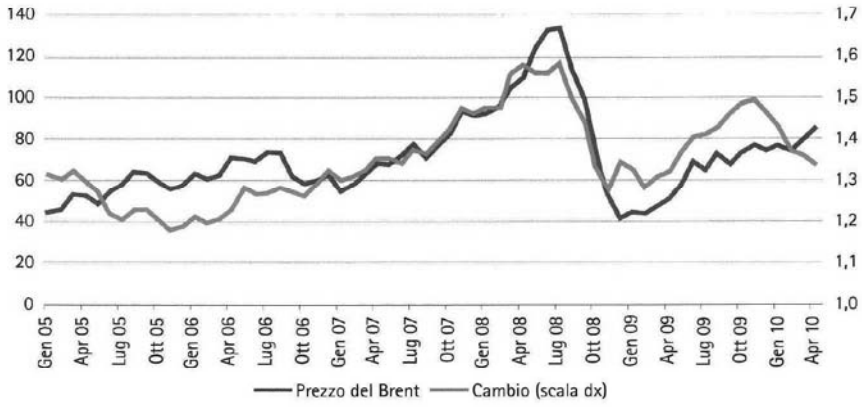
Fonte: Bloomberg.

La risalita del prezzo avvenuta nel 2009 non riflette in realtà il rapporto tra domanda e offerta in quanto si è verificata in un periodo di eccesso di offerta: stoccaggi strapieni, domanda prevista stabile, quando non in declino, e produzione OPEC significativamente sotto la capacità, con l'Arabia Saudita ferma a due terzi della sua capacità produttiva (cresciuta a oltre 12 milioni di barili/giorno).

L'aumento, come discusso in seguito, è legato soprattutto all'andamento positivo dei mercati azionari e all'indebolimento del dollaro, che ha orientato gli investitori a incanalare fondi nei derivati del petrolio (Fig. 1.3). Relativamente alle previsioni di prezzo per il 2010 regna tuttavia la massima incertezza, anche se la maggior parte di queste converge su valori intorno a 75-85 $/barile come media dell'anno. I ministri dell'OPEC hanno in più riprese informalmente espresso una preferenza per un prezzo del petrolio compreso tra 70 e 80 $/barile, tale da promuovere gli investimenti senza reprimere la domanda, ma è evidente la difficoltà di imporre tagli ai propri membri in un periodo di ristagno o di scarsa evoluzione della domanda. Peraltro, la capacità di riserva dell'OPEC è tornata ai massimi livelli storici del 2002 (5,5 milioni di barili/giorno), nonostante quasi tutti i Paesi membri abbiano superato le quote assegnate (Fig. 1.4).

FIG. 1.3

Prezzo del Brent e cambio dollaro/euro



Fonte: *Platt's* e Banca centrale europea.

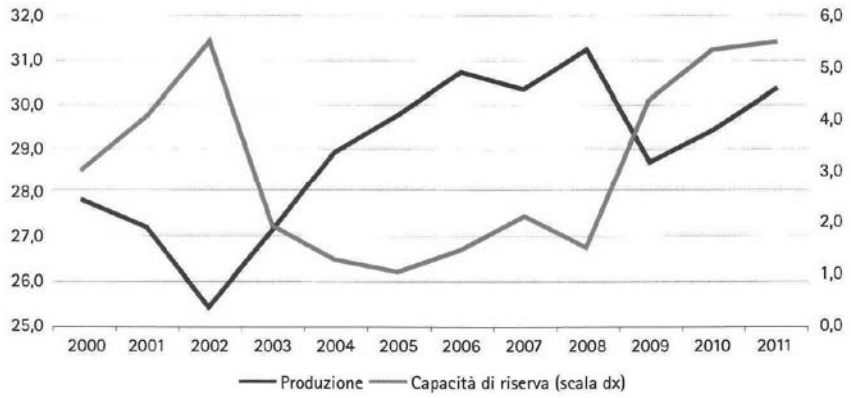


FIG. 1.4

Capacità di riserva della produzione OPEC dal 2000 al 2009 e previsioni al 2011

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia per la produzione; *Energy Information Administration* del Governo degli Stati Uniti per la capacità di riserva.

Merita inoltre una riflessione la produzione attesa dai giacimenti iracheni, nella misura in cui potrebbe rivoluzionare il quadro della domanda e dell'offerta in un futuro nemmeno troppo lontano. Se la produzione irachena dovesse veramente raggiungere le sue effettive potenzialità (5-8 milioni di barili/giorno) nel corso del decennio, verrebbe messa a repentaglio la solidità dell'OPEC come ago della bilancia dell'offerta di greggio e si dovrebbero rivedere drasticamente i modelli di formazione del prezzo. L'Iraq rivendica una quota simile a quella dei sauditi per recuperare la sottoproduzione di tre decenni (negli anni Ottanta del secolo scorso a causa della guerra con l'Iran, negli anni Novanta del secolo scorso a causa della moratoria imposta al regime di Saddam Hussein e nell'ultimo decennio a causa della guerra e dello stato di guerriglia). Si prevede che i negoziati per il rientro dell'Iraq nel sistema delle quote OPEC inizieranno nel 2011; essi rappresenteranno un momento chiave per il futuro del prezzo del petrolio.

Differenziale con il prezzo del WTI

Nel gennaio 2009 il prezzo del greggio WTI, che normalmente quota a un premio di 1-2 $/barile rispetto al Brent, è crollato diverse volte a meno di 10 $/barile nei confronti di questo greggio. Lo sconto medio rispetto al Brent per il mese nel suo complesso era di oltre 4 $/barile. Sebbene vi sia stata una ripresa nei mesi successivi, nel complesso il 2009 ha segnalato un prezzo medio praticamente uguale a quello del Brent. Non è la prima volta che si è rilevata la volatilità del WTI. Valori negativi di pari dimensione si sono verificati anche nel periodo marzo-luglio 2007 (Fig. 1.2). Tuttavia, la crescente volatilità del WTI ha creato forti incertezze e criticità per le esportazioni verso gli Stati Uniti di petrolio saudita, il cui prezzo è stato indicizzato al WTI da quando il Nymex ha iniziato a utilizzarlo come base per il suo contratto *futures* di petrolio *sweet*.

Il WTI non è più così soddisfacente come indicatore del prezzo per motivi logistici legati alla saturazione degli stoccaggi di Cushing nello Stato dell'Oklahoma, che sono alla base delle quotazioni del WTI al Nymex. Quando gli acquirenti non riescono più a stoccare il petrolio negli stoccaggi troppo pieni il prezzo crolla. Questo succede sempre più frequentemente con l'arrivo di petrolio canadese, dopo l'inaugurazione, nel 2007, di nuovi oleodotti in Canada[1].

Alla fine di ottobre 2009 l'Arabia Saudita ha deciso di abbandonare il WTI come indicatore del prezzo del petrolio prodotto nel Golfo del Messico a favore di un nuovo indicatore basato su un paniere di greggi *sour*, caratterizzato da maggiore stabilità. Le motivazioni non sono legate esclusivamente alla vola-

1 I greggi WTI, Brent e Dubai/Oman coprono solo una minima parte del petrolio consumato in tutto il mondo ma vengono utilizzati dalle Borse come base per la negoziazione dei contratti. Il Brent è utilizzato per circa il 50% dei contratti (greggi europei e africani), il WTI per circa il 25% (greggi delle Americhe), il Dubai/Oman per il restante 20-25% dei contratti destinati ai mercati asiatici.

tilità dell'indicatore WTI, ma anche al fatto che questo greggio, assai pregiato per le sue caratteristiche di leggerezza e basso contenuto di zolfo, è sempre meno rappresentativo dei greggi venduti nel bacino americano, soprattutto dei greggi sauditi che sono tendenzialmente pesanti e alquanto *sour*. La decisione è anche legata al crescente spostamento delle esportazioni saudite dal mercato americano ai mercati asiatici che richiedono un indicatore più rappresentativo del tipo di greggio utile in quest'area di Paesi emergenti, caratterizzati da un barile di raffinati più pesante rispetto a quello tipico dei mercati atlantici.

Volatilità e speculazione

A oltre un anno dagli avvenimenti del 2008, la maggior parte degli osservatori concorda nell'attribuire alla speculazione un ruolo di primaria importanza nella determinazione del forte aumento e del repentino crollo del prezzo del petrolio. Anche se non c'è una convergenza assoluta di vedute sull'impatto effettivo della speculazione, è tuttavia difficile ignorare la forte crescita dei contratti c.d. "speculativi" sulle quotazioni del petrolio negli ultimi anni: da un totale di circa 200.000 nel 2004 a oltre 1.400.000 fino al crollo del prezzo nel 2008, di cui un terzo in mano a solo otto investitori. L'aumento del prezzo del petrolio e di altre materie prime[2] nel 2009, in un periodo di debolezza dei fondamentali, può solo essere attribuito alla speculazione. Tuttavia, mentre l'aumento del prezzo delle materie prime nel 2008 è stato segnato soprattutto dalle manovre speculative degli *hedge fund*, nel 2009 hanno dominato gli *exchange traded fund* (ETF), fondi disegnati per seguire specifici indici di Borsa con sottostanti materie prime, comprati e venduti come azioni.

Diversi osservatori fanno risalire la speculazione sul petrolio al *Commodity Futures Modernisation Act* firmato nel 2000, che ha di fatto allentato la regolamentazione di nuovi prodotti di gestione dei rischi sul petrolio, dai contratti *swap* ai fondi di investimento indicizzati ed ETF, permettendo agli operatori di fare trading su circuiti alternativi OTC non regolamentati. In tal modo i *futures* sul petrolio sono aumentati vertiginosamente, passando dall'essere appena il 30% del mercato fisico fino a rappresentare oltre sette volte il suo valore nel 2009. In queste condizioni, sono le aspettative di chi scommette su ulteriori rialzi a guidare il mercato, spirale che può essere troncata solo quando il prezzo diventa talmente elevato da imporre il crollo della domanda. A tale riguardo, si ricordano le previsioni di alcune banche d'affari nel 2006 e nel 2007 che pronosticavano un raddoppio del prezzo a 100 $/barile, valore che in quel periodo sembrava inverosimile.

Dal 2009 la *Commodity Futures and Trading Commission* (CFTC) americana, sostiene la proposta di porre alcuni limiti sulle attività degli operatori di Borsa in merito a prodotti non tradizionali particolarmente esposti alla speculazione nei mercati *futures* del petrolio e del gas naturale. Ma la proposta viene fortemente osteggiata dalle banche d'affari e dai fondi speculativi con la motivazione che questi prodotti svolgono un'opera fondamentale per il mercato a favore del consumatore e che non sono la principale causa della volatilità dei prezzi, senza tuttavia fornire, al riguardo, una spiegazione alternativa.

Raffinazione

Nel corso del 2009 i prezzi dei derivati petroliferi hanno ripreso a crescere in concomitanza con l'aumento del prezzo del petrolio, pur con una forte impennata delle benzine e di altri distillati leggeri rispetto ai derivati più pesanti (Fig. 1.5). L'evoluzione dei prezzi dei distillati rispetto alle quotazioni del petrolio ha tendenzialmente ricalcato l'andamento degli anni storici con una maggiore stabilità per i prodotti più pregiati: benzina e gasolio per i motori, seguiti da gasolio per il riscaldamento e, per ultimo, da olio combustibile, che segue da vicino il prezzo del greggio (Fig. 1.6). Tuttavia, nel corso del 2009 e nei primi mesi del 2010, la volatilità del prezzo dei prodotti raffinati è stata insolitamente inferiore a quella del greggio. Tale andamento anomalo è da mettere in relazione con il calo dell'attività economica che si è ripercosso in modo pesante sulla domanda di prodotti petroliferi destinati al settore dei trasporti, deprimendone il prezzo. Con la ripresa dell'economia nel corso del 2010 si attende un recupero della domanda, soprattutto di gasolio per autotrazione e di benzina, che dovrebbe portare a un riequilibrio dei prezzi.

2 Nella prima metà del 2009 anche le materie prime di base (ferro, rame, zinco ecc.) hanno realizzato guadagni di prezzo nell'ordine del 50%, analogamente a quanto avvenuto per il petrolio.

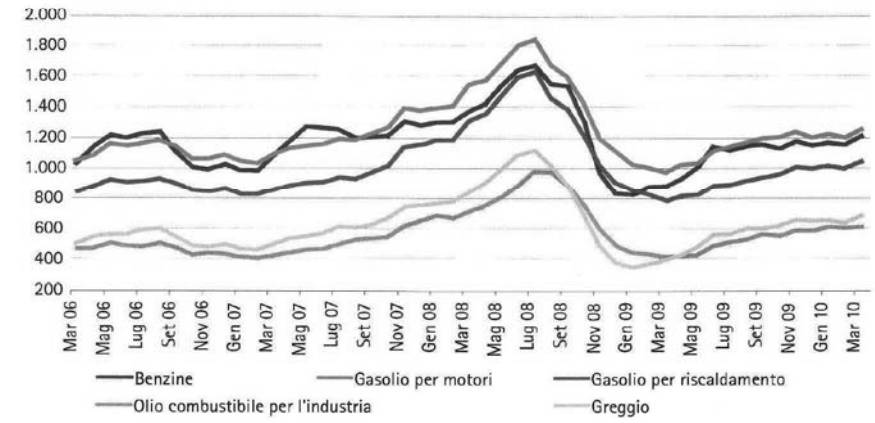


FIG. 1.5

Evoluzione trimestrale del prezzo dei prodotti raffinati e del petrolio greggio

$/tep; prezzi medi ponderati con i consumi dei principali Paesi consumatori (Canada, Francia, Germania, Giappone, Italia, Regno Unito, Spagna, Stati Uniti)

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

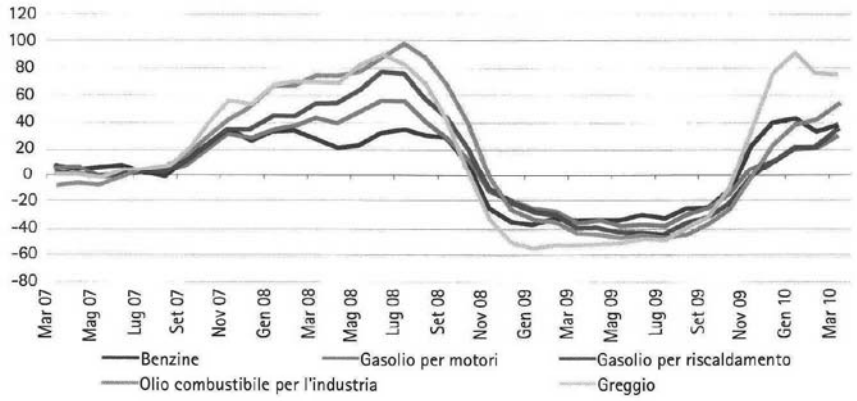


FIG. 1.6

Incremento annuo del prezzo dei prodotti petroliferi e del greggio

Valori percentuali; medie mobili decennali

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

Va comunque sottolineato che l'impatto della recessione sulla raffinazione è stato accentuato dall'aumento della capacità in Asia e Medio Oriente. Nel solo 2009 sono state inaugurate sette raffinerie in Cina, India, Kurdistan iracheno, Qatar, Pakistan e Vietnam. Questo ampliamento, assieme alla profonda recessione, ha colpito duramente le raffinerie occidentali, soprattutto in Europa, che stanno rispondendo con la chiusura oppure con la vendita degli impianti. Secondo alcuni analisti dovranno chiudere impianti delle multinazionali europee per una capacità di raffinazione pari a 7-8 milioni di barili/giorno, cioè circa il 10% del totale mondiale.

L'aumento della capacità a fronte di un calo della domanda ha portato a una ulteriore riduzione dei prezzi e di conseguenza a una forte riduzione dei margini (Tav. 1.3, Fig. 1.7). In termini assoluti hanno sofferto soprattutto le raffinerie europee e quelle asiatiche e mediorientali, con margini di raffinazione attorno a 2 $/barile, insufficienti a garantire un utile agli industriali. Hanno accusato una minore contrazione le raffinerie nordamericane che garantiscono ancora margini attorno a 5 $/barile. In termini relativi, dal 2007 i margini si sono comunque dimezzati per i greggi WTI e Brent e ridotti a un terzo per il greggio Dubai, il principale marker per la raffinazione asiatica e mediorientale.

TAV. 1.3

Margini di raffinazione dei principali greggi

$/barile; medie annue

ANNO	WTI	BRENT	DUBAI
2006	7,8	3,1	4,1
2007	10,9	5,2	5,1
2008	5,6	4,1	4,2
2009	5,7	1,8	0,7
2010	5,5	2,4	1,6

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

TAV. 1.4

Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione

Valori percentuali; medie annue

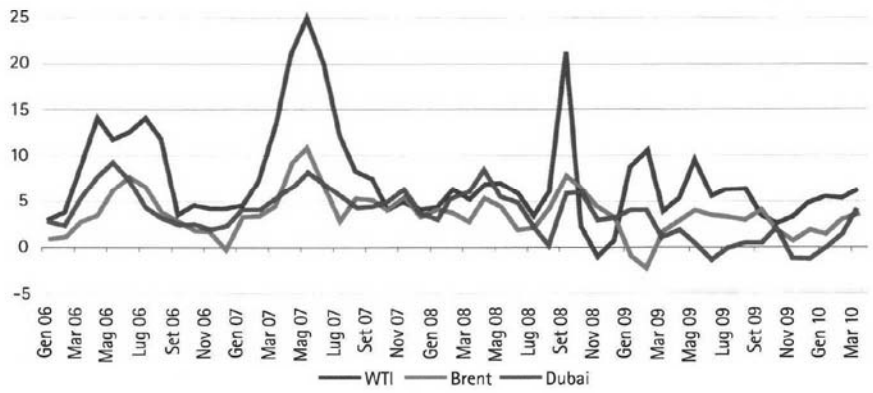
ANNO	STATI UNITI	EUROPA	GIAPPONE	SINGAPORE
2006	88,5	86,4	86,2	–
2007	89,1	85,5	85,7	–
2008	86,2	84,3	84,9	87,1
2009	83,0	81,4	82,1	86,6
2010	80,5	81,4	84,8	91,7

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

FIG. 1.7

Margini di raffinazione dei greggi più rappresentativi dal 2007 al 2010

$/barile



Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

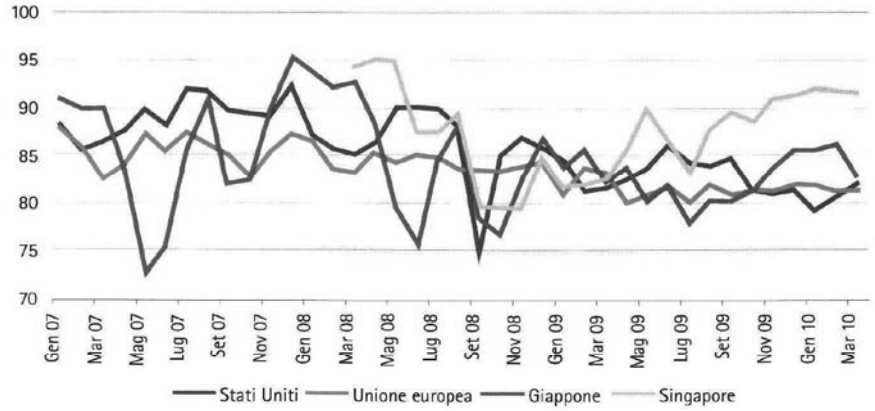


FIG. 1.8

Tasso di utilizzo della capacità dal 2007 al 2010

Valori percentuali

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

L'aumento della capacità in concomitanza con la diminuzione della domanda ha inevitabilmente determinato un calo nel tasso di utilizzo delle raffinerie (Tav. 1.4, Fig. 1.8). Nelle raffinerie europee e nordamericane il tasso di utilizzo è rimasto anche nel 2009 al di sotto dei valori minimi, considerati accettabili, dell'85%. Le raffinerie asiatiche hanno complessivamente subito un calo inferiore, ma il più elevato tasso di utilizzo, come si è appena visto, è compensato da un margine significativamente inferiore.

Mercato internazionale del gas naturale

Fabbisogno

La profonda recessione del 2009 ha sia ridotto drasticamente la domanda di gas in tutti i Paesi del mondo con poche eccezioni, sia indebolito le potenzialità di ripresa dei consumi nel breve e medio termine. Nei Paesi OCSE i consumi sono calati nel loro complesso dell'1,9%, tuttavia meno delle importazioni (–3,1%) grazie all'aumento della produzione nell'area nordamericana e pacifica (Tav. 1.5). Il calo del fabbisogno si è concentrato nelle aree OCSE Europa e Pacifico a fronte di un aumento minimo (0,2%) nell'area OCSE Nord America, ascrivibile essenzialmente al crollo dei prezzi negli Stati Uniti, di cui si tratterà nel seguito. Praticamente solo in Cina e in pochi altri Paesi emergenti dell'area asiatica, che comunque contribuiscono complessivamente meno del 10% ai consumi globali, i consumi hanno continuato a crescere a ritmi apprezzabili, seppure ridotti rispetto agli anni precedenti.

Nell'Unione europea, con l'aggravarsi della recessione, il ristagno dei consumi che ha caratterizzato il 2008 si è poi tradotto in un vero e proprio crollo nel corso del 2009. I consumi sono calati del 6,3% nel complesso dell'Unione europea con punte del 15% e oltre, soprattutto in alcuni Paesi dell'Est euro-

peo (Tav. 1.6). A questo calo ha contribuito anche il taglio delle forniture di gas russo veicolato attraverso l'Ucraina, che ha lasciato al freddo diversi Paesi per quasi due settimane.

A seguito di questa nuova emergenza la maggior parte dei Paesi europei ha accentuato i propri piani di sviluppo degli stoccaggi sotterranei (Tav. 1.7) che porterebbero, se integralmente attuati, a un quasi raddoppio delle capacità entro il 2020. Tuttavia, non tutti i Paesi hanno caratteristiche geologiche favorevoli alla costruzione di adeguati stoccaggi sotterranei; è opportuno ricordare che per aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti occorre anche potenziare le interconnessioni transfrontaliere e promuovere la creazione di mercati più liquidi. Per esempio, i gasdotti che collegano i nove Paesi dell'Est europeo più esposti al taglio delle forniture sono a flusso unidirezionale e pertanto non permettono l'inversione dei flussi e gli approvvigionamenti di soccorso dai Paesi in minore difficoltà, in quanto dotati di sufficienti capacità di stoccaggio. Tra i dati della tavola 1.7 risulta di particolare interesse il programmato sviluppo dello stoccaggio di gas nel Regno Unito, con un aumento da 4.300 milioni di metri cubi a quasi 25 miliardi. Tale sviluppo, oltre a dare maggior sicurezza al mercato inglese, ridurrà probabilmente la volatilità del prezzo del gas nelle Borse nordeuropee.

TAV. 1.5

Bilancio del gas naturale nell'area OCSE

G(m^3)

AREA DI PROVENIENZA	2004	2005	2006	2007	2008	2009
OCSE Nord America						
Produzione interna	758,7	744,6	761,6	786,8	809,2	820,3
Importazioni(A)	139,3	137,6	132,8	153,6	140,3	134,2
- da Paesi OCSE	*121,3*	*119,7*	*116,3*	*129,4*	*127,9*	*119,1*
- da Paesi non OCSE	*18,0*	*17,9*	*16,5*	*24,3*	*12,3*	*15,1*
Esportazioni	129,3	127,1	122,9	134,6	132,4	125,0
Disponibilità	768,6	755,0	771,5	805,9	817,0	829,5
Variazione scorte	-2,0	-9,2	11,6	-15,4	-14,0	-3,2
Consumo	770,6	764,2	759,9	821,3	831,0	832,7
OCSE Pacifico						
Produzione interna	42,4	44,3	46,2	48,4	46,5	50,7
Importazioni	108,7	110,3	122,4	131,2	139,4	129,5
- da Paesi OCSE	*13,8*	*17,0*	*19,5*	*18,6*	*18,6*	*19,1*
- da Paesi non OCSE	94,9	93,3	102,9	112,5	120,9	110,5
Esportazioni	12,5	15,3	17,9	20,6	21,1	22,3
Disponibilità	138,6	139,4	150,7	159,0	164,9	157,9
Variazione scorte	0,5	-0,9	1,7	-0,7	2,3	-1,0
Consumo	138,1	140,2	149,0	159,8	162,6	158,9
OCSE Europa						
Produzione interna	325,7	315,4	307,9	293,6	306,8	289,3
Importazioni	364,8	394,2	416,1	414,9	437,9	431,5
- da Paesi OCSE	*139,8*	*140,7*	*151,7*	*164,1*	*170,5*	*173,1*
- da Paesi non OCSE	*224,9*	*253,5*	*264,4*	*250,8*	*267,3*	*258,4*
Esportazioni	155,1	163,4	175,9	175,1	188,9	191,1
Disponibilità	535,4	546,3	548,1	533,4	555,7	529,7
Variazione scorte	2,6	-0,6	8,8	-6,7	4,1	5,2
Consumo	532,7	546,8	539,3	540,1	551,7	524,5
Totale OCSE						
Produzione interna	1.126,8	1.104,3	1.115,7	1.128,8	1.162,5	1.160,3
Importazioni	612,8	642,2	671,3	699,7	717,6	695,2
- da Paesi OCSE	*274,9*	*277,5*	*287,5*	*312,1*	*317,0*	*311,2*
- da Paesi non OCSE	*337,8*	*364,7*	*383,8*	*387,6*	*400,6*	*384,0*
Esportazioni	296,9	305,8	316,7	330,3	342,4	338,4
Disponibilità	1.442,7	1.440,7	1.470,3	1.498,2	1.537,7	1.517,1
Variazione scorte	1,2	-10,6	22,1	-22,9	-7,6	1,0
Consumo	1.441,5	1.451,3	1.448,2	1.521,2	1.545,3	1.516,1

(A) Incluse le importazioni attraverso le frontiere interne delle aree OCSE.

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Monthly Natural Gas Survey*.

TAV. 1.6

Consumo di gas naturale nell'Unione europea

G(m^3)

	2007	2008	2009	VARIAZIONE % 2008-2009
Austria	8,1	8,6	8,4	-2,3
Belgio	17,5	17,6	17,9	1,7
Bulgaria	3,4	2,8	2,2	-21,4
Danimarca	4,1	4,1	4	-2,4
Estonia	1	1,0	0,9	-10,0
Finlandia	4,4	4,6	4,1	-10,9
Francia	45,8	47,8	46,3	-3,1
Germania	86	84,9	80,8	-4,8
Grecia	4	4,2	3,5	-16,7
Irlanda	5	5,3	5,1	-3,8
Italia	82,9	82,9	76,3	-8,0
Lettonia	1,6	1,6	1,5	-6,3
Lituania	3,4	3,1	2,6	-16,1
Lussemburgo	1,4	1,3	1,4	7,7
Paesi Bassi	39,8	41,4	41,1	-0,7
Polonia	13,9	15,2	14,7	-3,3
Portogallo	4,2	5,0	4,7	-6,0
Regno Unito	97,6	100,6	92,7	-7,9
Repubblica Ceca	8,7	8,4	8	-4,8
Romania	15,5	15,0	12,8	-14,7
Slovacchia	5,5	5,5	5	-9,1
Slovenia	1,1	1,0	0,9	-10,0
Spagna	37,6	41,4	37,1	-10,4
Svezia	1,1	1,0	1,3	30,0
Ungheria	12,8	12,6	10,9	-13,5
Unione europea a 27	**506,4**	**516,9**	**484,2**	**-6,3**

Fonte: Eurogas.

TAV. 1.7

Stoccaggi di gas naturale nell'Unione europea nel 2009 e previsioni al 2020

M(m^3)

	2009	IN COSTRUZIONE	IN FASE DI AUTORIZZAZIONE	PROGRAMMATI	TOTALE NEL 2020
Austria	3.976	1.200	0	2.000	7.176
Belgio	644	100	0	0	744
Bulgaria	336	0	0	450	786
Danimarca	980	0	30	0	1.010
Estonia	0	0	0	0	0
Finlandia	0	0	0	0	0
Francia	11.912	540	100	1.150	13.702
Germania	18.172	1.421	340	6.965	26.898
Grecia	0	0	0	0	0
Irlanda	198	0	0	0	198
Italia	14.134	4.150	1.115	5.740	25.139
Lettonia	980	0	0	1.000	1.980
Lituania	0	0	0	0	0
Lussemburgo	0	0	0	0	0
Paesi Bassi	5.012	180	0	4.280	9.472
Polonia	1.568	450	1.255	0	3.273
Portogallo	140	0	0	30	170
Regno Unito	4.284	1.040	0	19.645	24.969
Repubblica Ceca	2.296	0	795	0	3.091
Romania	2.660	0	0	2.150	4.810
Slovacchia	2.576	0	0	0	2.576
Slovenia					0
Spagna	3.780	0	4.598	0	8.378
Svezia	0	0	0	0	0
Ungheria	3.668	0	0	0	3.668
Unione europea a 27	**77.316**	**9.081**	**8.233**	**43.410**	**138.040**

Fonte: *World Gas Intelligence.*

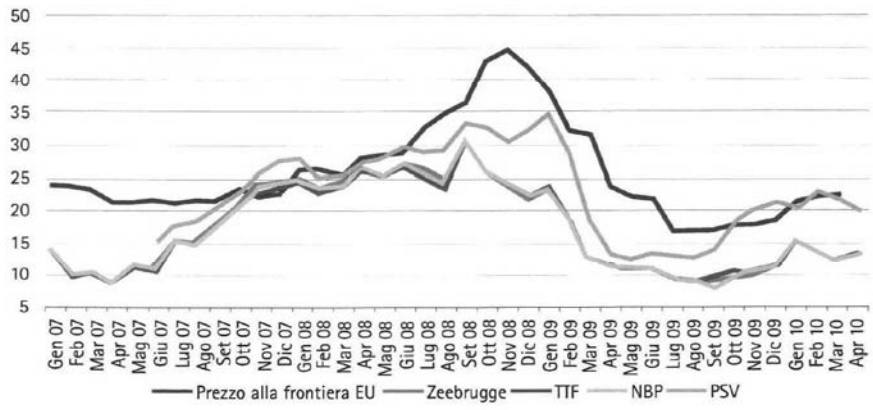
Prezzo

Accompagnata da un forte e inatteso aumento della produzione del gas negli Stati Uniti, la recessione economica ha avuto in questo Paese un effetto negativo dirompente sui prezzi che si è poi rapidamente diffuso nel resto del mondo, assecondato dalla catena del gas naturale liquefatto (GNL). La forte crescita della produzione di gas da scisti bituminosi nel corso del 2009 ha infatti determinato una riduzione della domanda di importazione di GNL, provocando a sua volta una deviazione dei carichi di gas liquido verso l'Europa con l'effetto di deprimere i prezzi *spot* in quell'area. Il calo nella domanda europea combinato con l'eccesso di offerta sui mercati *spot* ha finito per indebolire la tenuta dei tradizionali contratti *take or pay* sia per quanto riguarda il prezzo indicizzato ai prezzi dei prodotti petroliferi, sia per le quantità. Nel mese di luglio i prezzi *spot* nei mercati nordeuropei erano scesi a 9 c€/m^3, quando il prezzo alla frontiera dei contratti indicizzati *take or pay* era di poco inferiore a 18 c€/m^3 (Fig. 1.9). Il differenziale con i prezzi *spot* si è mantenuto tra 7 e 9 c€/m^3 nei sei mesi successivi.

FIG. 1.9

Prezzo spot del gas naturale negli hub europei nel periodo 2007-2010

c€/m^3



Fonte: Bloomberg per Zeebrugge, TTF e NBP; *Platt's* per il PSV.

In queste condizioni i guadagni provenienti dalla riduzione del prezzo sui mercati *spot* erano confrontabili con le perdite provocate dall'applicazione delle clausole previste con il *take or pay*. Nel febbraio 2010 i fornitori hanno accettato un certo grado di flessibilità e Gazprom ha finito per concordare con i maggiori acquirenti europei (tra cui Eni, E.On e GDF Suez) un quantitativo massimo del 15% dei contratti *take or pay* da acquistare sui mercati *spot* per un periodo di tre anni; questo anche confidando sia nella limitata quantità di gas disponibile sui mercati *spot*, che difficilmente permetterà l'acquisto di volumi maggiori di 75 miliardi di m^3/anno su tali mercati, sia nella probabile riduzione dei differenziali, causata dalla domanda addizionale.

Con riferimento alle esportazioni verso l'Europa, Gazprom ha del resto insistito sul fatto che una rinegoziazione della formula commerciale non rappresenta una novità in termini assoluti, in quanto comunque prevista nei contratti su base triennale. Infatti, gli accordi prevedono la reintegrazione da parte degli acquirenti delle quantità non acquistate alla scadenza dei tre anni. Quindi il problema anche per le società acquirenti è solo rimandato. Gazprom, la cui produzione è calata del 16% a 462 G(m^3) nel 2009, è peraltro appesantito dai contratti di importazione dai Paesi dell'Asia centrale, negoziati a prezzi nell'ordine di 340 $ per 1.000 m^3, mentre il prezzo di vendita sul mercato europeo è sceso a meno di 280 $. Gazprom deve a sua volta ridurre la produzione dai propri giacimenti a basso costo per onorare questi contratti di importazione.

In ogni caso la prospettiva di una sovrabbondanza di gas disponibile sui mercati mondiali, almeno fino alla metà del decennio, non può che avere un impatto sul meccanismo di formazione del prezzo basato su una formula di indicizzazione al petrolio ideata negli anni Sessanta del secolo scorso, in un quadro di domanda e di offerta completamente diverso da quello attuale. Significativo a questo riguardo è il fallimento del tentativo algerino, nell'ambito del Forum dei Paesi esportatori di gas, di trovare un accordo tra i Paesi per fissare il prezzo del gas in base alle quotazioni del petrolio.

La forza di questo nuovo e inatteso regime dei prezzi del gas naturale viene evidenziata nella figura 1.10 che mette a confronto l'andamento del prezzo nei tre principali mercati mondiali con il prezzo del greggio. Particolarmente manifesta è la forte divaricazione tra il prezzo del gas negli Stati Uniti e il prezzo del greggio, a partire da gennaio 2009. Tra gennaio e settembre 2009 il prezzo del greggio WTI è aumentato del 53%, mentre il prezzo del gas naturale commercializzato all'*Henry Hub* diminuiva del 43%; l'incremento nel gennaio 2010 era del 74% per il greggio contro appena l'11% per il gas. Questo comportamento si distingue nettamente da quello degli anni precedenti, quando l'andamento del prezzo all'*Henry Hub* risultava più allineato con il prezzo del WTI.

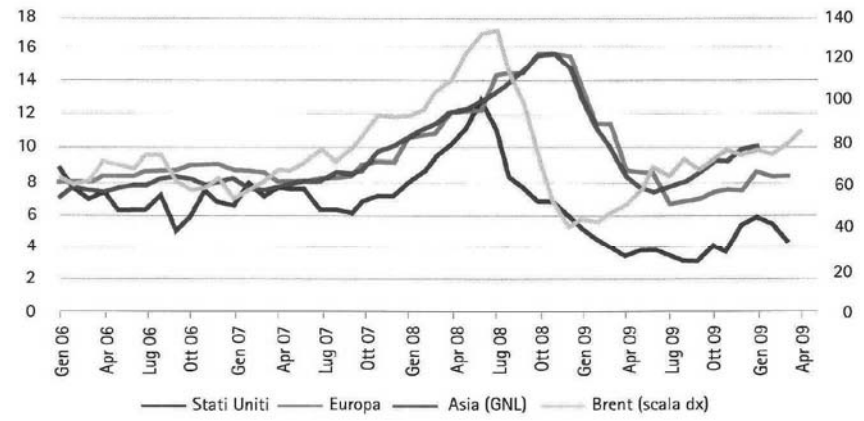


FIG. 1.10

Prezzo internazionale del gas naturale a confronto con il prezzo del greggio nel periodo 2005-2010

$/MMBtu per il gas e $/barile per il petrolio

Fonte: *World Gas Intelligence*, Bloomberg e Argus.

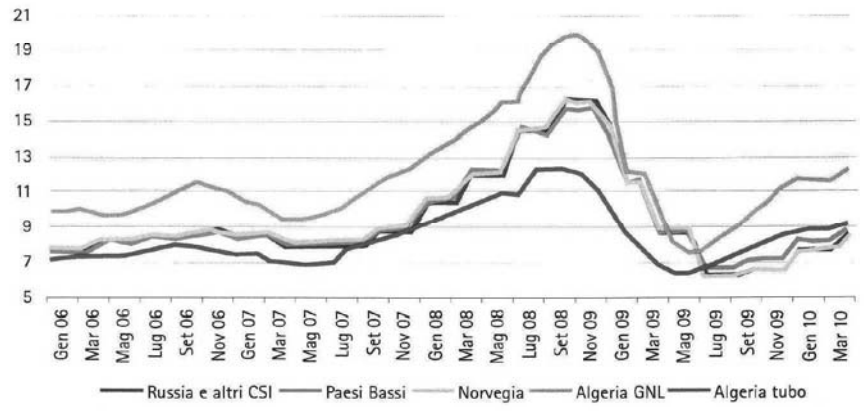


FIG. 1.11

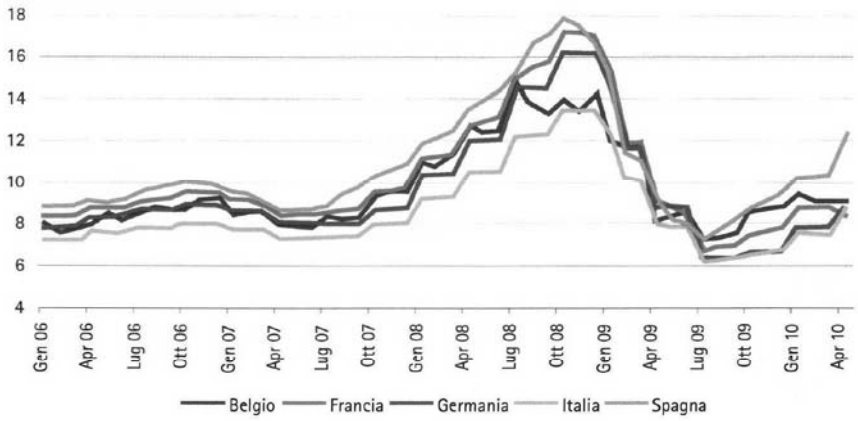
Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento nel periodo 2006-2009

$/MMBtu

Fonte: *World Gas Intelligence*.

FIG. 1.12

Prezzo alla frontiera per Paese importatore nel periodo 2006-2009
$/MMBtu

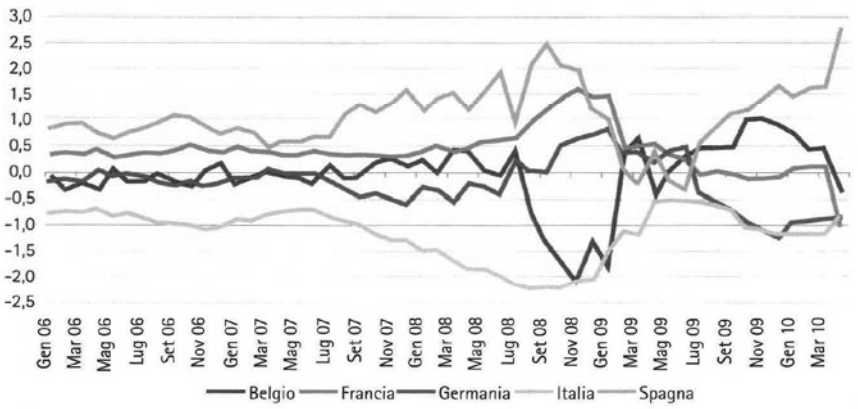


Fonte: *World Gas Intelligence.*

Attualmente l'indicizzazione ai prodotti petroliferi riguarda circa il 70% degli approvvigionamenti di gas naturale in Europa e oltre il 50% nell'area dell'Asia-Pacifico, mentre nell'area nordamericana il gas è quasi interamente commercializzato in modo indipendente su mercati concorrenziali. Queste differenze spiegano il diverso profilo del prezzo internazionale per il GNL diretto in Asia e delle forniture in Europa. Vi sono comunque significative differenze anche all'interno del mercato europeo, per quanto riguarda le forniture sia dei Paesi esportatori sia ai Paesi importatori, come evidenziato nelle figure 1.11 e 1.12. Particolarmente indicativo è lo scarto dal prezzo medio europeo (Fig. 1.13) che evidenzia lo stacco negativo del prezzo alla frontiera italiana rispetto a tutti gli altri Paesi consumatori: mediamente –1,2 $/MMBtu negli ultimi quattro anni e –2,0 $/MMBtu nel corso del 2008, anno di forte aumento del prezzo.

FIG. 1.13

Scarto dal prezzo medio alla frontiera per Paese importatore nel periodo 2006-2009
$/MMBtu



Fonte: Elaborazione AEEG su dati *World Gas Intelligence.*

Diverso è il discorso per il prezzo del gas al Punto di scambio virtuale (PSV) italiano che è rimasto sostanzialmente più alto di quello ai principali *hub* nordeuropei, mediamente di 5 c€/m^3, nel corso degli ultimi due anni (Fig. 1.9). Dati i più bassi costi del gas approvvigionato in Italia, lo scarto positivo è difficile da giustificare, se non come conseguenza della scarsa liquidità di questo *hub*, dovuta anche all'utilizzo limitato che ne fa l'operatore dominante, ma pure alla mancanza di un vero mercato del bilanciamento e ai forti vincoli alla capacità di importazione sui gasdotti internazionali.

Sviluppo dei gas non convenzionali

Iniziato sperimentalmente da più decenni, lo sviluppo di gas da scisti bituminosi ha avuto un'improvvisa accelerazione nel corso dell'ultimo decennio, soprattutto negli ultimi due anni, per opera di alcune piccole società specializzate nella perforazione orizzontale e nella frantumazione idraulica delle rocce. Assieme ad altre forme di gas non convenzionale (gas da depositi di carbone, gas di arenaria) la produzione di gas da scisti bituminosi rappresenta oramai complessivamente il 50% della produzione di gas negli Stati Uniti. A tale riguardo è significativo l'interesse presente in tutto il mondo per l'acquisizione di concessioni di sfruttamento di giacimenti di gas non convenzionale e di società specializzate nella produzione da questi giacimenti. Vale per tutti il caso dell'accordo tra Shell e PetroChina per l'acquisizione di diritti sulle maggiori riserve australiane di gas racchiuso nei giacimenti di carbone, mentre in Europa sono state avviate in questi ultimi mesi le negoziazioni tra le multinazionali americane e le autorità polacche per la concessione delle riserve di scisti bituminosi delle aree di Lublin e Podlasie. I principali ostacoli allo sviluppo di queste risorse in Europa pare siano l'impatto ambientale sulle acque nel sottosuolo e la proprietà statale dei terreni con scarsi benefici per gli abitanti locali, oltre il fatto che la loro coltivazione necessita di perforazioni molto più distribuite rispetto a quanto accade per il gas convenzionale.

Le risorse di gas da scisti bituminosi ammontano a diverse volte le risorse di gas convenzionale. Secondo il Dipartimento dell'energia del governo americano (DOE) lo sviluppo di tali risorse permetterebbe la copertura di metà della domanda di gas degli Stati Uniti nel giro di due decenni, trasformando questo Paese in un potenziale esportatore. Lo sviluppo delle risorse di gas non convenzionale non può che avere significative implicazioni per la composizione dell'offerta di gas naturale a livello planetario nel corso del decennio.

Per fare un esempio, lo sviluppo dei giacimenti Shtokman di Gazprom, la cui produzione sarebbe stata per metà destinata agli Stati Uniti, ha dovuto essere rimandato in attesa di sufficienti garanzie sul lato della domanda. Queste potrebbero venire con la crescita del fabbisogno prevista nei Paesi asiatici, soprattutto in Cina e in India, ma non è attualmente all'ordine del giorno per via degli ingenti investimenti richiesti ma anche per lo sviluppo di gas non convenzionale in Australia e nella stessa Cina, che dispone di ampie risorse potenziali.

Mercato internazionale del carbone

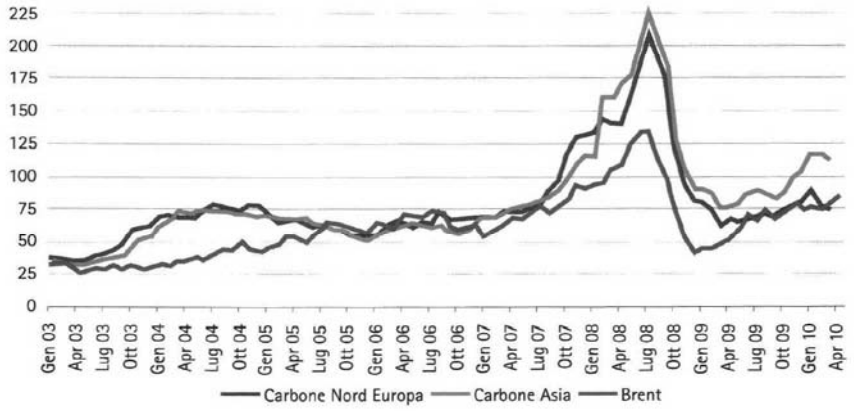
Prezzi internazionali

Se nel 2008 l'andamento del prezzo internazionale del carbone è stato praticamente sovrapponibile a quello del petrolio, sia nel mercato asiatico, sia in quello nordeuropeo, l'evoluzione nel 2009 ha confermato che le due fonti di energia seguono logi-

che e dinamiche diverse, come del resto era apparente già dalle rilevazioni per gli anni 2003-2006 e precedenti (Fig. 1.14).
Nei primi mesi del 2009 fino ad aprile-maggio è rallentata la caduta verticale dei prezzi iniziata nell'estate del 2008 con l'inizio della recessione in tutto il mondo. Almeno fino a settembre i prezzi sono rimasti abbastanza stabili sia sul mercato Atlantico, sia su quello Pacifico, con oscillazioni che facevano temere agli investitori e ai *traders* un ulteriore calo dei prezzi. Tuttavia, a partire da ottobre, le quotazioni hanno ripreso a salire, soprattutto nel mercato Pacifico dove hanno oramai raggiunto i valori verificatisi all'inizio del 2008 e sembrano protese verso ulteriori incrementi.

FIG. 1.14

Prezzo internazionale del carbone termico e confronto con il prezzo del greggio Brent
$/t



Fonte: *Platt's*.

In tutto il 2009 i prezzi sul mercato Pacifico sono rimasti costantemente superiori a quelli del mercato Atlantico con un differenziale crescente che si è allargato da pochi euro alla tonnellata nel mese di gennaio, fino a raggiungere 16 €/t a fine anno, per aumentare ancora a 20 €/t nel mese di marzo 2010. In precedenza era in genere il mercato Atlantico a segnare i prezzi più elevati e comunque quasi mai con stacchi così forti.
In questo quadro sono significativi anche il differente livello e l'andamento diverso delle quotazioni dei carboni di diversa origine. Sul mercato Atlantico dopo il mese di settembre si rileva un forte incremento dei prezzi per il carbone sudafricano di Richards Bay e per quello polacco, mentre il prezzo del Bolivar colombiano è rimasto stabile. Sul mercato Pacifico è stata molto forte la crescita del prezzo del Qinhuangdao cinese, seguito dal prezzo dei carboni australiani imbarcati nei porti di Newcastle e Gladstone e da quello del carbone russo, mentre le quotazioni dei carboni indonesiani del Kalimantan sono rimaste praticamente ferme. La tavola 1.8 riporta le quotazioni dei principali carboni mediate su tutto il 2009, in confronto al prezzo medio del mese di dicembre.

TAV. 1.8

Prezzi medi dei principali carboni nel commercio internazionale

$/t; prezzi *fob* al porto di imbarcazione (tranne per ARA *cif* Europa)

	PREZZO MEDIO NEL 2009	
	INTERO ANNO	MESE DI DICEMBRE
Mercato Atlantico		
ARA *cif* Europa	70,4	79
Richards Bay	64,6	77
Bolivar colombiano	59,0	59
Baltico russo	62,4	59
Baltico polacco	62,8	60
Mercato Pacifico		
Australia Newcastle	71,8	88
Australia Gladstone	75,4	91
Qinhuangdao cinese	87,1	110
Kalimantan indonesiano 1	64,6	67
Kalimantan indonesiano 2	51,3	54
Pacifico russo	75,7	87

Una valutazione compiuta non può ignorare i noli che contribuiscono anche al 20-30% del costo finale del carbone. Il 2009 ha visto un più che dimezzamento del valore dei noli su tutte le rotte marittime rispetto ai noli verificati nel 2007 e nel 2008, anni di picco, per tornare a valori anche inferiori a quelli relativamente contenuti del 2005. I noli per il porto di Rotterdam sono scesi come media d'anno a circa 20 $/t per il carbone australiano e americano, a 16 $/t per il carbone colombiano e a meno di 15 $/t per il carbone sudafricano. Il crollo del valore dei noli è essenzialmente una conseguenza della debolezza della domanda che ha obbligato le compagnie a ritardare le consegne e a stoccare il carbone nei porti.

Commercio internazionale

Con rare eccezioni tutti i Paesi hanno accusato un calo dei consumi di carbone termico nel 2009, legato soprattutto alla diminuzione della generazione elettrica e alla recessione economica. Tuttavia, l'impatto sul commercio internazionale, che rappresenta attorno al 20% dei consumi, è stato meno grave. Infatti, dopo il forte calo sofferto nel 2008 (-10,4%), dovuto anche ai prezzi elevatissimi, nel 2009 il commercio internazionale del carbone termico ha ripreso a crescere, seppure di poco se confrontato con il forte sviluppo degli anni precedenti: 1,5% contro il 16% come media del triennio 2005-2007 (Tav. 1.9).
Tale andamento positivo risulta quasi esclusivamente dall'incremento delle importazioni cinesi, indotto dalla continua forte crescita dei consumi per la generazione elettrica e dal crollo dei prezzi sui mercati asiatici: da una media di 160 $/t nel 2008, con un picco di 225 $/t nel mese di luglio, a 85 $/t come media del 2009. Escludendo l'import/export cinese, il commercio internazionale del carbone sarebbe calato di quasi il 7% rispetto all'anno precedente. L'Unione europea nel suo insieme ha confermato la consistente discesa oramai pluriennale anche nel 2009, come pure il Giappone. Perfino le importazioni indiane sono calate in misura non molto dissimile.

TAV. 1.9

Principali flussi internazionali di carbone termico nel periodo dal 2004 al 2009

Mt

PAESI IMPORTATORI	ESPORTAZIONI DA								
	AUSTRALIA	INDONESIA	RUSSIA	SUD-AFRICA	CINA	COLOMBIA	STATI UNITI	ALTRI	TOTALE
Esportazioni totali									
2004	99,5	89,7	32,2	44,9	80,9	15,1	12,5	59,4	434,1
2005	99,6	107,0	42,8	48,2	66,4	18,6	11,6	68,7	462,8
2006	112,7	124,7	64,4	59,8	58,9	39,5	11,3	100,9	572,2
Anno 2007	**112,1**	**132,0**	**67,8**	**66,2**	**50,5**	**41,6**	**15,2**	**140,1**	**625,6**
UE 27	2,8	8,5	49,9	40,9	0,4	26,1	7,6	0,5	136,6
Cina	1,5	8,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	31,6	41,7
India	0,6	15,8	0,0	4,6	0,5	0,0	0,0	24,0	45,5
Giappone	63,3	26,2	10,8	0,2	14,4	0,0	0,0	57,1	172,0
Corea	15,4	22,1	5,6	0,1	18,2	0,0	0,0	1,7	63,1
Taiwan	17,7	18,9	1,3	0,0	12,7	0,0	0,0	15,0	65,6
Altri	10,8	32,3	0,0	20,4	4,4	15,5	7,6	10,2	101,2
Anno 2008	**125,4**	**134,9**	**65,3**	**59,2**	**41,8**	**34,5**	**21,8**	**77,8**	**560,8**
UE 27	3,0	11,0	50,3	35,6	0,4	19,5	12,7	?12,1	120,6
Cina	2,1	8,7	0,4	0,2	0,0	0,0	0,1	18,3	29,7
India	0,9	16,0	0,0	2,8	0,8	0,0	0,1	32,4	53,0
Giappone	68,0	27,4	6,6	0,1	11,5	0,0	0,1	5,7	119,5
Corea	24,1	19,4	6,9	0,2	15,4	0,0	0,1	5,5	71,6
Taiwan	20,1	19,4	1,2	0,1	10,6	0,0	0,0	13,3	64,6
Altri	7,3	33,0	0,0	20,2	3,1	15,0	8,6	14,7	101,8
Anno 2009	**139,3**	**127,2**	**67,1**	**58,2**	**21,7**	**38,3**	**15,9**	**101,7**	**569,5**
UE 27	1,9	10,4	46,6	24,4	0,0	25,8	9,2	?6,6	111,7
Cina	16,2	0,0	8,2	0,8	0,0	0,0	0,1	47,7	73,0
India	0,6	22,5	0,0	8,5	0,0	0,0	0,0	17,6	49,2
Giappone	60,7	23,6	6,3	0,2	6,2	0,0	0,1	9,3	106,5
Corea	29,0	22,6	4,1	0,5	9,5	0,0	0,1	11,8	77,5
Taiwan	20,1	18,4	2,0	0,9	4,9	0,0	0,0	12,9	59,1
Altri	10,9	29,8	0,0	22,9	1,1	12,5	6,5	9,1	92,6

Fonte: Platt's.

Le importazioni cinesi sono cresciute da meno del 2% delle importazioni totali nel 2006 a quasi il 13% nel 2009. Esse rappresentano poco più del 5% dei consumi totali della Cina nel 2009 e questo Paese non avrebbe forse problemi a produrre autonomamente le quantità importate. Tuttavia, come si può capire dai dati della tavola 1.8, le esportazioni cinesi sono in forte calo ormai dal 2004. Depurate delle importazioni di carbone termico, le esportazioni nette sono calate da 83 milioni di tonnellate nel 2003, a 48 milioni nel 2006, a 8 milioni nel 2007 e il Paese è diventato un importatore netto per 51 milioni di tonnellate nel 2009. Considerando le ingenti quantità di carbone necessarie per alimentare le centrali elettriche previste in crescita al 7% all'anno, sembra pertanto verosimile che la domanda della Cina si riverserà sempre di più sui mercati internazionali in funzione anche del prezzo. Per via delle dimensioni in gioco, questo Paese è in grado di influenzare i prezzi del carbone in modo sensibile ed è probabile che gli aumenti di prezzo, verificatisi già nella seconda metà del 2009 e intensificatisi nei primi mesi del 2010, siano da attribuire almeno in parte a tale fenomeno.

Domanda e offerta di energia in Italia

Come era da attendersi, il collasso dell'economia nel corso del 2009 si è riflesso pesantemente sul bilancio dell'energia, determinando un calo generalizzato dei consumi, della produzione e dell'import/export, seppure con significative differenze tra le fonti e i settori (Tav. 1.1). Rispetto al 2008 il consumo di energia primaria nel suo complesso è diminuito del 5,8%, la trasformazione in energia elettrica del 7,8%, le importazioni dell'8,6%, le esportazioni del 10,7%. È invece leggermente aumentata (dello 0,7%) la produzione complessiva, ma solo per l'apporto consistente dell'energia idroelettrica e delle altre fonti rinnovabili. La produzione di fonti fossili è infatti calata del 13,4%, continuando il lungo declino iniziato oramai da più di un decennio, mentre in termini lordi la produzione idrica è cresciuta del 9,6%, l'eolica del 25,2%, la fotovoltaica del 28,9%. Queste ultime due fonti di energia rimangono comunque di gran lunga minoritarie rispetto all'energia idroelettrica; rispettivamente 6,1 TWh e 0,75 TWh, contro 51,7 TWh.

In tema di generazione elettrica il settore delle rinnovabili è uno dei pochi comparti energetici che ha segnato un aumento, anche molto significativo (12,2%), nel corso del 2009, grazie soprattutto alla fortissima producibilità idroelettrica, prossima ai massimi storici nella prima metà dell'anno e addirittura superiore nel mese di aprile. La generazione termoelettrica da carbone è calata vistosamente (-10,8%), ma è stata ancora più forte la caduta della generazione da gas naturale (-15,7%), anche rispetto al petrolio (-8,9%), già da molti anni in via di uscita dal sistema elettrico nazionale. Tale andamento inconsueto è attribuibile allo scompaginamento dei prezzi relativi che sono crollati dai massimi del 2008 con dinamiche dissimili e in misura diversa. Nel primo trimestre del 2009 il costo di generazione riferito al solo combustibile poteva stimarsi in circa 83 €/MWh per il gas naturale, contro 44 €/MWh per l'olio combustibile BTZ e 24 €/MWh per il carbone. Nell'ultimo trimestre la maggiore convenienza del petrolio in confronto al gas naturale era del tutto rientrata con un costo medio valutabile in 70 €/MWh rispetto ai 41 €/MWh del gas naturale e ai 23 €/MWh del carbone. Per l'anno nel suo complesso la generazione da gas naturale rimaneva tuttavia leggermente più cara che non quella da petrolio (61 €/MWh contro 59 €/MWh).

I consumi negli usi finali sono nel complesso calati del 5,6%. In termini di singole fonti il crollo più vistoso si è avuto per gli usi del carbone (-49,7%), seguiti a distanza da quelli dell'energia elettrica e del petrolio (-6,5% e -5,5%) e, infine, del gas naturale (-2,8%). La caduta dei consumi proviene soprattutto dal settore industriale (-18,8%). I bunkeraggi sono diminuiti del 10,1% riflettendo il calo del commercio internazionale e del trasporto aereo. Anche i trasporti interni hanno accusato un decremento, seppure non così drammatico come per l'industria (-1,8%), riflettendo la tenuta del trasporto privato; in questo settore è significativo l'aumento degli usi del gas naturale (9,3%) seppure ancora poco importante in termini assoluti. Solo i settori degli usi civili e, in minore misura, quello dell'agricoltura hanno evidenziato un aumento dei consumi, il primo anche alquanto forte (3,5%) in relazione all'inverno relativamente rigido. Per gli usi civili si rileva un significativo aumento sia per il gas naturale sia per l'energia elettrica.

A ben vedere la caduta dei consumi avvenuta nel 2009, seppure molto più forte che nel 2008 (-5,8% contro -1,5%) era già in atto da diversi anni. Infatti, con qualche notevole eccezione, tra cui spiccano la produzione e il consumo di fonti rinnovabili, la maggior parte degli indicatori energetici nazionali era in calo a partire dal 2005-2006 (Tav. 1.10 e 1.11). Anche l'intensità energetica del prodotto interno lordo sembrerebbe indicare una rottura rispetto all'andamento verificato negli anni storici, soprattutto per quanto riguarda l'energia elettrica (Fig. 1.5). Rimane da vedere se il contenimento delle variabili energetiche evidenziato negli ultimi anni è frutto di una maggiore efficienza degli usi energetici, magari in combinazione con una ristrutturazione del sistema industriale ed energetico che si propagherà anche nel futuro, oppure se corrisponde semplicemente a un periodo di pausa prima di una ripresa che potrebbe anche rivelarsi impetuosa, come sempre capita dopo una fase di stallo.

TAV. 1.10

Bilancio energetico nazionale nel 2008 e 2009

Milioni di tep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNO-VABILI	ENERGIA ELETTRICA(A)	TOTALE
ANNO 2009						
Produzione	**0,42**	**6,57**	**4,57**	**18,34**	**0,00**	**29,90**
Importazione	**12,68**	**56,74**	**94,61**	**1,05**	**10,25**	**175,32**
Esportazione	**0,22**	**0,10**	**25,83**	**0,09**	**0,47**	**26,70**
Variazione scorte	**-0,46**	**-0,73**	**-0,53**	**-0,01**	**0,00**	**-1,73**
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	**13,35**	**63,92**	**73,88**	**19,32**	**9,78**	**180,25**
Consumi e perdite del settore energetico	**-0,66**	**-1,11**	**-5,14**	**-0,10**	**-40,08**	**-47,09**
Trasformazione in energia elettrica	**-10,61**	**-23,40**	**-5,66**	**-15,48**	**55,16**	**0,00**
Totale impieghi finali (5+6+7)	**2,07**	**39,41**	**63,08**	**3,73**	**24,86**	**133,16**
- industria	1,99	12,25	5,99	0,39	9,46	30,07
- trasporti	0,00	0,60	40,29	1,09	0,93	42,92
- usi civili	0,00	25,85	5,00	2,01	13,99	46,86
- agricoltura	0,00	0,14	2,43	0,24	0,49	3,30
- sintesi chimica	0,08	0,57	5,98	0,00	0,00	6,62
- *bunkeraggi*	0,00	0,00	3,39	0,00	0,00	3,39
ANNO 2008						
Produzione	**0,55**	**7,58**	**5,22**	**16,33**	**0,00**	**29,68**
Importazione	**16,77**	**62,95**	**101,73**	**0,81**	**9,56**	**191,82**
Esportazione	**0,20**	**0,17**	**28,67**	**0,10**	**0,75**	**29,89**
Variazione scorte	**0,38**	**0,84**	**-0,97**	**0,05**	**0,00**	**0,30**
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	**16,74**	**69,52**	**79,24**	**16,99**	**8,81**	**191,30**
Consumi e perdite del settore energetico	**-0,74**	**-1,22**	**-6,25**	**-0,09**	**-41,89**	**-50,18**
Trasformazione in energia elettrica	**-11,89**	**-27,77**	**-6,22**	**-13,80**	**59,68**	**0,00**
Totale impieghi finali (5+6+7)	**4,11**	**40,53**	**66,78**	**3,10**	**26,60**	**141,12**
- industria	3,98	14,43	7,02	0,37	11,61	37,41
- trasporti	0,00	0,55	41,54	0,66	0,93	43,68
- usi civili	0,01	24,72	5,13	1,84	13,57	45,26
- agricoltura	0,00	0,14	2,39	0,23	0,49	3,24
- sintesi chimica	0,13	0,70	6,94	0,00	0,00	7,76
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,77	0,00	0,00	3,77

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 1.11

Andamento di alcuni indicatori del sistema energetico nazionale nel periodo 2004-2009

Milioni di tep

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Energia primaria totale	195,5	197,8	196,2	194,2	191,3	180,2
Impieghi finali totali	143,4	146,6	145,7	143,2	141,1	133,2
Importazioni di petrolio	107,6	108,4	107,0	107,8	101,7	94,6
Consumo interno di gas naturale	66,2	71,2	69,7	70,0	69,5	63,9
Importazioni di gas naturale	55,5	60,6	63,9	61,0	63,0	56,7
Input totale alla generazione elettrica	59,3	58,2	59,5	59,2	59,7	55,2
Consumo del settore trasporti	44,4	44,0	44,5	44,9	43,7	42,9
Input di gas alla generazione elettrica	23,1	25,3	26,0	28,3	27,8	23,4
Produzione di energia rinnovabile	13,5	12,7	13,4	13,6	16,3	18,3
Importazione di carbone	17,1	17,0	17,2	17,2	16,7	13,3

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

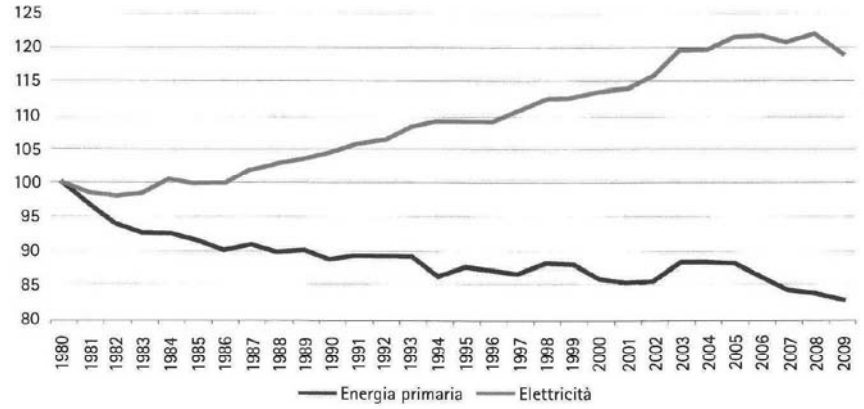


FIG. 1.15

Intensità energetica del PIL dal 1980 al 2008

Numeri indice 1980 = 100

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero dello sviluppo economico e Istat.

Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea

L'Istituto statistico dell'Unione europea (Eurostat) raccoglie e pubblica i dati sui prezzi pagati dal consumatore finale per l'utilizzo dell'energia elettrica e del gas naturale nei diversi Stati membri dall'anno 1985. Negli anni, e in particolare con la piena liberalizzazione dei mercati, si sono rese necessarie alcune modifiche della metodologia di raccolta dati. Dall'1 luglio 1991 i dati sui prezzi finali pagati dai consumatori industriali sono raccolti e pubblicati ai sensi della Direttiva 90/377/EEC, concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica. La rilevazione relativa ai prezzi pagati dai consumatori domestici, ancorché non disciplinata dalla Direttiva 90/377/EEC, è stata condotta da Eurostat sulla base di un *gentleman's agreement* con gli Stati membri. La Commissione europea, con la Decisione 2007/394/CE, ha rivisto la Direttiva aggiornando la metodologia di rilevazione dei prezzi, al fine di renderla maggiormente coerente con il nuovo assetto di mercato, previsto dalla completa liberalizzazione dell'attività della vendita finale a partire dall'1 luglio 2007. Eurostat ha provveduto ad aggiornare anche la metodologia per la raccolta dei prezzi finali pagati dai clienti domestici, confermando l'accordo volontario sottoscritto dagli Stati membri. A seguito delle sostanziali modifiche apportate alla Direttiva 90/377/EEC, per ragioni di chiarezza, il Parlamento e il Consiglio europeo, in data 22 ottobre 2008, hanno emanato la Direttiva 2008/92/CE sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas ed energia elettrica, che rappresenta una rifusione delle disposizioni in questione.

La metodologia di rilevazione dei prezzi in vigore dal 2008 ha sostituito la raccolta dei prezzi puntuali per tipologia di consumatore tipo con la raccolta di prezzi medi semestrali articolati per classi di consumo e ponderati sulle base delle quote di mercato dei fornitori di energia elettrica e gas. Si precisa che, con la nuova metodologia di rilevazione, la quale ha per oggetto i prezzi medi, si raccolgono i prezzi pagati dai clienti finali senza distinzione, con riferimento al nostro Paese, tra mercato libero e condizioni di maggior tutela o salvaguardia, mentre la rilevazione precedente rifletteva le tariffe di fornitura nel mercato vincolato.

Le tavole e le figure riportate nei paragrafi successivi si riferiscono pertanto ai prezzi comunicati a Eurostat sulla base della nuova metodologia di rilevazione, con riferimento all'anno 2009 ed estratti dal database Eurostat in data 4 maggio 2010. Si segnala che, per alcuni Paesi, i dati relativi al secondo semestre dell'anno in esame sono stati forniti in forma provvisoria.

Occorre inoltre precisare che, secondo la definizione Eurostat, mantenuta anche con riferimento alla nuova metodologia, il prezzo al netto delle imposte è da intendersi non soltanto al netto di quelle vere e proprie (come le accise o l'IVA), ma anche al netto di qualunque tassa o altro onere generale pagabile dal consumatore finale, non incluso nel prezzo industriale, come, per esempio, un'ecotassa. Nel caso italiano ciò significa che Eurostat, con riferimento ai prezzi dell'energia elettrica, colloca fra le componenti di natura fiscale del prezzo lordo gli oneri generali di sistema. Inoltre i prezzi rilevati da Eurostat non comprendono il costo dell'allacciamento iniziale alla rete.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per le utenze domestiche

Nel 2009 i consumatori domestici appartenenti alla prima classe di consumo (<1.000 kWh all'anno) hanno pagato per gli usi elettrici prezzi superiori di circa il 20%, sia al lordo sia al netto delle imposte, rispetto alla media europea. Ciò è conseguenza dell'introduzione della nuova metodologia di rilevazione che non distingue tra consumatori residenti e non residenti, distinzione peraltro tipica del contesto italiano. Il risultato del confronto è infatti in larga misura ascrivibile alla significativa presenza in tale classe di consumatori non residenti (per esempio, seconde case). Infatti, con riferimento alla seconda classe di consumo (1.000-2.500 kWh annui), dove tale presenza è meno rilevante, il quadro appare decisamente diverso, con prezzi italiani al lordo delle imposte inferiori del 4% rispetto ai livelli medi europei, e prezzi al netto delle imposte moderatamente superiori alla media dell'Unione europea (+2%). Si può stimare che il 60% delle famiglie italiane residenti (escludendo quindi le seconde case), con consumi annui inferiori a 2.500 kWh, paghi per l'elettricità prezzi in linea con la media europea. Per i consumi più elevati, i prezzi italiani evidenziano scostamenti positivi rispetto ai corrispondenti prezzi medi europei (Tav. 1.12).

Con riferimento, in particolare, alla classe di consumo 2.500-5.000 kWh annui, i prezzi italiani lordi si collocano sui livelli più elevati in Europa, insieme con i prezzi danesi, tedeschi, irlandesi e austriaci. Al di sotto della media europea si attestano invece i prezzi di Portogallo, Regno Unito, Finlandia e Francia, mentre tra i prezzi più bassi figurano quelli relativi ad alcuni Paesi dell'Europa orientale (ex Repubbliche sovietiche). In realtà questi Paesi sono caratterizzati da prezzi dell'energia elettrica e del gas molto bassi, se espressi in euro, a causa del fatto che le corrispondenti valute nazionali sono in larga misu-

ra sottovalutate rispetto all'euro. Occorre ricordare inoltre che, mentre la Danimarca e la Germania vengono penalizzate dagli alti livelli di tassazione (superiori anche al 50%), il Regno Unito presenta un'incidenza fiscale molto contenuta (intorno al 5%, ben al di sotto della media europea che è superiore al 20%). Il confronto con l'anno precedente, riferito alla medesima classe di consumo, evidenzia una diminuzione dei prezzi dell'energia elettrica per usi domestici in Italia (-4%), Danimarca (-3%), Svezia (-6%) e Regno Unito (-6%), mentre in Spagna si è verificato un aumento del 12%, rispetto a un incremento medio per i prezzi europei che si attesta intorno all'1% (Fig. 1.16).

TAV. 1.12

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2009

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		>= 15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	18,74	27,27	14,81	20,95	13,80	19,09	12,69	17,46	11,54	15,86
Belgio	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Bulgaria	6,96	8,34	6,85	8,23	6,85	8,21	6,83	8,18	6,78	8,13
Cipro	12,83	14,97	12,08	14,11	13,73	16,00	14,00	16,32	14,21	16,55
Danimarca	14,14	29,18	14,14	29,18	11,81	26,26	10,10	23,30	10,10	23,30
Estonia	7,25	9,46	7,18	9,39	7,04	9,21	6,79	8,92	5,98	7,95
Finlandia	19,18	24,47	12,55	16,39	9,71	12,93	8,51	11,45	6,96	9,56
Francia	12,15	15,65	10,80	14,14	9,25	12,27	8,06	10,82	7,73	10,44
Germania	24,56	35,83	15,85	25,31	13,80	22,88	12,53	21,30	12,24	20,63
Grecia	9,81	10,74	8,63	9,46	9,99	10,93	11,75	12,85	14,20	15,52
Irlanda	37,41	42,46	19,74	22,41	17,12	19,43	15,53	17,63	13,57	15,40
Italia(A)	**23,10**	**28,37**	**13,85**	**16,91**	**15,24**	**20,50**	**19,61**	**26,12**	**23,32**	**30,22**
Lettonia	9,58	10,54	9,58	10,53	9,58	10,53	9,57	10,53	9,54	10,49
Lituania	8,32	9,98	8,09	9,69	7,84	9,39	7,44	8,91	6,80	8,15
Lussemburgo	23,90	26,84	17,97	20,52	16,36	18,82	14,79	17,00	11,92	13,93
Malta	22,65	23,78	17,23	18,09	15,34	16,11	15,98	16,78	20,27	21,28
Paesi Bassi(B)	24,95	n.d.	16,25	11,45	14,15	18,75	13,10	22,65	12,10	18,90
Polonia	12,00	15,20	9,85	12,58	9,47	12,11	8,74	11,22	8,65	11,12
Portogallo	28,71	32,83	15,13	17,60	13,24	15,51	11,90	14,01	11,07	13,09
Regno Unito	15,77	16,62	14,65	15,38	13,70	14,37	12,23	12,80	11,90	12,51
Rep. Ceca	23,12	27,66	17,48	20,93	11,32	13,59	9,39	11,32	8,18	9,88
Romania	8,11	9,73	8,16	9,79	8,15	9,78	7,85	9,43	7,62	9,16
Slovacchia	19,68	23,42	14,48	17,23	13,03	15,50	12,78	15,21	10,64	12,66
Slovenia	19,90	27,54	12,07	15,81	10,60	13,53	10,10	12,64	10,17	12,53
Spagna	25,76	31,41	15,15	18,48	13,38	16,31	12,35	15,06	11,58	14,12
Svezia	18,65	26,47	11,91	18,07	10,50	16,24	8,67	13,99	7,86	12,95
Ungheria	13,05	15,78	13,26	16,02	12,74	15,40	11,76	14,23	11,91	14,40
Croazia	*16,07*	*19,68*	*9,74*	*11,85*	*9,34*	*11,58*	*8,92*	*11,04*	*8,52*	*10,63*
Norvegia	*28,77*	*37,51*	*17,59*	*23,54*	*11,28*	*15,64*	*7,82*	*11,33*	*6,78*	*10,03*
Unione europea(C)	**18,59**	**24,06**	**13,52**	**17,59**	**12,24**	**16,48**	**11,49**	**15,81**	**11,30**	**15,51**

(A) Per l'Italia non è disponibile il prezzo Eurostat al netto delle imposte e di altri eventuali oneri. Il dato riportato nella tavola rappresenta pertanto una stima preliminare effettuata dall'Autorità sulla base dei primi dati disponibili.

(B) Nei Paesi Bassi è previsto uno sconto sul prezzo finale lordo che, per la prima classe di consumo, rende poco significativo il dato di prezzo al lordo delle imposte.

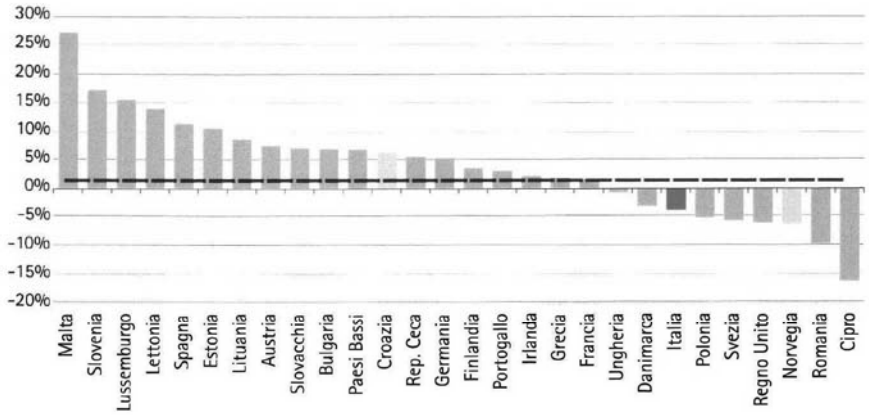
(C) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (27 Paesi), ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi domestici nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o di ritardo nella pubblicazione di un prezzo, Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.16

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Variazione percentuale 2009-2008 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh[A]



(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione percentuale del prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali per l'Unione europea (aggregato di 27 Paesi) calcolato da Eurostat. Nel grafico sono anche rappresentate la variazioni di prezzo di due Paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Con riferimento alle classi di consumo superiori a 5.000 kWh annui, nel 2009 i prezzi lordi italiani hanno registrato variazioni positive comprese tra circa il 10% e il 30% rispetto all'anno precedente, risultando più elevati dei corrispondenti prezzi medi europei di oltre il 60%. Tale dinamica è in parte imputabile alla riforma del sistema tariffario per i consumatori domestici, entrata in vigore l'1 giugno 2009, che ha comportato una penalizzazione delle classi di consumo molto alte, marginali peraltro in termini di numero di famiglie interessate, a favore delle soglie di consumo inferiori. L'effetto che si è avuto nel 2009 dovrebbe tuttavia risultare ridimensionato già a partire dal 2010 a seguito delle revisioni decise dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Inoltre, con delibera 19 aprile 2010, ARG/elt 56/10, l'Autorità ha introdotto nuove disposizioni in materia di connessioni per l'alimentazione di pompe di calore a uso domestico e di veicoli elettrici; ciò allo scopo di evitare penalizzazioni per gli utenti interessati derivanti da una struttura tariffaria progressiva (accresciuta dal sistema di imposizione fiscale che non colpisce i bassissimi livelli di consumo), tale per cui il prezzo unitario dell'elettricità aumenta al crescere dei quantitativi di consumo, per lo meno a partire da un consumo annuo superiore a 2.500 kWh.

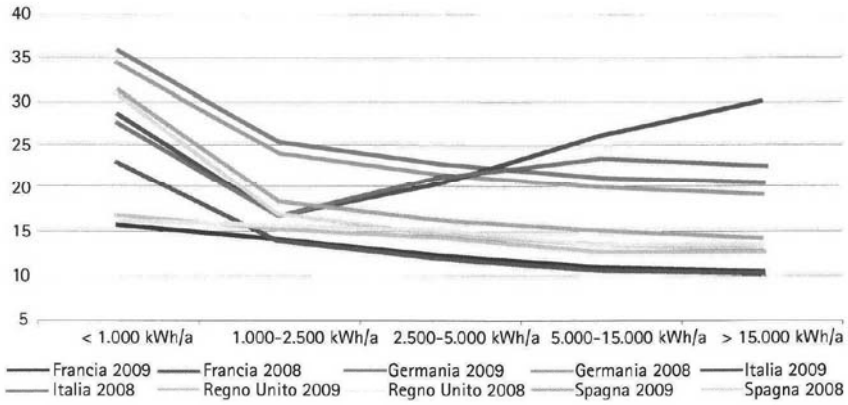


FIG. 1.17

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali Paesi europei

Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze industriali

Nel 2009 le imprese italiane hanno pagato prezzi dell'energia elettrica, sia al lordo sia al netto delle imposte, superiori alla media europea per tutte le classi di consumo, con scostamenti generalmente superiori al 25% per le classi più basse e progressivamente inferiori per consumi oltre 20 MWh annui (Tav. 1.13). Anche i prezzi lordi pagati dalle imprese danesi e tedesche si collocano su livelli superiori alla media europea con riferimento alla classe di consumo 500-2.000 MWh annui, una delle classi più rappresentative per il mercato italiano. Occorre sottolineare, tuttavia, che Danimarca, Germania e Italia presentano anche livelli di imposizione fiscale particolarmente elevati. Rispetto ai prezzi registrati nel 2008 per la medesima classe di consumo, tra i Paesi che evidenziano diminuzioni maggiori in termini percentuali risultano Irlanda, Svezia e Danimarca, mentre sono in aumento quelli di Lettonia, Lussemburgo, Slovacchia e Spagna. In incremento sono anche i prezzi italiani, ma con una variazione percentuale (1,6%) minore rispetto alla media europea (4,5%) (Fig. 1.18).

TAV. 1.13

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2009

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Belgio	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Bulgaria	7,67	9,28	7,21	8,72	6,37	7,72	5,83	7,08	5,19	6,34	4,68	5,73
Cipro	15,19	17,69	15,06	17,54	13,18	15,38	12,01	14,03	10,91	12,77	10,90	12,76
Danimarca	10,14	23,70	8,19	21,69	7,66	21,02	7,59	21,02	6,92	20,15	6,92	20,15
Estonia	7,49	9,66	6,28	8,22	5,81	7,67	5,04	6,75	4,08	5,52	3,98	5,40
Finlandia	8,12	10,23	7,50	9,47	6,60	8,37	6,35	8,06	5,23	6,71	5,08	6,52
Francia	10,10	13,28	7,87	10,39	6,33	8,25	5,90	7,81	5,90	8,01	4,90	6,81
Germania	16,31	23,47	11,48	17,46	9,67	15,10	8,38	13,49	7,71	12,33	7,59	11,94
Grecia	14,51	16,50	11,18	12,80	9,01	10,29	7,80	8,95	6,95	8,02	6,01	6,90
Irlanda	17,30	19,64	14,50	16,45	11,88	13,46	10,18	11,48	9,20	10,12	8,21	9,34
Italia(A)	**20,11**	**28,16**	**13,33**	**18,73**	**11,90**	**16,67**	**10,71**	**14,30**	**9,52**	**12,15**	**8,29**	**10,07**
Lettonia	11,55	13,97	9,64	11,66	8,95	10,84	8,42	10,23	7,95	9,61	7,21	8,72
Lituania	10,91	13,07	9,74	11,66	8,57	10,27	7,24	8,67	6,82	8,17	n.d.	n.d.
Lussemburgo	18,13	21,06	12,63	13,91	11,07	12,28	9,10	9,92	6,54	6,94	n.d.	n.d.
Malta	15,68	16,46	15,33	16,09	13,99	14,69	10,45	10,98	10,45	10,98	10,45	10,98
Paesi Bassi	16,30	24,05	10,65	17,40	9,35	13,30	8,80	12,05	8,70	11,30	8,65	11,35
Polonia	13,52	17,06	10,34	13,18	8,72	11,20	7,78	10,05	7,33	9,50	6,87	8,94
Portogallo	14,15	16,57	10,44	11,95	9,26	9,87	8,26	8,72	6,76	7,18	5,76	6,07
Regno Unito	13,33	15,73	11,27	13,43	10,25	12,24	9,26	11,03	9,09	10,73	8,97	10,62
Rep. Ceca	16,65	19,94	13,53	16,21	10,84	13,03	9,48	11,41	8,82	10,61	8,82	10,63
Romania	10,13	12,11	9,70	11,58	8,20	9,80	7,24	8,66	6,44	7,71	5,82	6,97
Slovacchia	21,67	25,87	16,68	19,93	14,06	16,82	12,60	15,07	10,92	13,08	9,75	11,68
Slovenia	16,04	20,37	13,04	16,15	9,92	12,49	8,01	10,18	6,56	8,20	7,21	9,00
Spagna	16,30	19,87	12,61	15,38	10,82	13,19	8,98	10,95	7,89	9,62	6,84	8,34
Svezia	11,48	14,40	7,67	9,63	6,73	8,47	5,92	7,44	5,39	6,78	4,94	6,22
Ungheria	11,84	14,43	12,41	15,11	12,49	15,21	11,04	13,47	10,71	13,08	9,06	11,10
Croazia	*11,11*	*13,76*	*9,95*	*12,33*	*8,72*	*10,84*	*7,43*	*9,27*	*6,07*	*7,56*	*5,38*	*6,75*
Norvegia	*7,04*	*10,34*	*6,74*	*9,97*	*6,69*	*9,91*	*5,56*	*8,50*	*4,56*	*7,25*	*3,06*	*5,37*
Unione europea(B)	**14,35**	**19,40**	**10,82**	**14,81**	**9,36**	**12,79**	**8,30**	**11,34**	**7,69**	**10,37**	**7,08**	**9,56**

(A) Per l'Italia non è disponibile il prezzo al netto delle imposte e di altri eventuali oneri. Il dato riportato nella tavola rappresenta pertanto una stima preliminare effettuata dall'Autorità sulla base dei primi dati disponibili.

(B) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (27 Paesi), ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi industriali nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o di ritardo nella pubblicazione di un prezzo, Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

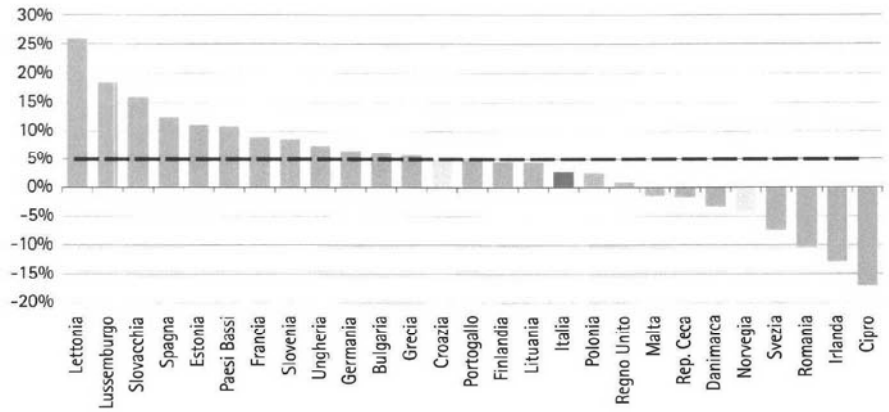


FIG. 1.18

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Variazione percentuale 2009-2008 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh(A)

(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione percentuale del prezzo medio ponderato con i consumi nazionali (aggregato di 27 Paesi), calcolato da Eurostat. Nel grafico sono anche rappresentate le variazioni di prezzo di due Paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

La figura 1.19 mette in evidenza l'elevato livello dei prezzi italiani pagato dalle imprese rispetto ai prezzi prevalenti nei principali Paesi europei, in particolare per i livelli di consumo inferiore. Con riferimento alle classi di consumo elevate, tuttavia, il posizionamento dell'Italia migliora moderatamente nel 2009 rispetto al 2008, mostrando prezzi pagati dalle utenze industriali inferiori, per esempio, a quelli della Germania.

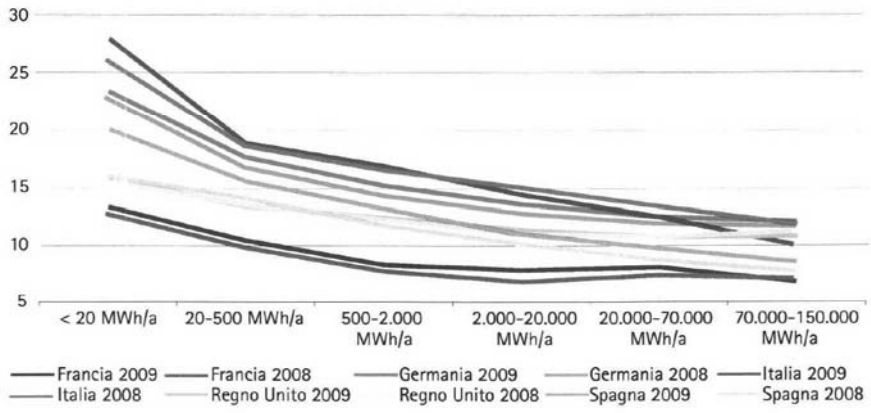


FIG. 1.19

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali Paesi europei

Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi del gas naturale

Prezzi per le utenze domestiche

Nel 2009 il prezzo italiano del gas, per un consumatore domestico, si è collocato su livelli inferiori a quelli medi europei, sia al lordo sia al netto delle imposte, per la classe più bassa di consumo (cottura cibi e riscaldamento acqua sanitaria, consumi annui inferiori a 525 m^3), mentre, per le classi più alte (utilizzo del gas anche per il riscaldamento), il prezzo è rimasto in linea con quello medio europeo se calcolato al netto delle imposte, ma si è collocato a un livello superiore se calcolato al lordo delle imposte (con uno scostamento positivo maggiore del 15%) (Tav. 1.14). Si ricorda che in Italia circa il 23% delle famiglie appartiene alla fascia più bassa di consumo (utilizzo gas solo per cottura cibi e produzione acqua calda) e paga il gas, in larga misura, sulla base delle condizioni economiche determinate dall'Autorità.

TAV. 1.14

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2009

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/m^3

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m^3)					
	< 525,36		525,36-5.253,60		> 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	59,81	81,60	48,73	67,12	42,75	59,46
Belgio	71,40	88,24	47,57	59,29	43,68	54,63
Bulgaria	35,88	43,07	36,18	43,42	37,15	44,58
Cipro	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d
Danimarca	48,87	99,60	48,87	99,60	48,87	99,60
Estonia	33,53	41,34	32,39	40,03	32,26	39,81
Finlandia	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d
Francia	100,01	113,16	51,13	59,94	44,86	53,33
Germania	77,60	103,03	48,67	65,38	43,17	58,85
Grecia	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d
Irlanda	61,65	69,97	55,64	63,16	52,54	59,62
Italia	54,40	74,00	45,40	68,30	43,30	70,65
Lettonia	69,90	76,97	43,36	47,71	42,61	46,95
Lituania	58,22	69,33	36,88	43,94	33,44	39,81
Lussemburgo	71,30	78,42	44,03	50,44	39,12	46,86
Malta	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d
Paesi Bassi	73,55	113,25	47,85	79,63	44,54	74,90
Polonia	46,44	56,66	36,79	44,89	33,86	41,31
Portogallo	78,82	82,75	59,79	63,38	52,17	54,79
Regno Unito	47,95	50,35	42,94	45,07	37,89	39,77
Rep. Ceca	63,35	75,38	42,97	51,13	42,11	50,12
Romania	17,85	29,86	17,77	29,63	17,64	29,00
Slovacchia	88,58	105,42	41,66	49,57	41,74	49,66
Slovenia	66,26	83,10	49,72	63,27	48,14	61,39
Spagna	64,83	75,20	52,28	60,64	43,12	50,01
Svezia	93,38	145,23	55,96	98,27	51,44	92,67
Ungheria	43,10	52,81	41,37	50,65	40,92	50,12
Croazia	27,94	34,19	27,94	34,19	27,94	34,19
Norvegia	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d
Unione europea(A)	**65,31**	**81,50**	**45,90**	**58,85**	**41,45**	**54,47**

(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (22 Paesi), ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi domestici nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o ritardo nella pubblicazione di un prezzo, Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Tra i Paesi che presentano prezzi più elevati al lordo delle imposte rispetto alla media europea, per la classe di consumo centrale (consumi annui compresi tra 525 e 5.254 m^3), figurano anche la Danimarca, la Svezia, i Paesi Bassi, l'Austria, la Germania, il Portogallo, l'Irlanda, la Spagna e la Francia. Per la Svezia, i Paesi Bassi, la Danimarca e l'Italia questi livelli di prezzo sono anche la conseguenza di percentuali di tassazione significativamente elevate. Con riferimento alla medesima classe di consumo, il prezzo medio europeo al netto delle imposte evidenzia un calo, in termini percentuali, rispetto al 2008 (-5,9%); a livello nazionale, tra i Paesi con riduzioni più significative, si collocano la Germania (-13,2%), la Svezia (-7,3%), l'Italia (-6,8%) e la Spagna (-6,6%), mentre incrementi si registrano soprattutto nei Paesi dell'Europa orientale e, in misura minore, in Austria e in Francia (Fig. 1.20)

Nel confronto con i principali Paesi europei i prezzi italiani netti risultano, con riferimento alle prime due classi di consumo domestico, superiori a quelli del Regno Unito e inferiori ai prezzi di Francia, Germania e Spagna; relativamente ai consumi maggiori di 5.254 m^3 annui, il prezzo italiano è in linea con i livelli registrati in Germania e in Spagna, mentre si conferma superiore al prezzo pagato nel Regno Unito (Fig. 1.21).

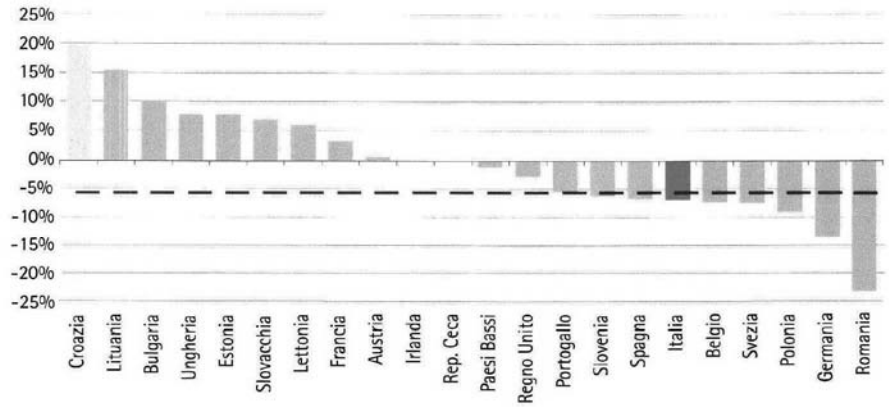


FIG. 1.20

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici

Variazione percentuale dei prezzi[A] al netto delle imposte per consumi annui compresi tra 525,36 e 5.253,60 m^3; 2009-2008

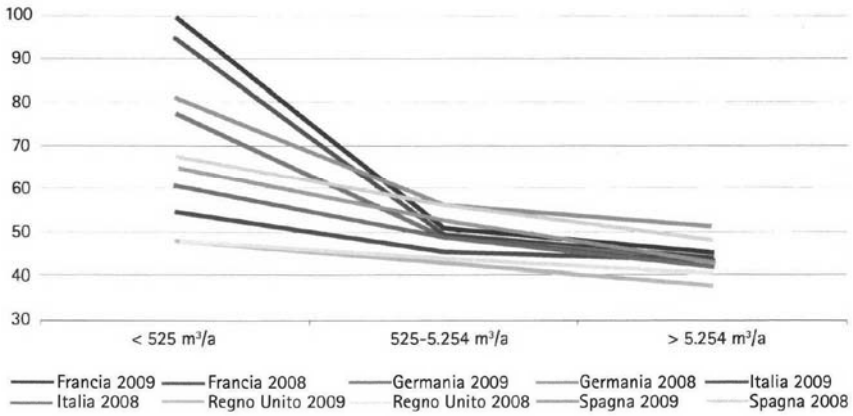
(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione del prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali per l'Unione europea calcolato da Eurostat. Nel grafico è rappresentata anche la variazione di prezzo della Croazia che non è uno Stato membro dell'Unione europea.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.21

Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali Paesi europei

Prezzi al netto delle imposte; c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze industriali

Nel 2009, i prezzi lordi pagati dalle imprese italiane per l'utilizzo del gas (esclusi gli impieghi non energetici e per la generazione elettrica) si sono collocati su livelli superiori alla media europea per le classi di consumo fino 263 k(m³)/anno, con scostamenti positivi intorno al 10%, e moderatamente inferiori per i livelli di consumo più elevati. Per quanto riguarda i prezzi al netto delle imposte, i livelli registrati risultano superiori alla media europea per tutte le classi di consumo, con scostamenti positivi compresi tra il 4% e il 10% (Tav. 1.15).

Con riferimento alla classe di consumo 2,63-26,27 M(m³)/anno, Danimarca, Svezia, Germania e Belgio, penalizzati dagli alti livelli di tassazione, evidenziano prezzi lordi superiori alla media europea, mentre Portogallo, Regno Unito, Irlanda e Spagna si collocano, insieme con l'Italia, sui livelli relativamente inferiori, insieme con altri Paesi dell'Europa orientale. Rispetto all'anno precedente, i prezzi finali al netto delle imposte della medesima classe di consumo evidenziano in Italia una riduzione del 14,3%, valore superiore rispetto al calo registrato mediamente a livello europeo, pari al 13,2%. A eccezione della Bulgaria, i prezzi del gas naturale sono diminuiti in tutti i Paesi dell'Unione europea, per i quali sono disponibili i dati per gli anni oggetto di confronto (Fig. 1.22).

TAV. 1.15

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2009

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/m³

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO k(m³)									
	< 26		26-263		263-2.627		2.627-26.268		26.268-105.072	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d
Belgio	44,08	55,11	38,77	48,29	31,98	40,05	30,02	39,46	24,55	32,57
Bulgaria	30,99	37,18	30,33	36,39	27,98	33,58	25,45	30,53	24,88	29,86
Cipro	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d
Danimarca	48,86	99,60	48,86	99,60	24,43	68,96	22,59	66,67	n.d	n.d
Estonia	29,44	37,34	27,30	34,23	24,88	31,43	23,83	29,98	23,65	29,46
Finlandia	n.d	n.d	n.d	n.d	29,31	38,26	28,55	37,12	26,46	34,83
Francia	45,40	55,01	39,14	47,47	34,76	42,28	29,43	34,76	26,21	30,42
Germania	42,68	55,87	40,83	53,66	36,83	48,92	32,09	43,27	27,01	37,23
Grecia	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d
Irlanda	51,81	58,80	38,15	43,25	31,62	34,95	28,82	30,89	n.d	n.d
Italia	**44,45**	**62,20**	**41,35**	**52,85**	**33,90**	**39,60**	**30,15**	**33,35**	**29,40**	**31,75**
Lettonia	43,61	52,86	39,05	47,30	35,30	42,74	32,77	39,70	30,01	36,38
Lituania	34,30	40,85	33,13	39,46	31,00	36,92	25,84	30,85	n.d	n.d
Lussemburgo	48,39	52,33	43,38	47,34	40,05	42,96	27,14	29,28	n.d	n.d
Malta	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d
Paesi Bassi	46,48	77,93	41,09	65,08	33,86	47,63	29,99	38,95	24,67	30,23
Polonia	37,03	45,18	34,34	41,90	30,63	37,36	26,69	32,56	23,85	29,10
Portogallo	53,33	56,01	39,76	41,75	32,42	34,04	25,66	26,93	28,60	30,03
Regno Unito	40,90	48,55	29,98	36,24	25,73	31,02	23,34	27,78	17,65	20,73
Rep. Ceca	42,34	51,84	34,44	42,44	30,86	38,18	27,58	34,28	26,43	32,91
Romania	17,71	29,42	17,54	28,86	17,07	28,11	15,98	24,81	16,27	24,07
Slovacchia	48,02	57,98	42,22	51,08	37,78	45,78	34,03	41,33	32,03	38,95
Slovenia	53,03	67,25	50,21	63,86	38,39	49,66	n.d	n.d	n.d	n.d
Spagna	46,97	54,48	35,70	41,42	30,89	35,84	26,62	30,88	24,40	28,30
Svezia	51,87	73,04	46,68	66,77	38,41	56,17	31,96	48,11	30,86	47,00
Ungheria	42,76	53,65	41,24	51,76	33,42	42,08	28,44	35,99	27,53	34,90
Croazia	28,09	34,38	28,09	34,38	28,09	34,38	28,09	34,38	n.d	n.d
Norvegia	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d
Unione europea(A)	**42,68**	**56,14**	**37,73**	**48,60**	**32,27**	**40,63**	**28,38**	**35,32**	**n.d**	**n.d**

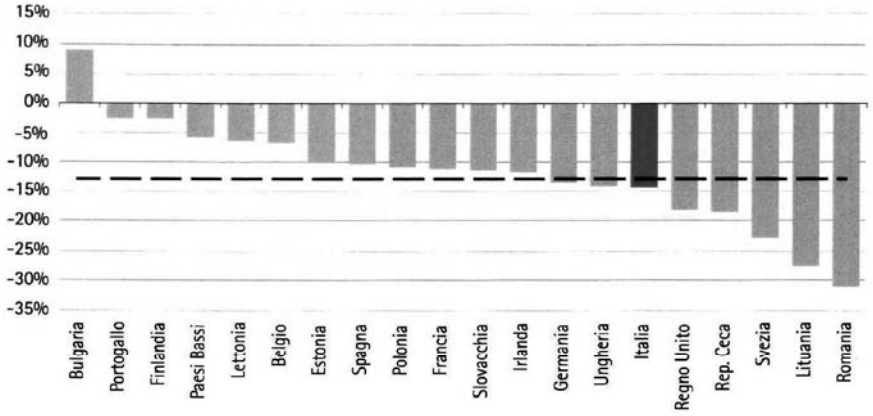
(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (22 Paesi), ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi industriali nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o ritardo nella pubblicazione di un prezzo, Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.22

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali

Variazione percentuale dei prezzi[A] al netto delle imposte per consumi annui compresi tra 2,63 e 26,27 M(m³); 2009-2008



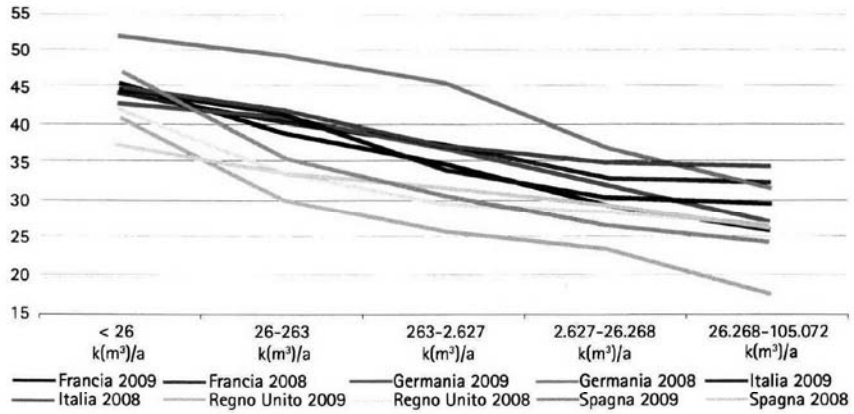
(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione del prezzo medio ponderato con i consumi industriali nazionali per l'Unione europea, calcolato da Eurostat.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.23

Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali Paesi europei

Prezzi al netto delle imposte; 2008-2009; c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Dall'1 gennaio 2005 è entrato in vigore il sistema europeo di scambio delle quote di emissioni di gas a effetto serra (EU ETS, *European Emission Trading Scheme*) introdotto dalla Direttiva 2003/87/CE.

L'*Emission Trading*, che si inserisce nell'ambito delle misure adottate per ottemperare agli impegni del Protocollo di Kyoto, ha previsto un primo periodo di applicazione, considerato come periodo di rodaggio del sistema, negli anni 2005-2007 (Fase 1), in vista della fase relativa agli anni 2008-2012 (Fase 2), durante la quale dovranno essere raggiunti i target di riduzione delle emissioni previsti dal Protocollo stesso (-8% rispetto al 1990 per l'Unione europea a 15 Paesi e -6,5% per l'Italia).

Il 17 dicembre 2008 il Parlamento europeo ha approvato la proposta della Commissione intesa a modificare l'attuale sistema di scambio delle quote, come definito dalla Direttiva 2003/87/CE, con riferimento agli anni successivi al 2012. La nuova Direttiva è stata formalmente adottata in via definitiva dal Parlamento e dal Consiglio europeo a fine marzo 2009. Per una trattazione di maggiore dettaglio in tema di revisione dell'EU ETS a partire dal 2013 si rinvia alla *Relazione Annuale* 2008 e al Capitolo 1 di questo Volume.

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2008-2009

Il calendario degli adempimenti richiesti alle imprese soggette all'EU ETS prevede che entro la fine del mese di marzo siano comunicate le emissioni effettive relative all'anno precedente ed entro la fine del mese di aprile siano restituite le quote a esse corrispondenti. È possibile pertanto confrontare le emissioni effettive nel 2008-2009 con le relative quote assegnate. I dati del registro europeo (*Community Independent Transaction Log* - CITL) in data 16 aprile 2010 mettono in evidenza una riduzione nel 2009 delle emissioni a livello europeo del 13,6% rispetto all'anno precedente[3].

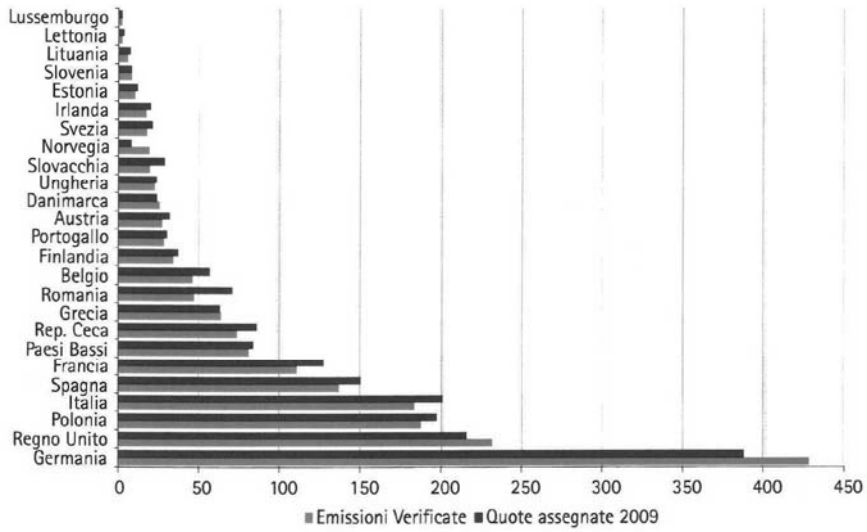
Considerando i dati relativi alle installazioni che hanno comunicato le loro emissioni nel 2009, si evidenzia nell'anno una sovra-allocazione di quote poco inferiore a 69 $MtCO_2$. A tale esito hanno contribuito soprattutto la Romania (circa 24 $MtCO_2$), l'Italia (18 $MtCO_2$) e la Francia (17 $MtCO_2$), mentre altri Paesi hanno registrato una situazione di sotto-allocazione, tra cui la Germania (40 $MtCO_2$) e il Regno Unito (16 $MtCO_2$). Si ricorda che il registro è aggiornato quotidianamente e che riflette tutti i movimenti di variazione dei permessi (per esempio, modifiche di assegnazioni per apertura di nuovi impianti e/o ampliamenti oppure chiusura di impianti esistenti e rettifiche di dati).

3 A tale data, la quota di copertura delle emissioni, calcolata come percentuale delle quote assegnate alle installazioni adempienti rispetto al totale delle assegnazioni, è pari al 100% nel 2008 e al 98,6% nel 2009.

FIG. 1.24

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2009(A)

$MtCO_2$



(A) Nel grafico non sono riportati i Paesi dove nessuna installazione ha comunicato i dati relativi alle emissioni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL il 16 aprile 2010.

Per l'Italia, in particolare, con riferimento ai settori soggetti all'EU ETS, è stato verificato un ammontare di emissioni nel 2009 pari a 183,5 $MtCO_2$; considerando anche le assegnazioni a installazioni che non hanno comunicato le proprie emissioni, si è registrata una sovra-allocazione superiore a 20 $MtCO_2$. A questo risultato hanno contribuito in maniera determinante le dinamiche nei settori della produzione sia dell'acciaio sia di calce e cemento, mentre più ridotta è risultata la sovra-allocazione nel settore relativo agli impianti di combustione.

TAV. 1.16

Emissioni effettive e assegnazioni per l'Italia negli anni 2008-2009

$MtCO_2$

SETTORE PRODUTTIVO	2008			2009		
	EMISSIONI VERIFICATE	ASSEGNAZIONI	DIFFERENZA	EMISSIONI VERIFICATE	ASSEGNAZIONI	DIFFERENZA
Impianti di combustione	143,1	132,7	10,4	122,1	123,8	-1,7
Impianti di raffinazione	24,7	19,7	5,1	22,0	18,6	3,4
Produzione di acciaio	15,5	18,8	-3,3	8,6	18,8	-10,2
Produzione di calce e cemento	28,7	31,0	-2,4	23,3	30,8	-7,5
Produzione di vetro	2,9	3,1	-0,1	2,6	3,0	-0,4
Produzione di ceramica e laterizi	0,5	0,8	-0,3	0,4	0,8	-0,4
Produzione di pasta per carta e cartoni	4,8	5,1	-0,4	4,3	4,9	-0,6
Altre attività	0,4	0,4	0,0	0,3	0,4	-0,1
Installazioni non aventi comunicato le emissioni	-	0,1	-0,1	-	2,8	-2,8
Totale settori	**220,7**	**211,8**	**8,9**	**183,5**	**204,0**	**-20,5**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL il 16 aprile 2010.

Prezzo della tonnellata di CO_2 nel 2009

Nel mercato europeo dei permessi di emissione *European Union Allowance* (EUA) gli scambi nel 2009 hanno superato i 6 miliardi di tonnellate di CO_2, per un valore complessivo di circa 89 miliardi di euro.

Nel corso del 2009 il prezzo del contratto *future* con scadenza dicembre 2009 dei permessi EUA, dopo un crollo nel mese di febbraio fino a un valore di poco superiore a 8 €/tCO_2, è oscillato, da aprile alla fine dell'anno, tra 12 €/tCO_2 e 16 €/tCO_2.

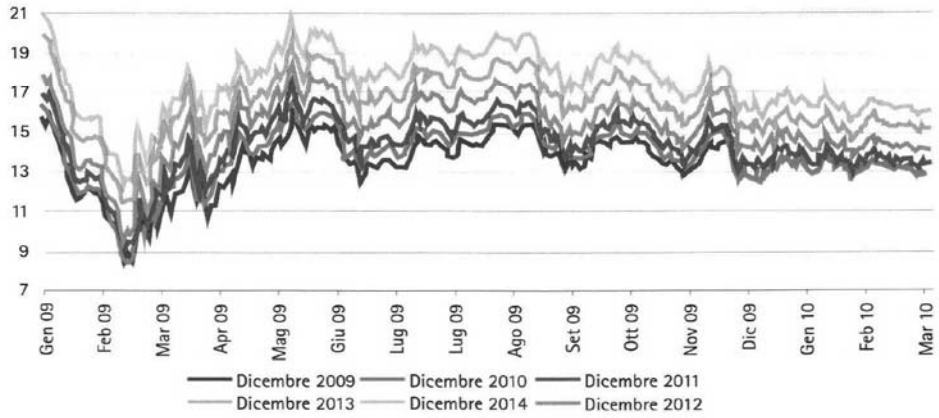


FIG. 1.25

Andamento dei prezzi future della CO_2 nella Borsa ECX

€/tCO_2

Fonte: Elaborazione AEEG su dati ECX.

2.
Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2009

Nel corso del 2009 la domanda di energia elettrica ha subito una forte riduzione rispetto ai valori registrati nel 2008, in concomitanza con il rallentamento dell'economia italiana. Secondo i primi dati (provvisori) diffusi dal Gestore della rete nazionale, nel 2009 la domanda di energia elettrica è stata pari a 317,6 TWh, in flessione del 6,4% rispetto all'anno precedente.

Nel corso dello stesso periodo, il Prodotto interno lordo (PIL) ha subito una riduzione del 5,1%, con una contrazione particolarmente significativa, superiore al 6%, nel primo semestre dell'anno.

La tavola 2.1 presenta il bilancio dell'energia elettrica in Italia con indicazione delle disponibilità e degli impieghi di energia elettrica nel 2009, confrontati con gli analoghi valori registrati nel 2008.

Nel corso del 2009, la produzione nazionale destinata al consumo ha coperto circa l'86% del fabbisogno complessivo (contro l'88,2% del 2008), mentre la restante quota è stata soddisfatta mediante importazioni nette dall'estero per 44,4 TWh, in crescita dell'11% circa rispetto all'anno precedente.

Con riferimento agli impieghi, la flessione complessiva dei consumi al netto delle perdite (-6,6%) si è declinata in modo sostanzialmente uniforme tra consumi nel mercato tutelato e consumi nel mercato libero (inclusa la salvaguardia). In termini di energia, questo ha comportato una riduzione dei consumi superiore a 5 TWh nel mercato tutelato e a 12 TWh nel mercato libero.

TAV. 2.1

Bilancio dell'energia elettrica nel 2009
GWh

	2008	2009(A)	VARIAZIONE %
Produzione lorda	319.130	289.914	-9,2%
Servizi ausiliari	12.065	11.034	-8,5%
Produzione netta	**307.065**	**278.880**	**-9,2%**
Ricevuta da fornitori esteri	43.432	46.570	7,2%
Ceduta a clienti esteri	3.398	2.121	-37,6%
Destinata ai pompaggi	7.618	5.727	-24,8%
Disponibilità per il consumo	**339.481**	**317.602**	**-6,4%**
Perdite	20.444	19.602	-4,1%
Consumi al netto delle perdite	**319.037**	**298.000**	**-6,6%**
Mercato tutelato	90.431	85.000	-6,0%
Mercato libero (inclusa salvaguardia)	208.267	196.000	-5,9%
Autoconsumi	20.339	17.000	-16,4%

(A) I dati relativi al 2009 sono provvisori. Ai fini del confronto, i consumi effettuati in regime di salvaguardia relativi agli anni 2008 e 2009 sono inclusi nel mercato libero.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Nel corso del 2009 la produzione lorda totale di energia elettrica è risultata pari a circa 289,9 TWh, in diminuzione del 9,2% rispetto al livello registrato nel 2008. I dati disaggregati per fonte evidenziano una riduzione della produzione termoelettrica del 14%, pari a circa 218 TWh (Tav. 2.2). La produzione di energia elettrica da gas naturale ha subito un calo del 15,6% rispetto al livello raggiunto un anno prima, mentre più contenuta è stata la riduzione della produzione da prodotti petroliferi (-6,1%), che tuttavia segue alla forte contrazione registrata nel 2008 (-20,2%), e al calo del 32,4% rilevato nel 2007.

La produzione da fonti rinnovabili è aumentata nel 2009 del 13% rispetto al livello registrato l'anno precedente. Accanto al deciso incremento della produzione idroelettrica da apporti naturali (+14,2%), ritmi di crescita molto sostenuti sono stati registrati nella generazione da fonte eolica (+25,2%) e fotovoltaica (pari a circa 750 GWh, quasi tre volte superiore al valore evidenziato nel 2008).

TAV. 2.2

Produzione lorda per fonte nel periodo 2002-2009

GWh

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Produzione termoelettrica	**227.646**	**238.291**	**240.488**	**246.918**	**255.420**	**258.811**	**253.806**	**218.247**
Solidi	35.447	38.813	45.518	43.606	44.207	44.112	43.074	39.000
Gas naturale	99.414	117.301	129.772	149.259	158.079	172.646	172.697	145.750
Prodotti petroliferi	76.997	65.771	47.253	35.846	33.830	22.865	19.195	18.020
Altri	15.788	16.406	17.945	18.207	19.304	19.187	18.840	15.477
Produzione da fonti rinnovabili	**49.013**	**47.971**	**55.669**	**49.863**	**52.239**	**49.411**	**59.720**	**67.458**
Biomassa e rifiuti	3.423	4.493	5.637	6.155	6.745	6.954	7.523	7.740
Eolico	1.404	1.458	1.847	2.343	2.971	4.034	4.861	6.087
Fotovoltaico	4	5	4	4	2	39	193	750
Geotermico	4.662	5.341	5.437	5.325	5.527	5.569	5.520	5.347
Idroelettrico da apporti naturali	39.519	36.674	42.744	36.067	36.994	32.815	41.623	47.534
Produzione idroelettrica da pompaggi	**7.743**	**7.603**	**7.164**	**6.860**	**6.431**	**5.666**	**5.604**	**4.209**
PRODUZIONE TOTALE	**284.401**	**293.865**	**303.321**	**303.672**	**314.090**	**313.888**	**319.129**	**289.914**
PRODUZIONE IDROELETTRICA TOTALE	*47.262*	*44.277*	*49.908*	*42.927*	*43.425*	*38.481*	*47.227*	*51.743*

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna. I dati relativi al 2008 sono provvisori.

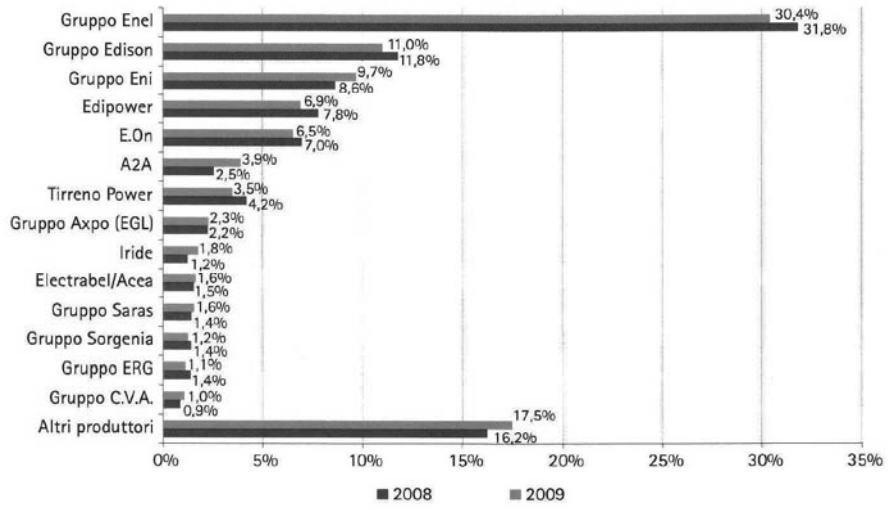
La figura 2.1 riporta le quote di generazione dei principali operatori nel 2009 confrontate con quelle del 2008. Rispetto a quanto avvenuto negli anni precedenti, riprende la contrazione della quota di mercato del gruppo Enel (30,4%), rispetto al valore registrato nel 2008 (pari al 31,8%). A beneficiare dei maggiori spazi di mercato resi disponibili dal principale produttore sono il gruppo Eni, la cui quota di mercato si attesta a circa il 9,7% (contro l'8,6 registrato nel 2008) e gli operatori di dimensione inferiore. Gli altri principali concorrenti, quali Edison, Edipower ed E.On, non sembrano aver tratto vantaggio dalla situazione, come testimonia la flessione delle quote di generazione rispetto ai livelli registrati nel 2008.

Il calcolo dell'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI), con riferimento alla generazione lorda, evidenzia un'ulteriore diminuzione della concentrazione del mercato. L'indice relativo al 2009 assume valore pari a 1.280 contro i 1.380 nel 2008.

FIG. 2.1

Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda

Confronto 2008-2009; valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Secondo i dati provvisori di Terna – Rete elettrica nazionale, nel corso del 2009 è entrata in funzione nuova capacità efficiente lorda per circa 2.300 MW, costituita per circa i due terzi da impianti termoelettrici e per la restante parte da impianti alimentati da fonte rinnovabile e fonte idroelettrica (Fig. 2.2). Gli impianti termoelettrici dei principali sei operatori hanno garantito nel 2008 una disponibilità di capacità di generazione, per almeno il 50% delle ore, pari a circa il 90% della relativa capacità installata (Fig. 2.3).

La figura 2.4 riporta le quote percentuali dell'energia destinata al consumo prodotta dai maggiori operatori nazionali. Il calcolo delle quote è stato effettuato al netto dell'energia CIP6 ceduta dal Gestore dei servizi elettrici (GSE) al mercato, nonché dell'energia destinata ai pompaggi e alle esportazioni. Rispetto all'anno precedente, il gruppo Enel mantiene sostanzialmente stabile la propria posizione, mentre i gruppi Eni e A2A registrano entrambi un incremento (compreso tra l'1% e il 2%) della propria quota, a spese di altri operatori tra i quali il gruppo Edison, Edipower e il gruppo E.On, il cui contributo alla produzione di energia elettrica destinata al consumo subisce una moderata riduzione rispetto ai valori registrati nel 2008.

Nel complesso il grado di concentrazione del mercato della generazione destinata al consumo registra un'ulteriore riduzione, seppure modesta, rispetto al 2008, in linea con quanto registrato negli ultimi anni. In particolare, l'indice HHI nel 2009 è risultato pari a 1.579, in diminuzione dal valore di 1.590 del 2008.

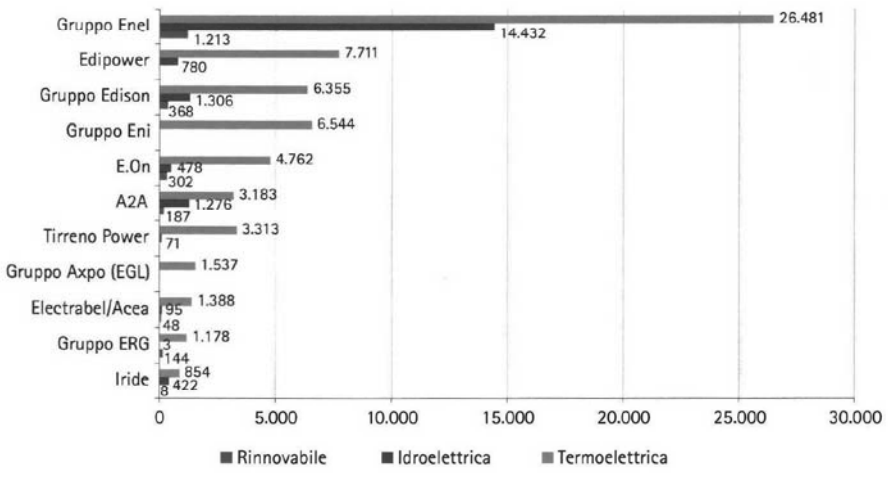
La tavola 2.3 riporta il contributo percentuale dei principali gruppi alla generazione termoelettrica nazionale, con riferimento ai principali combustibili convenzionali. Enel si conferma il primo produttore di energia elettrica da fonti convenzionali, con una presenza molto elevata nella generazione da carbone (72,8% del totale) e significativa nella generazione da gas naturale e da prodotti petroliferi. I gruppi Edison ed Eni, principali concorrenti del gruppo Enel, evidenziano una presenza importante nella generazione termoelettrica da gas naturale e da gas derivati.

Nel settore delle energie rinnovabili, Enel si conferma primo operatore nazionale nella generazione elettrica sia da fonte idroelettrica (56%), sia da fonte geotermica (100%). Nel comparto della produzione di energia eolica, la società International Power risulta essere il principale operatore, con una quota di mercato pari al 17,1%, mentre A2A si conferma primo operatore nazionale nella generazione di energia elettrica da biomassa, biogas e rifiuti solidi (Tav. 2.4).

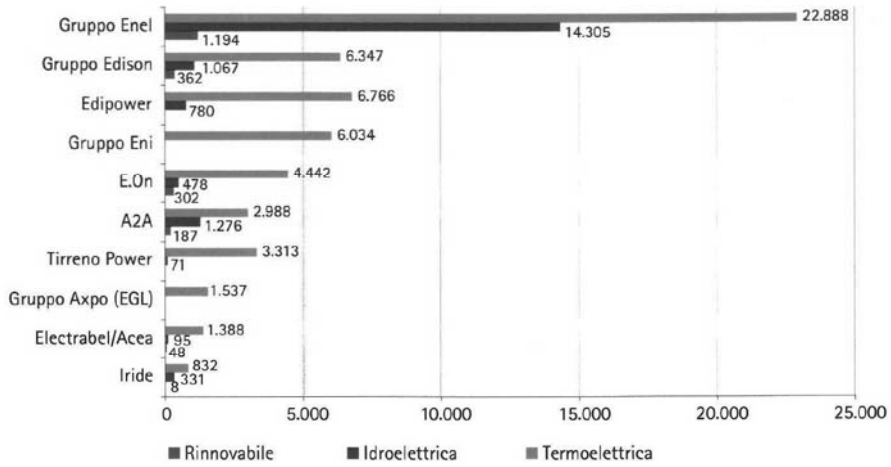
FIG. 2.2

Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi nel 2009

MW



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

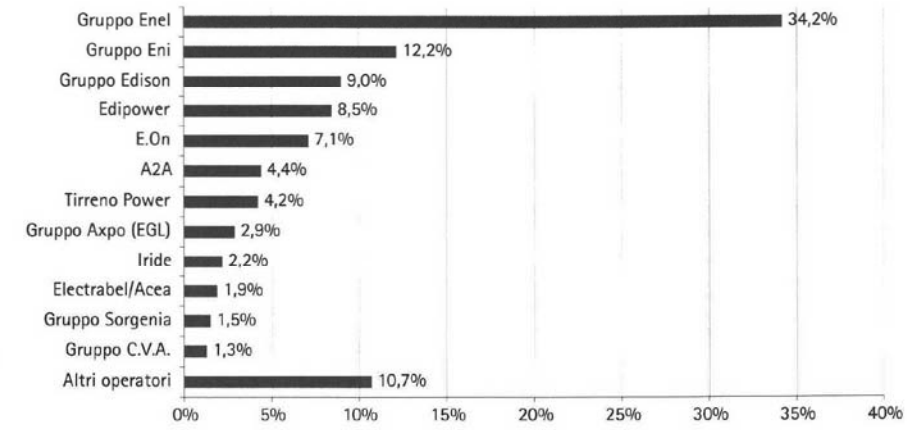


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.3

Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2009

MW



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.4

Contributo dei principali operatori alla produzione di energia elettrica destinata al consumo 2009

Valori percentuali

TAV. 2.3

Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione termoelettrica per fonte del 2009

Valori percentuali

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI(B)
Gruppo Enel	72,8	23,9	14,3	0,7
Gruppo Edison	0,0	7,3	17,0	21,8
Gruppo Eni	0,0	11,0	16,4	22,7
Edipower	4,1	28,2	7,7	0,0
E.On	11,1	8,1	7,5	0,4
Tirreno Power	8,2	0,5	4,6	0,0
A2A	3,8	0,0	4,2	0,0
Gruppo Axpo (EGL)	0,0	0,0	4,7	0,0
Gruppo Saras	0,0	1,3	0,0	29,2
Electrabel/Acea	0,0	0,0	2,9	0,0
Iride	0,0	0,3	2,7	0,0
Gruppo Sorgenia	0,0	0,0	2,4	0,0
Altri operatori	0,0	19,3	15,7	25,2
TOTALE	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

(A) Comprende olio combustibile BTZ e STZ, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, olio combustibile ATZ e MTZ, bassi prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore e l'espansione di gas compresso.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.4

Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione rinnovabile per fonte del 2009

Valori percentuali

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	BIOMASSA, BIOGAS E RIFIUTI
Gruppo Enel	56,0	100,0	8,7	2,6
A2A	5,2	0,0	0,0	15,7
Gruppo Edison	6,1	0,0	9,8	0,1
Gruppo C.V.A.	5,8	0,0	0,0	0,0
Edipower	5,4	0,0	0,0	0,0
E.On	4,1	0,0	7,2	0,0
Iride	2,5	0,0	0,0	0,6
International Power	0,0	0,0	17,1	0,0
Ital Green Energy Holding	0,0	0,0	0,0	11,7
Sel Edison	1,3	0,0	0,0	0,0
I.V.P.C.	0,0	0,0	11,8	0,0
Dolomiti Edison Energia	1,2	0,0	0,0	0,0
Altri operatori	12,4	0,0	45,4	69,3
TOTALE	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 2.5 descrive la ripartizione regionale dei 1.060 produttori di energia elettrica che hanno risposto all'indagine dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in termini di numerosità degli operatori e di quote di generazione, oltre che di capacità installata per i tre principali operatori. La Valle d'Aosta e il Trentino Alto Adige sono le due regioni che presentano il maggior numero di operatori in proporzione al numero di abitanti: si tratta in larga misura di piccoli produttori idroelettrici. La Lombardia è la regione che presenta il più basso tasso di concentrazione nella generazione elettrica con una quota di mercato dei tre principali produttori appena superiore al 40%; segue il Piemonte con una quota intorno al 50%. Le regioni che presentano quote superiori all'80% sono, in ordine decrescente: Liguria, Valle d'Aosta, Marche, Molise, Umbria, Sardegna, Puglia e Lazio. In termini di capacità installata la Basilicata e la Lombardia presentano i più bassi tassi di concentrazione (sempre misurati come quote dei tre principali operatori), mentre Liguria, Valle d'Aosta, Lazio, Marche e Veneto hanno quote superiori al 90%. Le regioni Veneto, Emilia Romagna e Toscana si caratterizzano per una significativa presenza di autoproduttori rispetto al numero complessivo degli operatori presenti in regione.

TAV. 2.5

Presenza territoriale degli operatori nel 2009

REGIONE	NUMERO OPERATORI PRESENTI	DI CUI AUTOPRODUTTORI	CONTRIBUTO % DEI PRINCIPALI 3 OPERATORI ALLA GENERAZIONE REGIONALE	CONTRIBUTO % DEI PRINCIPALI 3 OPERATORI ALLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLA REGIONE
Valle d'Aosta	16	0	93,5	95,0
Piemonte	187	25	49,5	66,7
Liguria	22	3	97,3	97,1
Lombardia	186	38	40,5	57,4
Trentino Alto Adige	163	17	64,8	69,8
Veneto	96	35	79,9	90,1
Friuli Venezia Giulia	54	4	66,7	76,0
Emilia Romagna	77	26	66,1	68,8
Toscana	54	17	65,1	68,9
Lazio	39	8	83,4	91,9
Marche	31	1	89,3	91,6
Umbria	26	3	86,7	86,1
Abruzzo	27	3	55,4	63,2
Molise	17	0	89,3	75,3
Campania	57	6	58,4	60,5
Puglia	54	1	86,3	76,2
Basilicata	21	4	62,7	50,1
Calabria	31	0	78,1	81,2
Sicilia	41	3	75,1	68,6
Sardegna	24	4	86,7	79,9

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Produzione incentivata: energia fotovoltaica

A partire da settembre 2005, è attivo il meccanismo di incentivazione in Conto energia per promuovere la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici. Il decreto 19 febbraio 2007 del Ministero dello sviluppo economico e del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, divenuto operativo dopo la pubblicazione della delibera dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 90/07, ha introdotto modifiche e semplificazioni allo schema originario, come illustrato nella *Relazione Annuale* del 2008.

Il nuovo Conto energia prevede che l'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici entrati in esercizio dopo il 13 aprile 2007 e prima del 31 dicembre 2008 abbia diritto a una tariffa incentivante articolata secondo i valori indicati nella tavola 2.6. Le tariffe sono erogate per un periodo di 20 anni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto e rimangono costanti in moneta corrente per l'intero periodo.

Gli impianti che beneficiano di un incentivo maggiore sono quelli domestici fino a 3 kW e che risultano integrati architettonicamente. Per gli impianti entrati in esercizio dall'1 gennaio 2009 e fino al 31 dicembre 2010, è prevista una decurtazione dei valori indicati nella tavola 2.6, pari al 2% per ciascuno degli anni di calendario successivi al 2008, rimanendo poi costanti per il periodo di 20 anni di erogazione dell'incentivo. I Ministeri dello sviluppo economico e dell'ambiente ridefiniranno con successivi decreti le tariffe incentivanti per gli impianti che entreranno in esercizio negli anni successivi al 2010.

Inoltre, gli impianti fotovoltaici fino a 20 kW operanti in regime di scambio sul posto hanno diritto, nel caso si effettuino interventi di efficienza energetica sull'edificio al quale questi impianti sono asserviti e tali da comportare una riduzione di almeno il 10% del fabbisogno di energia primaria dell'edificio stesso, a un premio, consistente in una maggiorazione della tariffa di base riconosciuta, pari alla metà della percentuale di riduzione del fabbisogno primario di energia effettivamente conseguita dall'edificio (premio massimo previsto pari al 30% della tariffa incentivante).

TAV. 2.6

Tariffe incentivanti nel nuovo Conto energia (DM 19/02/2007)

Potenza nominale in kW; tariffe in €/kWh

POTENZA NOMINALE	TIPOLOGIA DI IMPIANTO FOTOVOLTAICO		
	NON INTEGRATO	PARZIALMENTE INTEGRATO	INTEGRATO
1 ≤ P ≤ 3	0,40	0,44	0,49
3 < P ≤ 20	0,38	0,42	0,46
P > 20	0,36	0,40	0,44

Fonte: GSE.

Nella tavola 2.7 si riportano il numero e la potenza degli impianti in esercizio a seguito dell'introduzione del primo Conto energia, con il dettaglio della loro ripartizione regionale, mentre nella tavola 2.8 si dà evidenza delle analoghe informazioni relative agli impianti incentivati sulla base del nuovo Conto energia. La potenza totale degli impianti in esercizio in Italia al 30 aprile 2010 risulta pari a circa 1,2 GW, corrispondente a un incremento del 263% rispetto al livello registrato un anno prima. La Puglia mostra il maggior livello di potenza installata, pari a 228,7 MW, seguita dalla Lombardia (134,9 MW), dall'Emilia Romagna (99,9 MW) dal Lazio (89,0 MW) e dal Piemonte (85,9 MW).

TAV. 2.7

Il primo Conto energia (DM 28/07/2005 e 6/02/2006)

Impianti in esercizio al 30 aprile 2010; numero e potenza in kW

	CLASSE 1 1 kW ≤ P ≤ 20 kW		CLASSE 2 20 kW < P ≤ 50 kW		CLASSE 3 50 kW < P ≤ 1.000 kW		TOTALE	
	NUMERO	POTENZA	NUMERO	POTENZA	NUMERO	POTENZA	NUMERO	POTENZA
Valle d'Aosta	-	-	1	46	-	-	1	46
Piemonte	207	1.440	68	2.745	5	2.208	280	6.394
Liguria	90	432	9	351	1	51	100	833
Lombardia	601	3.380	97	4.149	4	332	702	7.860
Trentino Alto Adige	168	1.039	126	5.636	8	3.698	302	10.373
Veneto	397	2.469	74	3.127	4	1.571	475	7.168
Friuli Venezia Giulia	210	1.178	7	324	2	707	219	2.209
Emilia Romagna	468	2.672	178	7.312	7	2.772	653	12.756
Toscana	237	1.797	42	1.709	7	4.512	286	8.018
Lazio	274	1.753	54	2.561	4	3.372	332	7.686
Marche	224	1.413	124	5.638	9	3.940	357	10.991
Umbria	162	1.308	89	3.855	2	560	253	5.722
Abruzzo	57	501	36	1.626	5	1.836	98	3.963
Molise	11	80	4	159	1	301	16	540
Campania	105	936	53	2.428	6	5.395	164	8.763
Puglia	316	2.106	234	10.815	20	14.403	570	27.324
Basilicata	49	489	294	14.237	4	2.229	347	16.955
Calabria	71	529	64	3.028	10	7.181	145	10.738
Sicilia	226	1.350	69	3.253	10	5.078	305	9.682
Sardegna	92	545	24	1.083	6	5.094	122	6.722
TOTALE ITALIA	**3.965**	**25.421**	**1.647**	**74.084**	**115**	**65.238**	**5.727**	**164.743**

Fonte: GSE.

TAV. 2.8

Il nuovo Conto energia (DM 19/02/2007)

Impianti in esercizio al 30 aprile 2010; numero e potenza in kW

	CLASSE 1 1 kW ≤ P ≤ 3 kW		CLASSE 2 3 kW < P ≤ 20 kW		CLASSE 3 P > 20 kW		TOTALE	
	NUMERO	POTENZA	NUMERO	POTENZA	NUMERO	POTENZA	NUMERO	POTENZA
Valle D'Aosta	44	107	50	475	7	444	101	1.026
Piemonte	2.825	7.502	2.749	22.560	348	49.421	5.922	79.483
Liguria	551	1.388	341	2.581	27	3.624	919	7.593
Lombardia	5.375	14.206	4.940	39.872	655	72.944	10.970	127.022
Trentino Alto Adige	1.528	4.199	1.754	16.208	317	35.856	3.599	56.263
Veneto	3.230	8.543	3.470	25.530	355	42.525	7.055	76.598
Friuli Venezia Giulia	1.400	3.848	2.040	13.853	111	11.374	3.551	29.075
Emilia Romagna	3.283	8.527	2.801	22.993	431	55.619	6.515	87.139
Toscana	2.542	6.641	2.349	19.281	164	23.255	5.055	49.178
Lazio	2.152	5.654	2.170	15.771	159	59.865	4.481	81.289
Marche	1.326	3.508	1.140	9.068	194	41.737	2.660	54.312
Umbria	709	1.954	771	6.347	128	22.207	1.608	30.509
Abruzzo	456	1.213	806	6.183	92	13.886	1.354	21.282
Molise	84	232	140	1.128	18	6.887	242	8.248
Campania	769	2.105	912	6.997	91	13.177	1.772	22.278
Puglia	2.054	5.540	2.688	19.656	360	176.184	5.102	201.379
Basilicata	310	865	291	2.371	102	10.272	703	13.508
Calabria	633	1.738	937	7.105	65	10.472	1.635	19.315
Sicilia	1.886	5.171	1.895	13.545	84	18.359	3.865	37.035
Sardegna	2.526	6.992	1.954	14.000	57	16.938	4.537	37.930
TOTALE ITALIA	**33.683**	**89.934**	**34.198**	**265.524**	**3.765**	**685.045**	**71.646**	**1.040.503**

Fonte: GSE.

In aggiunta all'incentivo, il soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico può beneficiare di ulteriori vantaggi economici, derivanti dalla cessione in rete dell'energia prodotta e dalla copertura dei propri autoconsumi, parziali o totali. Per la cessione dell'energia prodotta dall'impianto, in particolare, il soggetto responsabile può utilizzare una modalità di vendita "indiretta", mediante la stipula di una convenzione di ritiro dedicato con il GSE, ai sensi della delibera dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07, e successive modifiche.

Il servizio di scambio sul posto, innovato con delibera 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08, consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con l'energia prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione. In particolare, la delibera ARG/elt 74/08 prevede che il servizio di scambio sul posto sia erogato unicamente dal GSE e non più dalle imprese distributrici. L'utente dello scambio è titolare o dispone di:

- impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW e impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007;
- impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

Al fine di superare i limiti e le criticità riscontrate nella precedente disciplina, la struttura del nuovo servizio di scambio sul posto stabilisce che l'utente dello scambio acquisti l'intera quantità di energia elettrica prelevata. Inoltre, il medesimo utente sigla con il GSE la convenzione per lo scambio sul posto, in base alla quale il GSE prende in consegna l'energia elettrica immessa, vendendola sul mercato ed erogando all'utente un contributo finanziario finalizzato:

- alla compensazione economica tra il valore associato all'energia elettrica immessa in rete e il valore associato all'energia elettrica prelevata;
- alla restituzione, per una quantità di energia elettrica prelevata al più pari a quella immessa (energia "scambiata"), della parte variabile dei corrispettivi relativi all'utilizzo della rete (trasporto e dispacciamento) e degli oneri generali di sistema (solo nel caso di fonti rinnovabili).

La disciplina attuale, evitando compensazioni tra quantità di energia elettrica dal diverso valore economico, garantisce la trasparenza dei flussi energetici e la corretta valorizzazione economica dell'energia elettrica immessa e prelevata. Inoltre, consente di quantificare i costi non sostenuti dai soggetti che richiedono lo scambio sul posto che rimangono in capo agli utenti del sistema elettrico.

Produzione incentivata: solare termodinamico

Gli impianti solari termodinamici, a differenza degli impianti fotovoltaici, convertono indirettamente l'energia solare in energia elettrica passando attraverso una prima fase di trasformazione dell'energia solare in energia termica di un fluido termovettore.

Il decreto ministeriale 11 aprile 2008 definisce il meccanismo di incentivazione per gli impianti solari termodinamici anche ibridi[1] di nuova costruzione ed entrati in esercizio in dopo il luglio 2008, data di pubblicazione della delibera attuativa dell'Autorità (delibera 14 luglio 2008, ARG/elt 95/08).

Gli incentivi, calcolati in base alle tariffe riportate nella tavola 2.9, vengono riconosciuti per l'energia elettrica prodotta dall'impianto esclusivamente per la produzione solare imputabile, e si aggiungono ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

I valori delle tariffe sono riferiti agli impianti entrati in esercizio nel periodo intercorrente fra la data di emanazione della delibera ARG/elt 95/08 dell'Autorità e il 31 dicembre 2012. Per gli impianti che entreranno in esercizio nel periodo che va dal l'1 gennaio 2013 al 31 dicembre 2014, le tariffe saranno decurtate del 2% per ciascuno degli anni di calendario successivi al 2008 (con arrotondamento alla terza cifra decimale).

In assenza di ulteriori decreti del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente, d'intesa con la Conferenza unificata, per gli anni successivi al 2014 continueranno ad applicarsi le tariffe fissate dal decreto 11 aprile 2008, con riferimento agli impianti che entreranno in esercizio dopo il 2014. L'incentivo è riconosciuto per un periodo di 25 anni a partire dalla data di entrata in esercizio dell'impianto.

TAV. 2.9

Tariffe incentivanti per impianti solari termodinamici (DM 11/04/2008)

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	€/kWh
Impianto in cui la frazione solare sia superiore all'85%	0,28 + vendita energia
Impianto in cui la frazione solare sia compresa tra il 50% e l'85%	0,25 + vendita energia
Impianto in cui la frazione solare sia inferiore al 50%	0,22 + vendita energia

Fonte: GSE.

Produzione incentivata: energia CIP6 e altri ritiri del GSE

Nel 2009 l'energia ritirata dal GSE ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e della delibera dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, è risultata pari a 36.194 GWh, corrispondenti al 13% della produzione nazionale netta. Rispetto al 2008 i ritiri si sono ridotti complessivamente di circa 5,5 TWh.

L'analisi di dettaglio dell'energia assimilata che beneficia dell'incentivazione CIP6 evidenzia come la riduzione complessiva registrata nel 2009, pari a 4,9 TWh, sia stata determinata in esito sia alla notevole diminuzione dell'energia elettrica ritirata da impianti nuovi che utilizzano combustibili di processo o residui oppure recuperi di energia (–9,8 TWh), sia al calo della generazione elettrica associata agli impianti nuovi che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi (–0,7 TWh), mentre

1 *Negli impianti ibridi l'energia solare viene integrata in un gruppo termoelettrico di produzione convenzionale, mentre negli impianti non ibridi l'intera energia* solare viene destinata al ciclo termodinamico finale di produzione energia.

l'energia elettrica generata da impianti esistenti ha registrato un incremento pari a circa 5,7 TWh. L'energia assimilata in convenzione CIP6 ha rappresentato nel 2009 il 13,6% della generazione termica convenzionale netta, in linea rispetto al valore registrato nel 2008.

La riduzione della produzione CIP6 da fonti rinnovabili registrata nel 2009, pari a circa 0,6 TWh, è invece stata determinata in prevalenza da una diminuzione della generazione da impianti nuovi fotovoltaici, a biomasse, a RSU (rifiuti solidi urbani) ed equiparati (-0,7 TWh) e da quelli eolici e geotermici (-0,5 TWh), mentre l'energia generata da impianti esistenti ha registrato un incremento di circa 0,9 TWh. Le convenzioni CIP6 relative a impianti per la produzione di energia rinnovabile hanno contribuito al 10,3% della generazione complessiva netta da fonti rinnovabili, in diminuzione rispetto al 12,7% circa del 2008.

TAV. 2.10

Ritiri GSE: energia CIP6 e delibera n. 108/97

GWh

	2005	2006	2007	2008	2009
CIP6	50.296	48.340	46.462	41.653	36.194
- di cui assimilata	40.463	39.068	38.268	34.224	29.364
- di cui rinnovabile	9.833	9.272	8.194	7.429	6.830
Delibera n. 108/97	966	689	115	54	-
TOTALE	**51.262**	**49.029**	**46.577**	**41.707**	**36.194**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.11

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti assimilate negli anni 2004-2009

GWh

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Impianti nuovi	34.182	25.097	20.465	16.935	13.658	3.139
-di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	17.773	12.891	13.290	12.929	12.041	2.210
-di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	16.409	12.206	7.175	4.006	1.617	930
Impianti esistenti	8.086	15.366	18.603	21.333	20.566	26.224
TOTALE	**42.268**	**40.463**	**39.068**	**38.268**	**34.224**	**29.364**

Fonte: : Elaborazione AEEG su dati GSE

TAV. 2.12

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti rinnovabili negli anni 2004-2009

GWh

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Impianti nuovi	10.031	9.685	8.958	7.857	7.015	5.527
-di cui impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	1.397	1.181	987	591	578	375
-di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	334	184	137	88	84	37
-di cui impianti eolici e geotermici	3.417	3.040	2.566	2.217	1.687	1.165
-di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	4.648	5.084	5.198	4.949	4.666	3.950
-di cui impianti idroelettrici potenziati	234	196	70	13	-	-
Impianti esistenti	100	148	314	337	414	1.303
TOTALE	**10.131**	**9.833**	**9.272**	**8.194**	**7.429**	**6.830**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Nel 2009 i costi totali dei ritiri del GSE per l'energia CIP6 e ai sensi della delibera n. 108/97, evidenziati nella tavola 2.13, sono stimabili in 4,2 miliardi di euro, in gran parte (circa il 70%) legati alla remunerazione dell'energia CIP6 prodotta da impianti assimilati. I ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica nella Borsa elettrica al netto dei corrispettivi inerenti i contratti per differenza e gli oneri di sbilanciamento, sono risultati pari a circa 2,3 miliardi di euro, in diminuzione di più o meno 750 milioni di euro rispetto al 2008. L'onere da recuperare in tariffa, pari alla differenza tra costi e ricavi dei ritiri dell'energia CIP6, è risultato di circa 1,9 miliardi di euro, in diminuzione di circa 500 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

TAV. 2.13

Costi e ricavi dei ritiri CIP6 e della delibera n. 108/97 nel 2009

Milioni di euro

COSTI E RICAVI	VALORE
Remunerazione impianti assimilati	2.926,1
Remunerazione impianti rinnovabili	1.268,1
Totale remunerazione energia CIP6(A)	**4.194,3**
Altri costi di misura e trasporto per energia CIP6	9,9
Remunerazione energia delibera n. 108/97	-
Totale costi ritiri	**4.204,2**
Ricavi da cessione energia	2.302,2
Costo da recuperare in tariffa (componente A_3)	**1.902,0**

(A) Stime di chiusura dell'anno 2009.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Nella tavola 2.14 si presenta il dettaglio dei costi relativi alle fonti assimilate e rinnovabili incentivate tramite il meccanismo CIP6, per tipologia di produzione. La riduzione dei costi relativi alle fonti assimilate rispetto al 2008, pari a circa un miliardo di euro, è stata determinata da una riduzione del 14% della quantità ritirata, accompagnata da un calo analogo della remunerazione unitaria (-14%). Nel 2009 si è registrato un forte decremento della remunerazione ascrivibile a impianti nuovi, solo in parte compensata dall'incremento dei costi associato ai ritiri di energia da impianti esistenti. Anche per quanto riguarda le fonti rinnovabili, la riduzione dei costi, pari a 230 milioni di euro, è stato determinata soprattutto dalla riduzione dei volumi di energia ritirata (-8%) e dal calo della remunerazione unitaria (-8%). Per gli impianti nuovi, la riduzione dei quantitativi ritirati e della corrispondente remunerazione ha riguardato tutte le tipologie di impianto, mentre risultano aumentati i costi associati agli impianti esistenti.

TAV. 2.14

Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2009

Remunerazione totale in M€; quantità in GWh; remunerazione unitaria in €/MWh

	REMUNERAZIONE TOTALE	QUANTITÀ	REMUNERAZIONE UNITARIA
Fonti assimilate	**2.926,1**	**29.364**	**99,65**
Fonti assimilate nuove	409,5	3.139	130,44
- di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	305,8	2.210	138,38
- di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	103,7	930	111,56
Fonti assimilate esistenti	2.516,6	26.224	95,97
Fonti rinnovabili	**1.268,1**	**6.830**	**185,67**
Fonti rinnovabili nuove	1.141,8	5.527	206,59
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	56,7	375	151,03
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	5,1	37	139,13
- di cui impianti eolici e geotermici	186,2	1.165	159,84
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	893,8	3.950	226,29
- di cui impianti idroelettrici potenziati	-	-	-
Fonti rinnovabili esistenti	126,3	1.303	96,94
TOTALE	**4.194,3**	**36.194**	**115,88**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Per quanto riguarda le fonti assimilate, i primi 10 gruppi industriali contribuiscono a oltre il 98% della generazione elettrica in convenzione CIP6; la quota maggiore, pari a oltre un terzo dell'intera produzione, spetta al gruppo Edison. Per i ritiri, invece, dell'energia prodotta da fonti rinnovabili il quadro è *maggiormente articolato: i gruppi* Enel e A2A *contribuiscono* ciascuno al 17% circa dell'intera generazione rinnovabile, seguiti da International Power (8,3%) e API (8%). Complessivamente i primi 10 operatori raggiungono il 73% circa dell'energia totale rinnovabile in convenzione CIP6.

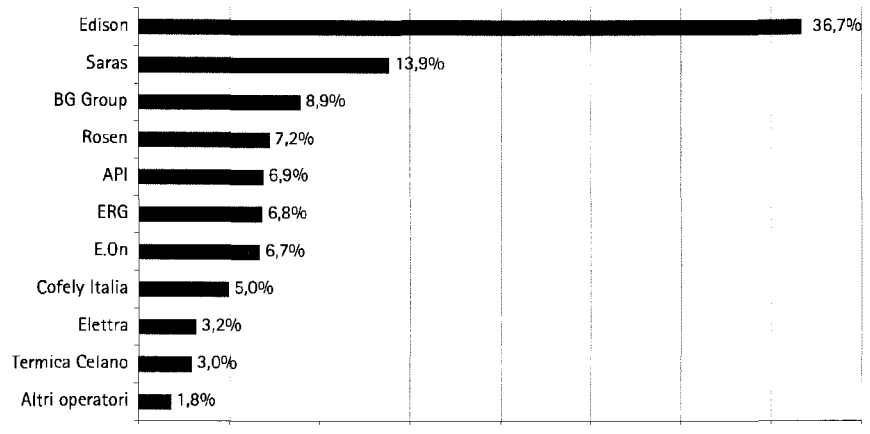


FIG. 2.5

Contributo dei principali operatori alla generazione CIP6 da fonti assimilate nel 2009

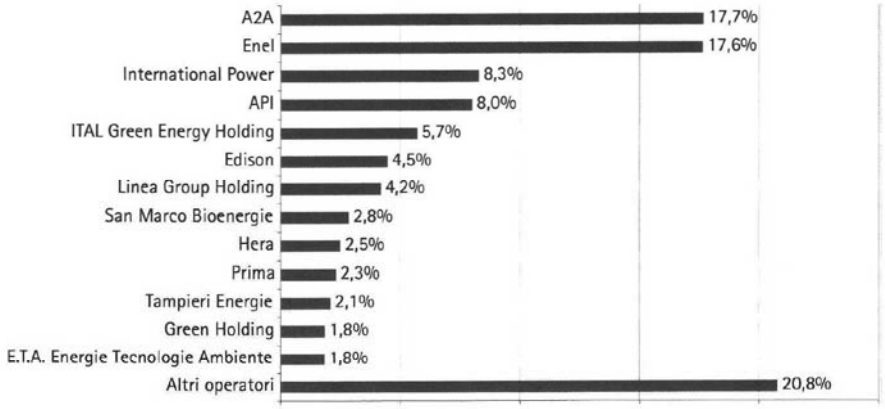
Valori percentuali

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.6

Contributo dei principali operatori alla generazione CIP6 da fonti rinnovabili nel 2009

Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Importazioni nette

Il saldo estero per il 2009, in base ai dati provvisori di esercizio di Terna, è ammontato a 44.449 GWh, quale differenza tra le importazioni, pari a 46.570 GWh (+7,2% sul 2008), e le esportazioni, pari a 2.121 GWh (-37,6% sul 2008). Esso ha garantito nel 2009 la copertura del fabbisogno nella misura del 14%.

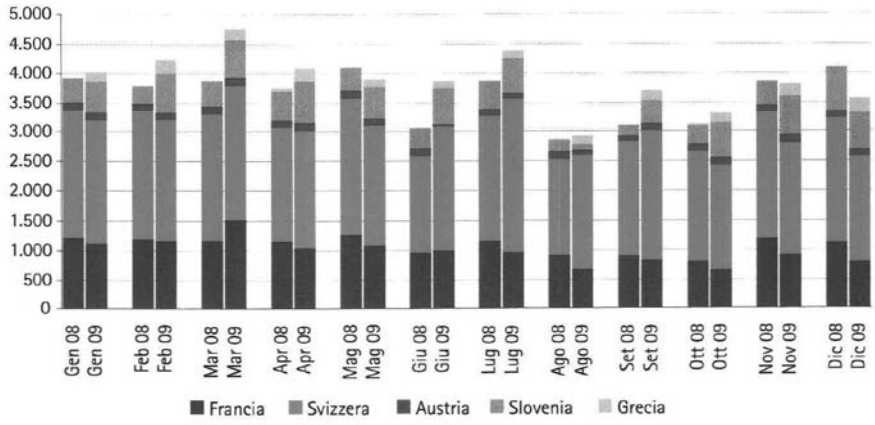
L'incremento delle importazioni nel 2009 è legato a un forte aumento dell'energia proveniente dalla Slovenia (+2.039 GWh) e dalla Grecia (+1.980 GWh); al contrario, nel corso dell'anno si sono significativamente ridotte le importazioni dalla Francia (-9,7%).

Per quanto riguarda le esportazioni, la diminuzione dei flussi di energia ha riguardato quasi esclusivamente gli scambi con la Grecia (-1.436 GWh).

FIG. 2.7

Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2008 e nel 2009

GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

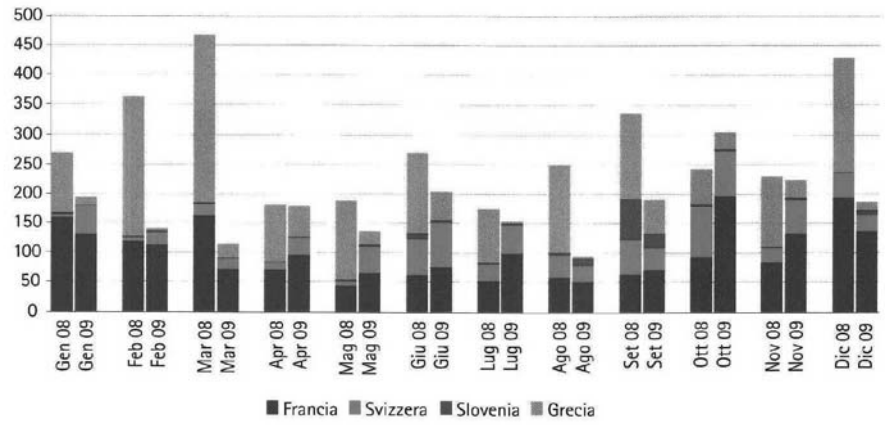


FIG. 2.8

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2008 e nel 2009

GWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

La società Terna è il principale proprietario delle Rete di trasmissione nazionale (RTN) di energia elettrica. Tra gli altri operatori proprietari figurano le seguenti società: Self Rete Ferroviaria Italiana, Agsm Trasmissione (Verona), Retrasm Asm (Brescia) e Azienda Energetica Trasmissione Bolzano.

L'incremento delle linee di trasmissione appartenenti alla categoria 150-132 kV è relativo all'inclusione della rete di proprietà della società TELAT (Terna Linee Alta Tensione) nel perimetro degli asset della RTN. Tale impresa, costituita nel novembre 2008 con la denominazione di ELAT (Enel Linee Alta Tensione), ha ricevuto in conferimento le linee di distribuzione in alta tensione di Enel Distribuzione. Enel e Terna hanno sottoscritto un contratto di compravendita della partecipazione in ELAT, perfezionato nell'aprile 2009, a seguito del quale la società è stata ridenominata TELAT e la rete acquisita è stata inclusa nell'ambito della RTN.

Nel 2009, la RTN ha incluso inoltre 491 km di linee appartenenti alla categoria 500 kV, relativi all'implementazione della prima fase del progetto SAPEI di collegamento della Sardegna alla Penisola Italiana.

Al 31 dicembre 2009 l'azionista di riferimento di Terna, ovvero la Cassa depositi e prestiti, possedeva una quota azionaria pari al 29,99%; Enel e la società di gestione patrimoniale Pictet Asset Management risultavano detenere, rispettivamente, il 5,1% e il 4,9% del capitale sociale, mentre il restante 60% era ripartito tra investitori istituzionali e altri azionisti.

TAV. 2.15

Asset della RTN

Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

	2007	2008	2009
Numero operatori di rete	11	8	9
Linee 380 kV (km)	10.518	10.519	10.514
Linee 220 kV (km)	11.416	11.387	11.358
Linee 150-132 kV (km)	22.465	22.436	40.311
Linee 500 kV a corrente continua (km)	-	-	491
Linee 400 kV a corrente continua (km)	207	207	207
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862
Numero stazioni 380 kV	136	138	139
Numero stazioni 220 kV	149	147	151

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

Distribuzione

Tra le operazioni societarie rilevanti nel settore della distribuzione di energia elettrica nel corso del 2009, si evidenzia l'incorporazione di Asm Distribuzione Elettricità in Aem Distribuzione Energia Elettrica avvenuta in data 1 aprile, con la nascita della società A2A Reti Elettriche, operante nelle province di Milano e Brescia.

Nello stesso anno, Enel Distribuzione ha acquisito l'attività del Comune di Ingria (TO) e del Comune di Telti (OT), mentre Stet ha assunto la responsabilità del servizio nel Comune di Sant'Orsola Terme (TN). Set Distribuzione, infine, ha acquisito l'attività del Comune di Besenello (TN).

La composizione societaria degli operatori di distribuzione evidenzia la prevalenza di soci appartenenti a enti pubblici (44,2%), seppure in forte riduzione rispetto alla situazione registrata nel 2008 (–10%); significativa è anche la quota di persone fisiche (32,5%), in crescita di più di 13 punti percentuali rispetto al 2008, e di società che non operano nel settore energetico (15,3%).

TAV. 2.16

Composizione societaria dei distributori nel 2009

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	44,2
Persone fisiche	32,5
Società diverse	15,3
Imprese energetiche nazionali	3,9
Imprese energetiche locali	2,9
Flottante	0,7
Istituti finanziari nazionali	0,4
Istituti finanziari esteri	0,1
TOTALE	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nella tavola 2.17 è rappresentata la distribuzione territoriale dei gestori e delle reti di distribuzione per tipologia di rete, come emerge dai dati raccolti dall'Autorità presso i distributori. Si evidenzia l'elevato numero di distributori della regione Trentino Alto Adige a fronte di una rete che, in termini di lunghezza, rappresenta meno del 2% del totale nazionale.

TAV. 2.17

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2009

km

REGIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	BASSA TENSIONE	NUMERO DISTRIBUTORI(A)
Valle d'Aosta	57	1,499	2,569	2
Piemonte	32	28,427	63,738	11
Liguria	–	7,022	21,383	2
Lombardia	151	46,814	82,926	13
Trentino Alto Adige	175	7,630	14,953	67
Veneto	56	26,391	61,285	3
Friuli Venezia Giulia	4	8,079	14,957	6
Emilia Romagna	154	32,379	65,767	3
Toscana	167	26,375	57,405	2
Lazio	614	28,483	65,300	6
Marche	–	11,603	29,796	8
Umbria	–	7,989	18,222	1
Abruzzo	–	9,836	25,370	3
Molise	–	3,629	7,860	1
Campania	–	24,300	58,810	5
Puglia	–	28,695	59,882	3
Basilicata	–	9,808	14,839	1
Calabria	–	17,636	41,591	1
Sicilia	–	35,983	75,929	11
Sardegna	–	17,849	33,905	2
TOTALE	**1,411**	**380,427**	**816,489**	**151**

(A) Ciascun distributore viene conteggiato tante volte quante sono le regioni in cui opera.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Complessivamente i distributori elettrici italiani risultano essere 135, per un volume totale distribuito pari a 279 TWh. Enel Distribuzione è il primo distributore del Paese, con l'86,2% dei volumi distribuiti, seguito da A2A Reti Elettriche (4,1%) e da Acea Distribuzione (3,6%). Gli altri distributori detengono quote marginali (Tav. 2.18).

TAV. 2.18

Distribuzione di energia elettrica per gruppo societario nel 2009

Energia distribuita in GWh

OPERATORE	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE	
	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	ENERGIA DISTRIBUITA	QUOTA % SU TOTALE
Enel Distribuzione	24.513.951	53.985	6.725.883	186.872	240.856	86,2%
A2A Reti Elettriche	922.274	1.916	227.242	9.600	11.516	4,1%
Acea Distribuzione	1.267.074	3.043	334.664	7.125	10.168	3,6%
Aem Torino Distribuzione	452.928	720	109.332	2.015	2.735	1,0%
Hera	195.482	427	61.447	1.750	2.177	0,8%
Set Distribuzione	227.547	383	60.860	1.724	2.106	0,8%
Agsm Distribuzione	126.265	280	36.591	1.553	1.833	0,7%
Aim Servizi a Rete	53.555	114	17.909	839	953	0,3%
Azienda Energetica Reti	98.826	213	32.650	700	913	0,3%
Enia	92.210	204	30.427	690	894	0,3%
Altri operatori	655.317	1.254	183.828	4.076	5.330	1,9%
TOTALE	**28.605.429**	**62.539**	**7.820.833**	**216.943**	**279.482**	**100,0%**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nella tavola 2.19 si riporta l'attività dei distributori suddivisa per classe di numerosità dei punti di prelievo, con i relativi volumi distribuiti, complessivi e medi per operatore. Gli operatori appartenenti alla prima classe (punti di prelievo > 500.000) sono Enel Distribuzione, Acea Distribuzione, A2A Reti Elettriche e Aem Torino Distribuzione, mentre 53 distributori servono meno di 1.000 punti di prelievo.

TAV. 2.19

Attività dei distributori nel 2009
Volumi in GWh

CLASSI DI NUMEROSITÀ DEI PUNTI DI PRELIEVO	NUMERO OPERATORI	VOLUME DISTRIBUITO	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	VOLUME MEDIO PER OPERATORE	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO MEDIO PER OPERATORE
1> 500.000	4	265.276	34.553.348	66.319	8.638.337
100.000-500.000	7	9.544	1.228.721	1.363	175.532
50.000-100.000	1	953	71.464	953	71.464
20.000-50.000	8	1.642	235.709	205	29.464
5.000-20.000	22	1.444	226.850	66	10.311
1.000-5.000	40	522	90.350	13	2.259
< 1.000	53	102	19.820	2	374
TOTALE	**135**	**279.482**	**36.426.262**	**2.070**	**269.824**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato all'ingrosso

La negoziazione dell'energia elettrica, finalizzata alla programmazione delle unità di produzione e di consumo, può essere svolta mediante la conclusione di contratti di compravendita a pronti o a termine.

Il Mercato regolamentato a pronti (MPE), gestito dal Gestore dei mercati energetici (GME), è composto dal Mercato del giorno prima (MGP), che ha per oggetto la contrattazione di energia tramite offerte di vendita e di acquisto per il giorno successivo, e dal Mercato infragiornaliero (MI), che consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto e le loro posizioni commerciali rispetto alle negoziazioni sul MGP.

Il MI è stato istituito con legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è divenuto operativo nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). La stessa legge ha riformato anche il Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), in cui Terna si approvvigiona delle risorse necessarie all'esercizio dell'attività di trasmissione e dispacciamento e alla garanzia di sicurezza del sistema elettrico.

Il MI si svolge tra la chiusura del MGP e l'apertura del MSD; si articola in due aste implicite, con orari di chiusura diversi e in successione, attraverso le quali gli operatori possono sia effettuare un miglior controllo dello stato degli impianti di produzione, sia aggiornare i programmi di prelievo delle unità di consumo.

Le modifiche apportate al mercato MSD, operative dall'1 gennaio 2010 secondo gli indirizzi contenuti nell'art. 5 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, prevedono che tale mercato continui a essere distinto in due fasi, una di programmazione e una di bilanciamento (MB), e introducono le seguenti novità:

- la possibilità, all'interno di ogni sessione, di specificare un prezzo diverso per ognuno dei servizi offerti (riserva di potenza, risoluzione delle congestioni e bilanciamento in tempo reale);
- la suddivisioni del MB in 5 sessioni consecutive nello stesso giorno cui le offerte fanno riferimento; nella prima vengono considerate le offerte presentate dagli operatori nella fase di programmazione del MSD, nelle 4 sessioni successive gli operatori hanno la possibilità di aggiustare le loro posizioni sul mercato fino a un'ora e mezza prima della prima ora che può essere negoziata.

Allo scopo di garantire maggiore flessibilità al sistema, il disegno di mercato si è arricchito mediante lo sviluppo dei mercati a termine di negoziazione dell'energia elettrica. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la Piattaforma conti energia (PCE) che rappresenta la piattaforma di registrazione dei contratti bilaterali. Il GME ha inoltre avviato, da novembre 2008, le contrattazioni del Mercato elettrico a termine (MTE) che consente, su base multilaterale, di negoziare quantità fisiche di energia elettrica. Contemporaneamente, la Borsa Italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati aventi come sottostante il prezzo medio di acquisto (PUN – Prezzo unico nazionale), di durata mensile, trimestrale e annuale.
Con delibera 23 dicembre 2008, ARG/elt 203/08, l'Autorità ha deciso per il 2009 un abbassamento della soglia di tolleranza per le penali di sbilanciamento dal 3% del 2008 all'1,5%. Questo meccanismo, finalizzato ad agevolare gli operatori nella fase di programmazione della domanda, non risulta compatibile con l'assetto definitivo del mercato ed è destinato a essere rimosso nella disciplina a regime prevista per gli sbilanciamenti effettivi. Inoltre, la delibera ARG/elt 203/08 ha stabilito che, a partire dal 2009, Terna non possa più presentare offerte integrative sul MGP, fatte salve le situazioni eccezionali di criticità del sistema elettrico nazionale.

Borsa elettrica: domanda nel Mercato del giorno prima

Nel 2009 la domanda di energia elettrica nel Sistema Italia è stata pari a 313,4 TWh, in calo del 6,7% rispetto al 2008[2]. La domanda nazionale è diminuita del 6,0%, con riduzioni significative a livello zonale, in particolare nelle macrozone Nord e Sud (rispettivamente –6,9% e –5,2%). In forte diminuzione sono anche gli acquisti dalle zone estere che segnano un calo del 41,1%, dopo il forte rialzo dell'anno precedente (+91,3%), portandosi dai circa 7,3 TWh registrati nel 2008 a 4,3 TWh nel 2009.
La flessione della domanda, iniziata nell'ultimo trimestre del 2008 con l'aggravarsi della crisi economica internazionale, si è protratta per tutto il 2009, raggiungendo il valore massimo nel mese di giugno (–12,0%).

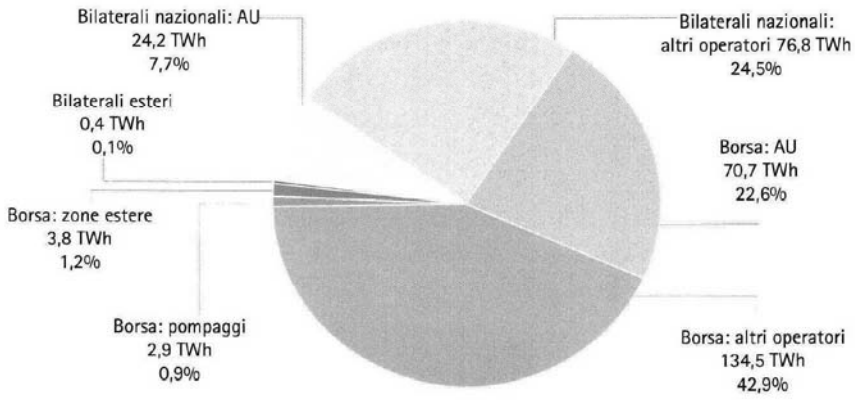


FIG. 2.9
Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2009

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

2 Al fine di tenere conto del maggior numero di ore dell'anno bisestile 2008, le variazioni percentuali sono calcolate su valori medi annui.

Le operazioni sulla Borsa elettrica hanno raggiunto 213,0 TWh, in diminuzione dell'8,2% rispetto all'anno precedente; la liquidità del mercato si è pertanto assestata al 68%, in modesto calo rispetto al 2008 (69%). La liquidità del mercato, misurata sulle sole transazioni di Borsa libere da vincoli normativi (al netto pertanto dei volumi di energia da impianti CIP6), è stata pari al 53,5%.

Nel 2009, la domanda espressa dalla società Acquirente unico ha segnato un ulteriore calo (-10,8% rispetto all'anno precedente), in ragione della progressiva contrazione del mercato vincolato e degli effetti della completa liberalizzazione del settore della vendita. Una flessione più contenuta è stata registrata invece dalla domanda espressa dagli altri operatori (-2,2 %), che risulta essere pari a 134,5 TWh contro i 137,9 TWh del 2008.

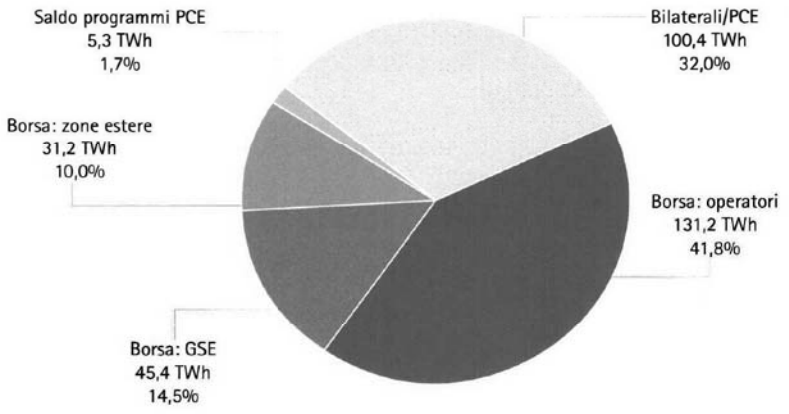
La domanda sottostante i contratti bilaterali ha subito una riduzione complessiva del 3,5% rispetto all'anno precedente, risultando pari a 100,4 TWh. Il calo ha interessato in modo particolare le contrattazioni bilaterali con l'estero, che risultano diminuite del 21,8% rispetto al 2008 e, in misura relativamente minore, i contratti bilaterali conclusi da operatori nazionali diversi dall'Acquirente unico (-8,6%); il calo è stato invece parzialmente bilanciato dall'andamento dei contratti bilaterali conclusi dall'Acquirente unico che registrano un aumento pari al 24,7%.

Borsa elettrica: offerta nel Mercato del giorno prima

L'andamento dei volumi offerti in Borsa evidenzia un calo del 10,8%, rispetto al 2008, delle offerte degli operatori nazionali che, per l'intero 2009, ammontano complessivamente a 131,2 TWh. A ciò va aggiunta la riduzione (-4,9%) dell'offerta da parte del GSE che risulta pari a 45,4 TWh. L'offerta estera registra invece un incremento significativo (+43,7%), risultando complessivamente pari a 31,2 TWh. Il saldo programmi PCE, misurato come differenza tra programmi in immissione e programmi in prelievo, è stato pari a 5,3 TWh, in significativa diminuzione (-33,4%) rispetto al 2008.

FIG. 2.10

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2009



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul Mercato del giorno prima

La Borsa elettrica italiana ha registrato per il 2009 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 63,72 €/MWh, con una flessione di 23,27 €/MWh (-26,8%) rispetto all'anno precedente. Il calo del PUN è da collegare alla drastica contrazione della domanda, figlia della fase di profonda recessione economica, e alla contemporanea vistosa riduzione dei costi variabi-

li di generazione, indotta dal ridimensionamento delle quotazioni internazionali dei combustibili. La consistente riduzione del PUN ha raggiunto il minimo nel mese di giugno (51,82 €/MWh) (Fig. 2.11).

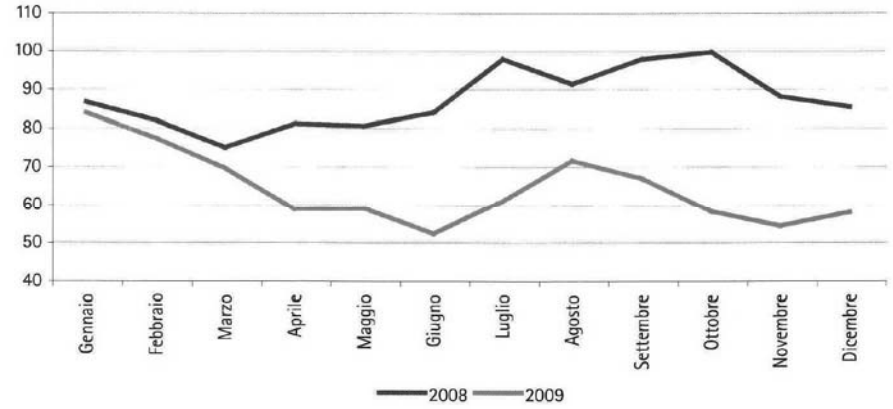


FIG. 2.11

Andamento del PUN nel 2008 e nel 2009

€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

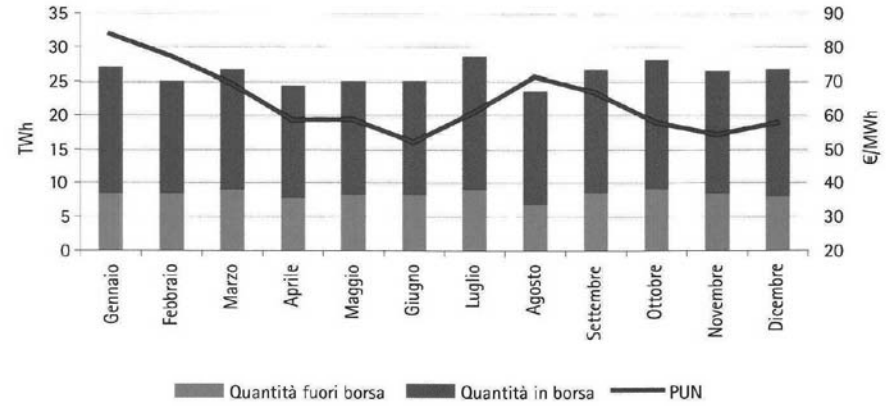


FIG. 2.12

Volumi scambiati sul MGP nel 2009

TWh; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

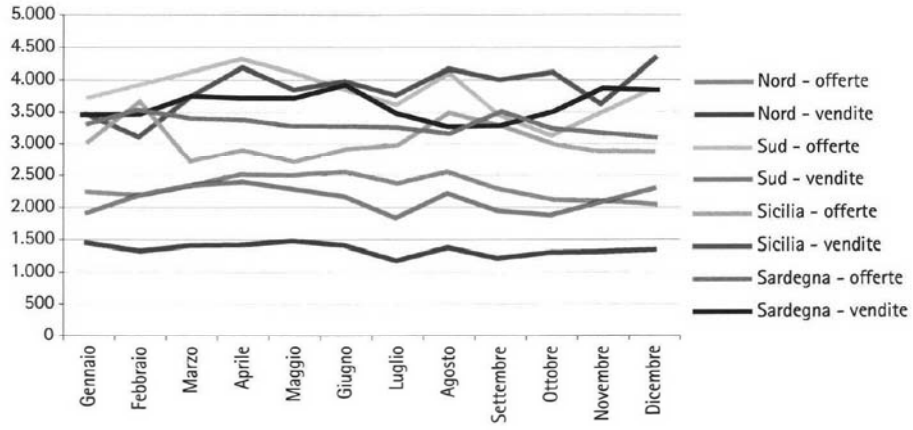
L'HHI a livello zonale, calcolato in relazione alle vendite effettive di energia e alle offerte di vendita (accettate e non accettate), conferma il progressivo miglioramento dell'assetto concorrenziale della macrozona Nord. Ostacoli allo sviluppo di assetti pienamente concorrenziali permangono nelle zone Sicilia e Sardegna, dove l'HHI non assume mai valori inferiori alla soglia di 1.800.

L'indice di operatore marginale evidenzia una significativa riduzione rispetto al 2008, segnalando una tendenza verso il miglioramento della situazione concorrenziale: infatti, mentre

la percentuale dei volumi complessivamente scambiati su cui l'operatore marginale ha fissato il prezzo è stata mediamente del 51% nel 2008, tale quota è scesa al 28% nel 2009 (Fig. 2.13), evidenziando, per quasi tutti i mesi dell'anno (a eccezione di aprile e agosto), un andamento inferiore al 35%, come nell'ultimo trimestre del 2008.

FIG. 2.13

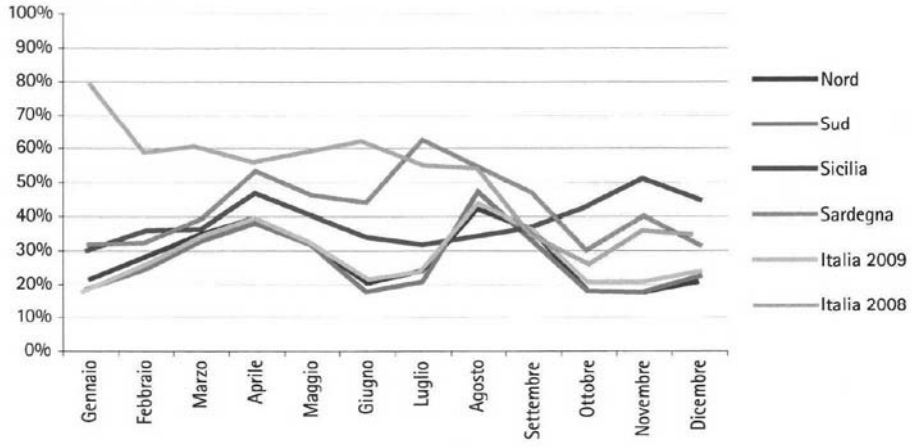
Valori dell'indice HHI nel 2009



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.14

Valori dell'indice di operatore marginale: quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo il primo operatore per macrozona



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Con riferimento ai prezzi medi di vendita, per la prima volta dall'avvio della Borsa il prezzo più basso, pari a 59,49 €/MWh, è stato registrato dalla zona Sud; quello delle altre zone continentali si è allineato poco sopra i 60 €/MWh. Più alto è il prezzo di vendita nelle due isole: 82,01 €/MWh per la Sardegna, 88,09 €/MWh per la Sicilia; quest'ultima ha tutta-

via parzialmente ridotto il differenziale di prezzo con le altre zone, rispetto al 2008. In confronto all'anno precedente, i prezzi hanno subito riduzioni in linea con la variazione del PUN, comprese tra il 26,4% della Sicilia e il 31,9% della zona Sud. Un calo inferiore rispetto alla variazione media nazionale si è registrato nella macrozona Sardegna (–10,7%).

L'analisi mensile dei prezzi evidenzia una consistente riduzione in tutte le zone, a eccezione dei mesi estivi in cui la riduzione di offerta e la contestuale tenuta della domanda, soprattutto nelle zone insulari, hanno creato le condizioni per una maggiore concentrazione di offerta e una conseguente possibilità di esercizio di potere di mercato da parte degli operatori dominanti presenti nelle diverse zone di mercato (Fig. 2.14).

Per quanto riguarda le rendite di congestione, nel 2009 la rendita nazionale è significativamente aumentata rispetto all'anno precedente, passando da circa 156 milioni di euro a 260 milioni di euro, segnando un incremento del 67,3%. In particolare nel mese di settembre si è registrata una rendita pari a 50,54 milioni di euro, quasi raddoppiata rispetto ad agosto (+98,6%) e quasi triplicata rispetto all'anno precedente (+257%). Il transito che contribuisce maggiormente alla rendita nazionale è quello Centro Sud-Sud, il cui contributo è notevolmente aumentato in confronto all'anno precedente. In diminuzione è la rendita raccolta sui transiti Nord-Centro Nord e Centro Nord-Centro Sud.

A partire dal 2008 tutta la capacità di interconnessione sulle frontiere estere è assegnata congiuntamente dai gestori di rete confinanti mediante aste esplicite annuali, mensili e giornaliere. Questo meccanismo azzera per definizione la rendita da congestione sulle zone estere, in quanto il costo della congestione risulta essere preventivamente pagato in fase di asta esplicita.

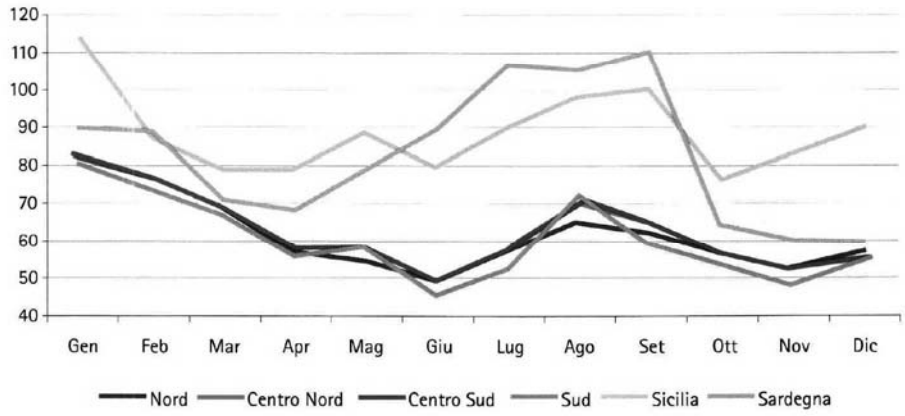


FIG. 2.15

Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2009

€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

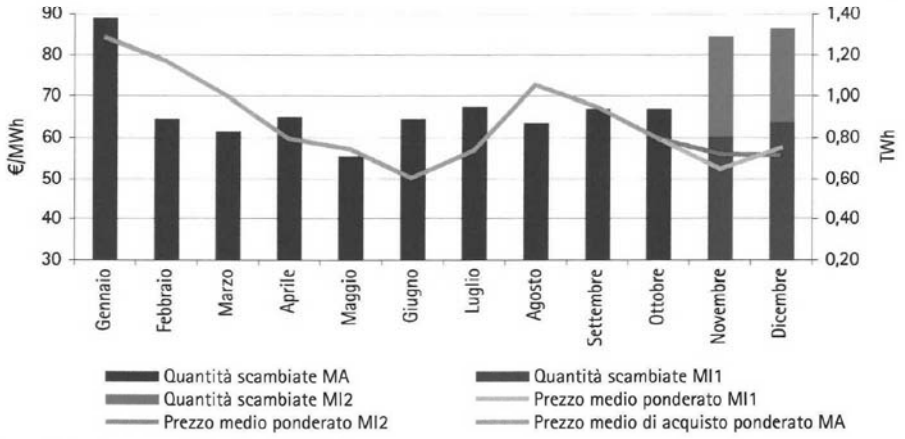
Borsa elettrica: risultati sul Mercato di aggiustamento e infragiornaliero

Nel MA, fino al 31 ottobre 2009, e nel MI, negli ultimi due mesi dello stesso anno, sono stati scambiati complessivamente 11,9 TWh con un aumento del 2,7% rispetto all'anno precedente. Il prezzo medio ponderato per gli acquisti è stato pari a 66,44 €/MWh su MA, e pari rispettivamente a 54,66 €/MWh e 55,68 €/MWh nelle due sessioni (MI1 e MI2) del MI. Nel 2008 il prezzo medio ponderato per gli acquisti su MA era stato pari a 84,95 €/MWh.

FIG. 2.16

Andamento dei prezzi medi ponderati e delle quantità sul MA e sul MI nel 2009

€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

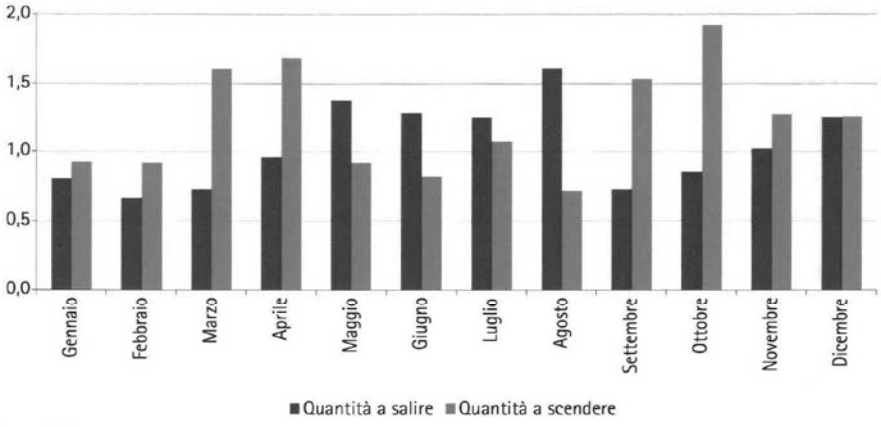
Borsa elettrica: Mercato dei servizi di dispacciamento

Sul MSD, gli acquisti *ex ante* a salire sono risultati pari a 12,5 TWh, in aumento dell'8,4% rispetto all'anno precedente. Le quantità vendute *ex ante* a scendere sono invece risultate pari a 14,6 TWh, in aumento di circa il 30,4% rispetto al 2008, in decisa inversione di tendenza rispetto al trend calante dei due anni precedenti. Tali volumi hanno rappresentato circa il 4,0% delle quantità complessivamente scambiate sul MGP, evidenziando una forte variabilità mensile (Fig. 2.17): le offerte a salire sono risultate relativamente maggiori nei mesi di maggio, giugno e agosto (rispettivamente 5,5%, 5,1% e 6,8% della corrispondente domanda mensile), mentre le domande a scendere hanno raggiunto il massimo nei mesi di marzo (6%), aprile (6,9%) e ottobre (6,8%).

FIG. 2.17

Quantità sul MSD ex ante nel 2009

TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: confronto con le principali Borse europee

Il 2009 è stato un anno di forte discesa dei prezzi delle Borse elettriche europee, tornati su livelli analoghi o inferiori al 2007, dopo la sostanziosa crescita del 2008.

Il calo si attesta ovunque tra il 21% e il 43%, risultando più cospicuo in Spagna e in Europa centrale, dove il 2008 aveva fatto registrare gli incrementi di maggior rilievo. Per effetto di tali dinamiche le quotazioni di Omel (36,96 €/MWh), EEX (38,95 €/MWh) e Powernext (43,01 €/MWh) tornano a convergere sui valori di NordPool (35,02 €/MWh). Ipex rimane la piazza con le quotazioni più elevate (63,72 €/MWh).

La contrazione dei prezzi, nel primo semestre del 2009, è avvenuta con velocità differenti tra Italia e Paesi esteri (Fig. 2.18): con l'aggravarsi del quadro macroeconomico internazionale e la conseguente caduta della domanda di energia elettrica, l'aggiustamento dei prezzi nei Paesi esteri è stato infatti pressoché immediato, mentre in Italia la decrescita dei prezzi è stata molto più lenta e graduale. Nei mesi estivi si è poi registrato un andamento opposto con prezzi italiani in crescita su base congiunturale e prezzi sulle Borse estere in continuo calo, incrementando i differenziali di prezzo e originando, in Italia, consistenti volumi di import netto.

Il differenziale Italia-estero ha registrato un riavvicinamento a partire da settembre. In particolare, i prezzi sul mercato francese hanno registrato un modesto incremento a settembre e un picco di prezzo nel mese di ottobre a causa di improvvisi fermi di centrali nucleari. Il prezzo *baseload* di ottobre ha toccato i 70,1 €/MWh, superiore al prezzo su IPEX di 12,46 €/MWh. Tale dinamica ha generato finestre temporali in cui i produttori italiani sono riusciti a esportare. A novembre i prezzi francesi hanno evidenziato un deciso calo, riportandosi al di sotto dei prezzi registrati su IPEX.

Il differenziale totale tra IPEX e le altre principali Borse elettriche europee si attesta, per il 2009, a 23,8 €/MWh, in aumento di 3,4 €/MWh rispetto all'anno precedente.

La Borsa elettrica italiana presenta una differenziazione del prezzo *peak* e *offpeak* abbastanza accentuata. Il prezzo medio nel 2009 infatti è stato pari, rispettivamente nelle ore piene e nelle ore vuote[3], a 83,46 €/MWh e a 54,47 €/MWh. Nelle altre Borse europee, invece, a un livello di prezzo medio più contenuto si associa solitamente un differenziale minore tra prezzo di picco e prezzo fuori picco. Il prezzo medio *peakload* e il prezzo medio *offpeak* sono risultati rispettivamente pari a 51,13 €/MWh e a 33,25 €/MWh sulla Borsa tedesca, a 58,86 €/MWh e a 35,59 €/MWh sulla Borsa francese, a 39,82 €/MWh e a 35,62 €/MWh sulla Borsa spagnola, a 38,50 €/MWh e a 33,39 €/MWh sulla Borsa scandinava.

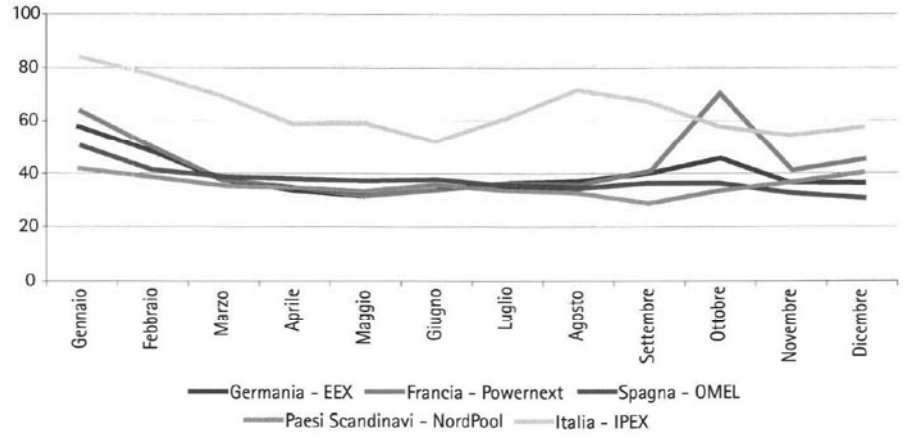


FIG. 2.18

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2009

Valori medi *baseload*; €/MWh

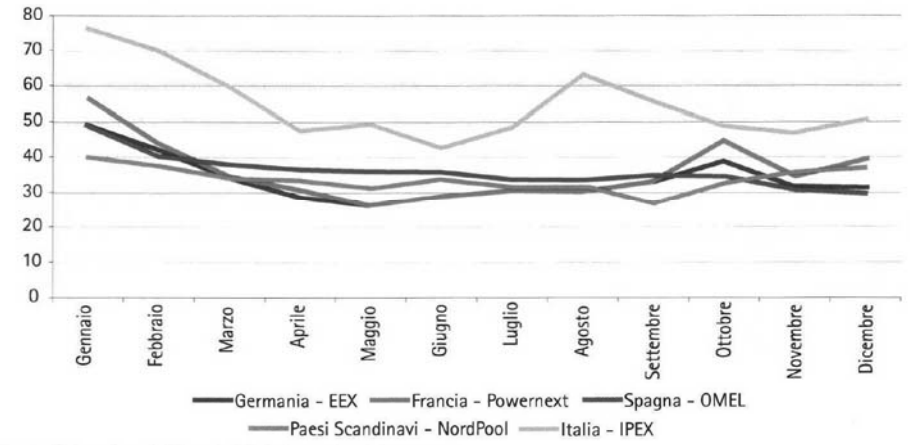
Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

3 I prezzi sono calcolati per tutte le Borse sulla base delle fasce orarie adottate dall'Autorità per la differenziazione del valore dell'energia. Il prezzo *peak* medio è determinato sui valori registrati durante le ore corrispondenti alla fascia F1, mentre il prezzo *offpeak* sulle restanti ore dell'anno (fasce F2 e F3).

FIG. 2.19

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nelle ore offpeak nel 2009

€/MWh

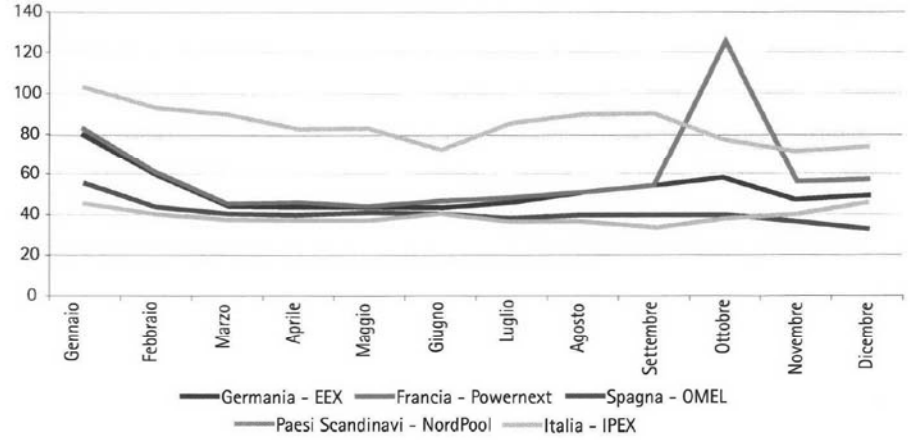


Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

FIG. 2.20

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nelle ore di punta

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

Piattaforma conti energia (PCE)

La PCE è la piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali sulla quale gli operatori possono registrare i dati di quantità e durata della consegna, relativi ai contratti a termine, con due mesi di anticipo massimo rispetto alla data di consegna fisica. In generale, ciascun operatore dispone di uno o più Conti energia in immissione e di uno o più Conti energia in prelievo su ciascuno dei quali può registrare acquisti e vendite a condizione che il saldo netto risultante, a fronte della nuova registrazione, sia nel primo caso una vendita netta e nel secondo caso un acquisto netto. Il saldo del Conto determina la quantità di energia che può essere consegnata/ritirata o venduta/acquistata sul MGP.

Le transazioni registrate, con consegna e ritiro nell'anno 2009, sono state 173,0 TWh (+13,8% rispetto all'anno precedente). Gli operatori hanno registrato prevalentemente contratti non standard (67,8% del totale), in aumento del 15,9% rispetto al 2008. Tra i contratti standard il profilo *baseload* è stato il più utilizzato (21,0% del totale), con una crescita del 18,5%; in calo il profilo *peak* (–7,7%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 131,1 TWh, in aumento tendenziale del 7,8%.

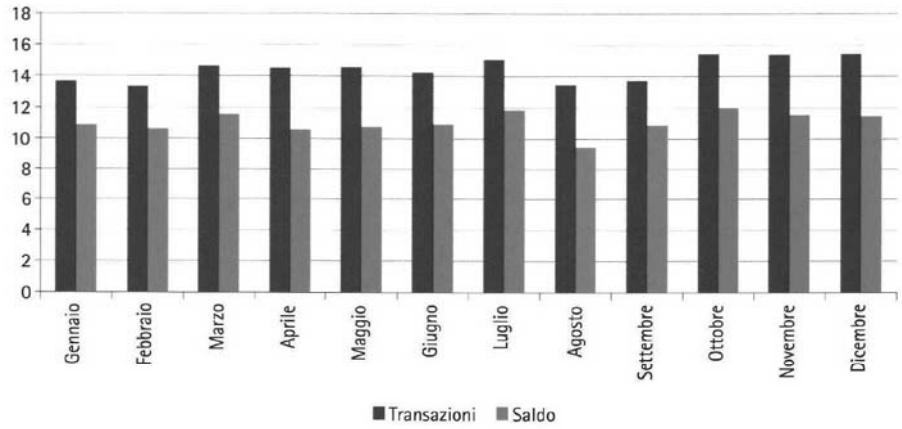


FIG. 2.21

Andamento delle transazioni sulla PCE nel 2009

TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Mercati a termine: MTE e IDEX

MTE e IDEX sono due mercati regolamentati a termine, gestiti rispettivamente da GME e Borsa italiana e istituiti nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia.

A seguito della riforma della disciplina del mercato elettrico, ai sensi della legge n. 2/09, l'MTE consente di negoziare, a partire da novembre 2009, con obbligo di consegna alla scadenza, quantità fisiche di energia elettrica su un orizzonte temporale fino a un anno. Possono essere contrattati prodotti mensili, trimestrali e annuali. I contratti trimestrali e annuali vengono regolati attraverso il meccanismo della cascata, mentre i contratti mensili vengono regolati attraverso la registrazione sulla PCE dell'energia sottostante il contratto.

Durante il 2009 sono stati conclusi contratti per un totale di 81 GWh di volumi scambiati.

L'IDEX è il segmento del mercato dei derivati di Borsa Italiana per la negoziazione di contratti finanziari *futures* sull'energia aventi come sottostante il PUN. I contratti possono avere profilo *baseload* e periodi di consegna mensile, trimestrale e annuale. Il funzionamento del mercato prevede la presenza della *clearing house* del gruppo Borsa Italiana, la Cassa di compensazione e garanzia, che agisce da controparte centrale e alla quale i membri del mercato devono necessariamente aderire.

Durante il 2009 i volumi complessivamente scambiati su IDEX ammontano a circa 15,8 TWh.

Dal 26 novembre 2009 è diventata operativa l'integrazione tra il mercato fisico a termine dell'energia (MTE) e il mercato regolamentato dei prodotti derivati su sottostante elettrico (IDEX).

GME e Borsa Italiana hanno predisposto un meccanismo di opzione di consegna fisica dei contratti in *delivery* sul mercato IDEX che permette agli operatori abilitati sulle due piattaforme di scegliere, al momento della scadenza dell'ultimo contratto mensile, se regolare la posizione sulla IDEX attraverso regolazione finanziaria (*cash settlement*) oppure attraverso il trasferimento della posizione sulla piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (Consegna derivati energia - CDE). Tale piattaforma affianca MPE e MTE e permette il trasferimento della posizione aperta sul mercato IDEX attraverso l'apertura di una posizione la cui controparte è il GME stesso.

Questo meccanismo è finalizzato ad aumentare l'attrattività dei mercati regolamentati dell'energia elettrica, dove il prezzo si forma in base a meccanismi trasparenti e il buon fine dei contratti è garantito dall'esistenza di una controparte centrale, ponendo le premesse per uno sviluppo della loro liquidità e riducendo i livelli di rischio anche su orizzonti temporali estesi.

Vendita dell'energia CIP6 al mercato

Nel 2009 l'energia ritirata dal GSE è stata collocata sul mercato con le modalità previste dal decreto del Ministero dello svi-

luppo economico 25 novembre 2008. Per l'assegnazione dei 4.300 MW di diritti CIP6 per l'anno 2009, tale decreto ha previsto il seguente schema, analogo a quello in vigore l'anno precedente:

- l'energia CIP6 ritirata dal GSE viene offerta nel mercato dell'energia elettrica;
- la capacità assegnabile per il 2009 è definita dal GSE in funzione dell'energia totale che si prevede di acquisire sulla base dei contratti in essere con i produttori e su base statistica prudenziale per la produzione da fonte non programmabile;
- l'energia elettrica, ceduta agli operatori tramite procedure di assegnazione effettuate dal GSE, è destinata per il 20% (860 MW) all'Acquirente unico per la fornitura ai clienti del mercato tutelato e per una quota pari all'80% (3.440 MW) ai clienti del mercato libero;
- il prezzo di assegnazione per il primo trimestre 2009 è pari a 78 €/MWh ed è adeguato trimestralmente secondo le modalità individuate dall'Autorità in funzione dell'andamento, calcolato su base trimestrale, dell'indice dei prezzi, di cui all'art. 5 del decreto del Ministero delle attività produttive (ora Ministero dello sviluppo economico) 19 dicembre 2003;
- l'assegnatario stipula con il GSE un contratto per differenza e si impegna ad approvvigionarsi nel mercato dell'energia per quantitativi non inferiori alla quota di energia oraria assegnata;
- se il prezzo che si forma nel mercato è superiore (inferiore) al prezzo di assegnazione, l'assegnatario riceve da (riconosce al) GSE un corrispettivo pari al prodotto tra il differenziale di prezzo e la quantità assegnata.

Nel corso del 2009, l'Autorità ha adeguato ai sensi di quanto previsto dalla delibera 28 gennaio 2009, ARG/elt 11/09, i prezzi di assegnazione per i trimestri successivi al primo, che sono risultati essere rispettivamente pari a 65,87 €/MWh, 48,45 €/MWh e 56,86 €/MWh.

Per l'anno 2010, il decreto del Ministero dello sviluppo economico 27 novembre 2009 ha stabilito che l'energia ritirata dal GSE sia collocata per il 17% all'Acquirente unico per la fornitura di energia elettrica dei clienti finali compresi nel servizio di tutela, e per l'83% ai clienti del mercato libero. Il prezzo di assegnazione per il primo trimestre 2010 è di 57 €/MWh e la capacità assegnabile complessiva per il 2010 è stata indicata dal GSE in 4.100 MW.

TAV. 2.20

Assegnazione dei diritti CIP6
MW

	2009	2010
Enel Energia	1.035	823
Eni	250	261
Edison Energia	374	377
AceaElectrabel Elettricità	20	166
Sorgenia	145	149
E.On Energia	125	149
Energetic Source	185	121
Iride Mercato	81	77
A2A	130	127
EGL Italia	89	72
Hera Comm	106	116
Altri	900	965
TOTALE	3.440	3.403

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Mercati per l'ambiente

Mercato dei certificati verdi

Il sistema dei certificati verdi costituisce una forma di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili basata su meccanismi di mercato. Secondo quanto disposto dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dall'1 aprile 1999 fino al 31 dicembre 2007, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili (certificati verdi) per i primi 12 anni di esercizio. Gli impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dall'1 gennaio 2008 hanno diritto ai certificati verdi per un periodo di 15 anni.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati dalle fonti che beneficiano dell'emissione dei certificati verdi di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW (0,2 MW per gli impianti eolici) ed entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, la legge n. 244/07 stabilisce il diritto, in alternativa ai certificati verdi e su richiesta del produttore, a una tariffa fissa di entità variabile a seconda della fonte utilizzata, per un periodo di 15 anni. Agli impianti aventi diritto ai certificati verdi, entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2007, continuano ad attribuirsi i certificati in misura corrispondente alla produzione netta di energia elettrica.

Nel mercato dei certificati verdi la domanda è costituita dall'obbligo per produttori e importatori di immettere annualmente in rete una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. Il decreto legislativo n. 79/99, in particolare, prevede dal 2002 l'immissione in rete di una quota pari al 2% dell'energia elettrica prodotta (al netto degli autoconsumi) o importata da fonte non rinnovabile nell'anno precedente, eccedente i 100 GWh/anno. A partire dal 2004 e fino al 2006, la quota minima di elettricità prodotta da fonti rinnovabili da immettere in rete nell'anno successivo è stata incrementata dello 0,35% annuo, sulla base del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Nel periodo 2007-2012, la quota è incrementata dalla legge n. 244/07 dello 0,75% annuo.

L'obbligo di immissione in rete di una quota di energia rinnovabile può essere soddisfatto, oltre che attraverso la produzione/importazione di energia rinnovabile, mediante l'acquisto di certificati verdi da altri operatori. La negoziazione di certificati verdi può avvenire sulla base di contratti bilaterali oppure presso la piattaforma organizzata e gestita dal GME.

La tavola 2.21 evidenzia le contrattazioni avvenute nel mercato gestito dal GME nel corso del 2009 e nel primo trimestre del 2010, distinguendo tra i certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti da fonte rinnovabile (certificati IAFR) e i certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. Ancora nessuno scambio è stato effettuato per i certificati verdi emessi dal GSE relativamente alla produzione di energia elettrica con l'utilizzo dell'idrogeno e di energia prodotta in impianti statici con l'utilizzo dell'idrogeno, ovvero con celle a combustibile. Nella tavola si riportano anche gli esiti delle contrattazioni avvenute presso la Piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali dei certificati verdi (PBCV), piattaforma informatica che consente la registrazione e la regolazione di transazioni bilaterali aventi a oggetto la cessione di certificati verdi.

TAV. 2.21

Esito della contrattazione dei certificati verdi

Certificati negoziati in MWh; prezzo medio in €/MWh

PERIODO DI CONTRATTAZIONE	TIPOLOGIA DI CERTIFICATI VERDI ANNO DI RIFERIMENTO	MERCATO GME		BILATERALI	
		CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO(A)	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO(A)
2009	CV rinnovabili (2006)	437	89,93	35.292	96,17
	CV rinnovabili (2007)	112.203	90,47	1.249.167	92,53
	CV rinnovabili (2008)	449.381	92,22	5.743.885	95,04
	CV rinnovabili (2009)	1.235.489	86,30	12.637.112	85,54
	CV teleriscaldamento (2005)	-	-	10.870	80,71
	CV teleriscaldamento (2006)	6.832	88,03	49.650	71,95
	CV teleriscaldamento (2007)	16.857	86,47	715.441	75,77
	CV teleriscaldamento (2008)	20.920	84,69	1.106.439	84,46
	CV ceduti da GSE (2008)(B)	4.228.993	88,66	-	-
2010 (gennaio-marzo)	CV rinnovabili (2006)	-	-	7.300	123,65
	CV rinnovabili (2007)	1.352	88,12	2.604	45,87
	CV rinnovabili (2008)	3.094	87,98	20.704	73,13
	CV rinnovabili (2009)	464.887	88,35	4.747.679	74,26
	CV rinnovabili (2010)	18.421	85,32	296.046	81,43
	CV teleriscaldamento (2005)	-	-	2.268	92,53
	CV teleriscaldamento (2006)	-	-	14.191	79,32
	CV teleriscaldamento (2007)	2.973	87,82	37.130	79,10
	CV teleriscaldamento (2008)	14.074	87,69	178.156	77,24
	CV teleriscaldamento (2009)	172	86,90	1.342.428	77,05

(A) I prezzi medi dei certificati verdi sono espressi al netto dell'IVA.

(B) Certificati verdi nella titolarità del GSE venduti in sessioni speciali organizzate nel mese di aprile 2009 a un prezzo di offerta prefissato, definito sulla base della legge n. 244/07.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Nel corso del 2009, il prezzo medio di vendita nel mercato gestito dal GME, pari a 88,46 €/MWh, è risultato di poco superiore rispetto a quello delle contrattazioni bilaterali (88,08 €/MWh). La liquidità del mercato organizzato si è attestata al 22% circa. Nel primo trimestre del 2010, invece, il prezzo medio nel mercato organizzato del GME, pari a 88,21 €/MWh, è risultato superiore di quasi 13 €/MWh rispetto al prezzo medio delle contrattazioni bilaterali. Inoltre, si è registrato un forte calo della liquidità del mercato gestito dal GME, di poco superiore al 7%.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 18 dicembre 2008, in attuazione della legge n. 244/07, ha introdotto alcune novità che incidono sul meccanismo di formazione del prezzo dei certificati verdi. In particolare si è previsto che, in via transitoria nel triennio 2009-2011, gli operatori possano richiedere al GSE il ritiro anticipato rispetto alla scadenza dei certificati verdi e a un prezzo pari a quello medio di mercato del triennio precedente all'anno nel quale viene presentata la richiesta di ritiro.

Con riferimento alle richieste presentate entro marzo 2009, il prezzo riconosciuto dal GSE è risultato pari a 98,00 €/MWh (al netto dell'IVA), corrispondente al prezzo medio ponderato registrato nel triennio 2006-2008. Per quanto riguarda le richieste di ritiro relative all'anno successivo, il prezzo dei certificati è stato definito pari a 88,91 €/MWh.

A partire dal 2008, secondo quanto disposto dalla legge n. 244/07, i certificati verdi emessi dal GSE sono collocati sul mercato a un prezzo pari alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo medio di cessione dell'energia elettrica, definito dall'Autorità e registrato nell'anno precedente[4].

Con la delibera 28 gennaio 2009, ARG/elt 10/09, l'Autorità ha definito pari a 91,34 €/MWh il valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica per l'anno 2008, come risultante dall'applicazione del metodo previsto dalla legge n. 244/07. Come conseguenza, il valore dei certificati verdi nella disponibilità del GSE è stato pari nel 2009 a 88,66 €/MWh (al netto

4 La legge n. 244/07 prevede che il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica sia definito dall'Autorità in attuazione dell'art. 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03, inerente le condizioni di ritiro dedicato di energia rinnovabile. Ai sensi della delibera n. 280/07 il prezzo riconosciuto ai produttori nell'ambito del ritiro dedicato è quello che si forma sul mercato elettrico (il c.d. "prezzo zonale orario"), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore.

dell'IVA). Tale valore, inferiore rispetto al prezzo di ritiro dei certificati riconosciuto dal GSE, ha determinato un'anomalia di funzionamento del meccanismo dei certificati verdi con riferimento all'obbligo dell'anno 2008 (aprile 2008 – marzo 2009). Per l'anno 2010, il prezzo di offerta dei certificati nella disponibilità del GSE è stato fissato pari a 112,82 €/MWh, in ragione di un valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica nel 2009, fissato dalla delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 3/10, di 67,18 €/MWh.

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

I Titoli di efficienza energetica (TEE), denominati anche certificati bianchi, sono stati istituiti dai decreti del Ministero delle attività produttive del 20 luglio 2004, che hanno determinato gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale per il periodo 2005-2009.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente, 21 Dicembre 2007 ha integrato e modificato i precedenti decreti del 2004, determinando gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica che dovranno essere conseguiti dai distributori di energia elettrica e dalle imprese distributrici di gas naturale nel periodo 2008-2012[5]. Per ciascuno degli anni successivi al 2007 sono soggetti agli obblighi i distributori che, alla data del 31 dicembre per gli anni antecedenti a ciascun obbligo, abbiano connessi con la propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali.

I TEE sono emessi dal GME a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori medesimi e di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO), al fine di certificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica. Per ottemperare a tale compito, il GME organizza e gestisce il Registro dei TEE.

Le emissioni dei TEE avvengono sulla base dei risparmi conseguiti dai distributori o dalle ESCO e comunicati al GME dall'Autorità. Quest'ultima, con la delibera 18 settembre 2003, n. 103/03, e successive modifiche, ha definito le *Linee guida* per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di cui agli artt. 5 di entrambi i decreti del 2004 e ha definito i criteri e le modalità per il rilascio dei TEE.

I TEE hanno un valore pari a 1 tep e si distinguono in tre tipologie:

- tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi diversi da quelli del tipo I e del tipo II.

I distributori di energia elettrica e di gas naturale possono conseguire gli obiettivi di incremento di efficienza energetica anche acquistando i relativi TEE da altri soggetti, con contrattazioni bilaterali o con scambi su un apposito mercato organizzato e gestito dal GME, che ne ha predisposto, d'intesa con l'Autorità, le regole di funzionamento.

Con riferimento alle transazioni bilaterali, l'Autorità ha stabilito con delibera 28 dicembre 2007, n. 345/07, che a partire dall'1 aprile 2008 i soggetti ammessi a operare nel Registro dei TEE comunichino al GME, unitamente alle quantità di TEE scambiati attraverso contrattazione bilaterale, i relativi prezzi di scambio.

Nel corso del 2009 sono stati scambiati nel mercato organizzato 973.250 TEE, in prevalenza del tipo I (65,6%). Considerando anche gli scambi su base bilaterale, che hanno riguardato 1.362.064 TEE, in totale sono stati negoziati titoli corrispondenti a un risparmio di 2.335.314 tep; la liquidità del mercato organizzato è risultata pari a poco meno del 42%.

I prezzi medi di scambio sul mercato organizzato (81,17 €/tep) sono risultati superiori, rispetto a quelli relativi alle contrattazioni bilaterali, del 18% circa, valore corrispondente a più di 12 €/tep.

Nei primi tre mesi del 2010 sono stati scambiati nel mercato organizzato 301.024 TEE; la liquidità di tale mercato è risultata pari al 46,7%. La differenza tra il prezzo medio di scambio nel mercato organizzato e il prezzo delle transazioni bilaterali è ulteriormente aumentata rispetto al 2009, raggiungendo quasi 23 €/tep (+33% circa).

5 In particolare, il decreto fissa un obiettivo complessivo di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia elettrica e di gas naturale, pari a 2,2 Mtep nel 2008, 3,2 Mtep nel 2009, 4,3 Mtep nel 2010, 5,3 Mtep nel 2011 e 6,0 Mtep nel 2012.

TAV. 2.22

Esito della contrattazione dei certificati bianchi

TEE negoaziati in tep; prezzo medio in €/tep

PERIODO DI CONTRATTAZIONE	TIPOLOGIA	MERCATO GME		BILATERALI	
		TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
2009	I	638.324	81,51	1.024.040	68,62
	II	285.615	80,64	256.760	66,82
	III	49.311	79,83	81.264	77,49
2010 (gennaio-marzo)	I	173.554	92,79	244.166	69.40
	II	108.472	91,82	92.509	69,53
	III	18.998	94,10	7.022	74,81

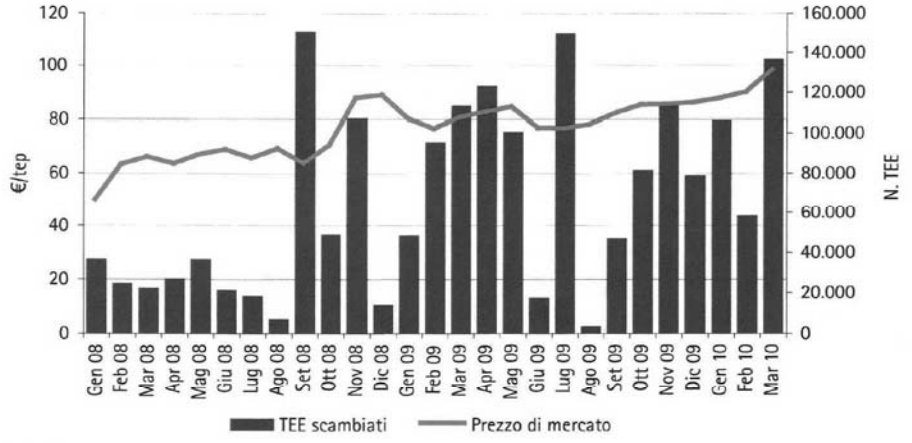
Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

La figura 2.22 illustra l'andamento mensile dei prezzi medi e delle quantità scambiate dei TEE, senza distinzione per tipologia. I volumi scambiati, in decisa crescita nel 2009 rispetto all'anno precedente (+89%), presentano un'elevata variabilità a livello mensile. Il prezzo di vendita dei TEE, dopo un calo nel mese di giugno 2009, è risultato in costante crescita, raggiungendo il livello massimo a marzo 2010.

FIG. 2.22

Andamento dei prezzi e delle quantità sul mercato dei TEE

€/tep; numero di TEE



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Mercato finale della vendita

In base ai dati provvisori pubblicati da Terna, nel 2009 le vendite finali di energia elettrica sono ammontate a circa 281 TWh, escludendo gli autoconsumi e le perdite di rete. Nella tavola 2.23 si presenta la ripartizione delle vendite complessive e del numero totale dei clienti (approssimato dal numero di punti di prelievo) per tipologia di mercato, sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: produttori, esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori.

Nonostante una riduzione in termini assoluti per più di 6 TWh rispetto al 2008, la quota del mercato tutelato sul mercato totale (sulla base dei dati preliminari di Terna, al netto degli autoconsumi e delle perdite) è rimasta sostanzialmente invariata in confronto all'anno precedente, nell'ordine del 30%. Il servizio di salvaguardia ha interessato circa 130.000 utenze, per il 2,6% circa delle vendite complessive.

TAV. 2.23

Mercato finale della vendita per tipologia di mercato e di cliente nel 2009

Al netto degli autoconsumi e delle perdite; volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO[A]
Mercato di maggior tutela	**84.065**	**31.637**
Domestico	57.302	26.453
Non domestico	26.764	5.184
Mercato di salvaguardia	**7.225**	**130**
Mercato libero[B]	**179.942**	**4.266**
Domestico	5.089	1.828
Non domestico	174.853	2.439
MERCATO TOTALE	**271.233**	**36.033**

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

(B) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 95% circa dei volumi complessivi. In base ai dati provvisori di Terna, infatti, i consumi complessivi (al netto degli autoconsumi e delle perdite) sono stati pari a 281 TWh.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Il gruppo Enel si conferma l'operatore principale nel segmento della vendita finale, con una quota complessiva pari a circa il 46%, in virtù soprattutto delle vendite ai clienti domestici (84,5% del segmento), mentre le vendite ai clienti non domestici si sono attestate a poco sopra il 34%. Al secondo posto si posiziona il gruppo Edison, con una quota complessiva dell'8%, cui contribuiscono in larga misura le vendite ai clienti non domestici connessi in media e alta tensione. Seguono il gruppo Electrabel/Acea, con una quota di poco inferiore al 5%, ed E.On, che ha raggiunto una quota del 4,3% quasi esclusivamente in virtù di vendite a clienti non domestici.

TAV. 2.24

Vendite al mercato finale per gruppo societario e per tipologia di cliente nel 2009

GWh

SOCIETÀ	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE
		BT	MT	AT & AAT	
Enel	52.749	40.730	16.650	14.366	124.495
Edison	289	2.877	11.872	6.690	21.728
Electrabel/Acea	3.053	2.983	4.892	2.421	13.349
E.On	53	2.235	6.699	2.617	11.605
A2A	1.825	2.568	4.284	682	9.358
Eni	216	484	4.366	3.919	8.984
Sorgenia	347	5.169	3.287	176	8.979
Hera	437	2.068	4.077	253	6.834
Avelar Energy	4	986	3.296	2.357	6.643
Iride	834	915	1.732	893	4.374
Axpo Group	-	271	2.343	1.303	3.917
Repower	-	1.439	1.741	4	3.183
Modula	7	875	930	1.081	2.893
Exergia	0	704	1.948	123	2.775
Dolomiti Energia	447	961	1.059	19	2.486
Assoutility	-	35	2.128	172	2.334
Telecom Italia	-	700	1.413	-	2.113
C.I.E.	1	680	1.319	-	2.000
Agsm Verona	277	480	947	9	1.714
Egea	13	229	1.321	134	1.697
Altri operatori	1.839	7.532	17.817	2.583	29.771
TOTALE OPERATORI	**62.391**	**74.919**	**94.122**	**39.801**	**271.233**

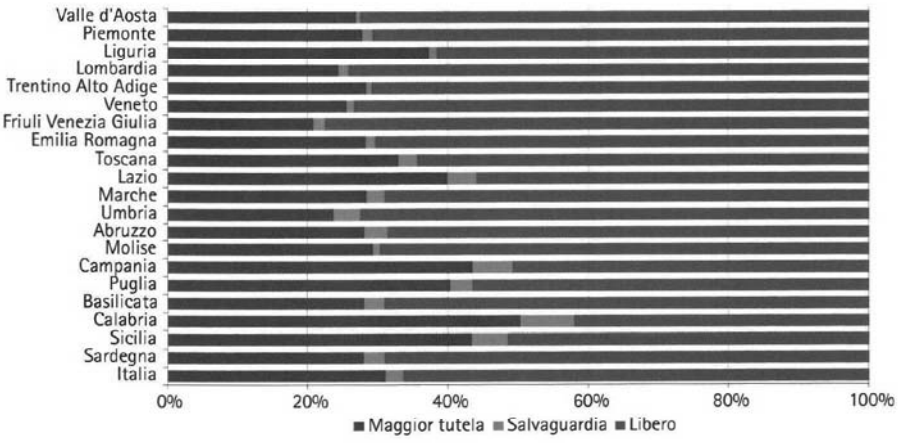
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La figura 2.23 illustra la ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale. In particolare, il segmento del mercato libero risulta più ampio nelle regioni settentrionali, mentre nella maggior parte delle regioni meridionali i segmenti della maggior tutela e della salvaguardia sono più estesi della media nazionale. La regione Calabria presenta la più bassa percentuale di apertura del mercato, con una quota delle vendite del mercato libero sulle vendite complessive di poco superiore al 40%.

FIG. 2.23

Vendite al mercato finale per regione e tipologia di mercato nel 2009

Ripartizione percentuale[A]



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Servizio di maggior tutela

Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero. Il servizio è garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 clienti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

Nel 2009 le vendite ai clienti in maggior tutela sono ammontate a circa 84 TWh per oltre 31 milioni di punti di prelievo, in riduzione del 6% rispetto al 2008. Il 68% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 57 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'84% del mercato totale della maggior tutela (oltre 26 milioni) (Tav. 2.25).

Le condizioni economiche biorarie nel 2009 hanno interessato circa 183.000 clienti domestici, in aumento del 14% rispetto all'anno precedente. L'Autorità ha stabilito che, a partire dall'1 luglio 2010, le condizioni economiche biorarie si applicheranno progressivamente e in modo automatico ai consumatori che usufruiscono del servizio di maggior tutela, nonché dotati dei nuovi contatori elettronici riprogrammati.

TAV. 2.25

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente nel 2009

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO(A)
Domestici residenti fino a 3 kW	**44.792**	**19.772**
- monoraria	44.416	19.654
- bioraria	376	118
Domestici residenti oltre 3 kW	**6.311**	**1371**
- monoraria	6.100	1.325
- bioraria	211	46
Domestici non residenti oltre 3 kW	**6.199**	**5.310**
- monoraria	6.159	5.290
- bioraria	40	20
Illuminazione pubblica	**781**	**37**
- monoraria	778	37
- multioraria	3	0
Altri usi	**25.983**	**5.147**
- monoraria	9.921	2.210
- bioraria	30	2
- multioraria	16.032	2934
TOTALE	**84.065**	**31.637**

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

L'89% del mercato domestico di maggior tutela riguarda i clienti residenti; di questi circa l'88% è rappresentato da clienti con potenza fino a 3 kW. Le percentuali corrispondenti ai punti di prelievo sono, invece, rispettivamente pari all'80% e al 93%.

Il consumo medio annuo del cliente domestico è risultato pari a circa 2.170 kWh; per un cliente domestico residente il dato si articola in circa 2.270 kWh con potenza fino a 3 kW e 4.600 kWh oltre i 3 kW, mentre per un consumatore non residente esso è pari a circa 1.170 kWh. Il 61% dei consumatori residenti con potenza impegnata fino a 3 kW appartengono alle prime tre classi di consumo (consumi inferiori a 2.500 kWh/anno), mentre il 34% dei consumatori residenti con oltre 3 kW di potenza appartengono alle ultime due classi di consumo (consumi superiori ai 5.000 kWh/anno). Per quanto riguarda invece i consumatori non residenti (seconde case), il 63% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) (Tav. 2.26).

TAV. 2.26

Vendite ai clienti domestici per tipologia di cliente e per classe di consumo nel 2009

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO(A)
Domestici residenti fino a 3 kW	**44.792**	**19.772**
0-1.000 kWh	1.552	3.008
1.000-1.800 kWh	6.577	4.611
1.800-2.500 kWh	9.690	4.509
2.500-3.500 kWh	13.341	4.619
3.500-5.000 kWh	9.876	2.428
5.000-15.000 kWh	3.528	595
> 15.000 kWh	228	1
Domestici residenti oltre 3 kW	**6.310**	**1.371**
0-1.000 kWh	27	53
1.000-1.800 kWh	119	82
1.800-2.500 kWh	278	128
2.500-3.500 kWh	775	256
3.500-5.000 kWh	1.619	384
5.000-15.000 kWh	3.183	455
> 15.000 kWh	311	13
Domestici non residenti	**6.199**	**5.310**
0-1.000 kWh	1.159	3.358
1.000-1.800 kWh	1.163	859
1.800-2.500 kWh	880	416
2.500-3.500 kWh	968	329
3.500-5.000 kWh	852	207
5.000-15.000 kWh	935	133
> 15.000 kWh	241	8
TOTALE DOMESTICI	**57.302**	**26.453**

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

La tavola 2.27 propone la ripartizione dei volumi (circa 26 TWh) e dei punti di prelievo (oltre 5 milioni) relativi agli altri usi dell'energia elettrica per classe di consumo. Circa il 79% dei consumatori non domestici (escludendo l'illuminazione pubblica) appartiene alla prima classe di consumo (< 5 MWh/anno), per un volume corrispondente di consumi pari a circa il 19% delle vendite totali.

TAV. 2.27

Vendite ai clienti non domestici (altri usi) per classe di consumo nel 2009

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO(A)
< 5 MWh	4.882	4.084
5-10 MWh	3.455	494
10-15 MWh	2.285	187
15-20 MWh	1.823	106
20-50 MWh	6.159	203
50-100 MWh	3.586	53
100-500 MWh	3.430	20
500-2.000 MWh	320	0
2.000-20.000 MWh	43	0
TOTALE ALTRI USI	**25.983**	**5.147**

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Il mercato della maggior tutela risulta fortemente concentrato, nonostante al suo interno operino circa 150 esercenti. La società Enel Servizio Elettrico resta il principale esercente con una quota di mercato di circa l'84%; seguono AceaElectrabel Elettricità (5,3%), A2A Energia (3,2%) e Iride Mercato (1,4%). Gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%.

TAV. 2.28

Principali esercenti il servizio di maggior tutela nel 2009

Volumi in GWh; quota percentuale

SOCIETÀ	VOLUMI	QUOTA %
Enel Servizio Elettrico	70.597	84,0%
AceaElectrabel Elettricità	4.476	5,3%
A2A Energia	2.657	3,2%
Iride Mercato	1.197	1,4%
Hera Comm	662	0,8%
Asm Energia E Ambiente	537	0,6%
Trenta	524	0,6%
Azienda Energetica Etschwerke	413	0,5%
AGSM Energia	412	0,5%
Enia Energia	331	0,4%
Acegas Aps Service	314	0,4%
A.I.M. Energy	192	0,2%
Vallenergie	179	0,2%
Altri esercenti	1.573	1,9%
TOTALE	84.065	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Mercato libero

I prezzi dell'energia elettrica sulla piazza di Milano

Al fine di promuovere la trasparenza circa le condizioni contrattuali applicate e di monitorare il funzionamento del mercato libero dell'energia elettrica, la Camera di commercio di Milano, con il supporto di Unioncamere e il coordinamento scientifico di Ricerche per l'economia e la finanza, ha avviato una ricognizione trimestrale dei prezzi dell'energia elettrica praticati alle micro, piccole e medie imprese sulla piazza di Milano. I prezzi relativi ai contratti più diffusi costituiscono un'apposita sezione nell'ambito delle rilevazioni prezzi all'ingrosso svolte dalla Camera di commercio di Milano, il c.d. "mercuriale", e sono regolarmente pubblicati sul portale dedicato. Il lancio dell'operazione è stato preceduto dalla ricognizione delle tipologie contrattuali più diffuse sulla piazza milanese e accompagnato da una verifica periodica dei fabbisogni di energia presso le imprese della provincia.

La rilevazione ha per oggetto le condizioni economiche praticate dai fornitori nell'ambito dei contratti maggiormente diffusi nel libero mercato e riferite ad alcuni profili di consumatore tipo. Il corrispettivo rilevato è il prezzo della componente energia, denominato "franco centrale", al netto delle perdite di rete. Tale prezzo include il costo della generazione, gli oneri in capo al fornitore connessi con il bilanciamento tra l'energia effettivamente assorbita dalle utenze e l'energia immessa in rete (oneri di sbilanciamento), oltre che gli oneri,

sempre in capo al fornitore, per la copertura delle penali addebitate in base alla normativa comunitaria in materia di emissioni inquinanti (oneri da CO_2). La rilevazione esclude invece tutte le altre componenti del costo dell'energia elettrica, ovvero i corrispettivi per la commercializzazione al dettaglio, gli oneri passanti, come i corrispettivi di dispacciamento, i corrispettivi per il trasporto e i c.d. "oneri impropri", oltre alle imposte (accise erariali, addizionali provinciali e IVA). La rilevazione è ex post, *cioè riferita a prezzi effettivamente pagati per forniture già attive.*

I profili tipo di impresa attualmente rilevati sono sei e corrispondono alla combinazione tra le clausole contrattuali più diffuse: due sono le classi di consumo annuo, fino a 300 MWh/anno e da 301 a 1.200 MWh/anno, due le durate contrattuali contemplate, 12 e 24 mesi, due le tipologie di prezzo, monorario (cioè non differenziato per fascia) e multiorario (con tre prezzi per fascia). Per ciascun profilo vengono rilevate due tipologie di contratti: contratti a prezzo fisso e contratti a prezzo variabile (indicizzato mediante formule di prezzo o agganciato, tipicamente con uno sconto percentuale, alle condizioni di maggior tutela). La declaratoria in uso viene periodicamente sottoposta a procedure di verifica con i fornitori e i rappresentati dei consorzi dei consumatori che operano sulla piazza milanese per garantirne la rappresentatività e recepire i mutamenti nelle prassi di mercato.

La pubblicazione periodica del Mercuriale risponde a una serie di finalità: l'iniziativa consente di disporre di riferimenti di prezzo per le declaratorie contrattuali maggiormente in uso, di quantificare le differenze di prezzo legate a una maggiore/minore durata contrattuale, a una diversa modalità di aggiornamento dei corrispettivi (fissi o variabili), a una articolazione dei corrispettivi per fasce o meno, a un maggiore o minore volume di consumo annuo (due classi di consumo). Inoltre, essa rappresenta un momento di verifica circa l'evoluzione del mercato libero e un modo per quantificare, ex post, *le economie di costo conseguibili da parte delle imprese attraverso l'accesso al libero mercato dell'energia.*

L'obiettivo di fondo del progetto – in corso di sviluppo presso altre Camere di commercio – è quindi quello di favorire la diffusione degli elementi di conoscenza utili alla comprensione del funzionamento del libero mercato, facilitandone l'accesso alle categorie di utenza più meritevoli di tutela perché più esposte a problemi di asimmetria informativa, come le micro e le piccole imprese.

Il portato informativo del Mercuriale

La tavola allegata riporta le indicazioni riferite ai contratti più diffusi attivati con decorrenza 1 gennaio 2010 sulla piazza di Milano e provincia.

In primo luogo si osserva che esiste una differenza positiva, di alcuni €/MWh, tra i contratti a prezzo fisso e i contratti a prezzo variabile a vantaggio dei secondi: a gennaio 2010, i contratti a prezzo fisso sono dunque risultati relativamente meno convenienti rispetto ai contratti a prezzo variabile. Questa evidenza può essere interpretata alla luce di aspettative di aumento per i prezzi variabili. In altre parole, questa differenza veicola il messaggio che, mediamente, il mercato sconta un futuro aumento del prezzo dei combustibili fossili e quindi dei costi della generazione termoelettrica. È importante ricordare che, a parità di altre condizioni, la differenza di prezzo tra contratti a prezzo fisso e contratti a prezzo variabile incorpora anche una componente assicurativa: il fornitore si impegna infatti a mantenere costanti i prezzi per tutta la durata contrattuale, anche in presenza di variazioni nei costi di generazione.

A parità di tipologia di prezzo (monorario o multiorario), si osservano corrispettivi più elevati per i contratti con durata di 24 mesi rispetto a quelli con durata di 12 mesi: a una maggiore durata contrattuale corrisponde dunque un corrispettivo unitario superiore. Questa evidenza può essere interpretata alla luce del fatto che in un contesto di mercato molto variabile una maggiore durata contrattuale implica l'impegno protratto per un tempo più lungo, da parte del fornitore, a mantenere invariati i corrispettivi, anche in presenza di variazioni dei costi di generazione: la distanza tra i corrispettivi per contratti a 12 e 24 mesi rappresenta la controparte di questo servizio di assicurazione.

A parità di tipologia di prezzo e di durata contrattuale, i profili a maggiore consumo presentano corrispettivi unitari lievemente inferiori a suggerire che siamo in presenza di modici sconti sulla quantità.

Tra i portati informativi del mercuriale vi è anche la possibilità di operare dei raffronti con le condizioni economiche aggiornate trimestralmente dall'Autorità e applicate alle imprese allacciate in bassa tensione con un fatturato inferiore ai 10 milioni di euro e con meno di 50 dipendenti che non hanno scelto il proprio fornitore sul libero mercato. È dunque possibile trarre qualche conclusione circa le convenienze relative, all'avvio della fornitura, tra mercato libero e regime di maggior tutela per le imprese allacciate in bassa tensione aventi diritto al servizio di maggior tutela. Per queste micro e piccole imprese, la rilevazione effettuata a gennaio 2010 restituisce un quadro in cui i corrispettivi dei contratti monorari a prezzo fisso per forniture sino a 300 MWh/anno sono sostanzialmente allineati alle condizioni di maggior tutela valide per il primo trimestre 2010.

Alla partenza, i corrispettivi dei contratti monorari per forniture allo stesso segmento di mercato a prezzo variabile indicano, per il solo mese di gennaio 2010, uno sconto di alcuni euro al MWh, rispetto alle condizioni di maggior tutela. Un bilancio definitivo circa le convenienze economiche può tuttavia essere realizzato solo ex post, *cioè considerando lo sviluppo dei prezzi lungo l'intero periodo di vigenza dei contratti.*

CLASSI DI CONSUMO (MWh/ANNO)	TENSIONE	DURATA	TIPOLOGIA	PREZZO FISSO €/MWh			PREZZO VARIABILE[B] €/MWh		
				F1	F2	F3	F1	F2	F3
Fino a 300	BT	12 mesi	Monorario		85,24			80,73	
Fino a 300	BT	24 mesi	Monorario		87,83			n.d.	
Fino a 300	BT	12 mesi	Multiorario	103,18	80,04	59,33	103,39	77,98	56,44
Fino a 300	BT	24 mesi	Multiorario	105,85	85,15	60,52	n.d.	n.d.	n.d.
Da 301 a 1.200	BT o MT	12 mesi	Multiorario	102,87	79,79	58,19	98,05	74,65	52,25
Da 301 a 1.200	BT o MT	24 mesi	Multiorario	105,60	84,44	59,06	n.d.	n.d.	n.d.

(A) Oltre al corrispettivo di energia include gli oneri di sbilanciamento e gli oneri di CO_2.
(B) Valorizzazione per il primo mese di fornitura, gennaio 2010.

Prezzi dell'energia elettrica sulla piazza di Milano e provincia a gennaio 2010

Da produttore/grossista/venditore a utente non domestico; prezzo prevalente della componente energia "franco centrale"[A] per contratti della durata di 12 e 24 mesi attivati con decorrenza 1 gennaio 2010

Le vendite del mercato libero nel 2009, determinate sottraendo al dato provvisorio di Terna relativo al mercato libero le vendite inerenti il servizio di salvaguardia, si sono attestate sui 189 TWh, in diminuzione di più del 3% rispetto al 2008. Nella tavola 2.29, i dati raccolti dall'Autorità, che coprono circa il 95% del totale provvisorio di Terna, sono ripartiti per tipologia di cliente; poco meno del 95% dei volumi ha interessato i c.d. "altri usi" (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), per circa 3 milioni di punti di prelievo (70% del totale).

Nel 2009 sul mercato libero risultano essersi approvvigionati circa 1.800.000 clienti domestici, per complessivi 5,1 TWh. Il 46% circa delle vendite ha interessato le classi di consumo oltre 3.500 kWh/anno (Tav. 2.30).

TAV. 2.29

Mercato libero per tipologia di cliente nel 2009

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia(A)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO(B)
BT	50.913	4.184
Domestico	5.089	1.828
Illuminazione pubblica	4.279	187
Altri usi	41.545	2.169
MT	89.419	82
Illuminazione pubblica	324	1
Altri usi	89.095	81
AT e AAT	39.610	1
Altri usi	39.610	1
TOTALE	179.942	4.266

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 95% circa dei volumi complessivi.
(B) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

TAV. 2.30

Mercato libero domestico per classe di consumo nel 2009

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia(A)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO(B)
< 1.000 kWh	132	174
1.000-1.800 kWh	556	363
1.800-2.500 kWh	762	343
2.500-3.500 kWh	1.319	449
3.500-5.000 kWh	1.299	331
5.000-15.000 kWh	976	166
> 15.000 kWh	46	2
TOTALE	5.089	1.828

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 95% circa dei volumi complessivi.
(B) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, le vendite in termini di volumi risultano concentrate nelle classi di consumo più elevate; lo 0,4% circa della clientela consuma più di 2.000 MWh all'anno, per un totale di 96 TWh (circa il 55% delle vendite complessive nel relativo segmento di mercato), mentre poco meno della metà dei clienti consuma meno di 5 MWh all'anno (Tav. 2.31).

TAV. 2.31

Mercato libero non domestico per classe di consumo nel 2009

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia[A]

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO[B]
< 5 MWh	BT	2.270	1.158
5-10 MWh	BT	2.527	358
10-15 MWh	BT	2.260	187
15-20 MWh	BT	2.108	124
< 10 MWh	MT	16	3
10-20 MWh	MT	28	2
< 20 MWh	AT e AAT	0	0
20-50 MWh	Tutti	9.853	320
50-100 MWh	Tutti	8.870	132
100-500 MWh	Tutti	23.251	115
500-2.000 MWh	Tutti	27.578	30
2.000-20.000 MWh	Tutti	48.545	10
20.000-50.000 MWh	Tutti	13.700	0
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.724	0
70.000-150.000 MWh	Tutti	6.759	0
> 150.000 MWh	Tutti	23.362	0
TOTALE		**174.853**	**2.439**

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 95% circa dei volumi complessivi.
(B) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Considerando il mercato libero nel suo complesso, nel 2009 il principale operatore in termini di vendite risulta essere Enel, che ha mantenuto la sua quota, di poco inferiore al 27%, sostanzialmente invariata rispetto all'anno precedente. I primi dieci operatori rappresentano il 72,5% circa del mercato in termini di volumi venduti.

TAV. 2.32

Principali esercenti sul mercato libero nel 2009

Volumi in GWh; quota percentuale[A]

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA %
Enel	48.229	26,8
Edison	21.728	12,1
E.On	11.605	6,4
Eni	8.984	5,0
Sorgenia	8.979	5,0
Electrabel/Acea	8.873	4,9
Avelar Energy	6.643	3,7
A2A	6.161	3,4
Hera	5.294	2,9
Axpo Group	3.917	2,2
Altri esercenti	49.530	27,5
TOTALE OPERATORI MERCATO LIBERO	**179.942**	**100,0**

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 95% circa dei volumi complessivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Servizio di salvaguardia

Tutti i clienti che non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela e che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, sono ammessi al servizio di salvaguardia. Dall'1

maggio 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta.

Nel 2009 il servizio di salvaguardia ha interessato circa 130.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*, che hanno prelevato elettricità per circa 7,2 TWh. Il 5,7% delle vendite riguarda l'illuminazione pubblica, la quota restante gli altri utilizzi industriali/commerciali, con prevalenza di connessioni in media tensione (65% del totale delle vendite) (Tav. 2.33).

TAV. 2.33

Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente

Volumi in GWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO(A)
BT	**2.332**	**111.757**
Illuminazione pubblica	370	14.963
Altri usi	1.962	96.795
MT	**4.702**	**18.143**
Illuminazione pubblica	44	220
Altri usi	4.658	17.923
AT e AAT	**191**	**91**
Altri usi	191	91
TOTALE SALVAGUARDIA	**7.225**	**129.991**

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Dall'analisi della ripartizione a livello regionale delle vendite emerge che le principali regioni in termini di energia fornita tramite il servizio di salvaguardia sono Campania, Lombardia e Lazio, tutte con una vendita superiore a 900 GWh.

TAV. 2.34

Servizio di salvaguardia per regione nel 2009

Volumi in GWh

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO(B)
Valle d'Aosta	5	55
Piemonte	356	7.038
Liguria	70	2.347
Lombardia	918	15.209
Trentino Alto Adige	53	1.672
Veneto	330	7.851
Friuli Venezia Giulia	152	2.292
Emilia Romagna	324	7.662
Toscana	482	10.792
Lazio	911	9.062
Marche	193	3.248
Umbria	201	2.531
Abruzzo	186	4.639
Molise	16	818
Campania	936	13.422
Puglia	452	8.975
Basilicata	68	1.357
Calabria	416	7.438
Sicilia	853	17.312
Sardegna	304	6.272
TOTALE	**7.225**	**129.991**

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Con la delibera 29 dicembre 2009, ARG/elt 203/09, l'Autorità ha disposto l'aggiornamento annuale delle tariffe elettriche a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e misura (servizi di trasmissione sulle reti in altissima tensione, distribuzione locale e misura). Le tariffe relative a tali servizi sono state riviste su base annuale, prevedendo:

- la riduzione, in termini reali, della parte di tariffa che remunera i costi operativi, secondo il meccanismo del *price cap*;
- l'adeguamento della restante parte della tariffa, a copertura di ammortamenti e remunerazione del capitale investito, per tener conto dei nuovi investimenti realizzati, a favore della sicurezza, della concorrenza e della qualità dei servizi.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2010 ha subito, complessivamente, un aumento rispetto all'anno 2009 pari al 3,0%, passando da 2,188 c€/kWh a 2,253 c€/kWh.

TAV. 2.35

Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura

c€/kWh

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	TOTALE
Anno 2010	0,385	1,597	0,271	2,253
Anno 2009	0,363	1,547	0,278	2,188
Anno 2008	0,345	1,534	0,273	2,152
Differenza 2010-2009	0,022	0,050	-0,007	0,065
Variazione % 2010-2009	6,1%	3,2%	-2,5%	3,0%

TAV. 2.36

Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe per tipologia di cliente

c€/kWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE	TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE			DIFFERENZA
	2008	2009	2010	2010-2009
BT usi domestici	3,417	3,505	3,616	0,111
BT illuminazione pubblica	1,706	1,751	1,813	0,062
BT altri usi	2,726	2,798	2,895	0,097
MT illuminazione pubblica	1,072	1,104	1,140	0,036
MT altri usi	1,133	1,166	1,214	0,048
AT	0,446	0,465	0,493	0,028
AAT > 220 kV	0,405	0,424	0,448	0,024

TAV. 2.37

Servizio di misura: tariffe per tipologia di cliente

c€/kWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE	MISURA 2008	2009	2010	DIFFERENZA 2010-2009
BT usi domestici	0,926	0,946	0,922	-0,024
BT *illuminazione pubblica*	0,065	0,066	0,065	-0,001
BT altri usi	0,287	0,290	0,283	-0,007
MT illuminazione pubblica	0,061	0,063	0,062	-0,001
MT altri usi	0,029	0,029	0,029	-
AT	0,005	0,005	0,005	-
AAT > 220 kV	0,001	0,001	0,001	-

Condizioni economiche di maggior tutela

Approvvigionamento dell'Acquirente unico

Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica avvenuta l'1 luglio 2007, ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, l'Acquirente unico è il soggetto che svolge l'attività di approvvigionamento per i clienti che usufruiscono del servizio di maggior tutela, rivolto ai clienti domestici e alle piccole imprese che non hanno un venditore sul mercato libero. I clienti che, pur non avendo un venditore sul mercato libero, non rientrano tra gli aventi diritto alla maggior tutela sono serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia, svolto da società di vendita selezionate attraverso apposite procedure di gara. Nello svolgimento delle funzioni che gli sono attribuite, l'Acquirente unico è incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica minimizzando i costi e i rischi connessi con le diverse modalità di approvvigionamento cui può ricorrere.

La tavola 2.38 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2009. Dalla tavola è possibile constatare come per i propri approvvigionamenti l'Acquirente unico abbia sottoscritto contratti al di fuori del sistema delle offerte, per un ammontare pari a circa il 25% del suo fabbisogno.

Relativamente agli acquisti fatti sul MGP, il 42% di tali acquisiti è stato coperto dal rischio prezzo con contratti differenziali e con l'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva CIP6.

TAV. 2.38

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2009

GWh, al lordo delle perdite di rete

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Al di fuori del sistema delle offerte	9.734	5.172	9.338	24.244
di cui				
- importazioni annuali	1.011	687	1.225	2.923
- importazioni pluriennali	1.676	1.232	2.347	5.255
- contratti bilaterali	7.047	3.253	5.766	16.066
Mercato del giorno prima	27.548	20.594	22.562	70.704
di cui				
- contratti differenziali	9.774	4.538	8.036	22.348
- CIP 6	2.403	1.766	3.364	7.533
- acquisti a PUN	15.371	14.290	11.162	40.823
Conguaglio ex del. ARG/elt 104/09	139	177	135	451
Sbilanciamento Unità di consumo(A)	-820	600	949	729
TOTALE	36.601	26.543	32.984	96.128

(A) Per fini di semplicità non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111/06, e successive integrazioni e modifiche.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

L'energia elettrica relativa al conguaglio previsto dalla delibera 28 luglio 2009, ARG/elt 104/09, attiene al fatto che, con riferimento al mese di giugno 2009, in seguito a errori riscontrati nella determinazione dei coefficienti di ripartizione del prelievo, Terna ha adottato una procedura di conguaglio straordinario verso gli utenti del dispacciamento. All'interno di tale procedura è stato previsto che l'Acquirente unico pagasse a Terna se positivo, ovvero ricevesse da Terna se negativo, un corrispettivo di conguaglio straordinario pari all'opposto della somma dei corrispettivi di conguaglio straordinario a carico degli altri utenti del dispacciamento.

La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le unità di consumo si è attestata su valori inferiori a quelli del 2008 e corrispondenti a circa lo 0,8% del fabbisogno. Nella tavola 2.39 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di Borsa.

TAV. 2.39

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2009

Incidenza delle fonti di approvvigionamento non soggette al rischio prezzo sul totale del fabbisogno nel periodo gennaio-dicembre 2009

	F1	F2	F3	TOTALE
CIP6	7%	7%	10%	8%
Contratti bilaterali	19%	12%	17%	17%
Importazioni	7%	7%	11%	9%
Contratti differenziali	27%	17%	24%	23%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Con riferimento al 2010[6] l'ammontare di energia elettrica acquistata nel MGP interessa circa il 59% del fabbisogno dell'Acquirente unico.

La quota del portafoglio dell'Acquirente unico garantita con contratti differenziali per la copertura del rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata nel MGP, prevista

6 I dati relativi all'anno 2010 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2010.

per l'anno 2010, fa riferimento:

- all'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva CIP6 assegnata all'Acquirente unico nel 2010;
- alla potenza sottostante il contratto di cessione di capacità produttiva virtuale (contratto VPP) per l'anno 2010, stipulato tra l'Acquirente unico ed Enel Produzione.

Per l'anno 2010 l'Acquirente unico ha inoltre bandito alcune aste per la stipula di contrattati bilaterali fisici. La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata nella tavola 2.40 dove sono distinti i prodotti *baseload* e *peakload*.

TAV. 2.40

Quantità assegnate ai contratti bilaterali nel 2010

DATA	MW	PRODOTTO
12/12/2007	500	*Baseload*
20/12/2007	100	*Baseload*
24/11/2008	500	*Baseload*
	355	*Peakload*
09/12/2008	300	*Baseload*
	270	*Peakload*
22/05/2009	61	*Baseload*
04/06/2009	200	*Baseload*
11/06/2009	46	*Baseload*
02/07/2009	200	*Baseload*
09/07/2009	200	*Baseload*
25/09/2009	400	*Baseload*
	400	*Peakload*
02/10/2009	255	*Baseload*
	630	*Peakload*

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Per quanto attiene il prezzo di regolazione dei singoli contratti bilaterali, l'asta del 20 dicembre 2007 prevede una valorizzazione indicizzata al prezzo del Brent, mentre tutte le altre aste prevedono una valorizzazione a prezzo fisso. L'Acquirente unico aveva poi sottoscritto contratti in esito a un'asta il 19 settembre 2007, assegnando, relativamente all'anno 2010, una potenza pari a 155 MW costanti in ogni ora dell'anno. Relativamente a tali contratti, l'Acquirente unico ha esercitato il diritto di recesso e sarà pertanto tenuto a pagare alle controparti un corrispettivo pari, per ciascun mese dell'anno 2010, al 50% della differenza, se positiva, tra il prezzo della fornitura e il PUN, moltiplicata per l'energia oggetto del contratto.

All'energia elettrica conseguente alle assegnazioni riportate nella tavola 2.40 vanno poi aggiunti 381 GWh di energia elettrica riferita a prodotti negoziati sul MTE gestito dal GME.

Infine, per quanto attiene i contratti di importazione annuale, la tavola 2.41 riporta la potenza assegnata singolarmente in ogni asta bandita dall'Acquirente unico.

TAV. 2.41

Quantità assegnate ai contratti di importazione nel 2010

ASTA	MW	PRODOTTO	FRONTIERE	DURATA
Asta annuale[A]	7	*Baseload*	Svizzera	1 gennaio - 31 dicembre
	25	29 dicembre 2009	Francia	
	143	*Baseload*	Svizzera	
	175	5 gennaio 2010	Francia	

(A) I prodotti annuali possono essere soggetti a interruzioni programmate per la manutenzione della rete.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Alla potenza assegnata mediante le suddette aste si aggiungono circa 14 GWh corrispondenti a un contratto di importazione sottoscritto dall'Acquirente unico e avente a oggetto la fornitura dell'energia elettrica indicata e la corrispondente capacità di trasporto per il periodo 12 gennaio – 31 gennaio 2010.

Infine, la tavola 2.42 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2010.

TAV. 2.42

Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per l'anno 2010

FONTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2010 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'ACQUIRENTE UNICO	PREZZO
Importazioni annuali	Potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2010	1.991	2,2	Definito nell'ambito del contratto
Importazioni pluriennali	600 MW con riferimento alla frontiera Svizzera	5.256	5,9	59,5 €/MWh, corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto 18 dicembre 2009 (aggiornato trimestralmente ai sensi della delibera 18 dicembre 2009, ARG/elt 194/09)
Contratti bilaterali	Potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2010	29.759	33,4	Definito nell'ambito del contratto
Borsa elettrica (Mercato del giorno prima)	Quota rimanente per soddisfare la domanda dei clienti finali	52.235	58,5	PUN
di cui				
Bande CIP6	È previsto che l'Acquirente unico disponga del 17% delle bande CIP6 assegnate	3.878	4,3	57 €/MWh corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto 27 novembre 2009 (aggiornato trimestralmente ai sensi della delibera 3 febbraio 2010, ARG/elt 9/10)
Contratti differenziali	Potenza assegnata in esito ai contratti di cessione di capacità produttiva virtuale (VPP)	114	0,1	Prezzi in funzione del prezzo di aggiudicazione dell'asta.
	TOTALE FABBISOGNO	**89.241**	**100,0**	

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Energia elettrica e inflazione

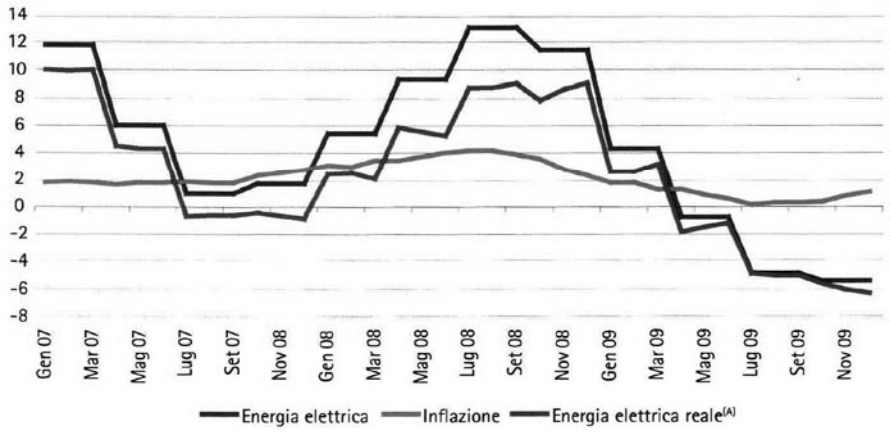
Come ampiamente descritto nel Capitolo 1 di questo Volume, dall'inizio del 2009 le quotazioni internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi hanno ripreso a crescere interrompendo il ripido trend di discesa che avevano mantenuto nella seconda metà del 2008. Dai 40 $/barile registrati a dicembre 2008, il prezzo del greggio Brent è tornato a quotare intorno ai 75 $/barile alla fine del 2009, ovvero sui valori che si registravano nell'ottobre di un anno prima. Il contemporaneo apprezzamento del cambio dell'euro contro il dollaro statunitense (8,7% nel periodo considerato) ha consentito di contenere la crescita (misurata con la variazione tendenziale dicembre 2009 su dicembre 2008) del prezzo del petrolio in euro al 68,6%, contro l'84% delle quotazioni in dollari.

A fronte di questi andamenti internazionali, il prezzo dell'energia elettrica rilevato dall'Istituto nazionale di statistica nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC)[7] ha mantenuto un trend di discesa sino all'estate del 2009, per poi restare stabile fino alla fine dell'anno. Poiché nel 2008 era invece cresciuto in maniera costante, seppur scontando i consueti ritardi dovuti ai meccanismi di indicizzazione ma seguendo l'andamento del petrolio, il tasso d'inflazione misurato sui prezzi dell'energia elettrica ha registrato bruschi rallentamenti a partire dall'autunno 2008 e per tutto il corso del 2009 (Fig. 2.24).

FIG. 2.24

Inflazione generale ed elettrica dal 2007 al 2009

Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo per l'intera collettività e dell'energia elettrica a prezzi nominali e reali



(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

Fonte: Elaborazione su dati Istat, numeri indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività – indici nazionali.

Dal 13% toccato in luglio 2008, il tasso d'inflazione elettrico è sceso sino ad annullarsi nell'aprile 2009, per poi divenire negativo (–5,5%) a fine anno. In ragione d'anno, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane rilevato dall'Istat è diminuito dell'1,9% nel 2009, dopo essere cresciuto del 9,7% nel 2008. Poiché nel frattempo anche il livello generale dei prezzi è cresciuto, del 3,3% nel 2008 e dello 0,7% nel 2009, il rincaro dell'energia elettrica per le famiglie italiane nel 2008 è inferiore se valutato in termini reali (pari al 6,2%), mentre il calo del 2009 risulta ancor più consistente: in termini reali è pari a –2,6%.

7 Più precisamente, nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva il prezzo dell'energia elettrica all'interno della categoria della "spesa per l'abitazione". Il peso dell'indice elementare dell'energia elettrica nel paniere al netto dei tabacchi, pari all'1,2% nel 2008, è salito all'1,27% nel 2009 e all'1,31% nel 2010.

L'andamento del prezzo dell'energia elettrica italiana si può osservare anche nel confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 2.25).

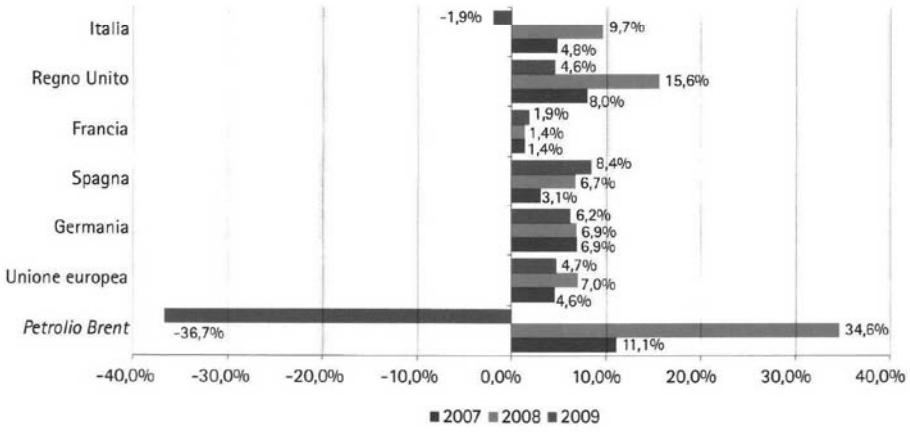


FIG. 2.25

Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica nei principali Paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat; numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

Con un calo dell'1,9%, la *performance* del prezzo italiano nel 2009 è risultata la migliore rispetto ai Paesi considerati dove invece si sono rilevati aumenti più o meno consistenti. A fronte di una crescita media europea (27 Paesi) pari al 4,7%, il rincaro di minore entità è risultato quello francese, pari all'1,9%. Nel Regno Unito si è osservata una crescita in linea con quella della media europea, mentre i consumatori tedeschi e spagnoli hanno subito aumenti rispettivamente del 6,2% e dell'8,4%.

Nei due anni precedenti, al contrario, il prezzo italiano aveva evidenziato variazioni relativamente peggiori o al più in linea con quelle dei Paesi considerati. Infatti, se nel 2007 il rincaro italiano del 4,8% era risultato simile a quello dei Paesi europei, pari al 4,6%, nel 2008 il risultato italiano appariva come uno dei peggiori: l'aumento del 9,7% registrato nel nostro Paese era effettivamente inferiore solo al 15,6% ottenuto nel Regno Unito. Più in generale, osservando i corrispondenti tassi di crescita del prezzo del petrolio, le variazioni del prezzo italiano dell'energia elettrica sembrano molto più correlate con l'andamento del Brent rispetto a quelle che si osservano negli altri Paesi considerati; ciò riflette il relativamente maggior peso che in Italia ha la generazione termoelettrica in confronto alle altre fonti di produzione di elettricità.

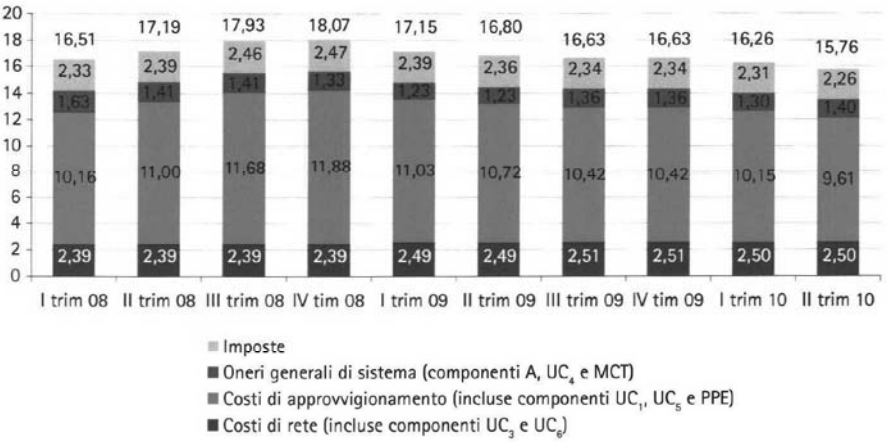
Le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

La dinamica dell'indice mensile dell'Istat per il prezzo dell'energia elettrica trova conferma nell'andamento delle condizioni economiche di maggior tutela per un consumatore domestico residente con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza di 3 kW. Nel corso del 2009 e del primo semestre 2010 i prezzi di maggior tutela sono gradualmente scesi, portandosi su livelli inferiori di oltre l'8% rispetto al livello di due anni prima (Fig. 2.26).

FIG. 2.26

Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW

c€/kWh(A)



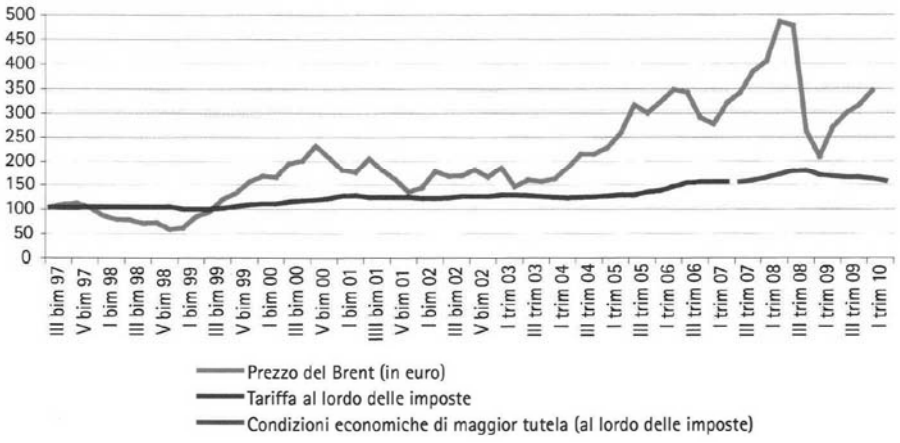
(A) Prima dell'1 luglio 2007 i costi di rete includevano i costi di commercializzazione dell'attività di vendita (non identificabili, in quanto non esisteva una componente tariffaria specifica per la tariffa domestica D2), mentre dal secondo semestre 2007 è stata introdotta la componente PCV a copertura dei suddetti costi e, dalla medesima data, questa componente è inclusa, più propriamente, nei costi di approvvigionamento.

La ristrutturazione del settore elettrico e il processo di liberalizzazione hanno permesso di contenere l'impatto sul prezzo dell'energia elettrica sia delle forti tensioni che si sono manifestate sui mercati internazionali dei combustibili a partire dalla primavera del 2004, sia della marcata volatilità registrata nel biennio 2008-2009 dal prezzo del greggio (Fig. 2.27).

FIG. 2.27

Andamento della tariffa elettrica (poi condizioni economiche di maggior tutela) e andamento del prezzo del petrolio

Numeri indici
III bimestre 1997=100(A)



(A) Consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati interni e su dati *Platt's*.

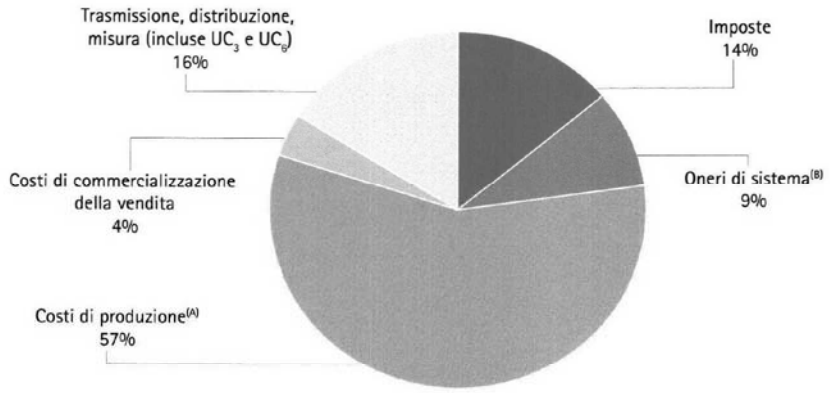


FIG. 2.28

Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW

Composizione percentuale all'1 aprile 2010

(A) I costi di produzione comprendono il costo del combustibile, i costi fissi di generazione, il costo del dispacciamento, la remunerazione della capacità produttiva e del servizio di interrompibilità, le componenti UC_1, UC_5 e PPE.
(B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, la componente UC_4 e la componente MCT.

All'1 aprile 2010 il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza, è pari a 13,50 c€/kWh al netto delle imposte e 15,76 c€/kWh al lordo delle imposte. La componente a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura (incluse le componenti tariffarie UC_3 e UC_6 in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incide per il 16% sul prezzo lordo complessivo, in leggero aumento rispetto al contributo registrato nel secondo trimestre 2009 (15%).

Le componenti a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica ad aprile 2010 (Fig. 2.28) presentano un'incidenza sul prezzo lordo pari al 61%, in calo di circa tre punti percentuali rispetto a un anno prima. Tali componenti comprendono anche le seguenti voci:

- la componente UC_1, relativa alla copertura degli squilibri residui del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato fino al 30 giugno 2007 e dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela per il periodo compreso tra l'1 luglio e il 31 dicembre 2007; a partire dall'1 aprile 2010 è stata azzerata e il relativo conto presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico verrà soppresso al termine di tutte le operazioni di calcolo e liquidazione delle partite della perequazione per l'anno 2007;
- la componente PPE, in vigore dall'1 gennaio 2008 e attivata nel gennaio 2009, deputata al finanziamento degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela; all'1 aprile 2010 è pari a 0,0 c€/kWh;
- i corrispettivi che nel regime di definizione delle componenti tariffarie del mercato vincolato erano esplicitati attraverso, rispettivamente, la componente UC_5 (differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti) e gli elementi CD (remunerazione della disponibilità della capacità produttiva) e INT (remunerazione del servizio di interrompibilità), che sono stati inglobati in un unico elemento (PD) a copertura dei costi di dispacciamento, a partire dal terzo trimestre 2007.

La componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita all'1 aprile 2010 è pari a 0,67 c€/kWh e pesa per circa il 4% sul prezzo totale.

Nel secondo trimestre 2010 gli oneri generali di sistema (incluse le componenti UC_4, relativa alle integrazioni tariffarie, MCT, per le misure di compensazione territoriale e la nuova componente A_s a copertura del bonus sociale) ammontano, per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela, a 1,40 c€/kWh e incidono sul prezzo lordo per il 9%, in aumento di circa due punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2009. Si rimanda al Capitolo 2 del Volume 2 per una descrizione dettagliata degli oneri generali di sistema.

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione

L'anno 2009 ha confermato il miglioramento, già riscontrato durante l'anno 2008, della continuità del servizio di trasmissione rispetto agli anni precedenti. Nel settore della trasmissione, la continuità del servizio viene comunemente misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS). L'andamento di questo indicatore negli ultimi quattro anni è presentato nella tavola 2.43, dove le informazioni relative all'anno 2009 fanno riferimento a dati ricevuti da Terna durante il mese di aprile 2010, ancora oggetto di verifiche da parte degli Uffici dell'Autorità.

TAV. 2.43

Energia non fornita per le disalimentazioni di tutti gli utenti(A)

ANNO	MW
2006	3.477
2007	8.465
2008	2.440
2009	2.464

(A) Il dato è calcolato per l'intera area nazionale con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli utenti connessi con la rete rilevante, coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine della disalimentazione.

Fonte: Comunicazioni di Terna all'Autorità.

Nel corso del 2009 si è confermata la riduzione degli incidenti rilevanti (cioè delle disalimentazioni con maggiore impatto in termini di ENS), già riscontrata nel corso del 2008. Si è registrato infatti un unico incidente considerevole nel mese di luglio nell'area territoriale di Napoli, in corrispondenza di un assetto temporaneo di esercizio della rete (220 kV) per lavori finalizzati all'attivazione di un nuovo collegamento in cavo 220 kV (Tav. 2.44).

TAV. 2.44

Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti(A)

ANNO	NUMERO	MWh
2006	2	2.548
2007	11	7.468
2008	1	560
2009	1	370

(A) A partire dall'1 gennaio 2008 la delibera 7 novembre 2007, n. 281/07, ha ridefinito gli incidenti rilevanti come le disalimentazioni che comportano una ENS superiore a 250 MWh. Fino al 31 dicembre 2007, la delibera 30 dicembre 2004, n. 250/04, prevedeva che l'incidente rilevante fosse caratterizzato da ENS superiore a 150 MWh e da una durata superiore a 30 minuti.

Fonte: Rapporti annuali Terna e comunicazioni di Terna all'Autorità.

L'andamento del numero medio di disalimentazioni originate dalla trasmissione (dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna) è riportato nella tavola 2.45. Il numero medio rimane sostanzialmente costante su base nazionale e inferiore a una interruzione ogni due anni. Si riscontrano invece variazioni anche significative per le diverse aree territoriali, con la conferma di una migliore continuità del servizio nel Centro-Nord Italia. Le informazioni relative all'anno 2009 fanno riferimento ai dati ricevuti da Terna durante il mese di aprile 2010, ancora oggetto di verifiche da parte degli Uffici dell'Autorità.

TAV. 2.45

Numero medio di disalimentazioni per utente direttamente connesso con la RTN

Numero annuo di interruzioni(A) di durata superiore a un secondo (inclusi incidenti rilevanti)

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2006	2007	2008	2009
Torino	0,32	0,13	0,71	0,32
Milano	0,11	0,25	0,22	0,14
Padova	0,21	0,41	0,37	0,34
Firenze	0,25	0,46	0,27	0,19
Roma	0,79	0,34	0,41	0,45
Napoli	0,29	0,37	0,48	0,85
Palermo	1,05	0,94	0,75	0,57
Cagliari	0,75	0,82	0,22	0,10
TOTALE ITALIA	**0,38**	**0,39**	**0,42**	**0,37**

(A) I dati sono calcolati con riferimento alle disalimentazioni subite da utenti coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine. Per congruenza con i dati relativi agli anni 2006-2008, i dati dell'anno 2009 si riferiscono all'insieme degli utenti che risultavano direttamente connessi a fine 2008, prima dell'estensione dell'ambito della RTN.

Fonte: Comunicazioni di Terna all'Autorità.

Per quanto riguarda la qualità della tensione sulla rete di trasmissione, nel corso del 2009 è proseguita la campagna di misura sulla rete AT effettuata da Terna (mediante 107 strumenti di misura in stazioni di altissima tensione e 56 strumenti in siti utenti AT), disponibile mediante l'applicativo web MONIQUE di Terna. Le caratteristiche della tensione da rilevare sono descritte nel Codice di rete al Capitolo 11.5, in accordo alle direttive della delibera n. 250/04:

- variazioni della frequenza;
- variazioni della tensione a frequenza industriale;
- buchi di tensione, aggregati per fasce di durata e di abbassamento di tensione e tipologia (unipolare, bipolare, tripolare);
- distorsione armonica;
- fluttuazione della tensione a breve e a lungo termine (*flicker*);
- grado di asimmetria della tensione trifase;
- interruzioni transitorie.

Sulla base dei risultati della campagna di misura e in ottemperanza alle disposizioni del comma 33.5 della delibera n. 250/04, Terna ha pubblicato i livelli attesi di qualità della tensione per l'anno 2009, che sono riportati nella tavola 2.46 relativamente alla variazione della tensione e nella tavola 2.47 per quanto riguarda i buchi di tensione monofase e polifase.

TAV. 2.46

Livelli attesi di qualità della tensione per il 2009: variazione della tensione per cliente all'anno
KV

TENSIONE ESERCIZIO	VMIN-VMAX 95% DEL TEMPO ES. NORMALE	VMIN-VMAX 100% DEL TEMPO ES. NORMALE	VMIN-VMAX EMERGENZA O RIPRISTINO
400	375-415	360-420	350-430
230	222-238	200-242	187-245
150	143-158	140-165	128-170
132	125-139	120-145	112-150
120	114-126	110-132	105-140

Fonte: Terna.

TAV. 2.47

Livelli di qualità della tensione 2009: buchi per cliente all'anno(A)

PARAMETRO	RETE 380 KV	RETE 220 KV	RETI AT
Buchi tensione monofase	5 (200)	10 (200)	15 (400)
Buchi tensione polifase	3 (50)	6 (100)	9 (250)

(A) Il numero di buchi si riferisce agli eventi con tensione residua inferiore a 70% della tensione nominale e durata superiore a 500 ms. Il valore tra parentesi si riferisce al numero totale di buchi con tensione residua inferiore a 90% della tensione nominale e di qualsiasi durata.

Fonte: Terna.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

Anche nel 2009, come già avvenuto nel 2008, la durata e il numero di interruzioni senza preavviso di durata superiore a 3 minuti hanno mostrato valori leggermente più elevati rispetto ai minimi registrati negli anni 2006 e 2007. Si evidenzia un miglioramento rispetto al 2008 e si conferma il netto trend di miglioramento rispetto al 2000, anno di prima introduzione della regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese di distribuzione: il miglioramento degli indicatori per la totalità delle interruzioni è circa 60% per la durata e circa 40% per il numero.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2009, e in particolare le cause all'origine della disalimentazione, si conferma l'impatto significativo degli eventi meteorologici eccezionali già riscontrato nel corso del 2008. Come mostrato nella figura 2.29, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici (cioè dedotte le interruzioni causate da condizioni eccezionali) per cliente ha invece registrato il minimo storico, pari a 46 minuti a livello nazionale. Considerando le interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione (esclusi gli "incidenti rilevanti" e gli interventi dei sistemi di difesa), nel 2009:

- la durata complessiva delle interruzioni per cliente è stata pari a 78 minuti;

- la durata delle interruzioni per cliente di responsabilità delle imprese distributrici (escludendo in particolare gli effetti di eventi meteorologici eccezionali) è stata di circa 46 minuti a livello nazionale, di 30 minuti nel Nord Italia, di 41 minuti nel Centro Italia e di 73 minuti nel Sud Italia (Fig. 2.30);
- il numero complessivo di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT si è attestato a 2,35 interruzioni per cliente (Fig. 2.31).

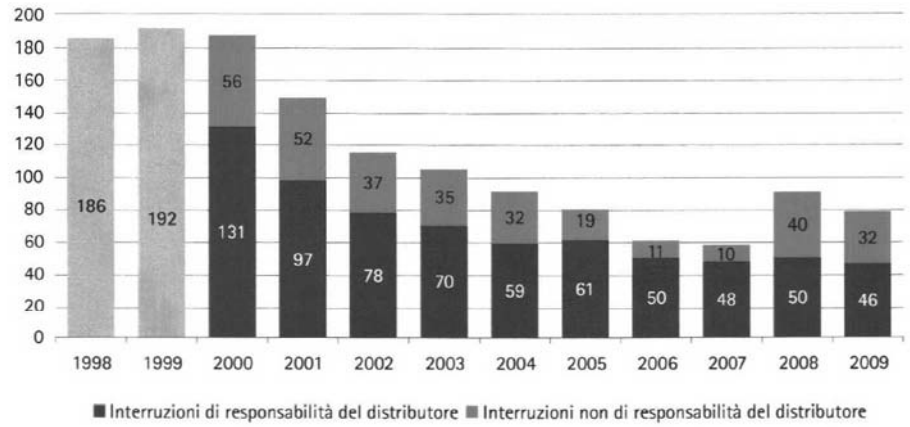


FIG. 2.29

Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione(A)

Riferita a Enel Distribuzione e imprese elettriche locali (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa); minuti persi per cliente all'anno

(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2009 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

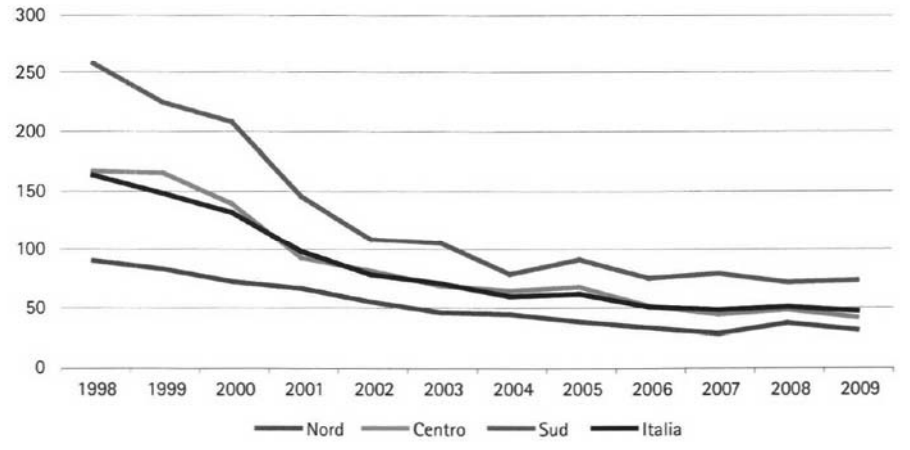


FIG. 2.30

Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici(A)

Riferita a Enel Distribuzione e imprese elettriche locali (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa); minuti persi per cliente all'anno

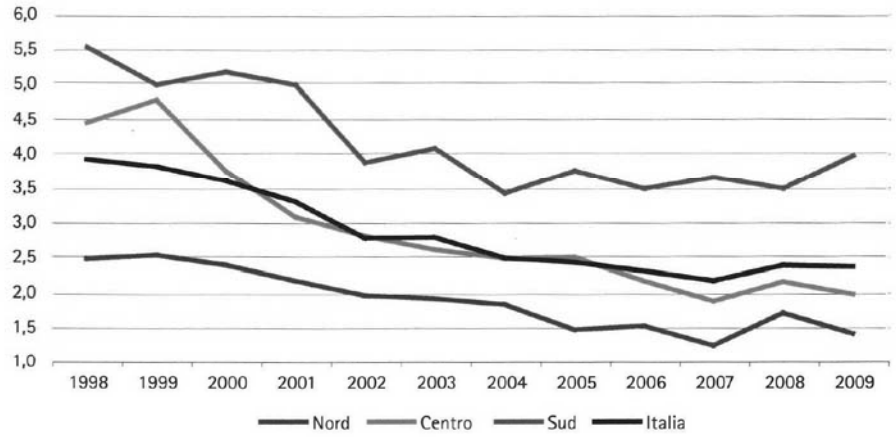
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2009 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.31

Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione

Riferita a Enel Distribuzione e imprese elettriche locali (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa)



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

Il trend di miglioramento della durata delle interruzioni registrato nel periodo 2000-2009 è stato ottenuto grazie al sistema di incentivi e penalità che l'Autorità ha applicato ai distributori di energia elettrica a partire dal 2000. Tale sistema colloca adesso l'Italia fra i migliori Stati europei in termini di durata delle interruzioni. Infine, l'effetto di stabilizzazione su buone *performance* di continuità non comporta un forte impatto economico sui clienti, poiché gli obiettivi di *performance* per i distributori (e gli incentivi o penalità che ne derivano) sono fissati sulla base dei buoni valori registrati negli ultimi anni.

La tavola 2.48 mostra i valori di continuità del servizio a livello regionale, relativi a interruzioni sulle reti di distribuzione e trasmissione (esclusi gli interventi dei sistemi di difesa e gli incidenti rilevanti sulla RTN), presentando la durata delle interruzioni complessive senza preavviso per clienti BT, il numero medio di interruzioni lunghe senza preavviso, cioè di durata superiore a tre minuti, e il numero medio di interruzioni brevi senza preavviso, cioè di durata superiore a un secondo e non superiore a tre minuti, registrati nel corso del 2009 a confronto con il 2008.

Tutti i dati relativi alla continuità del servizio elettrico sono consultabili sul sito Internet dell'Autorità.

TAV. 2.48

Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione e numero medio di interruzioni lunghe e brevi per cliente all'anno

Riferita a Enel Distribuzione e imprese elettriche locali (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa); 2008-2009

REGIONI	MINUTI PERSI PER CLIENTE ALL'ANNO		NUMERO DI INTERRUZIONI LUNGHE PER CLIENTE ALL'ANNO		NUMERO DI INTERRUZIONI BREVI PER CLIENTE ALL'ANNO	
	2008	2009	2008	2009	2008	2009
Piemonte	171	58	2,35	1,74	2,80	2,00
Valle d'Aosta	69	48	1,94	1,50	2,42	2,81
Liguria	69	57	2,16	1,92	3,97	3,50
Lombardia	48	40	1,35	1,11	1,63	1,46
Trentino Alto Adige	262	59	3,56	1,89	3,93	2,76
Veneto	56	44	1,75	1,54	2,48	2,01
Friuli Venezia Giulia	52	36	1,34	1,03	2,78	2,08
Emilia Romagna	32	38	1,10	1,19	1,60	1,42
Toscana	53	49	1,59	1,65	2,20	1,86
Marche	53	44	1,68	1,55	2,58	2,58
Umbria	43	43	1,54	1,44	2,41	2,04
Lazio	82	63	2,74	2,37	3,24	2,90
Abruzzo	63	191	2,09	2,49	3,11	3,63
Molise	24	24	1,30	1,34	1,44	1,46
Campania	104	109	4,03	4,60	8,14	8,17
Puglia	93	102	2,66	3,06	3,91	4,60
Basilicata	46	51	1,47	1,74	2,48	3,58
Calabria	134	128	4,16	4,48	6,45	6,79
Sicilia	197	229	4,20	5,07	7,26	8,98
Sardegna	118	71	3,15	2,91	5,26	3,67
NORD	77	45	1,69	1,39	2,28	1,86
CENTRO	66	55	2,13	1,96	2,75	2,46
SUD	123	139	3,48	3,95	5,99	6,53
ITALIA	**88**	**78**	**2,37**	**2,35**	**3,61**	**3,54**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

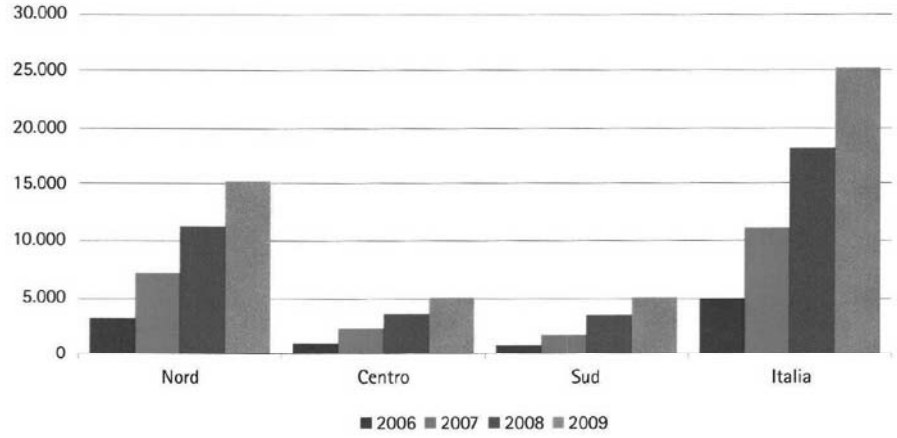
Standard di qualità individuali per clienti MT

Oltre alla regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione prima richiamata, le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono anche un meccanismo di regolazione individuale di tutela per i clienti alimentati in MT. I clienti che subiscono un numero di interruzioni in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità possono ricevere un indennizzo economico. Per avere diritto a tali indennizzi, i clienti MT devono avere inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità, con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento tecnico degli impianti elettrici dei clienti MT.
I clienti che non hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza sono soggetti al versamento di un corrispettivo tariffario specifico (CTS) che l'impresa distributrice può trattenere in parte, dovendo versare la rimanenza alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. A quest'ultima è destinata anche la quota residuale delle penalità, per l'anno 2009 pari a 8,3 M€, che le imprese distributrici devono accantonare per finanziare gli indennizzi ai clienti MT che hanno prodotto la dichiarazione di adeguatezza.
Rispetto al 31 dicembre 2006, le dichiarazioni di adeguatezza presentate entro il 31 dicembre 2009 sono pressoché quintuplicate, raggiungendo le 25.000 unità e con un incremento annuo costante evidente su tutto il territorio nazionale. Da quando sono in vigore gli standard di qualità individuali, circa un quarto dei clienti MT (in totale circa 100.000) ha adeguato i propri impianti elettrici ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità (Fig. 2.32).

FIG. 2.32

Dichiarazioni di adeguatezza degli impianti elettrici presentate dai clienti in media tensione

Numero cumulato delle dichiarazioni inviate alla fine degli anni indicati

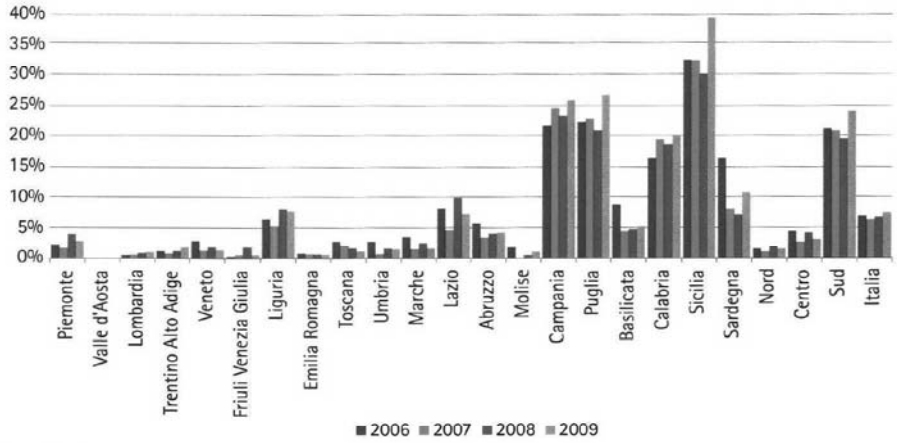


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

I clienti MT che hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (definiti "clienti peggio serviti"), sono localizzati in maggioranza nelle regioni del Sud, dove la percentuale dei "clienti peggio serviti" è del 20% circa, ben oltre il 7% medio nazionale (Fig. 2.33).

FIG. 2.33

Percentuale di "clienti peggio serviti" sul totale dei clienti in media tensione



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Nel corso del 2009, gli ammontari derivanti dal CTS raccolto dalle imprese distributrici nel corso del 2009 (Tav. 2.49) sono cresciuti per effetto della gradualità di applicazione introdotta con il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici*: dal 2007 per i soli clienti in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW senza dichiarazione di adeguatezza, dal 2008 per tutti i clienti in media tensione senza dichiarazione di adeguatezza, indipendentemente dalla

potenza disponibile, e dal 2009 con l'applicazione di un coefficiente maggiorativo F in funzione della potenza per i clienti con potenza disponibile superiore a 400 kW, nonché per effetto delle disposizioni della delibera 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08, che prevedono l'applicazione di un CTS maggiorato per impianti divenuti oggetto di modifiche elettriche significative, senza un contestuale adeguamento tecnico. Tali ammontari vengono destinati al Conto qualità dei servizi elettrici presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico, che ha l'obiettivo di finanziare interventi migliorativi della qualità (a partire dai premi erogati dalla regolazione incentivante della continuità).

TAV. 2.49

CTS raccolto dalle imprese distributrici e quota parte di CTS da esse trattenuto

M€

ANNO	CTS RACCOLTO	CTS TRATTENUTO
2007	12,8	5,2
2008	45,2	5,4
2009	62,5	5,5

Qualità della tensione sulle reti di distribuzione in media tensione

Nel precedente paragrafo sono stati esaminati i principali indici di continuità del servizio, relativi alle interruzioni lunghe e brevi della fornitura elettrica. Le interruzioni lunghe e brevi sono la più importante fonte di disturbo dei clienti del servizio elettrico, ma non l'unica. Alcuni clienti hanno impianti che sono sensibili anche ad altri disturbi della tensione di alimentazione, quali i buchi di tensione e le interruzioni transitorie. L'Autorità ha affrontato questi aspetti di "qualità della tensione" con alcune iniziative che oggi permettono di fornire un quadro significativo (su un orizzonte quadriennale) della situazione a livello nazionale.

Tra il 2005 e il 2006 l'Autorità ha promosso, nell'ambito della Ricerca di sistema, la realizzazione di un sistema di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di media tensione, sollecitando anche la più ampia partecipazione possibile dei clienti. Il sistema, realizzato dalla società ERSE – Enea Ricerca sul Sistema Elettrico (già CESI RICERCA) ed entrato a regime a febbraio 2006, è consultabile sul sito Internet http://queen.erse-web.it; esso fornisce informazioni sulla distribuzione sia territoriale sia temporale dei buchi di tensione e di altri importanti parametri di qualità della tensione su un campione di circa il 10% delle reti di distribuzione MT, rappresentativo di tutte le realtà di distribuzione in Italia (urbane/rurali, in cavo e con linee aeree, a diversi livelli di tensione, con neutro isolato o compensato ecc.).

Il disturbo maggiormente avvertito dai clienti industriali è legato ai c.d. "buchi di tensione" (*voltage dips*). Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione, senza interruzione circuitale, seguito dal ristabilimento della tensione di esercizio. I buchi di tensione sono caratterizzati da due parametri: tensione residua (solitamente espressa in percentuale della tensione di esercizio) e durata (normalmente espressa in millisecondi). Le tavole 2.50, 2.51 e 2.52 riportano la ripartizione per classe di severità e i valori del numero medio di buchi di tensione per punto di misura, in riferimento al triennio 2006-2008.

Per il 2009, più precisamente per il periodo annuale febbraio 2009 – gennaio 2010, le stesse grandezze sono riportate nella tavola 2.53, che adotta lo schema di classificazione per severità (profondità/durata) definito nella recente revisione della norma europea EN 50160.

TAV. 2.50

Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2006(A)

Tensione residua in %; durate in secondi

TENSIONE RESIDUA	DURATA 0,02-0,1	0,1-0,5	0,5-1	1-3	3-60
85 ≤ u < 90	15,58	5,68	0,47	0,24	0,17
70 ≤ u < 85	17,63	16,94	0,82	0,40	0,07
40 ≤ u < 70	10,99	27,68	0,51	0,12	0,09
10 ≤ u < 40	3,89	13,62	0,26	0,06	0,01
1 ≤ u < 10	0,29	1,27	0,05	0,01	0,01
TOTALE	**48,38**	**65,19**	**2,11**	**0,83**	**0,35**

(A) I dati si riferiscono al periodo da lunedì 6 febbraio 2006 a domenica 4 febbraio 2007.

Fonte: Sistema di monitoraggio QuEEN, elaborazione ERSE.

TAV. 2.51

Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2007(A)

Tensione residua in %; durate in secondi

TENSIONE RESIDUA	DURATA 0,02-0,1	0,1-0,5	0,5-1	1-3	3-60
85 ≤ u < 90	21,02	5,19	0,51	0,28	0,32
70 ≤ u < 85	27,18	16,45	0,90	0,33	0,08
40 ≤ u < 70	15,62	26,26	0,54	0,16	0,07
10 ≤ u < 40	4,70	11,28	0,27	0,08	0,03
1 ≤ u < 10	0,12	0,98	0,04	0,01	0,01
TOTALE	**68,64**	**60,16**	**2,26**	**0,86**	**0,51**

(A) I dati si riferiscono al periodo da lunedì 5 febbraio 2007 a domenica 3 febbraio 2008.

Fonte: Sistema di monitoraggio QuEEN, elaborazione ERSE.

TAV. 2.52

Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2008(A)

Tensione residua in %; durate in secondi

TENSIONE RESIDUA	DURATA 0,02-0,1	0,1-0,5	0,5-1	1-3	3-60
85 ≤ u < 90	17,16	6,32	0,90	0,51	0,49
70 ≤ u < 85	21,97	20,41	1,18	0,34	0,02
40 ≤ u < 70	18,69	33,07	0,73	0,10	0,02
10 ≤ u < 40	3,28	14,01	0,37	0,03	0,01
1 ≤ u < 10	0,32	1,44	0,03	0,02	0,00
TOTALE	**61,42**	**75,25**	**3,21**	**1,00**	**0,54**

(A) I dati si riferiscono al periodo da lunedì 4 febbraio 2008 a domenica 1 febbraio 2009.

Fonte: Sistema di monitoraggio QuEEN, elaborazione ERSE.

TAV. 2.53

Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2009(A)

Tensione residua in %; durate in secondi

TENSIONE RESIDUA	DURATA 0,02-0,1	0,1-0,5	0,5-1	1-3	3-60
85 ≤ u < 90	35,37	7,59	2,05	0,83	0,32
70 ≤ u < 85	17,11	5,27	0,58	0,16	0,00
40 ≤ u < 70	28,21	5,26	0,59	0,14	0,01
10 ≤ u < 40	9,89	1,73	0,24	0,02	0,01
1 ≤ u < 10	0,16	0,02	0,01	0,01	0,00
TOTALE	**90,74**	**19,87**	**3,47**	**1,16**	**0,34**

(A) I dati si riferiscono al periodo da lunedì 2 febbraio 2009 a domenica 31 gennaio 2010.

Fonte: Sistema di monitoraggio QuEEN, elaborazione ERSE.

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica

Nel 2008 la regolazione della qualità commerciale dei servizi di vendita è stata stralciata dal *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* ed è confluita nel *Testo integrato della qualità della vendita* (TIQV) approvato con la delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08. La revisione della regolazione della qualità commerciale si è resa necessaria per tenere conto sia delle novità introdotte con la liberalizzazione del settore elettrico, avvenuta nel 2007, sia del nuovo assetto di separazione societaria e funzionale previsto dalla normativa.

In conseguenza di ciò, per rafforzare la tutela dei consumatori nei diversi momenti del rapporto commerciale con il venditore, si è ritenuto opportuno accorpare in modo organico e in unico testo la regolazione della qualità della vendita che è stata allargata a tutte le aziende di vendita, comprese quelle minori, sia del settore elettrico sia del settore gas (vedi il paragrafo successivo).

La regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione è in vigore dall'1 luglio 2000 con gli standard nazionali di qualità commerciale che esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni richieste dai clienti (allacciamenti, attivazioni, disattivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposta a reclami per l'attività di distribuzione e misura ecc.) e che costituiscono la base minima che ogni distributore deve assicurare ai propri clienti.

Gli standard (specifici e generali) definiti dall'Autorità in relazione alla qualità commerciale hanno lo scopo di tutelare i clienti finali, oltre che di garantire e promuovere il miglioramento della qualità del servizio.

Il cliente che richiede una prestazione soggetta a standard specifico viene informato dall'impresa che eroga il servizio in merito al tempo massimo e all'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Almeno una volta all'anno, tutti i clienti del servizio di maggior tutela devono ricevere dall'esercente, attraverso la fattura commerciale, le informazioni sugli standard di qualità garantiti e sui risultati effettivamente raggiunti nel corso dell'anno.

L'Autorità pubblica annualmente, nell'ambito della propria Indagine sulla qualità del servizio, i tempi medi reali di effettuazione delle prestazioni dichiarati dalle imprese esercenti, e i relativi parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa esercente al netto di cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi).

L'introduzione degli indennizzi automatici, riconosciuti ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità per cause imputabili agli esercenti (sono escluse le cause dovute a forza maggiore o a responsabilità di terzi oppure al cliente stesso), a partire dal secondo semestre del 2000 e fino al 2007, ha fatto crescere il numero di indennizzi effettivamente pagati ai clienti rispetto al regime della Carta dei servizi, in vigore prima dell'attuale regolazione (Tav. 2.54). In merito al 2009 si assiste a un assestamento del numero dei casi di mancata osservanza per le prestazioni soggette a standard specifici rispetto al 2008, dato già in netta controtendenza in confronto all'anno precedente. Come conseguenza, anche il numero e gli importi degli indennizzi corrisposti ai clienti risulta in diminuzione (Tav. 2.54).

L'entità dei singoli rimborsi definita dall'Autorità è maggiore per i clienti che hanno costi di uso dell'energia e della rete più elevati. I rimborsi automatici sono corrisposti al cliente attraverso detrazione dall'importo addebitato nella prima fatturazione utile, e comunque entro 90 giorni solari dalla scadenza del tempo massimo per l'esecuzione della prestazione richiesta dal cliente.

TAV. 2.54

Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Anni 1997-2009;
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali dall'1 luglio 2000;
ammontare effettivamente pagato in M€

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	NUMERO DI RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO	AMMONTARE EFFETTIVAMENTE PAGATO NELL'ANNO
CARTA DEI SERVIZI			
1997	6.099	21	0,001
1998	4.167	54	0,002
1999	8.418	22	0,001
REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE			
2000 (II semestre)	7.902	4.771	0,22
2001	25.650	12.437	0,82
2002	61.881	52.229	3,11
2003	67.344	79.072	4,21
2004	57.424	48.305	3,41
2005	64.696	63.822	4,43
2006	73.868	73.714	4,07
2007	73.903	70.712	4,25
2008	30.359	28.873	2,36
2009	29.381	26.126	1,77

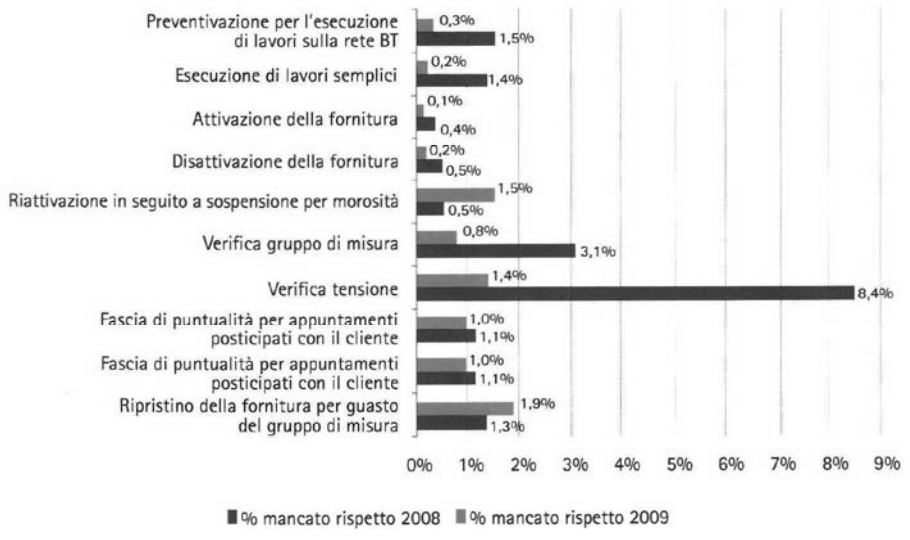
Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Il miglioramento delle *performance* dei distributori trova conferma nell'esame dei dati delle singole prestazioni soggette a standard specifico (Fig. 2.34), per le quali si registra una generale riduzione, in confronto al 2008, del numero dei casi di mancato rispetto dello standard per ogni prestazione. Solo le prestazioni relative alle riattivazioni per morosità e al ripristino della fornitura in seguito a guasto del gruppo di misura registrano, in confronto all'anno precedente, un aumento dei casi di mancato rispetto degli standard previsti, anche se questo incremento resta al di sotto del 2%.

FIG. 2.34

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale nel 2009

Utenti BT domestici e non domestici; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni dei distributori all'Autorità.

Nel 2009 si osserva un netto miglioramento per le prestazioni relative alla verifica sia della tensione di alimentazione sia del gruppo di misura che avevano registrato elevate percentuali di mancato rispetto nel 2008, anno a partire dal quale queste prestazioni sono soggette a standard specifico (sino al 2007 erano soggette a standard generale).

Per alcune prestazioni (richieste di preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT, richieste di esecuzione di lavori complessi, risposte motivate a reclami scritti o a richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e misura) al momento non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per esse sono fissati standard generali di qualità che permettono di completare il monitoraggio dell'andamento della qualità commerciale.

Dall'esame dei dati dichiarati dai distributori risulta che per quasi tutte le tipologie di prestazioni effettuate nel corso dell'anno 2009, a esclusione della verifica sia della tensione di alimentazione sia del gruppo di misura, sono stati registrati tempi medi effettivi migliori dello standard di tempestività definito: per la maggior parte delle prestazioni, infatti, i tempi sono risultati pari a circa metà dello standard.

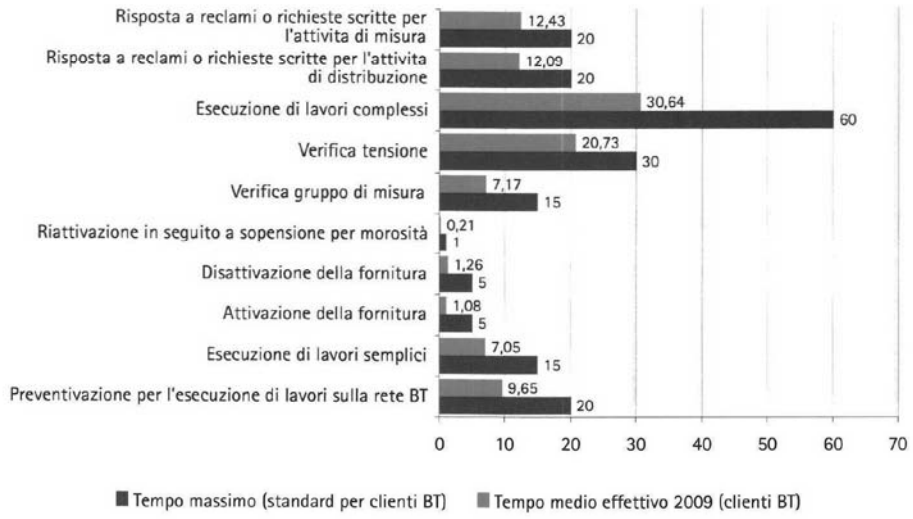


FIG. 2.35

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2009

Clienti BT domestici e non domestici; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali; giorni

Fonte: Dichiarazioni dei distributori all'Autorità.

In generale la riduzione dei tempi per le prestazioni che registrano le *performance* migliori (per esempio, attivazione e disattivazione della fornitura, riattivazione in seguito a sospensione per morosità) godono dei benefici indotti dalla diffusione dei contatori elettronici e dei sistemi di telegestione, mentre le prestazioni legate alle verifiche tecniche (verifica della tensione di alimentazione e verifica del gruppo di misura), che necessitano di interventi in sito, registrano tempi medi più alti.

La tavola 2.55 presenta il confronto per gli anni 2008 e 2009 dei dati riguardanti il complesso delle prestazioni soggette a indennizzo automatico (numero annuo di richieste, tempo medio effettivo e numero di indennizzi automatici corrisposti ai clienti), con riferimento alle tipologie di utenza più largamente diffuse, vale a dire ai clienti finali domestici e non domestici BT. A fronte di una lieve riduzione dei tempi effettivi medi dal 2008 al 2009, per la maggior parte delle prestazioni soggette a standard specifico (Tav. 2.55) si registra una sensibile diminuzione del

numero di indennizzi pagati per tutte le prestazioni. Fanno eccezione: le verifiche del gruppo di misura e della tensione di alimentazione, per le quali si registra invece un lieve incremento dei tempi medi effettivi, e la riattivazione in seguito a sospensione per morosità, prestazione per la quale il numero di indennizzi pagati è fortemente aumentato, passando dai 5.478 del 2008 ai 18.282 del 2009. In lieve aumento sono anche gli indennizzi pagati per la fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente.

TAV. 2.55

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali BT domestici e non domestici nel 2008 e nel 2009

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

PRESTAZIONE	STANDARD	2008			2009		
		NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per esecuzione lavori sulla rete BT	20 giorni lavorativi	341.620	9,82	5.278	356.021	9,65	969
Esecuzione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	358.022	7,76	5.196	358.975	7,05	838
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.561.276	1,17	5.456	1.576.104	1,08	1.764
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	840.114	1,25	3.943	810.986	1,26	1.112
Riattivazione in seguito a sospensione per morosità	1 giorni feriale	1.176.879	0,20	5.478	1.236.841	0,21	18.282
Verifica gruppo di misura	15 giorni lavorativi	12.561	6,76	292	22.916	7,17	133
Verifica tensione	30 giorni lavorativi	1.840	18,45	40	1.818	20,73	30
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	52.605	-	373	74.509	-	437
Ripristino fornitura a seguito guasto gruppo di misura	3 ore/4 ore	113.404	1,67	1.302	117.306	1,63	999

Fonte: Dichiarazioni dei distributori all'Autorità.

Per completare il riassetto della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura, e assicurare coerenza con le disposizioni previste dal TIQV, dall'1 luglio 2009 sono in vigore due nuovi standard specifici in capo ai distributori (Tav. 2.56) per la messa a disposizione dei dati tecnici richiesti dai venditori (richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura e richiesta di altri dati tecnici); le nuove prestazioni in capo ai distributori hanno standard specifici differenziati a seconda che la richiesta del venditore riguardi la lettura del gruppo di misura o altri dati tecnici. È previsto un indennizzo automatico di 20 € che il distributore deve versare al venditore qualora non rispetti gli standard specifici per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi.

La tavola 2.56 presenta i dati relativi al numero di richieste, i tempi medi effettivi e il numero di indennizzi corrisposti ai venditori, tutti dati registrati per il secondo semestre 2009.

TAV. 2.56

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel II semestre 2009

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10 giorni lavorativi	5.452	6,10	68
Richiesta altri dati tecnici	15 giorni lavorativi	24.443	8,80	222

Fonte: Dichiarazioni dei distributori all'Autorità.

Infine, dall'1 gennaio 2009 è entrata in vigore la nuova disciplina degli indennizzi automatici che prevede il raddoppio o la triplicazione dell'indennizzo automatico in base al ritardo nell'effettuazione della prestazione rispetto agli standard stabiliti dall'Autorità, e non più in ragione del ritardo di pagamento. Sempre nel corso del 2009 è entrata in vigore la nuova disciplina, la quale prevede che tutti gli appuntamenti siano soggetti a indennizzo automatico in caso di mancato rispetto della fascia di puntualità e che l'indennizzo per la mancata puntualità possa sommarsi, se dovuto, all'indennizzo per il mancato rispetto dello standard di tempestività, nel caso in cui la prestazione venga eseguita in ritardo.

Qualità commerciale dei servizi di vendita dell'energia elettrica e del gas

Dall'1 gennaio 2009 è entrato in vigore il TIQV che ha l'obiettivo di rafforzare la tutela dei consumatori, nei diversi momenti del rapporto commerciale con il venditore. Il TIQV è esteso a tutte le aziende sia del settore elettrico sia del settore gas e non si applica né alle attività di vendita in regime di salvaguardia né alle forniture di ultima istanza.

Il TIQV prevede un unico interlocutore per il cliente che può effettuare reclami anche di tipo tecnico al proprio venditore, che funge da tramite con il distributore qualora sia necessario acquisire dati di cui non è in possesso. Questa possibilità è stata introdotta a seguito della separazione delle attività di distribuzione e di vendita, avvenuta con la liberalizzazione dei mercati, al fine di semplificare le procedure a carico del cliente che effettua il reclamo.

Sono state introdotte regole più stringenti per migliorare il trattamento dei reclami e per garantire maggiore tempestività nelle verifiche di fatturazione, con l'obiettivo di assicurare tempi certi e massima tempestività nella risposta ai clienti. Per quanto riguarda il miglioramento del trattamento dei reclami, l'Autorità ha rafforzato la tutela per il consumatore consolidando l'obbligo di fornire al cliente risposte adeguatamente motivate e introducendo l'obbligo per il venditore di indicare la persona e il riferimento organizzativo ai quali rivolgersi dopo aver presentato il reclamo.

Per quando riguarda la maggiore tempestività nelle verifiche di fatturazione, sono stati introdotti il diritto ad avere

una risposta motivata entro 40 giorni solari e il diritto a ottenere, se dovuta, la rettifica delle fatturazione entro 90 giorni solari dalla richiesta di verifica della fatturazione (entro il primo ciclo di fatturazione). Le richieste di rettifica possono essere inoltrate non solo per le fatture già pagate, ma anche per quelle per le quali è prevista la possibilità di rateizzazione.

Sono previsti indennizzi automatici a favore dei clienti in caso di violazione degli standard pari a 20 € se il venditore non risponde per sua responsabilità entro 40 giorni solari dal reclamo del cliente o se l'errore di doppia fatturazione non viene rettificato entro 20 giorni dalla richiesta, oppure se la rettifica della fatturazione non viene effettuata entro 90 giorni solari dalla richiesta. L'indennizzo può essere corrisposto non più di una volta l'anno allo stesso cliente per lo stesso motivo, al fine di evitare eventuali abusi.

In caso di doppia fatturazione a seguito del cambio di fornitore è prevista una disciplina specifica per ritardi di rettifica: l'errore di doppia fatturazione deve essere rettificato entro 20 giorni dalla richiesta, pena il pagamento di un indennizzo automatico di 20 € al consumatore. Sono previste anche disposizioni specifiche sui reclami multipli, per esempio originati da disservizi di vaste dimensioni.

La tavola 2.57 presenta i dati relativi al numero di casi ricevuti relativamente alle prestazioni soggette a standard specifici, i tempi medi effettivi e il numero di indennizzi corrisposti ai clienti finali (sia elettrici sia gas) nel loro complesso per il secondo semestre 2009.

TAV. 2.57

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali nel II semestre 2009

Venditori; ammontare degli indennizzi in M€

PRESTAZIONE	STANDARD	CASI RICEVUTI - RICHIESTE	CASI FUORI TEMPO - IMPUTABILI(A)	TEMPO MEDIO	NUMERO INDENNIZZI	AMMONTARE INDENNIZZI EFFETTIVO
Risposta motivata ai reclami scritti di esclusiva competenza del venditore	40 giorni solari	134.912	8.774	23,31	2.378	0,059
Risposta motivata ai reclami scritti per i quali occorre richiedere dati tecnici al distributore	40 giorni solari	24.187	2.821	29,17	1.630	0,038
Rettifica di fatturazione	90 giorni solari	34.165	508	29,09	332	0,017
Rettifica di doppia fatturazione	20 giorni solari	3.138	629	23,32	256	0,007

(A) Casi con risposta motivata oltre il tempo massimo per cause imputabili all'impresa.

Fonte: Dichiarazioni dei venditori all'Autorità.

Per alcune prestazioni (risposte a richieste scritte di informazioni, risposte motivate a richieste scritte di rettifica di fatturazione), al momento non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per esse sono fissati standard generali di qualità, che permettono di completare il monitoraggio dell'andamento della qualità commerciale.

La disciplina degli indennizzi automatici prevede il raddoppio o la triplicazione dell'indennizzo in base all'entità del ritardo con cui viene effettuata la prestazione rispetto agli standard stabiliti dall'Autorità, e non più in ragione del ritardo di pagamento. I rimborsi automatici sono corrisposti al cliente attraverso detrazione dall'importo addebitato nella prima fatturazione utile. Il TIQV, inoltre, adotta il metodo di verifica per l'effettuazione dei controlli dei dati di qualità commerciale già previsto nella disciplina della qualità commerciale dei servizi di distribuzione.

Le principali disposizioni del TIQV sono entrate in vigore l'1 gennaio 2009, mentre gli standard e i relativi indennizzi automatici sono entrati pienamente in vigore l'1 luglio 2009. A partire dall'1 luglio 2010 è prevista inoltre la pubblicazione comparativa dei dati di qualità del servizio dei venditori, al fine di promuovere una scelta sempre più consapevole del fornitore di energia elettrica o di gas da parte dei clienti finali.

Qualità dei servizi telefonici

La regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali, in vigore sin dal 2007, è stata accorpata dall'1 gennaio 2009 nel TIQV con l'approvazione della delibera ARG/com 164/08. Gli standard generali di qualità dei *call center* e gli obblighi di servizio si applicano a tutte le imprese di vendita di energia elettrica e gas. Per i venditori di minori dimensioni è prevista una disciplina semplificata in considerazione del fatto che il cliente entra in contatto diretto con questi soggetti tramite gli sportelli presenti sul territorio. Le imprese con più di 50.000 clienti finali dall'1 gennaio 2009 sono inoltre coinvolte nella pubblicazione della graduatoria semestrale se hanno una media giornaliera di chiamate uguale o superiore a 200.
Gli standard di qualità sui servizi telefonici commerciali sono stati introdotti con lo scopo di tutelare i clienti che contattano i venditori tramite i *call center,* e allo stesso tempo, di lasciare libere le società di vendita di differenziare la propria offerta di servizi anche in termini di *customer care* e assistenza ai clienti. I livelli fissati per l'accessibilità al servizio, per il tempo medio di attesa e per il livello di servizio (percentuale di chiamate andate a buon fine), hanno gli obiettivi di ridurre il fenomeno del mancato accesso ai *call center* per linee occupate e di limitare code e tempi di attesa troppo prolungati.

TAV. 2.58

Standard generali di qualità dei call center

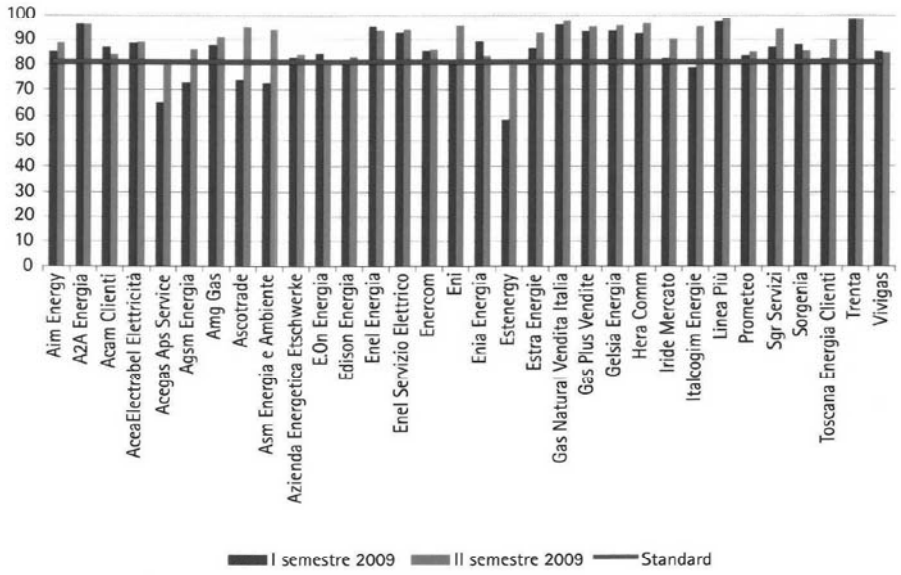
INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD GENERALE
Accessibilità al servizio (AS)	Rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del *call center* con presenza di operatori.	≤ 90 %
Tempo medio di attesa (TMA)	Tempo, espresso in secondi, intercorrente tra l'inizio della risposta, anche se effettuata attraverso l'ausilio di un risponditore automatico, e l'inizio della conversazione con l'operatore o di conclusione della chiamata in caso di rinuncia prima dell'inizio della conversazione con l'operatore.	≤ 240 secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine e il numero di chiamate che arrivano ai *call center* con la richiesta di parlare con un operatore.	≤ 80 %

Dall'esame dei dati comunicati per il primo e il secondo semestre 2009 dalle aziende con più di 50.000 clienti finali risulta che 4 aziende di vendita non hanno rispettato per il secondo semestre i livelli stabiliti dall'Autorità per l'indicatore relativo all'accesso al servizio; le stesse quattro aziende e una ulteriore non hanno rispettato i livelli stabiliti dall'Autorità per l'indicatore relativo al livello di servizio; dai dati dichiarati risulta invece che tutte le aziende hanno rispettato i livelli stabiliti dall'Autorità per l'indicatore definito per il tempo medio di attesa. Dall'1 gennaio 2010 è previsto che il mancato rispetto per due semestri consecutivi di uno stesso standard costituirà presupposto per l'avvio di un procedimento sanzionatorio ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481.
Per i venditori con più di 100.000 clienti finali, per il primo e per il secondo semestre 2009 le *performance* aziendali semestrali rispetto all'indicatore livello di servizio (LS) sono quelle

mostrate dalla figura 2.36, dalla quale emerge che nel secondo semestre 2009 tutti i venditori con più di 100.000 clienti finali hanno rispettato lo standard generale relativo al livello di servizio LS.

FIG. 2.36

Livello di qualità dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti finali nel 2009



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

In alcuni casi il livello registrato dagli indicatori è influenzato dal fatto che il venditore svolge anche altri servizi oltre a quelli elettrico e gas (per esempio servizi idrici, servizi ambientali ecc.) e non risulta possibile stabilire a quale servizio si rivolge la chiamata telefonica; in questi casi concorrono al computo degli indicatori tutte le chiamate telefoniche dei clienti finali che hanno richiesto di parlare con un operatore o che sono stati reindirizzati da parte di servizi automatici a un operatore, indipendentemente dal servizio.

Nel corso del 2009, nei mesi di maggio e novembre, per dare attuazione alla regolazione sono state pubblicate sul sito Internet dell'Autorità le graduatorie dei *call center,* così come previsto dal TIQV. Le graduatorie rappresentano la sintesi della verifica semestrale della regolazione che è strutturata sulla base di un punteggio globale denominato "IQT". Quest'ultimo è calcolato partendo da una serie di punteggi parziali assegnati ai singoli *call center* per diversi aspetti inerenti i livelli di qualità effettivamente offerti ai consumatori (accesso al servizio, qualità e giudizio dei clienti che hanno effettivamente usufruito dei *call center*), così da consentire una valutazione comparativa dei servizi offerti dalle singole aziende di vendita e uno stimolo al miglioramento basato sulle *performance* delle stesse aziende (Tav. 2.59).

TAV. 2.59

Graduatorie della qualità dei call center delle aziende di vendita di energia elettrica e gas nel 2009

Punteggio globale IQT

POSIZIONE	I SEMESTRE 2009 VENDITORE	PUNTEGGIO FINALE IQT	II SEMESTRE 2009 VENDITORE	PUNTEGGIO FINALE IQT
1	Linea Più	99,9	Linea Più	96,2
2	Edison Energia	94,1	Eni	94,7
3	A2A Energia	87,9	Hera Comm	91,9
4	E.On Energia	84,2	Edison Energia	89,7
5	Hera Comm	83,8	A2A Energia	83,6
6	Trenta	82,8	Trenta	80,3
7	Gas Natural Vendita Italia	76,5	Sgr Servizi	80,2
8	Enia Energia	72,6	E.On Energia	80,2
9	Enel Servizio Elettrico	72,0	Gas Natural Vendita Italia	78,8
10	Enel Energia	71,9	Enel Servizio Elettrico	78,0
11	Vivigas	70,2	Enia Energia	74,2
12	Estra Energie	67,1	Vivigas	72,2
13	Sgr Servizi	65,9	Italcogim Energie	71,9
14	Sorgenia	64,2	Asm Energia E Ambiente	71,8
15	AceaElectrabel Elettricità	60,4	Estra Energie	70,0
16	Amg Gas	60,0	Enel Energia	68,9
17	Amga Energia & Servizi	59,9	Gelsia Energia	67,9
18	Toscana Energia Clienti	56,8	Amg Gas	66,4
19	Eni	53,3	Ascotrade	62,7
20	Prometeo	52,3	Agsm Energia	62,3
21	Iride Mercato	49,5	Toscana Energia Clienti	61,7
22	Agsm Energia	46,0	AceaElectrabel Elettricità	60,9
23	Asm Energia E Ambiente	43,7	Iride Mercato	57,1
24	Estenergy	43,4	Sorgenia	56,5
25	Italcogim Energie	43,3	Amga Energia & Servizi	55,5
26	Ascotrade	42,5	Acam Clienti	53,7
27	Acegas Aps Service	42,1	Estenergy	52,7
28	-	-	Prometeo	52,0
29	-	-	Acegas Aps Service	49,1

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

Sin dal 1998 l'Istituto nazionale di statistica (Istat) include per conto dell'Autorità, all'interno dell'Indagine multiscopo sulle famiglie intitolata "Aspetti della vita quotidiana", alcuni quesiti specifici volti a rilevare la soddisfazione e l'efficacia dei servizi nel settore dell'energia elettrica e del gas. Accanto a quesiti di contenuti generali, l'Istat indaga altri aspetti più specifici, inserendo un modulo *ad hoc* sulla soddisfazione delle famiglie per i servizi di fornitura di energia elettrica e gas.

L'Indagine raggiunge in media 20.000 famiglie su tutto il territorio nazionale. Il campione di famiglie permette di ottenere risultati rappresentativi a livello regionale, garantendo un monitoraggio costante della soddisfazione complessiva della qualità del servizio elettrico e dei fattori che influenzano mag-

giormente la soddisfazione dei clienti. Dal 2004 l'Indagine viene svolta nel mese di febbraio mentre fino al 2003 la rilevazione si svolgeva nel corso del mese di novembre; a causa di ciò non sono disponibili i risultati della rilevazione per l'anno 2004.

Nel corso del tempo, intorno a un nucleo stabile di quesiti relativi alla soddisfazione delle famiglie per l'uso dell'energia elettrica e del gas, si sono avvicendati quesiti volti a rilevare altri aspetti quali il comportamento dei clienti rispetto alla lettura delle bollette, la conoscenza del ruolo dell'Autorità, il grado di apertura del mercato della fornitura di gas o la soddisfazione per il numero di *call center* eventualmente attivati dalle aziende.

Nel 2009 l'andamento del livello di soddisfazione generale dei clienti per il servizio elettrico risulta complessivamente in ripresa, a livello nazionale, rispetto al 2008. Nel 2009 sembra infatti invertirsi il trend registrato sin dal 2002 di minore soddisfazione dei clienti finali per la qualità complessiva dei servizi elettrici, verificatosi in coincidenza con la crescita del prezzo dei combustibili e dei prodotti energetici avvenuta nel medesimo periodo. Si confermano livelli di soddisfazione differenti sotto il profilo geografico (Tav. 2.60). In particolare, a fronte di una percezione sostanzialmente stabile nelle regioni del Nord, si sono registrati miglioramenti nei giudizi espressi dalle famiglie residenti nelle regioni del Centro, del Sud e delle Isole.

TAV. 2.60

Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008	2009
Nord-Ovest	94,6	94,5	94,1	94,5	94,9	93,2	90,4	91,8	91,3	90,4	90,2
Nord-Est	93,1	94,1	92,0	94,3	92,9	91,5	88,0	88,8	90,1	86,4	86,3
Centro	89,4	91,3	89,6	91,1	90,9	89,4	87,1	87,5	89,1	85,4	86,8
Sud	86,4	88,1	88,7	89,2	89,5	89,9	87,8	87,9	88,5	85,2	87,7
Isole	83,7	83,9	84,5	84,5	85,6	84,2	80,4	82,7	83,3	78,8	81,7
ITALIA	**90,3**	**91,2**	**90,6**	**91,7**	**91,5**	**90,3**	**87,7**	**88,6**	**89,2**	**86,3**	**87,3**

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2009.

Tra i fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione globale, la continuità del servizio, cioè la mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica ai clienti, è il fattore che riveste il peso maggiore.

TAV. 2.61

Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008	2009
Nord-Ovest	95,4	95,4	95,1	94,5	95,6	94,1	93,5	94,3	93,7	94,1	94,3
Nord-Est	94,2	94,8	93,9	95,8	95,0	93,1	93,1	93,5	95,0	94,3	94,0
Centro	89,5	90,6	89,0	91,9	91,7	89,9	89,4	90,5	92,3	90,9	92,3
Sud	85,9	87,5	88,3	88,5	89,2	89,6	90,0	89,7	90,8	89,8	90,1
Isole	85,0	83,1	85,8	85,9	88,4	86,4	83,5	86,6	88,4	81,9	87,6
ITALIA	**90,8**	**91,1**	**91,2**	**92,0**	**92,5**	**91,1**	**90,8**	**91,6**	**92,5**	**91,3**	**92,2**

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2009.

TAV. 2.62

Analisi regionale della soddisfazione per la continuità del servizio elettrico nel 2009

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

REGIONI	%	REGIONI	%
Friuli Venezia Giulia	96,4	Veneto	92,4
Lombardia	95,1	Lazio	92,1
Emilia Romagna	94,9	Abruzzo	92,1
Trentino Alto Adige	94,2	Molise	92,1
Valle d'Aosta	93,6	Marche	91,7
Piemonte	93,3	Puglia	90,1
Basilicata	93,0	Sardegna	90,0
Toscana	92,7	Calabria	89,9
Umbria	92,7	Campania	89,2
Liguria	92,5	Sicilia	86,8

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2009.

In relazione agli aspetti commerciali del servizio, che sono però percepiti come meno decisivi rispetto alla continuità dai clienti elettrici, si registra un miglioramento in tutti gli ambiti (sbalzi di tensione, frequenza di lettura, comprensibilità delle bollette e informazioni sul servizio) (Tav. 2.63). Si conferma il maggiore grado di soddisfazione a partire dal 2006 riguardo la frequenza della lettura, probabilmente associato alla diffusione dei contatori elettronici. Rimangono ancora basse le percentuali di soddisfazione relative alla comprensibilità delle bollette (68,3%) e alle informazioni sul servizio (66,6%).

TAV. 2.63

Soddisfazione globale per i diversi aspetti del servizio elettrico in Italia

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

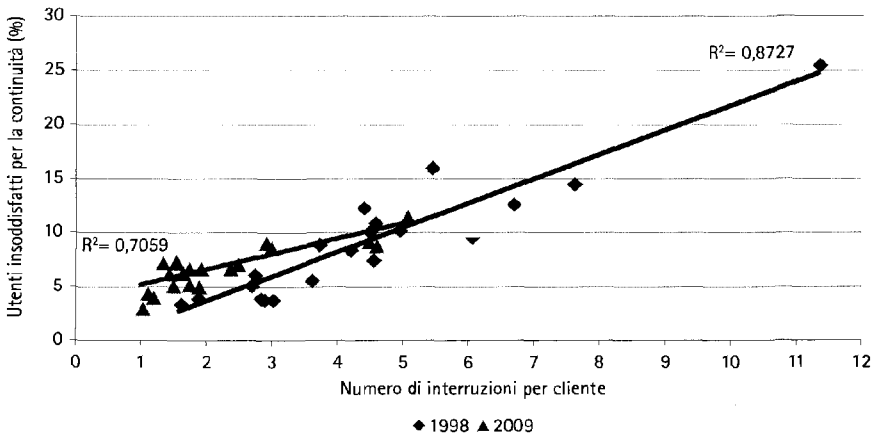
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008	2009
Continuità	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8	91,6	92,5	91,3	92,2
Sbalzi di tensione	86,3	87,2	87,1	87,8	86,2	86,1	85,4	86,0	87,3	85,4	87,1
Frequenza lettura	72,8	74,1	73,5	72,5	72,5	70,7	71,5	79,1	83,0	79,6	81,8
Comprensibilità bollette	75,0	76,1	74,3	76,3	72,9	72,8	70,3	70,7	71,8	65,9	68,3
Informazioni sul servizio	73,2	74,1	73,4	73,5	71,6	69,5	67,4	69,0	69,1	63,5	66,6
SODDISFAZIONE GLOBALE	**90,3**	**91,2**	**90,6**	**91,7**	**91,5**	**90,3**	**87,7**	**88,6**	**89,2**	**86,3**	87,3

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2009.

FIG. 2.37

Correlazione tra qualità percepita e qualità effettivamente erogata

Qualità erogata valutata in base al numero medio di interruzioni per cliente alimentato in bassa tensione; valori regionali per gli anni 1998 e 2009



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Istat.

I dati raccolti permettono comunque di confermare una correlazione tra qualità erogata (livelli effettivi di continuità del servizio) e qualità percepita (percentuale di clienti insoddisfatti per la continuità del servizio). Tale correlazione (Fig. 2.37), seppure ridotta nel corso del tempo, mostra che al migliorare della continuità si riduce la quota di clienti poco o per niente soddisfatti.

PAGINA BIANCA

Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

Domanda e offerta di gas naturale nel 2009

Nel 2009 la domanda di gas ha registrato un marcato calo (-8% rispetto al 2008) a causa dell'impatto della recessione economica sull'attività produttiva e, di conseguenza, sui consumi energetici. Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, la contrazione della domanda ha ridotto i consumi a 76,7 G(m^3) dagli 83,4 G(m^3) registrati nel 2008, anno nel quale si erano già fatti sentire i primi effetti della crisi economica, nonostante un autunno e un inverno (specie ai suoi inizi e cioè nei mesi ricadenti nel 2008) piuttosto rigidi. Per il terzo anno consecutivo, quindi, la domanda di gas non è aumentata, dopo anni in cui il settore era abituato a tassi di crescita molto positivi e stabili nel tempo. Il comparto industriale e quello termoelettrico hanno registrato un vero e proprio crollo dei consumi (rispettivamente pari a -14,4% e -16,8%), mentre l'inverno rigido ha spinto la domanda residenziale e del terziario (+5,4%), così come il diffondersi di auto alimentate a metano (favorite dagli incentivi governativi alla rottamazione) ha permesso ai consumi per autotrazione di aumentare del 9,6% rispetto al 2008. Per effetto di queste variazioni la quota dei consumi industriali si è ridotta a poco più del 20%, quella del termoelettrico è ora del 36,8%, mentre quella dei consumi civili ha raggiunto il 41,5%.

Come accade da molti anni, la produzione nazionale ha continuato a ridursi, scendendo a 8 G(m^3) dai 9,3 del 2008. Le importazioni dall'estero sono diminuite del 9,9%, passando da 76,9 a 69,3 G(m^3), così pure le esportazioni, scese da 210 a 125 M(m^3). Circa 0,9 G(m^3) è stato prelevato dagli stoccaggi. La domanda lorda è stata quindi soddisfatta per il 10,3% dalla produzione nazionale e per l'88,6% dalle importazioni nette.

I dati provvisoriamente diffusi dal Ministero dello sviluppo economico trovano una parziale conferma nel bilancio degli operatori del settore gas (Tav. 3.1), tradizionalmente presentato in queste pagine, che mostra una prima e provvisoria elaborazione (come tutte quelle che seguono anche nei paragrafi successivi) dei dati dichiarati dalle 366 imprese del gas nell'ambito dell'Indagine annuale che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas svolge con riferimento alle attività svolte dagli operatori nell'anno precedente. Come consuetudine, esso è stato redatto riaggregando le informazioni fornite dalle imprese nei gruppi cui hanno dichiarato di appartenere nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità. I gruppi sono poi stati attribuiti alle classi indicate nella tavola in base al valore degli impieghi di gas, vale a dire a seconda dell'ampiezza delle vendite (effettuate ad altri operatori e al mercato finale) e degli autoconsumi.

Come lo scorso anno, Eni, Enel ed Edison si confermano i principali gruppi. Nella prima classe ricadono ancora 7 gruppi, ma non sono gli stessi del 2008: sono usciti infatti Sorgenia (CIR)

e Axpo Group, entrambi passati alla classe 1-2 G(m^3), a vantaggio di Sinergie Italiane (impresa di *trading* il cui capitale sociale è detenuto da imprese operative nella vendita al dettaglio) e di Royal Dutch Shell. In questa classe gli impieghi di gas oscillano tra i poco più di 10 G(m^3) del gruppo A2A, ai quasi 7 del gruppo E.On e ai poco più di 2 di Royal Dutch Shell. Nella classi successive rientrano rispettivamente 11, 50 e 190 gruppi.

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale 2009

G(m^3); valori riferiti ai gruppi industriali

	Eni	Enel	Edison	2-11 G(m^3)	1-2 G(m^3)	0,1-1 G(m^3)	< 0,1 G(m^3)	Totale
Produzione nazionale netta	**6,5**	**-**	**0,6**	**0,4**	**0,2**	**0,0**	**0,0**	**7,6**
Importazioni nette(A)	**33,0**	**8,6**	**10,4**	**5,9**	**4,1**	**4,5**	**0,1**	**66,7**
- di cui vendite Eni oltre frontiera	-	-	1,3	2,4	0,0	0,0		3,8
Variazioni scorte	**1,4**	**-0,1**	**-0,1**	**0,1**	**-0,2**	**-0,2**	**0,0**	**0,9**
stoccaggi al 31 dicembre 2008	3,3	0,9	0,6	1,7	0,6	0,5	0,0	7,5
stoccaggi al 31 dicembre 2009	1,9	1,0	0,7	1,6	0,8	0,6	0,0	6,6
Acquisti sul territorio nazionale	**2,0**	**6,7**	**4,1**	**28,7**	**13,4**	**14,5**	**4,2**	**73,5**
da Eni	0,8	1,0	1,7	5,0	2,9	2,3	0,7	14,5
- di cui *gas release* al PSV	-	-	-	0,5	0,2	0,2	0,1	1,0
da Enel	-	5,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	5,5
da Edison	0,1	0,0	1,5	1,1	0,5	1,8	0,5	5,5
da altri operatori	1,0	0,4	0,9	22,6	9,9	10,3	2,9	48,0
Cessioni ad altri operatori nazionali	**16,3**	**5,6**	**5,1**	**19,8**	**11,1**	**7,7**	**0,1**	**65,7**
- di cui vendite al PSV	4,9	0,2	0,5	4,5	5,6	3,2	0,0	18,8
Trasferimenti netti	**-0,4**	**0,3**	**0,1**	**-0,5**	**0,2**	**-1,9**	**-0,4**	**-2,6**
Consumi e perdite(B)	**0,4**	**0,1**	**0,1**	**0,3**	**0,2**	**0,2**	**0,0**	**1,4**
Autoconsumi	**4,5**	**-**	**4,6**	**1,8**	**1,4**	**0,0**	**0,1**	**12,5**
Vendite finali	**21,2**	**9,9**	**5,2**	**12,6**	**5,0**	**9,0**	**3,7**	**66,6**
al mercato libero	14,9	7,1	4,9	8,6	3,9	4,4	1,7	45,4
al mercato tutelato	6,3	2,9	0,2	4,0	1,0	4,6	2,0	21,1
Vendite finali per settore	**21,2**	**9,9**	**5,2**	**12,6**	**5,0**	**9,0**	**3,7**	**66,6**
generazione elettrica	6,4	4,8	3,6	3,6	2,1	0,5	0,2	21,0
industria	7,9	1,5	1,2	3,8	1,3	2,7	0,7	19,1
commercio	1,4	0,5	0,1	1,3	0,4	1,5	0,8	5,8
domestico	5,6	3,2	0,3	4,0	1,2	4,3	2,0	20,7
- di cui a clienti finali collegati	1,3	4,4	1,6	3,3	0,8	1,2	0,3	12,8

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Consumi e perdite stimati in base a produzione, importazione, stoccaggio e acquisti interni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La produzione è praticamente tutta in capo al gruppo Eni, se si eccettuano alcune piccole quote riconducibili a Edison e ad altri piccoli coltivatori. Nelle importazioni è aumentato di circa 3 G(m^3) il volume di gas importato da Edison anche in virtù dell'entrata in funzione del terminale GNL di Rovigo, mentre si registra una riduzione di 2 G(m^3) delle importazioni di gas dei gruppi appartenenti alla classe con impieghi tra 2 e 11 G(m^3). La diminuzione è dovuta in parte al fatto che una quota del gas importato dal gruppo E.On non è stata classificata tra le importazioni bensì tra gli acquisti alla frontiera italiana (in quanto lo sdoganamento è stato effettuato da altri soggetti), e in parte al fatto che alcuni importatori sono passati nella classe più piccola. Un quantitativo elevato di gas importato si osserva anche per la terza classe, quella dei gruppi con impieghi tra 0,1 e 1 G(m^3): complessivamente questi hanno acquisito 4,4 G(m^3) di gas dall'estero grazie alla presenza di imprese afferenti a gruppi stranieri particolarmente attivi sul mercato internazionale del gas (per esempio, Sonatrach, Essent, CEA, Worlenergy, BP). Gli approvvigionamenti oltre frontiera da Eni sono trascurabili o inesistenti nei gruppi più piccoli.

Per quello che riguarda gli acquisti sul territorio nazionale, nel 2009 la quota di gas fornita direttamente dai due operatori principali è scesa rispettivamente al 19,7% (nel 2008 era del 35%) nel caso di Eni e al 7,4% (nel 2008 era dell'8,5%) nel caso di Enel. La stessa quota è, invece, aumentata, passando dal 5,8%

al 7,5% nel caso del gruppo Edison e dal 50,5% al 65,4% nel caso di altri operatori che hanno ceduto 48 dei 73,5 G(m^3) complessivamente offerti sul territorio nazionale, testimoniando la presenza di un mercato all'ingrosso particolarmente vivace. Una parte del gas acquistato da Eni è riconducibile al *gas release*, la cessione di gas al Punto di scambio virtuale (PSV), che Eni effettua in esito all'istruttoria dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato dell'aprile 2006. Com'è noto, nell'ambito del provvedimento A371 (Gestione e utilizzo della capacità di rigassificazione) Eni si impegnò a rilasciare, esclusivamente al PSV, partite di gas per 2 anni termici a partire dall'ottobre 2007. Nonostante il provvedimento prevedesse quantitativi di cessione pari a 2 G(m^3)/anno, nel 2009 l'effettivo ammontare di gas ceduto è stato di appena 1 G(m^3). Considerando i volumi che ciascun gruppo acquista da Eni (tanto sul territorio nazionale, quanto oltre frontiera), si osserva come all'*incumbent* siano ancora riconducibili ampie quote del gas nella disponibilità di ciascun gruppo, sebbene esse siano significativamente diminuite rispetto all'anno precedente. Per Enel tale porzione è scesa al 6,5% (nel 2008 era 14,9%), per Edison al 20% (nel 2008 era al 38,6%), mentre per gli altri gruppi essa varia tra il 12% e il 21% del gas disponibile (nel 2008 oscillava tra il 13% e il 35%). L'unico caso in cui si è registrato un aumento della quota di gas acquisito da Eni è quello della classe 1-2 G(m^3), dove si è passati dal 13% del 2008 al quasi 17% del 2009.

Sul fronte degli impieghi, la quota di gas mediamente destinata da tutti i gruppi alla vendita ad altri operatori sul totale di gas complessivamente venduto e/o autoconsumato all'interno del gruppo stesso è cresciuta di circa un punto percentuale, passando dal 44,3% del 2008 al 45,4%. Questo valore medio è dato tuttavia da andamenti differenziati: tale quota è scesa, infatti, al 39% (nel 2008 era pari al 42%) per Eni; è salita al 36% quella di Enel (pari al 31% nel 2008); è rimasta pressoché costante quella di Edison (34,4% contro il 35,8% dello scorso anno); è fortemente cresciuta (dal 49% al 58%), quella dei gruppi appartenenti alla classe 2-11 G(m^3); è scesa quella relativa alle rimanenti classi di operatori. In particolare è crollata la quota di gas destinata ad altri operatori da parte dei gruppi più piccoli, che al mercato all'ingrosso risultano indirizzare appena il 2% del gas venduto e/o autoconsumato, a fronte di una quota che nel 2008 aveva superato il 14%. Gli autoconsumi sono tuttora una voce particolarmente rilevante per i gruppi principali che, in genere, dispongono di impianti di produzione di energia elettrica; se a questi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, anch'essi di norma produttori di energia elettrica, si nota come una parte significativa della disponibilità di ciascun gruppo sia destinata al fabbisogno del gruppo medesimo. Tale fenomeno, seppure più contenuto rispetto al 2008, appare particolarmente rilevante per Enel ed Edison per i quali questa percentuale è rispettivamente del 28,5% e del 42%.

Nel 2009 le vendite al mercato tutelato sono risultate pari al 31,7% del mercato finale complessivo e in lieve aumento rispetto al 2008, quando il mercato tutelato ha assorbito il 28,6% del totale. Ciò è probabilmente dovuto al contrarsi dei consumi complessivi e, in particolare, di quelli non domestici, tipicamente più abituati a rifornirsi sul mercato libero. Come si vedrà più avanti nel Capitolo, infatti, il mercato libero permane una prerogativa dei grandi clienti: la percentuale di consumi domestici su tale mercato nel 2009 ha superato di poco il 10% (era al 9,1% nel 2008). Si conferma, come negli anni passati, la tendenza degli operatori a specializzarsi sul mercato tutelato al diminuire dei volumi complessivamente venduti al mercato finale. I gruppi più piccoli rivolgono, infatti, il 54% delle proprie vendite al mercato protetto, il 76% delle quali vanno ai clienti domestici e a quelli appartenenti al settore commercio e servizi. Più in generale, i dati consentono di ribadire, come già fatto nelle precedenti *Relazioni Annuali*, che quanto più è piccolo il gruppo, tanto più ha un mercato limitato a quello che era il bacino d'utenza "storico" in cui l'operatore era presente *ante* liberalizzazione.

La quota di gas venduto al mercato civile (domestico e commercio e servizi) nel 2009 è stata del 33% per Eni e del 37% per Enel, mentre relativamente alla generazione elettrica le due quote sono rispettivamente del 30% e del 48% in considerazione della differente struttura societaria dei due gruppi. Il gruppo Enel, infatti, ha autoconsumi nulli in quanto il gas destinato alle proprie centrali elettriche viene venduto, al pari di una normale cessione, alle società che all'interno del gruppo effettuano la produzione di energia elettrica. Diversamente, il 63% delle vendite a clienti collegati del gruppo Eni è relativo al settore industriale, mentre la quasi totalità degli autoconsumi è destinata alla generazione elettrica. Come lo scorso anno, il gruppo Edison risulta quello che destina meno gas al settore civile: esso, infatti, vende il 69% a imprese – appartenenti in buona parte al proprio gruppo societario – che svolgono l'attività di produzione di energia elettrica, limitando così la quota di gas destinato ad altre categorie di clienti, eccetto i grandi consumatori industriali.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

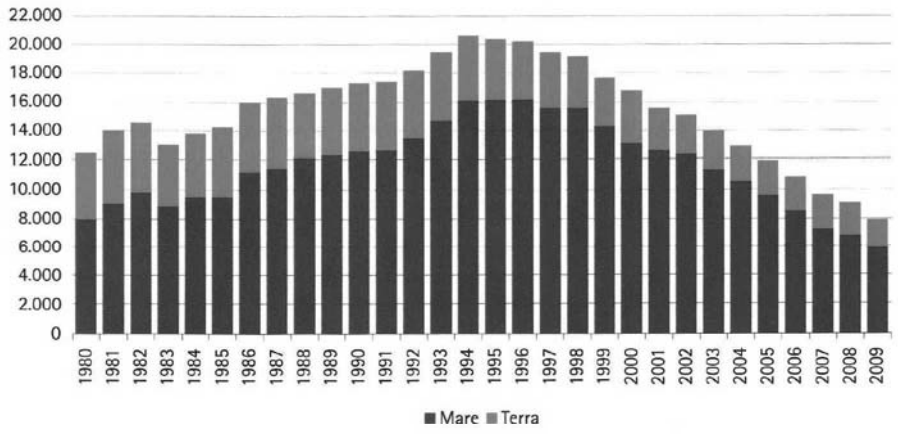
Produzione nazionale

È proseguita nel 2009 la riduzione progressiva della produzione nazionale di gas naturale: secondo i dati provvisori pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico, infatti, lo scorso anno l'estrazione di gas si è fermata a 8.016 M(m^3), evidenziando un calo del 13,4% rispetto al 2008, il più elevato mai registrato sinora. Negli anni Novanta, tra il 1993 e il 1995, la produzione italiana di gas ha raggiunto il massimo a poco più di 20 G(m^3)/anno, arrivando a soddisfare circa un terzo dei consumi nazionali dell'epoca. Da allora il declino è stato costante, circa il 7% ogni anno (nel 2008 un po' meno), e lo scorso anno la copertura del fabbisogno interno è scesa a un decimo rispetto al 30% che ancora assicurava alla fine degli anni Novanta.

Secondo i dati pubblicati dall'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse del Ministero dello sviluppo economico, la produzione 2009, pari a 7.909 M(m^3) – valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente – è stata ottenuta per un quarto da giacimenti a terra e per tre quarti da coltivazione in mare. Il gas estratto da giacimenti in terraferma, pari a 1.990 M(m^3), è la parte di produzione che è diminuita in misura minore rispetto all'anno precedente (–11,8%), mentre la produzione da giacimenti marini è scesa a 5.919 M(m^3), registrando un calo del 13,1%.

FIG. 3.1

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980
M(m^3)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2009

GRUPPO	M(m^3)	QUOTA
Eni	6.460	84,5%
Edison	605	7,9%
Royal Dutch Shell	364	4,8%
Gas Plus	208	2,7%
Altri	5	0,1%
TOTALE	7.642	100,0%
TOTALE (Ministero dello sviluppo economico)	8.016	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Secondo i dati raccolti nella consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità, sono 8 gli operatori che hanno dichiarato di aver estratto gas naturale nel territorio nazionale e la loro produzione complessiva è risultata pari a 7.642 M(m^3). Il segmento resta dominato da Eni che possiede la quota più elevata e largamente superiore a quella dei concorrenti, pari all'84,5%. Seguono i gruppi Edison e Royal Dutch Shell. La quota di quest'ultimo si è nettamente ridotta rispetto al 7,7% del 2008. Stabili, invece, rispetto allo scorso anno risultano le quote di Edison e Gas Plus.

Nel 2009 Eni ha cominciato a riorganizzare le proprie attività nell'ambito della produzione di gas. Più precisamente, sono state costituite tre nuove società alle quali sono state conferite le attività minerarie del gruppo suddivise per collocazione geografica: Padana Energia ha acquisito gli *asset* relativi al Nord Italia (Pianura Padana ed Emilia Romagna), Adriatica Idrocarburi ha assunto quelli relativi all'Italia Centrale (Marche, Abruzzo e Molise) e Ionica Gas ha ottenuto quelli relativi al Mezzogiorno (nell'area di Crotone e della Val d'Agri). Sono in fase avanzata le trattative di vendita per due di queste tre nuove società, ovvero di Padana Energia e di Adriatica Idrocarburi. Nonostante le cessioni, Eni prevede comunque di mantenere stabile la propria produzione nel medio termine, grazie alla crescita attesa dei giacimenti della Val d'Agri e ai progetti di sviluppo che ha in corso.

Importazioni

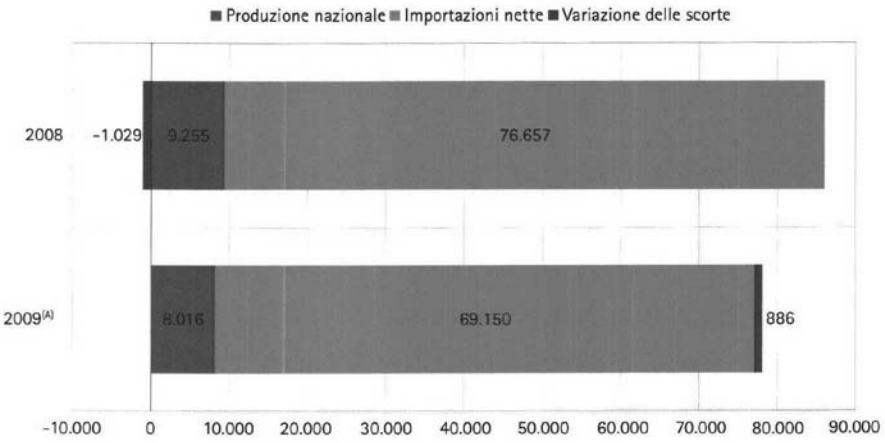
In termini netti le importazioni di gas in Italia sono diminuite lo scorso anno di 7,5 G(m^3). Secondo i dati provvisori del Ministero dello sviluppo economico (Fig. 3.2), infatti, nel 2009 le importazioni lorde sono scese a 69.275 dai 76.657 M(m^3) che avevano raggiunto nel 2008; ma anche le esportazioni sono diminuite, passando da 210 a 125 M(m^3). Tenendo conto che sono stati prelevati dalle scorte 886 M(m^3) – a differenza di quanto accaduto nel 2008 quando negli stoccaggi furono immessi 1.029 M(m^3) – e che i consumi e le perdite di rete sono stimabili in circa 1.357 M(m^3), il valore dei consumi nazionali nel 2009 è valutabile in 76.695 M(m^3). Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è quindi sceso al 90,2% dal 91,8% del 2008.

La figura 3.3 mostra la ripartizione dei volumi di gas importato in base alla nazione di provenienza fisica (non contrattuale): l'80% circa del gas importato in Italia proviene da Paesi non appartenenti all'Unione europea. Per lo più il gas arriva nel nostro Paese attraverso i gasdotti: solo il 4% dell'import, infatti, giunge via nave. Nel 2009 tale quota è comunque raddoppiata rispetto agli anni precedenti grazie all'entrata in funzione del nuovo terminale di Rovigo, dove arriva il GNL proveniente dal Qatar; questa quota è destinata ad accrescersi ulteriormente nei prossimi anni.

FIG. 3.2

Immissioni in rete nel 2008 e nel 2009

M(m^3)



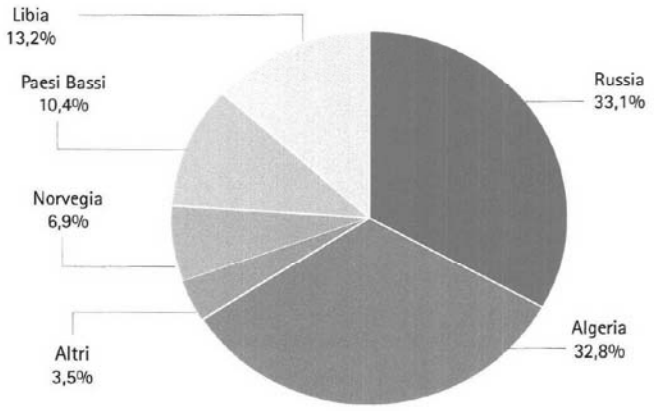
(A) Per il 2009 dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 3.3

Importazioni lorde di gas nel 2009 secondo la provenienza

Valori percentuali; dati provvisori



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Le fonti di approvvigionamento via gasdotto sono concentrate in Paesi extracomunitari: lo scorso anno Algeria, Russia e Libia hanno coperto insieme quasi l'80% dell'approvvigionamento estero. Le prime due forniscono un terzo ciascuna del fabbisogno complessivo; dalla Libia, invece, arriva il 13% del totale importato. Dalla Russia sono giunti nel 2009, attraverso i punti di ingresso di Tarvisio e Gorizia, 22,9 G(m^3); dall'Algeria, invece, sono arrivati 22,7 G(m^3) via tubo a Mazara del Vallo e 1,3 G(m^3) via nave, rigassificati presso l'impianto di Panigaglia. Il gas proveniente dalla Libia, lo scorso anno pari a 9,2 G(m^3), entra in Italia attraverso il punto di Gela della Rete nazionale, mentre i quantitativi importati da Olanda 7,2 G(m^3) e Norvegia 4,8 G(m^3) transitano da Passo Gries, presso il confine svizzero. Il rimanente 3,5% delle importazioni 2009 è arrivato da altri Paesi: dalla Croazia l'1,2% e dal Qatar il 2,2%. Quest'ultima quota, come detto poco sopra, è destinata a crescere nei prossimi anni, quando il terminale di Rovigo entrerà a pieno regime.

TAV. 3.3

Primi venti importatori di gas in Italia nel 2009

Importazioni lorde

SOCIETÀ	M(m^3)	QUOTA %
Eni	33.156	49,9%
Edison	10.410	15,7%
Enel Trade	8.648	13,0%
Plurigas	2.111	3,2%
Gaz de France sede secondaria	1.789	2,7%
Sorgenia	1.376	2,1%
Enoi	1.370	2,1%
Sinergie Italiane	881	1,3%
Sonatrach Gas Italia	757	1,1%
Speia	580	0,9%
Essent Trading International	572	0,9%
E.On Energy Trading	550	0,8%
Hera Trading	488	0,7%
CEA Centrex Italia	485	0,7%
Begas Energy International (ex Bridas Energy)	404	0,6%
Egl Italia	349	0,5%
Gas Plus Italiana	308	0,5%
Energetic Source	303	0,5%
Spigas	231	0,3%
Italtrading	228	0,3%
Altri	1.417	2,1%
TOTALE	**66.410**	**100,0%**
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	69.275	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

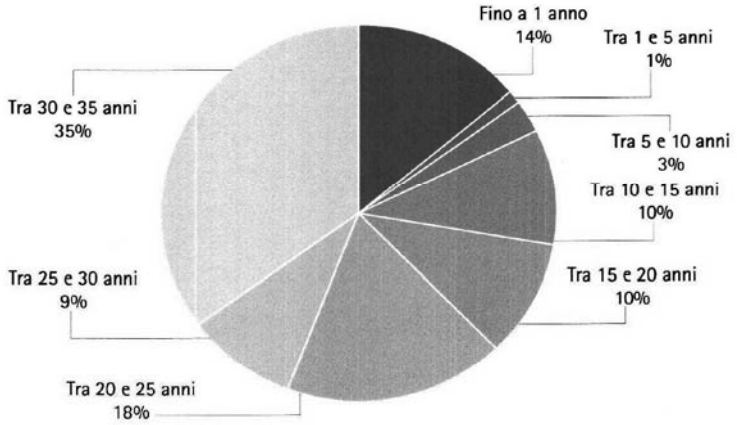
Con 33 G(m^3) di gas importato e una quota pari al 49,9% (47,9% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), il gruppo Eni si conferma dominante anche nell'importazione (Tav. 3.3), così come nella produzione nazionale. Pur scendendo nel tempo per il rispetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, non più operativi dal 2010, la quota di Eni rimane infatti preponderante e largamente superiore a quella dei concorrenti. Con un quantitativo importato pari a 10,4 G(m^3) e una quota del 15,7%, il gruppo Edison è passato in seconda posizione, superando il gruppo Enel, che nel 2009 ha acquisito all'estero 8,6 G(m^3). Edison ha guadagnato la seconda posizione nella classifica degli importatori grazie al notevole aumento delle sue importazioni (43%), mentre quelle di Enel si sono ridotte del 12% rispetto al 2008 (seppur meno di quelle di Eni, calate anch'esse ma del 28%).

I primi tre importatori risultano acquisire il 78,6% (il 75,4% sul valore di import totale di fonte ministeriale) del gas complessivamente approvvigionato all'estero da operatori italiani. Tale quota è comunque in riduzione rispetto all'84% del 2008.

Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2009 secondo la durata intera (Fig. 3.4), resta confermato, come negli anni passati, che l'attività di importazione avviene sulla base di contratti di lungo periodo. Più del 60% di essi possiede una durata complessiva di oltre 20 anni e un altro 20% possiede una durata intera di almeno 10 anni. Rispetto al 2008 risulta molto accresciuto il peso delle importazioni *spot* (che avvengono sulla base di accordi di durata al più annuale), che nel 2009 hanno raggiunto il 14%. Tale dato è però riconducibile al fatto che alcuni operatori hanno risposto alle domande dell'Indagine dell'Autorità inserendo i valori riferiti all'intero contratto, anche quando non tutto il gas è stato poi importato in Italia, ma rivenduto direttamente all'estero. Altri, invece, hanno riportato la quantità intera che il venditore ha messo a disposizione del compratore, cioè la *Term Contract Quantity* in luogo della richiesta *Annual Contract Quantity*. Pertanto il dato relativo ai contratti *spot* è da considerarsi del tutto provvisorio, al pari degli altri illustrati in questa *Relazione Annuale*.

FIG. 3.4

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2009, secondo la durata intera

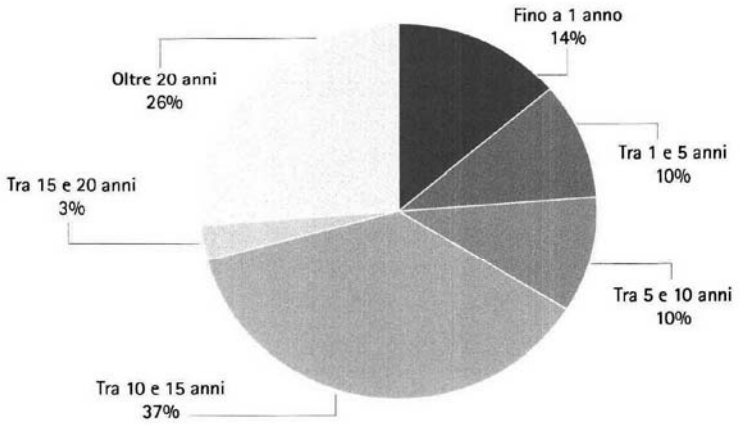


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Circa la vita residua, i contratti di importazione in essere al 2009 (Fig. 3.5) si rivelano complessivamente ancora molto lunghi: circa un terzo scadrà infatti tra 15 o più anni; e più di due terzi scadranno tra 10 anni o più. Un terzo dei contratti esistenti terminerà entro i prossimi 10 anni, ma anche per l'interpretazione di queste cifre vale l'avvertenza appena menzionata circa la probabile sovrastima dei contratti di brevissima durata.

FIG. 3.5

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2009, secondo la durata residua



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Sviluppo delle infrastrutture di importazione

L'aggiornamento rispetto allo scorso anno del quadro delle infrastrutture di importazione via gasdotto presenta alcune novità riguardo sia al potenziamento dei gasdotti esistenti, sia allo stato di avanzamento dei progetti di nuovi gasdotti.

Per quanto riguarda il potenziamento dei gasdotti esistenti, innanzitutto, è da registrare che l'1 ottobre 2009 è avvenuto il

completamento della seconda espansione del gasdotto TAG di collegamento tra l'Austria e il punto di ingresso della Rete nazionale di Tarvisio, che ne ha incrementato la capacità di transito a 37,4 G(m^3)/anno. Eni ha così completato le due espansioni (la prima era entrata in funzione nel febbraio 2009) scaturite dagli impegni assunti nel 2003 con la Commissione europea nell'ambito dell'indagine svolta sulle restrizioni di vendita territoriali previste nei contratti di fornitura di gas tra Gazprom ed Eni. È da evidenziare, tuttavia, che nel febbraio scorso Eni ha raggiunto un ulteriore accordo con la Commissione europea, formalizzato all'inizio di marzo, verso la quale Eni si è impegnata a cedere la propria quota (89%) nella società Trans Austria Gasleitung GmbH (che detiene il 100% dei diritti di capacità di trasporto sul TAG) alla Cassa depositi e prestiti o ad altro soggetto pubblico controllato dal Governo italiano. L'impegno è stato preso da Eni nell'ambito della procedura d'infrazione che la Commissione europea ha aperto nei confronti di alcune importanti imprese del settore del gas naturale (Gaz de France ed E.On, oltre a Eni), a seguito dell'Indagine su tale settore pubblicata nel gennaio 2007 (descritta in dettaglio nel Capitolo 1 del Volume 2). Nell'ambito dello stesso accordo con l'Unione europea è anche prevista la dismissione delle partecipazioni detenute da Eni nei due metanodotti che portano gas dall'Olanda in Italia, attraverso la Germania e la Svizzera (Tenp e Transitgas).

Per la fine del 2011 è prevista una espansione, sino a 11,53 G(m^3)/anno, anche per il gasdotto Greenstream che collega la Libia al punto di ingresso della Rete nazionale di Gela. A settembre 2009 la società Greenstream (controllata da Eni e dalla compagnia di Stato libico Noc, che possiede e gestisce il gasdotto) ha pubblicato un bando per un lavoro di ricognizione a scopo di ispezione e manutenzione sul tratto *offshore* da Mellitah a Gela. La ricognizione servirà a fornire informazioni sul fondale marino, necessarie sia per tracciare la posizione del nuovo tubo, sia per monitorare lo stato della condotta già funzionante. Importante è anche l'approvazione, avvenuta alla fine di aprile 2010, della cessione di Eni alla Noc di un ulteriore 25% delle proprie quote di partecipazione nella società Greenstream; a seguito di tale cessione Eni e Noc detengono ora una quota paritaria (50%) della proprietà del gasdotto.

L'aggiornamento rispetto allo scorso anno dello stato di avanzamento dei nuovi gasdotti in fase di progetto di possibile interesse per il nostro Paese è riassunto nella tavola 3.4.

Nuovi passi avanti sono stati compiuti sul progetto *Trans Adriatic Pipeline* (TAP) che collega la Grecia con l'Italia, attraverso l'Albania, per l'importazione di gas proveniente dalle aree di produzione dell'Est europeo e mediorientali: in particolare si segnala l'ingresso nella Società di E.On Ruhrgas con una quota pari al 15%; scendono pertanto al 42,5% ciascuno le quote di Egl e Statoil Hydro. Dopo lo studio dei fondali marini, cominciato nel gennaio 2009, in luglio è stato avviato anche quello del territorio albanese per definire il percorso ottimale tra 5 potenziali tratti. Con il medesimo obiettivo di individuare il futuro percorso del gasdotto, inoltre, nell'ottobre dello scorso anno rappresentanti della società TAP hanno avviato una serie di incontri con le autorità pugliesi. Oltre ad alcuni *meeting* svoltisi con rappresentanti del governo albanese, nel febbraio di quest'anno la TAP ha incontrato il Ministro delle infrastrutture per illustrare al nostro Governo lo stato del progetto e delle attività condotte in Puglia. A metà del mese di marzo la società TAP ha presentato al Ministero dello sviluppo economico domanda di inclusione nella rete di trasporto nazionale per il tratto di gasdotto (lungo15 km) che dovrebbe essere realizzato *onshore* in Puglia, tra le località di Mesagne e Brindisi. Se approvata, la domanda renderà il gasdotto un interconnettore ufficiale con il sistema gas italiano e consentirà alla società TAP di svolgere a livello di governo centrale tutte le procedure di richiesta dei permessi necessari. Risulta in corso di predisposizione, infine, un Accordo intergovernativo tra Grecia, Albania e Italia, necessario per avviare la procedura di esenzione dell'obbligo di accesso dei terzi.

Nel giugno 2008 si è costituita la società IGI Poseidon per lo sviluppo, la costruzione e l'esercizio del gasdotto IGI di collegamento tra Grecia e Italia. IGI Poseidon è una *joint venture* paritetica tra Edison International Holding (100% Edison) e l'azienda di Stato greca Depa. Il gasdotto IGI fa parte dell'ITGI, il corridoio energetico per l'importazione del gas dal Mar Caspio attraverso la Turchia e la Grecia, Paesi che sono già collegati tra loro dal novembre 2007. Il progetto IGI è stato inserito dall'Unione europea tra i cinque assi prioritari di approvvigionamento e ha ottenuto l'esenzione dai terzi per un periodo di 25 anni. Ad aprile 2009 è stata avviata la gara per l'attribuzione delle attività di verifica e certificazione della progettazione. Nel novembre scorso il Ministro dello sviluppo economico italiano e il Ministro dell'energia turco hanno firmato una dichiarazione congiunta per confermare la valenza strate-

gica del progetto Poseidon, considerato uno strumento per lo sviluppo di un corridoio meridionale per l'approvvigionamento di gas in Europa. Entrambi i Ministri hanno confermato il proprio impegno a supportare l'iniziativa e, il governo turco in particolare, a garantire condizioni di transito che salvaguardino la competitività. Nel marzo 2010 IGI Poseidon ha siglato un accordo societario con la società Bulgarian Energy Holding per la realizzazione della bretella bulgara del gasdotto ITGI (di cui IGI fa parte) che avrà una capacità compresa tra 3 e 5 G(m^3)/anno. Nello stesso periodo, la Commissione europea ha approvato una serie di finanziamenti da destinare a iniziative energetiche nell'ambito del pacchetto anticrisi. Al gasdotto ITGI-Poseidon sono stati assegnati 100 milioni di euro più 45 per l'interconnessione Bulgaria-Grecia. All'inizio di aprile 2010 è iniziata la fase operativa con l'avvio della gara per la fornitura dei tubi del gasdotto.

TAV. 3.4

Nuovi gasdotti *in progetto*

SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE G(m^3)/anno	LUNGHEZZA Km	COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
TAP Trans Adriatic Pipeline (Grecia-Albania-Italia)						
TAP AG (Egl 42,5%, Statoil Hydro 42,5%, E.On 15%)	Brindisi	10/20	520	2006	2015	Stipulato contratto di fornitura con Iran per 5,5 G(m^3)/anno per 25 anni; avviate indagini dei fondali marini e del territorio albanese; presentata al Ministero dello sviluppo economico domanda di inclusione nella Rete nazionale del gas per il tratto onshore in Puglia.
IGI Interconnector Italia-Grecia						
IGI Poseidon SA (Depa 50%, Edison 50%)	Otranto	8,8	212	2005	2015	Progetto inserito dalla UE tra i 5 assi prioritari di approvvigionamento; concessa e ratificata l'esenzione dei terzi al 100% per 25 anni; siglata a marzo 2010 una dichiarazione italo-turca sulla valenza strategica del progetto; avviata ad aprile 2010 la gara per la fornitura dei tubi; assegnato a marzo 2010 un finanziamento europeo per 100+45 M€.
GALSI (Algeria-Italia)						
GALSI (Sonatrach 41,6%, Edison 20,8%, Enel 15,6%, Sfirs 11,6%, Hera Trading 10,4%)	Porto Botte (Carbonia-Iglesias)	8/10	840	2005	2014	Firmato accordo intergovernativo fra Italia e Algeria; attesa per metà 2010 la decisione finale sull'investimento; previsti per la seconda metà 2010 l'avvio dei lavori operativi e per il 2011 la posa dei tubi; assegnato nel marzo 2010 un finanziamento europeo per 120 M€.
TGL Tauern Gas Leitung (Germania-Austria-Italia)						
Consorzio Tauerngas-Leitung Studien und Planungsgesellschaft Mbh (E.On Ruhrgas 45%, varie società austriache 55%)	Malborghetto (Udine)	11,4	260	In fase di progettazione	2015	Ritirata temporaneamente la domanda di esenzione dall'obbligo di accesso ai terzi, in attesa del recepimento del Terzo pacchetto europeo.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Dovrebbe giungere a metà 2010 la decisione finale sull'investimento nel gasdotto GALSI, che collega Algeria e Italia via Sardegna, originariamente attesa per il 2009. Nel corso di un convegno dedicato a questa infrastruttura, che si è svolto a Cagliari nel novembre 2009, il Presidente del consorzio GALSI (composto dalle società Sonatrach 41,6%, Edison 20,8%, Enel 15,6%, Sfirs 11,6% e Hera Trading 10,4%) ha delineato una nuova tempistica per l'iniziativa, prevedendo l'avvio dei lavori operativi nella seconda metà del 2010, la prima posa dei tubi nel 2011 e l'arrivo del primo gas proveniente dall'Algeria nel 2014. I ritardi, rispetto alla prima data iniziale del 2012, sono stati causati soprattutto dai mutamenti del percorso resi necessari sia dal presentarsi di situazioni geologiche a rischio nel tracciato tra la Sardegna e la Toscana, sia dai ritrovamenti archeologici durante gli scavi. Nel novembre 2009 è stata presentata l'istanza per il riconoscimento di accesso prioritario su questo gasdotto. A gennaio 2010, GALSI ha inoltre consegnato al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare nuovi studi ambientali sul tracciato del gasdotto in territorio italiano che vanno a integrarsi alla documentazione già presentata il 31 luglio 2008 con l'avvio dell'iter autorizzativo. Anche questo progetto, infine, ha ricevuto nel marzo scorso un finanziamento europeo nell'ambito del pacchetto anticrisi, per 120 milioni di euro.

A fine giugno 2009 il consorzio Tauerngasleitung Studien und Planungsgesellschaft Mbh, controllato per il 45% da E.On e per il restante 55% da 5 società austriache, ha presentato al regolatore austriaco E-Control Kommission sia la domanda di esenzione dagli obblighi di accesso ai terzi sul gasdotto *Tauern Gas Leitung* (TGL), che dovrebbe percorrere 260 km in territorio austriaco dal confine italiano a quello tedesco, sia la richiesta di fissazione del metodo tariffario. A marzo 2010, tuttavia, la domanda di esenzione è stata temporaneamente sospesa, in attesa del recepimento nell'ordinamento austriaco del Terzo pacchetto energetico adottato dall'Unione europea. Al contempo, il consorzio ha annunciato che è quasi giunto a completamento lo studio di fattibilità che dimostra la possibilità tecnica di costruire il gasdotto attraverso i valichi alpini. Il consorzio ha inoltre fatto sapere di aver ottenuto dai proprietari interessati il 90% circa delle servitù di passaggio. Riguardo ai tempi previsti, resta invariata al 2010 la data entro la quale dovrebbe essere presa la decisione sull'investimento, mentre nel 2015 dovrebbe avvenire l'entrata in funzione del gasdotto. Il TGL collegherà il nodo di Haiming (in Baviera) con Malborghetto (Udine), passando nelle regioni austriache dell'Inn e della Carinzia, dove sarà interconnesso con il sistema di stoccaggio di Salisburgo e con il TAG. Il progetto, che fa parte del piano *Trans-European Networks* (TEN) dell'Unione europea, è stato ideato per trasportare gas in entrambe le direzioni e interconnettere i mercati dell'Europa centro-settentrionale con quelli dell'Italia e dei Paesi balcanici. La condotta dovrebbe inoltre servire a trasportare in Germania il GNL proveniente dai terminali adriatici.

Infrastrutture del gas

Trasporto

La rete di trasporto del gas nazionale e regionale è gestita da 10 imprese: 3 per la Rete nazionale e 9 per la rete regionale (Tav. 3.5). La novità rispetto al 2008 è data dall'ingresso, tra gli operatori di rete regionale, di Italcogim Trasporto che è subentrata alla precedente Arcalgas Progetti nella gestione di un tratto di rete nelle Marche. Lo scorso anno, invece, era entrata tra gli operatori di Rete nazionale Edison Stoccaggio, per la gestione del gasdotto Cavarzere-Minerbio di collegamento tra il nuovo impianto di rigassificazione di Rovigo e la Rete nazionale. Sotto il profilo degli assetti gestionali, tuttavia, il segmento del trasporto gas non è sostanzialmente mutato. Il principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas, possiede 31.531 km

di rete sui 33.584 di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è il gruppo Edison che complessivamente amministra 1.380 km di rete, di cui 203 sulla Rete nazionale. Tale gruppo, infatti, gestisce sia la rete di proprietà di Società Gasdotti Italia (1.297 km), sia il gasdotto di collegamento del terminale GNL di Rovigo, tramite la partecipata Edison Stoccaggio. Vi sono poi altri 7 operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale; nella tavola non compare più la società Carbotrade che dall'1 gennaio 2009 ha ceduto le attività di trasporto alla società Metan Alpi Energia.

TAV. 3.5

Reti delle società di trasporto nel 2009

km

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	8.871	22.660	31.531
Società Gasdotti Italia	120	1.177	1.297
Edison Stoccaggio	83		83
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	35	35
Gas Plus Trasporto	0	42	42
Italcogim Trasporto	0	15	15
Metan Alpi Energia	0	67	67
Metanodotto Alpino	0	76	76
Netenergy Service	0	36	36
Retragas	0	402	402
TOTALE	**9.074**	**24.510**	**33.584**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.6 mostra i dati pre-consuntivi circa le attività di trasporto per regione. La prima e la seconda colonna riportano la lunghezza delle reti gestite. Nelle ultime 5 colonne si possono invece apprezzare sia i volumi di gas che sono transitati sulle reti e sono stati riconsegnati a diverse tipologie di utenti, sia il numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti. Come si vede dalla tavola, nel 2009 sono stati riconsegnati sulle reti di trasporto poco meno di 90 G(m^3) a 7.600 punti di riconsegna; l'attività di trasporto ha quindi registrato un calo del 3,9% rispetto al 2008 quando i volumi avevano raggiunto 93,7 G(m^3). Il calo, tuttavia, non ha interessato in egual misura le diverse tipologie di clienti: le riconsegne al termoelettrico sono infatti diminuite del 15,1%, quelle ai clienti finali industriali del 14,1%, mentre i volumi di gas immessi negli impianti di distribuzione risultano cresciuti dell'1,7% rispetto al 2008. Le differenze dai consumi comprendono le riconsegne agli stoccaggi e alle altre imprese di trasporto, oltre ai clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto.

TAV. 3.6

Attività di trasporto per regione nel 2009

Lunghezza reti in km; volumi riconsegnati in M(m^3)

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNATI					NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI	ALTRO(A)	TOTALE	
Val d'Aosta	0	56	46	42	0	0	87	12
Piemonte	503	2.149	4.055	1.328	2.793	82	8.258	504
Liguria	22	458	961	139	601	0	1.700	62
Lombardia	552	4.415	9.183	2.294	6.052	480	18.009	2.381
Trentino Alto Adige	108	370	634	244	59	0	937	84
Veneto	800	2.048	4.052	1.150	906	661	6.769	553
Friuli Venezia Giulia	491	563	871	495	1.065	342	2.772	169
Emilia Romagna	1.121	2.665	4.624	2.350	3.730	1.534	12.238	717
Toscana	443	1.560	2.316	931	1.777	0	5.024	330
Lazio	393	1.482	2.230	627	1.561	167	4.586	446
Marche	301	641	952	349	207	1	1.509	209
Umbria	179	451	553	270	359	0	1.181	95
Abruzzo	476	980	759	270	1.135	62	2.227	305
Molise	209	565	138	67	717	1.409	2.332	136
Campania	555	1.375	1.063	476	1.566	0	3.105	612
Puglia	521	1.348	1.134	659	2.334	1	4.127	279
Basilicata	367	905	207	139	195	0	541	209
Calabria	986	964	289	57	1.590	0	1.936	231
Sicilia	1.047	1.515	699	851	2.546	4	4.099	247
Sardegna	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTALE	9.074	24.510	34.764	12.739	29.191	13.287	89.980	7.581

(A) Sono incluse le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto (per esempio, ospedali).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La tavola 3.7 mostra i risultati dei conferimenti di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2009-2010.

Rispetto alle capacità[1] messe a disposizione nell'anno termico precedente, si registra un aumento di 6 M(m^3)/giorno di capacità conferibile nel punto di Tarvisio, per l'entrata in funzione dei potenziamenti sul TAG effettuati da Eni (vedi *supra*), nonché di 800.000 m^3/giorno a Gela che saranno disponibili a partire da aprile 2010 grazie ai programmi di potenziamento in corso sul gasdotto proveniente dalla Libia.

Complessivamente la capacità conferibile è passata da 289,8 M(m^3)/giorno del precedente anno termico a 296,2 M(m^3)/giorno, evidenziando un aumento del 2,2%.

I risultati del conferimento per l'anno termico 2008-2009 mostrano come, all'inizio dell'anno termico, la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto sia stata conferita per il 90,9% a 67 soggetti. Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2010 la medesima quota sale a 99%.

1 È opportuno ricordare che i valori della capacità di trasporto sono calcolati mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto che tengono conto degli scenari di prelievo previsti per l'anno in oggetto. La capacità di trasporto presso ciascun punto di entrata è determinata considerando lo scenario di trasporto più gravoso (quello estivo per i punti di entrata di Mazara del Vallo, Tarvisio e Gorizia, quello invernale per il punto di entrata di Passo Gries). In particolare Snam Rete Gas valuta i quantitativi massimi che possono essere immessi sulla rete da ciascun punto di entrata senza che siano superati i vincoli minimi di pressione nei vari punti del sistema e senza superare le prestazioni massime degli impianti. Ciò al fine di assicurare la disponibilità del servizio di trasporto al livello richiesto nel corso di tutto l'anno termico.

TAV. 3.7

Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia

M(m^3) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2009-2010

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE (%)
Passo Gries	59,0	56,6	2,4	96,0
Tarvisio	107,0	96,9	10,1	90,6
Mazara del Vallo	99,0	91,3	7,7	92,2
Gorizia(A)	2,0	0,0	2,0	0,0
Gela(B)	29,2	24,4	4,8	83,4
TOTALE	**296,2**	**269,2**	**27,0**	**90,9**
Terminali di GNL				
Panigaglia	13,0	7,2	5,8	55,4
Cavarzere	26,4	21,0	5,4	79,5

(A) Si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

(B) Capacità disponibile a partire da aprile 2010.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della rete in corrispondenza dei due terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13,0 M(m^3)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale, GNL Italia del gruppo Eni, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale. A tal proposito è da segnalare, tuttavia, che sia per l'anno termico in corso (2009-2010) sia per il prossimo, la capacità massima giornaliera di rigassificazione a Panigaglia sarà ridotta a causa dell'entrata in manutenzione di uno dei quattro vaporizzatori dell'impianto ligure. La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) è invece pari a 26,4 M(m^3)/giorno. Poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per 25 anni ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della Direttiva europea 55/03/CE, la capacità conferibile in tale punto, pari a 26,4 M(m^3)/giorno, sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m^3)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Inoltre, per i primi 5 anni termici anche tale capacità è riservata all'impresa di rigassificazione, ai sensi della delibera 31 luglio 2006, n. 168/06.

Conferimenti pluriennali

La tavola 3.8 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite (a ottobre 2009) presso i punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi cinque anni termici, a partire dal 2011-2012, complessivamente a 23 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche i dati per l'anno termico 2010-2011, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. Si richiama l'attenzione sul notevole ampliamento di capacità disponibile nel medio termine a Passo Gries, probabilmente per l'esaurirsi dei contratti di fornitura da Olanda e Mare del Nord oggi ancora attivi.

TAV. 3.8

Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2010-2011 al 2015-2016

M(m³) standard per giorno

ANNO TERMICO	PUNTI DI ENTRATA					
	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PASSO GRIES	GELA	GORIZIA	CAVARZERE
2010-2011						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	29,2	2,0	26,4
Capacità conferita	90,4	87,8	52,2	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,6	11,2	6,8	7,3	2,0	0,0
2011-2012						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	91,0	87,8	50,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,0	11,2	8,2	9,7	2,0	0,0
2012-2013						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	90,8	86,7	48,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,2	12,3	10,2	9,7	2,0	0,0
2013-2014						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	82,0	86,6	45,1	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	25,0	12,4	13,9	9,7	2,0	0,0
2014-2015						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	81,7	86,5	21,2	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	25,3	12,5	37,8	9,7	2,0	5,4
2015-2016						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,8	86,5	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,2	12,5	51,7	9,7	2,0	5,4

Fonte: Snam Rete Gas.

Stoccaggio

Per l'anno termico 2009-2010 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a circa 14,3 G(m³) (Tav. 3.9).

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m³), come stabilito dal Ministero dello sviluppo economico (in applicazione di quanto prescrivono l'art. 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 9 maggio 2001 e l'art. 2 del decreto del Ministro delle attività produttive 26 settembre 2001) sulla base dei programmi di importazione dai Paesi non appartenenti all'Unione europea comunicati dagli utenti, della situazione delle infrastrutture di importazione, nonché dell'andamento delle fasi di iniezione e di erogazione dagli stoccaggi negli inverni precedenti. La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo della rete di trasporto è ammontata a 9,2 G(m³). La disponibilità di punta giornaliera in erogazione, valutata al termine dell'erogazione del gas destinato al servizio di modulazione e minerario, come previsto dalle disposizioni introdotte dalla delibera 3 marzo 2006, n. 50/06, è pari complessivamente a circa 153 M(m³) standard.

TAV. 3.9

Disponibilità di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2009-2010

	M(GJ)	M(m^3) STANDARD(A)
Spazio per stoccaggio strategico	200,9	5.100
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	363,4	9.235
TOTALE	564,3	14.336
Disponibilità giornaliera di punta per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e bilanciamento operativo della rete di trasporto a fine stagione di erogazione	6,0 M(GJ)/giorno	152,3 M(m^3)/giorno

(A) Determinati secondo i valori del PCS di riferimento dei sistemi Edison Stoccaggio e Stogit, pari rispettivamente a 38,1 e 39,4 MJ/m^3.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2009-2010 sono riportati nella tavola 3.10. In termini di spazio per riserva attiva, le capacità conferite da Stogit per l'anno termico 2009-2010 hanno raggiunto 13,9 G(m^3), equivalenti a circa 547,7 milioni di GJ, considerando un potere calorifico superiore (PCS) pari a 39,4 MJ/m^3 standard. Rispetto all'anno termico 2008-2009, tenuto conto degli incrementi di capacità intervenuti nel corso dello stesso anno, lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 0,4 G(m^3). Dei 13,9 G(m^3) messi a disposizione da Stogit, ne sono stati riservati: 8,8 (pari a circa 346 milioni di GJ) ai servizi di modulazione e minerario; 0,11 (pari a circa 4 milioni di GJ) al bilanciamento operativo della rete di trasporto; 5,0 alla riserva strategica.

Nel complesso, nell'anno termico 2009-2010 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 62 operatori: 51 utenti del servizio di modulazione (dei quali 5 hanno utilizzato anche il servizio minerario e 23 quello strategico) e 3 utenti del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. Sette utenti hanno sottoscritto contratti per il servizio di stoccaggio strategico senza avere sottoscritto contratti per il servizio di modulazione. Ventidue soggetti, dei quali 21 già utenti del servizio di modulazione, hanno acquisito capacità offerte nell'ambito del servizio di bilanciamento utenti (di cui alla delibera 9 ottobre 2009, ARG/gas 146/09) reso disponibile da Stogit a decorrere dal mese di dicembre 2009. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2008 sono risultati pari a circa 15,4 G(m^3), di cui 7,4 in erogazione e 8,0 in iniezione.

Le capacità di spazio per riserva attiva messe a disposizione da Edison Stoccaggio nell'anno termico 2009-2010 sono ammontate a circa 0,4 G(m^3). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati 15: 14 utenti del servizio di modulazione (di cui 1 anche del servizio di stoccaggio strategico) e 1 del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto.

TAV. 3.10

Conferimenti di capacità di spazio negli stoccaggi

Spazio relativo ai servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto

IMPRESE DI STOCCAGGIO	ANNO TERMICO 2007-2008 NUMERO OPERATORI	ANNO TERMICO 2007-2008 CAPACITÀ (GJ)(A)	ANNO TERMICO 2008-2009 NUMERO OPERATORI	ANNO TERMICO 2008-2009 CAPACITÀ (GJ)(A)
Stogit	43	332.615.000	54	350.345.000
Edison Stoccaggio	15	14.322.968	15	13.067.179

(A) Per il sistema Stogit il PCS di riferimento è 39,4 MJ/m^3 standard, mentre per il sistema Edison è 38,1 MJ/m^3 standard.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

Situazione delle istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Nella tavola 3.11 è riportato lo stato attuale delle istanze di concessione, da parte del Ministero dello sviluppo economico, per nuovi siti di stoccaggio, tutti da realizzare in giacimenti di gas esauriti tranne che nel caso di Rivara, dove è prevista la costituzione di un sito acquifero in unità litologiche profonde. Alla fine di aprile 2009 si è concluso l'iter autorizzativo del progetto nell'area di San Potito – Cotignola, in provincia di Ravenna, gestito al 90% da Edison Stoccaggio insieme a Blugas Infrastrutture (con il restante 10%). Con il conferimento della concessione dal Ministero dello sviluppo economico, sono partiti i lavori di riconversione dei due giacimenti; l'entrata in esercizio degli impianti, attesa per il 2013, consentirà di incrementare di circa 900 M(m^3) l'attuale capacità di stoccaggio nazionale per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto e di 8 M(m^3)/giorno la capacità di erogazione massima alla punta.

Rispetto al quadro presentato lo scorso anno, novità si registrano anche per i progetti di Cornegliano (LO), Cugno Le Macine – Serra Pizzuta (MT), Sinarca (CB), Bagnolo Mella (BS), Palazzo Moroni (AP) e Rivara (MO).

Dopo l'ottenimento del decreto che ha sancito l'esito positivo della Valutazione di impatto ambientale (VIA) nel gennaio 2009, per il progetto di Cornegliano sviluppato da Ital Gas Storage – società partecipata al 51% da Gestione Partecipazioni, al 17% da Ascopiave, al 10% da Speia e da altre 4 società per il restante 22% – sono stati avviati nel luglio scorso i procedimenti istruttori per l'ottenimento della dichiarazione di pubblica utilità e per il conferimento della concessione. A novembre 2009, infine, si è svolta la Conferenza dei servizi, anch'essa passo indispensabile al fine di ottenere la concessione da parte del Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 3.11

Istanze di concessione di stoccaggio a marzo 2010

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m^3)	PUNTA M(m^3)/giorno	SITUAZIONE
Alfonsine (RA)	Stogit	1.550	10,0	Autorizzato; l'avvio presenta difficoltà tecniche e ambientali; si valuta l'opportunità di utilizzare il campo per riserva strategica; stesura di un nuovo programma di lavori in corso.
Bordolano (CR-BG)	Stogit	1.440	20	Autorizzato; VIA positiva con prescrizioni (novembre 2009); possibile operatività a partire dall'anno termico 2010-2011.
Cornegliano (LO)	Ital Gas Storage (Gestione Partecipazioni 51%, Ascopiave 17%, Speia 10%, Italian Utilities 9%, Aim Vendite 5%, Az. Energetica Trading 5%, Petren 3%)	1.010	16,5	In fase autorizzativa; VIA positiva con prescrizioni (gennaio 2009); avviati a luglio 2009: procedimento esproprio, dichiarazione *di pubblica utilità* e *conferimento della* concessione; Conferenza dei servizi (novembre 2009).
Cugno Le Macine – Serra Pizzuta (MT)	Geogastock (Avelar Energy 100%)	742	6,6	In fase autorizzativa; VIA positiva con prescrizioni (febbraio 2009); avviso al pubblico di avvio del procedimento (agosto 2009); Conferenza dei servizi (novembre 2009).
Sinarca (CB)	Gas Plus Storage (60%), Edison Stoccaggio (40%)	324	3,3	In fase autorizzativa; VIA positiva con prescrizioni (novembre 2008); avviso al pubblico di avvio del procedimento (luglio 2009); in attesa di convocazione della Conferenza dei servizi.

TAV. 3.11 SEGUE

Istanze di concessione di stoccaggio a marzo 2010

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m^3)	PUNTA M(m^3)/giorno	SITUAZIONE
Bagnolo Mella (BS)	Edison Stoccaggio, Retragas	n.d.	n.d.	In fase autorizzativia; parere favorevole Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (aprile 2009); richiesta presentazione VIA (maggio 2009).
Palazzo Moroni (AP)	Edison Stoccaggio	70	0,8	In istruttoria; parere favorevole Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (dicembre 2009).
Poggiofiorito (TE)	Gas Plus Italiana	160	1,7	In istruttoria; all'esame della Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie.
Voltino (CR)	Blugas Infrastrutture	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (giugno 2008).
Romanengo (CR)	Enel Trade	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (giugno 2008); avvenuta presentazione VIA (ottobre 2008).
San Benedetto (AP)	Gas Plus Storage (51%), Gaz de France/Acea (49%)	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (giugno 2008).
Rivara (MO) (in acquifero profondo)	Erg Rivara Storage (85% Indipendent Gas Management, 15% Erg)	3.000	32	In istruttoria; nel 2007 ha ottenuto parere negativo alla VIA per indeterminazioni progettuali e carenze documentali; progetto avversato dai Comuni interessati; integrazione documentazione per rilascio VIA (settembre 2009).

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Le autorizzazioni e le valutazioni specifiche che competono al Ministero dell'ambiente in tema di VIA, infatti, non sostituiscono le autorizzazioni, le licenze, i nulla osta e tutti gli atti di assenso che sono necessari a livello locale (Regione, Provincia e/o Comune) per la costruzione degli impianti. È proprio allo scopo di acquisire questi assensi che, una volta ottenuta una VIA favorevole, è necessario riunire una Conferenza dei servizi. Normalmente tra l'approvazione del decreto di VIA e la pronuncia finale da parte della Conferenza dei servizi passano pochi mesi, ma la durata di tale periodo può aumentare se l'ente locale, prima di concedere il via libera di propria competenza, richiede l'esecuzione di ulteriori verifiche e/o approfondimenti tecnici, verifiche che – tra l'altro – possono servire anche per l'eventuale negoziazione delle compensazioni ambientali ed economiche per il territorio su cui l'impianto sarà realizzato.

Passi avanti si sono registrati anche per il progetto di Cugno Le Macine – Serra Pizzuta sviluppato da Geogastock (dall'inizio del 2010 controllata al 100% dalla società svizzera Avelar Energy, a sua volta controllata dalla russa Renova Industries) che a regime consentirebbe di incrementare lo spazio per stoccaggio di circa 700 G(m^3) e la capacità di erogazione alla punta di 6,6 M(m^3)/giorno. Approvata la VIA a febbraio 2009, in agosto è stato pubblicato l'avviso al pubblico di avvio del procedimento e a fine anno si è tenuta la Conferenza dei servizi.

Nel 2009, inoltre, il progetto di Bordolano ha ottenuto il decreto di VIA (con prescrizioni), mentre i progetti di Bagnolo Mella e di Palazzo Moroni (che ha cambiato la denominazione prima indicata con "Verdicchio") hanno ottenuto parere favorevole dalla Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie. È infine del luglio scorso l'avviso al pubblico di avvio del procedimento per il progetto di Sinarca.

Per quanto riguarda il progetto di Rivara, l'unico in acquifero, è da registrare la permanenza di un'opposizione a livello locale, nonostante l'iniziativa sia giudicata di elevato interesse a livello nazionale. Nell'ottobre 2009, nell'ambito delle verifiche propedeutiche all'ottenimento di VIA, il Ministero dell'ambiente ha richiesto un parere alla Regione Emilia Romagna. Questa si è avvalsa, a sua volta, di un parere negativo della provincia

di Modena. A fine gennaio 2010, inoltre, l'assessore regionale all'ambiente e allo sviluppo sostenibile ha sottoposto alla giunta dell'Emilia Romagna un parere negativo sul progetto, basandolo sull'istruttoria tecnico-amministrativa elaborata dagli uffici regionali e supportata dalle amministrazioni provinciali e comunali interessate. Nell'ambito del procedimento di VIA il parere della giunta regionale ha valore consultivo e non vincolante.

Nel giugno 2009 è stato avviato l'iter autorizzativo per la realizzazione di un programma sperimentale di iniezione di CO_2 in giacimento per la verifica di sostituzione parziale del *cushion gas* nell'ambito della Concessione "Cortemaggiore stoccaggio" della società Stogit.

Terminali di GNL

La tavola 3.12 riassume lo stato di avanzamento dei progetti per la costruzione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL sulle coste italiane. Su queste infrastrutture molte sono le novità rispetto al quadro presentato lo scorso anno, prima fra tutte l'entrata in esercizio commerciale, avvenuta a novembre 2009, del terminale *offshore* di Porto Levante (Rovigo) della società Terminale GNL Adriatico. Nel corso del 2009 i progetti che hanno realizzato passi in avanti sono essenzialmente quelli di Porto Empedocle (AG), Livorno e Gioia Tauro (RC), mentre hanno incontrato problemi quelli di Rosignano (LI), Taranto e Zaule (TS). Un passo in avanti ha ottenuto anche il terminale progettato a Brindisi, seppure la lunga vicenda di questa infrastruttura non si è ancora conclusa.

Il primo progetto di terminale a Brindisi portato avanti da Brindisi Lng (società di proprietà di British Gas Italia) è stato autorizzato nel 2003 e ha ottenuto nel 2005 il riconoscimento dell'esenzione dalla disciplina di accesso ai terzi per l'80% della capacità di rigassificazione. Negli ultimi anni il progetto ha tuttavia affrontato innumerevoli ostacoli, a partire dal dissenso della popolazione e delle autorità locali e perfino l'apertura di un'inchiesta della Magistratura. Nel gennaio 2008 Brindisi Lng ha avviato una procedura presso i Ministeri dell'ambiente e dei beni culturali per la pronuncia di compatibilità ambientale del progetto di un rigassificatore nell'area di Capo Bianco, che si è conclusa positivamente nel dicembre 2009. La VIA è divenuta necessaria dopo che, nell'autunno 2007, il Ministero dello sviluppo economico, di concerto con quello dell'ambiente, aveva emanato un decreto di sospensione dell'autorizzazione rilasciata nel 2003. A seguito dell'ottenimento a fine anno di VIA positiva, Brindisi Lng si è detta pronta a riaprire il cantiere prima della fine del 2010, per chiuderlo entro i successi 24-30 mesi. Il terminale, inoltre, ha già un contratto di fornitura di gas.

Novità positive hanno interessato il progetto di terminale di Gioia Tauro (RC) presentato da LNG MedGas Terminal, società posseduta per il 69,8% da Fingas (Sorgenia e Iride) e per il restante 30,2% da Medgas Italia (gruppo Belleli) e Azienda Energetica Etschewerke di Bolzano, che nel giugno 2008 aveva ottenuto un finanziamento a fondo perduto dalla Commissione europea per 1,6 milioni di euro, nell'ambito del progetto TEN-E e, nel settembre dello stesso anno, anche la VIA positiva da parte del Ministero dell'ambiente. A maggio 2009 si è conclusa la fase di valutazione delle compensazioni ambientali e sociali che ha permesso la stipula di un Protocollo d'intesa con gli enti locali. A dicembre la Conferenza nazionale dei servizi ha dato il proprio nulla osta definitivo. Il progetto, la cui definizione ha avuto inizio nel 2005, è ora in attesa dell'autorizzazione finale da parte del Ministero dello sviluppo economico.

Per il progetto Toscana *offshore* della società OLT Offshore LNG Toscana (E.On 46,79%, Gruppo Iride 46,79%, OLT Energy Toscana 3,73%, Golar LNG 2,69%) nel corso del 2009 è stata chiesta l'esenzione totale dalla disciplina dell'accesso dei terzi per 20 anni; in agosto il Ministero dello sviluppo economico ha notificato alla società la decisione di concederla, ma la Commissione europea ha richiesto un'integrazione di informazioni. L'iniziativa ha ottenuto a settembre 2009 l'esclusione di VIA sulla modifica del tracciato del gasdotto di collegamento alla Rete nazionale, modifica che era stata richiesta dagli enti locali. Nell'estate 2009 Golar Frost ha consegnato la nave nel porto di Dubai dove Saipem la sta convertendo in terminale. L'arrivo è previsto al largo di Livorno nei primi mesi del 2011. A dicembre 2009 sono stati avviati i lavori a terra per la realizzazione del gasdotto di collegamento alla Rete nazionale e a gennaio 2010 quelli del collegamento via mare.

La situazione è invece ancora sospesa per l'altro progetto toscano, quello portato avanti da Edison e British Petroleum a Rosignano Marittima, il cui procedimento autorizzativo è tuttora in corso. La Regione Toscana ha dato a dicembre 2009 parere negativo alla VIA, nonostante il precedente giudizio positivo (con prescrizioni) del Nucleo regionale di valutazione

sulla VIA. La Regione ha motivato il parere ostile ribadendo il valore e l'importanza del piano di indirizzo energetico regionale – che prevede un solo rigassificatore nel territorio toscano – come strumento di governo e programmazione strategica. Nel gennaio 2010 la Regione ha comunque aperto a tutti gli interessati un tavolo di riflessione sull'infrastruttura.

TAV. 3.12

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL a marzo 2010

Capacità di rigassificazione in G(m³)/anno

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8	n.d.	Nel gennaio 2008 Brindisi Lng ha avviato una nuova procedura presso i Ministeri dell'ambiente e dei beni culturali per la pronuncia di compatibilità ambientale del progetto di un rigassificatore nell'area di Capo Bianco, che si è conclusa positivamente a dicembre 2009.
Gioia Tauro (RC)	LNG MedGas Terminal (Fingas - Sorgenia e Iride 69,8%, Medgas Italia - gruppo Belleli 25%, Azienda Energetica Etschewerke di Bolzano 5%)	12	2004	VIA positiva nel settembre 2008; ha ottenuto (giugno 2008) un finanziamento dalla Commissione europea per 1,6 M€, nell'ambito del progetto TEN-E; stipulato un Protocollo d'intesa con gli enti locali nel maggio 2009. Nulla osta definitivo della Conferenza dei servizi a dicembre 2009.
Toscana *offshore* (LI)	OLT Offshore LNG Toscana (E.On 46,79%, Gruppo Iride 46,79%, OLT Energy Toscana 3,73%, Golar LNG 2,69%)	3,75	2011	Chiesta esenzione totale del TPA per 20 anni; in agosto 2009 il Ministero dello sviluppo economico ha notificato la decisione di concessione dell'esenzione ma la Commissione europea ha richiesto un'integrazione di informazioni; a settembre 2009 ha ottenuto l'esclusione di VIA sulla modifica del tracciato del gasdotto di collegamento alla Rete nazionale.
Rosignano (LI)	Edison - BP - Solway	8	n.d.	Il procedimento autorizzativo è tuttora in corso; a dicembre 2009 la Regione Toscana ha dato parere negativo alla VIA, nonostante il precedente giudizio positivo (con prescrizioni) del Nucleo di valutazione regionale sulla VIA; nel gennaio 2010 la Regione ha comunque aperto a tutti gli interessati un tavolo di riflessione sull'infrastruttura.
Porto Empedocle (AG)	Nuove Energie (Enel 90%)	8	2013	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia; nel settembre 2008 ha ottenuto il decreto favorevole di compatibilità ambientale con prescrizioni; parere positivo della Conferenza dei Servizi della Regione Sicilia nel gennaio 2009; a ottobre 2009 la Regione ha rilasciato l'autorizzazione alla costruzione dopo l'accordo raggiunto sulle compensazioni ambientali, economiche e sociali destinate alla Provincia di Agrigento e al Comune di Porto Empedocle; è in via di conclusione la gara per la selezione delle offerte per la realizzazione del terminale.
Rada di Augusta/Melilli/ Priolo (SR)	Ionio Gas (ERG Power&Gas 50%, Shell Energy Italia 50%)	8	2014	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia; a settembre 2008 ha ottenuto il decreto favorevole di compatibilità ambientale con prescrizioni; il progetto è avversato dai Comuni interessati; a luglio 2009 si è aperta la Conferenza dei servizi.
Taranto	Gas Natural Internacional	8	n.d.	Accordo con Snam Rete Gas per la costruzione del gasdotto di collegamento alla Rete nazionale una volta autorizzato il progetto; nel luglio 2008 il Comitato VIA della Regione Puglia ha espresso parere negativo sul rigassificatore; ad agosto 2008 anche la giunta regionale ha deliberato parere sfavorevole.

TAV. 3.12 SEGUE

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL a marzo 2010

Capacità di rigassificazione in G(m³)/anno

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Zaule (TS)	Gas Natural Internacional	8	2013	Decreto di VIA positivo (con prescrizioni) nel luglio 2009; il progetto è avversato da alcuni Comuni interessati e soprattutto dal governo sloveno che contro l'iniziativa ha minacciato un ricorso alla Commissione europea; ciononostante si è comunque dichiarato disponibile a incontrare le autorità italiane per giungere a un accordo.
Trieste *offshore* (TS)	Terminale Alpi Adriatico (E.On 100%)	8	n.d.	Nel marzo 2008 è stata proposta una nuova localizzazione dell'impianto e si è aggiornato lo studio d'impatto ambientale; la società ha chiesto il rilascio della concessione demaniale per la nuova localizzazione. La proposta di nuova localizzazione è stata posta all'esame della Commissione tecnica del Ministero dell'ambiente nel settembre 2008.
Porto Recanati (AN)	Tritone GNL (Gaz de France -Suez)	5	n.d.	Impianto *offshore* costituito da un'unità di rigassificazione galleggiante ancorata a 30 km dalla costa; a novembre 2009 ha ottenuto il nulla osta di fattibilità dal Comitato tecnico regionale e il parere favorevole dalla Conferenza dei servizi regionale in materia di VIA; parere positivo con prescrizioni da parte della Commissione tecnica VIA e VAS a dicembre 2009.
Portovenere (SP)	GNL Italia (Eni 100%)	8	n.d.	Potenziamento del terminale di Panigaglia di Eni che ne porterebbe la capacità dagli attuali 3,5 a 8 G(m³); procedimento di VIA avviato nel luglio 2007; il Comune di Portovenere ha espresso parere contrario; la giunta regionale ligure ha confermato nell'aprile 2009 la propria posizione negativa nell'ambito della Commissione VIA; parere favorevole della Conferenza dei servizi regionale a novembre 2009.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Il 2009 è stato positivo per l'iniziativa di Nuove Energie (controllata da Enel al 90%) che ha progettato la costruzione di un terminale a Porto Empedocle (AG), il cui procedimento autorizzativo è – come nel caso di quello interessante la Rada di Augusta/Melilli/Priolo – di competenza della Regione Sicilia, in quanto Regione a statuto speciale. Nello scorso ottobre la Regione Sicilia ha concesso l'autorizzazione alla costruzione, a seguito del rilascio di parere positivo da parte della Conferenza regionale dei Servizi (gennaio 2009) e dell'accordo raggiunto con la società proponente sulle compensazioni ambientali, economiche e sociali destinate alla Provincia di Agrigento e al Comune di Porto Empedocle. La selezione delle offerte per la realizzazione del rigassificatore è nelle fasi finali e la società proponente conta di poter iniziare i lavori entro il 2010. Da registrare, infine, che a gennaio 2010 Nuove Energie ha sottoscritto con la prefettura locale un documento per salvaguardare i lavori da eventuali condizionamenti o infiltrazioni mafiose.

Più complicato invece l'iter autorizzativo per l'altro progetto di terminale in territorio siciliano, ipotizzato da Ionio Gas, *joint venture* paritetica tra ERG Power&Gas e Shell Energy Italia, nell'area della Rada di Augusta/Melilli/Priolo. L'iniziativa, che ha ottenuto a settembre 2008 il decreto favorevole di compatibilità ambientale (con prescrizioni), è tuttavia avversata dai Comuni interessati. La realizzazione del terminale è stata vincolata a un'ampia serie di prescrizioni che riguardano la tutela ambientale e la previsione di opere di compensazione per il territorio alle quali sarà subordinata la firma del decreto assessoriale. A luglio 2009 si è aperta la Conferenza dei servizi. Nell'aprile 2010 la Commissione attività produttive dell'assemblea regionale siciliana ha chiesto l'apertura di un'indagine conoscitiva sul progetto in questione, con lo scopo di valutare i rischi ambientali derivanti dall'eventuale contemporanea presenza, nell'area di Augusta/Melilli/Priolo, di impianti industriali e del rigassificatore.

La situazione è indeterminata anche per il progetto sostenuto da Gas Natural Internacional nell'area di Zaule (TS). L'iniziativa ha ottenuto il decreto di VIA (con prescrizioni) nel luglio 2009, ma è avversata da alcuni Comuni interessati e soprattutto dal governo sloveno che contro il progetto ha minacciato un ricorso alla Commissione europea; ciononostante si è comunque dichiarato disponibile a incontrare le autorità italiane per giungere a un accordo.

È giunto alla fine dello scorso anno un risultato positivo anche relativamente al potenziamento del terminale di Panigaglia di Eni, che ne porterebbe la capacità dagli attuali 3,5 a 8 G(m^3), per il quale il procedimento di VIA è iniziato nel luglio 2007. A novembre 2009, infatti, la Conferenza dei servizi regionale ha emesso parere favorevole, nonostante in primavera sia il Comune di Portovenere sia la giunta regionale ligure avessero espresso la propria posizione negativa nell'ambito della Commissione VIA.

Distribuzione

Come negli scorsi anni, nell'ambito dell'Indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati, ai soggetti esercenti la distribuzione del gas naturale è stato chiesto di fornire dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2009 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno relativamente al 2008. Nelle tavole che seguono sono quindi da considerarsi provvisori i dati relativi al 2009.

Una sintesi delle cifre riguardanti questo segmento della filiera gas è illustrata nella tavola 3.13. Il processo di riassetto industriale che da tempo caratterizza la distribuzione di gas naturale e che conduce ogni anno a numerose operazioni di fusione e acquisizioni societarie, ovvero alla riduzione del numero di imprese che vi operano, è proseguito anche lo scorso anno. Il numero dei distributori alla fine del 2009 risulta infatti sceso a circa 270 (ma questa cifra è passibile di modificazioni per il ritardo con cui alcuni operatori comunicano le variazioni societarie avvenute nel 2009) dalle 295 unità che erano presenti al 31 dicembre 2008.

Nell'edizione 2010 dell'Indagine hanno risposto 269 operatori: di questi, 5 erano inattivi nel 2008 e hanno avviato l'attività nel 2009, mentre 25 risultano essere quelli che erano operativi nel 2008 ma che hanno interrotto l'attività nel 2009, a seguito di un'operazione di fusione/incorporazione o perché hanno ceduto la propria attività ad altri soggetti. Le operazioni societarie più significative sono state:

- l'incorporazione di 4 società del gruppo E.On in un'altra società del gruppo stesso. Il gruppo ha ora una sola società di distribuzione che, grazie all'acquisizione della somma dei clienti delle 5 precedentemente esistenti, è entrata a far parte della classe "Molto grandi";
- l'incorporazione di Asm Reti, società di distribuzione della parte bresciana di A2A, in A2A Reti Gas, per effetto della quale A2A Reti Gas ha superato nel 2009 la soglia di un milione di clienti;
- l'acquisizione da parte di Gas Natural Distribuzione Italia di 7 società (Normanna Gas, Smedigas, Gasdotti Azienda Siciliana, Agragas, Italmeco, Calgas, Pitta Costruzioni). Con tali operazioni societarie, Gas Natural Distribuzione Italia è giunta quasi al limite della classe "Grandi", nella quale era già presente nel 2008, e ha triplicato il volume distribuito.

Lo spostamento di E.On Reti tra le imprese molto grandi (cioè con più di mezzo milione di clienti) ha fatto salire tale categoria di un'unità e diminuire di un'unità quella precedente, contenente le aziende classificate come grandi (vale a dire con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000). È scesa invece da 26 a 21 la numerosità dei distributori di media dimensione, che servono cioè tra 50.000 e 100.000 clienti. Solo 35 soggetti (il 14% delle imprese attive nel settore) superano quindi la soglia dei 100.000 clienti serviti, alla quale scatta l'obbligo di separazione funzionale delle attività, secondo quanto disposto dalla normativa dell'Autorità sull'*unbundling*. Complessivamente essi coprono l'81% dei volumi distribuiti in Italia (nel 2008 le stesse imprese coprivano il 78%). Le restanti 209 imprese attive nel 2009 distribuiscono un quinto dei volumi totali (Tav. 3.13).

TAV. 3.13

Attività dei distributori nel periodo 2006-2009

OPERATORI[A]	2006	2007	2008	2009
NUMERO	287	270	264	244
Molto grandi	7	8	8	9
Grandi	22	24	27	26
Medi	31	33	26	21
Piccoli	133	124	120	115
Piccolissimi	94	81	83	73
VOLUME DISTRIBUITO – M(m^3)	34.917	31.388	33.735	33.466
Molto grandi	18.194	15.921	17.286	18.695
Grandi	7.841	7.394	8.954	8.373
Medi	3.843	3.978	3.285	2.425
Piccoli	4.584	3.746	3.881	3.690
Piccolissimi	455	343	329	284

(A) Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti.
Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000.
Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.
Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000.
Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.14 mostra un quadro di dettaglio dell'attività di distribuzione nel 2009, elencando, per regione, il numero di esercenti, di clienti (gruppi di misura), di comuni serviti, i volumi erogati e la quota percentuale rispetto al totale nazionale. Complessivamente sono stati distribuiti quasi 33,5 G(m^3) a poco meno di 22 milioni di clienti residenti in 6.689 comuni. Come in passato, i dati evidenziano un'elevata variabilità territoriale, ma stabile nel tempo, che riflette la diversa diffusione del grado di metanizzazione, le differenze climatiche tra le diverse aree geografiche e la distribuzione sul territorio delle attività produttive di medio-piccola dimensione, tipicamente servite da reti secondarie. Quattro regioni, Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna assorbono più del 10% ciascuna e il 64% circa del gas complessivamente distribuito. Toscana e Lazio possiedono una quota superiore al 5%, 9 regioni evidenziano una quota compresa tra l'1,5% e il 3%, le restanti 4 mostrano quote inferiori all'1%. Manca dall'elenco la Sardegna che non è metanizzata. La tradizionale ripartizione geografica tra Nord, Centro, Sud e Isole mantiene, come negli scorsi anni, la netta predominanza del Nord nel quale viene distribuito il 71% del gas totale a poco meno di 12,5 milioni di clienti; seguono il Centro con il 19,7% del gas erogato a 5,3 milioni di clienti e il Sud e Isole con il 9,3% di gas a 3,9 milioni di clienti.

TAV. 3.14

Attività di distribuzione per regione nel 2009

Clienti in migliaia;
volumi erogati in M(m³)

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	QUOTA
Val d'Aosta	1	19	21	43	0,1%
Piemonte	36	1.985	1.058	3.926	11,7%
Liguria	10	847	150	900	2,7%
Lombardia	70	4.638	1.498	8.935	26,7%
Trentino Alto Adige	14	247	185	617	1,8%
Veneto	33	2.007	594	3.949	11,8%
Friuli Venezia Giulia	10	513	189	885	2,6%
Emilia Romagna	33	2.259	370	4.496	13,4%
Toscana	15	1.532	241	2.214	6,6%
Lazio	16	2.153	311	2.145	6,4%
Marche	28	634	229	887	2,7%
Umbria	11	332	90	527	1,6%
Abruzzo	31	572	286	689	2,1%
Molise	11	107	100	129	0,4%
Campania	27	1.249	402	967	2,9%
Puglia	14	1.202	249	1.117	3,3%
Basilicata	13	183	127	190	0,6%
Calabria	9	369	274	255	0,8%
Sicilia	12	917	315	596	1,8%
TOTALE	–	**21.767**	**6.689**	**33.466**	**100,0%**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.15 mostra una prima elaborazione della composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2009, limitata, però, alle partecipazioni dirette di primo livello, così come rilevate nell'ambito dell'Indagine annuale. In prima battuta è opportuno osservare che sono solo 4 le società quotate in Borsa: Hera, Ascopiave, Enia e Lario Reti Holding. Tali società hanno una quota del capitale sociale detenuto in Borsa che pesa per appena l'1% sul totale delle quote di partecipazione nel capitale sociale delle società che svolgono l'attività di distribuzione. Come lo scorso anno, quasi il 43% delle quote è, invece, detenuto da enti pubblici, mentre il 21,9% è relativo a quote detenute da imprese energetiche – locali nel 10,5% dei casi, imprese energetiche nazionali nel 9,7% dei casi e imprese energetiche estere nell'1,6% (con casa madre in Spagna). Il 13,3% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuto da persone fisiche.

TAV. 3.15

Composizione societaria dei distributori nel 2009

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	42,6
Società diverse	21,0
Persone fisiche	13,3
Imprese energetiche locali	10,5
Imprese energetiche nazionali	9,7
Imprese energetiche estere	1,6
Istituti finanziari nazionali	0,2
Flottante	1,0
Istituti finanziari esteri	0,0
TOTALE	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.16

Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2009

Numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Val d'Aosta	5	51	0,3	165,8	194,9	98,6	0,8
Piemonte	745	32.278	80,7	11.501,4	11.883,2	87,7	5,1
Liguria	62	3092	57,4	1.945,4	4.125,6	72,3	0,1
Lombardia	1.669	15.716	112,5	14.346,2	31.414,9	69,6	18,3
Trentino Alto Adige	211	18.567	181,9	2.015,4	1.955,5	90,5	6,6
Veneto	657	10.266	290,0	10.444,7	17.970,4	80,3	12,4
Friuli Venezia Giulia	151	1.153	5,1	2.084,0	5.053,5	71,4	28,0
Emilia Romagna	378	85.057	305,9	16.771,1	12.808,3	70,3	12,5
Toscana	398	6.580	248,9	6.068,8	9.361,3	66,2	8,1
Lazio	295	2.108	198,6	6.139,5	8.155,7	94,3	5,6
Marche	418	2.107	19,1	4.259,0	4.539,6	46,4	30,8
Umbria	101	1.350	105,5	1.810,1	3.172,7	60,9	38,5
Abruzzo	190	2.130	1,4	4.335,6	4.657,5	73,8	23,1
Molise	65	440	5,6	978,3	872,7	81,5	18,2
Campania	327	3.762	17,6	3.857,4	7.449,5	80,5	16,3
Puglia	154	1.567	96,3	5.206,9	6.260,7	92,9	6,9
Basilicata	108	415	0,8	819,2	1.508,4	74,8	24,8
Calabria	184	787	34,7	2.289,6	3.403,8	90,6	9,4
Sicilia	192	1.674	60,3	4.082,3	7.804,8	95,8	1,7
Non in funzione	-	-	0,0	439,4	1.056,8	-	-
TOTALE	6.310	189.100	1.822,7	99.560,2	143.649,8	77,1	13,3

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La distribuzione avviene per mezzo di circa 6.300 cabine, 189.000 gruppi di riduzione finale e 245.000 km circa di reti (di cui 1.500 non in funzione), il 41% in media pressione e 59% in bassa pressione (Tav. 3.16). Le reti sono collocate prevalentemente al Nord (145.700 km contro i 54.900 km del Centro e i 42.900 di Sud e Isole). Le reti, in media, appartengono per il 77% ai distributori stessi e per il 13% ai Comuni. La proprietà delle reti, che può essere del distributore, del Comune o di altri soggetti (per questo la somma delle percentuali della tavola può non eguagliare 100), varia comunque abbastanza sensibilmente tra le diverse regioni.

La tavola 3.17 mostra l'elaborazione preliminare dei dati sulla ripartizione, nel 2009, di clienti e volumi distribuiti per le categorie d'uso individuate dalla delibera 2 febbraio 2007, n. 17/07, e associate a determinati profili di prelievo standard. La categoria di gran lunga prevalente in Italia è quella che utilizza il gas per tre usi: riscaldamento individuale, cottura cibi e produzione di acqua calda sanitaria. Tale categoria incide per il 63,2% dei clienti e per il 43,6% dei consumi; il consumo medio di questi clienti si aggira intorno ai 1.000 m^3/anno. Importanti in termini di numerosità dei clienti sono anche gli usi di cottura cibi e produzione di acqua calda, che rappresentano quasi l'11% del totale, e il solo uso di cottura cibi che conta per il 10,8%. Importante appare anche l'uso del gas per il riscaldamento individuale associato con la cottura cibi, che rappresenta il 6,5% dei clienti complessivamente allacciati alle reti. In termini di volumi erogati, invece, risultano importanti l'uso di solo riscaldamento individuale o centralizzato (15,7%) e quello tecnologico artigianale-industriale (13,6%), il cui consumo medio supera i 20.000 m^3/anno.

TAV. 3.17

Ripartizione di clienti distribuiti per categoria d'uso nel 2009

Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2009 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m^3

CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
Uso cottura cibi	10,8%	1,4%	205
Produzione di acqua calda sanitaria	0,6%	0,2%	526
Uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	10,7%	2,2%	322
Uso tecnologico (artigianale-industriale)	1,0%	13,6%	20.257
Uso condizionamento	0,1%	0,1%	2.081
Riscaldamento individuale/centralizzato	3,8%	15,7%	6.322
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	63,2%	43,6%	1.060
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi	6,5%	4,2%	992
Riscaldamento individuale + produzione di acqua calda sanitaria	1,5%	3,7%	3.663
Riscaldamento centralizzato + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	0,3%	1,2%	5.474
Riscaldamento centralizzato + produzione di acqua calda sanitaria	0,5%	4,5%	13.913
Uso tecnologico + riscaldamento	0,9%	9,4%	16.615
Uso condizionamento + riscaldamento	0,0%	0,2%	20.075
TOTALE	100,0%	100,0%	1.537

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Come si ripartiscono gli utenti del servizio di distribuzione in base ai volumi consumabili è valutabile anche tramite i dati della ripartizione di clienti e volumi per fasce di prelievo, espresse in GJ/anno (Tav. 3.18).

Nelle prime due classi (0-4 e 4-20 GJ/anno) ricadono con molta probabilità le famiglie che usano il gas per cottura cibi e/o produzione di acqua calda. Insieme esse incidono per il 44% in termini di numerosità e per il 5,6% in termini di volumi prelevati. La classe più numerosa in termini sia di numero di gruppi di misura, sia di volumi è quella che prevede un consumo annuo compreso tra 20 e 200 GJ (all'incirca tra 520 e 5.200 m^3) dove ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che utilizzano il gas anche per il riscaldamento dei locali. Le ultime quattro classi, relativamente meno numerose, sono quelle cui appartengono gli usi più intensivi: esse infatti assorbono metà del gas distribuito.

TAV. 3.18

Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo

Clienti al 31/12/2009; in migliaia e volumi prelevati in M(m^3)

FASCIA DI PRELIEVO (GJ/anno)	CLIENTI	VOLUMI	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI
0-4	4.215	190	19,4%	0,6%
4-20	5.390	1.667	24,8%	5,0%
20-200	11.291	15.225	51,9%	45,5%
200-3.000	759	7.545	3,5%	22,5%
3.000-8.000	47	2.004	0,2%	6,0%
8.000-40.000	31	2.860	0,1%	8,5%
Oltre 40.000	34	3.975	0,2%	11,9%
TOTALE	21.767	33.466	100,0%	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.19 illustra, infine, i primi 20 gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2009 e le relative quote di mercato sia nel 2009, sia nel 2008. Come nelle altre fasi della filiera, il gruppo Eni risulta dominante, con una quota meno rilevante e in discesa (22,6% nel 2009, era 23,2% nel 2008), ma comunque più che doppia rispetto ai

principali inseguitori. Il confronto con il 2008 mostra un ridimensionamento sia dell'*incumbent*, sia del principale gruppo concorrente Enel (che ha ceduto la rete al Fondo infrastrutturale F2i Reti Italia, mantenendone la gestione), a favore dei tre operatori inseguitori: Hera, A2A e Italcogim (AFIN). Nonostante l'incremento del numero di utenti ottenuto con le incorporazioni di altre 4 imprese (vedi *supra*), il calo complessivo dei volumi distribuiti nel 2009 rispetto al 2008 non ha consentito al gruppo E.On di accrescere la propria quota in termini di volumi erogati.

Complessivamente i primi 20 gruppi hanno coperto il 76% del mercato.

TAV. 3.19

Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2009

Volumi di gas naturale distribuito in M(m^3)

GRUPPO	2008	QUOTA	2009	QUOTA
Eni	7.818	23,2%	7.554	22,6%
F2i Reti Italia	3.636	10,8%	3.304	9,9%
Hera	2.129	6,3%	2.184	6,5%
A2A	1.937	5,7%	2.048	6,1%
Italcogim (AFIN)	1.307	3,9%	1.533	4,6%
Iride	1.151	3,4%	1.131	3,4%
E.On	1.181	3,5%	1.106	3,3%
Toscana Energia	1.079	3,2%	1.052	3,1%
Enia	1.070	3,2%	1.048	3,1%
Asco Holding	802	2,4%	759	2,3%
Linea Group Holding	537	1,6%	564	1,7%
Acegas-Aps	463	1,4%	477	1,4%
AMGA Azienda Multiservizi	443	1,3%	451	1,3%
Erogasmet	351	1,0%	387	1,2%
Energei	311	0,9%	329	1,0%
Consiag	315	0,9%	324	1,0%
Gelsia	320	0,9%	321	1,0%
Gas Natural SDG	293	0,9%	319	1,0%
ACSM-AGAM	186	0,6%	301	0,9%
Aimag	302	0,9%	298	0,9%
Altri	8.102	24,0%	7.975	23,8%
Totale complessivo	**33.735**	**100,0%**	**33.466**	**100,0%**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato all'ingrosso

I dati relativi al mercato all'ingrosso del gas provengono dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas nell'anno precedente. Per quanto riguarda il settore della vendita gas, l'Indagine era rivolta alle 404 società accreditate all'Anagrafica operatori (istituita nel luglio 2008 con la delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08) che hanno dichiarato di svolgere attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2009. Di queste hanno risposto 336 imprese, di cui 25 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. In base al decreto legislativo n. 164/00, i soggetti che vendono gas a clienti finali devono

anche essere autorizzati dal Ministero dello sviluppo economico, mentre le imprese che svolgono solo attività di *trading* non necessitano di tale autorizzazione. Tra gli esercenti oggetto della rilevazione sono stati classificati come grossisti gli operatori che hanno effettuato meno del 95% delle loro vendite a clienti finali; essi comprendono anche tutte le società che possiedono una produzione propria di gas naturale che offrono sul mercato all'ingrosso.

Nel 2009 il numero di grossisti è cresciuto, salendo a 93 unità contro le 79 dell'anno precedente (Tav. 3.20): l'incremento è dovuto all'ampliamento della classe di operatori "Medi", che conta 7 unità in più rispetto al 2008, e più ancora alla classe di operatori "Piccolissimi", salita di 8 unità. Dalla completa apertura del mercato del gas, avvenuta nel 2003, il numero di soggetti che vendono gas all'ingrosso è più che raddoppiato. Da evidenziare, inoltre, è l'azzeramento della classe di operatori "Grandi", cioè con vendite superiori a 10 G(m^3), per la discesa al di sotto di tale soglia dei volumi venduti dall'unico operatore che comprendeva.

TAV. 3.20

Attività dei grossisti nel periodo 2002-2009

OPERATORI(A)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
NUMERO	**55**	**40**	**41**	**60**	**72**	**74**	**79**	**93**
Eni	1	1	1	1	1	1	1	1
Grandi	1	1	1	2	1	1	1	0
Medi	4	4	6	8	9	11	14	21
Piccoli	17	20	19	29	29	31	33	33
Piccolissimi	32	14	14	20	32	30	30	38
VOLUME VENDUTO – G(m^3)	**85,2**	**90,6**	**95,9**	**110,5**	**103,2**	**101,3**	**111,0**	**110,9**
Eni	52,3	51,3	53,6	58,0	57,3	51,6	48,7	36,3
Grandi	12,9	17,8	16,3	27,0	13,5	13,1	12,7	0,0
Medi	15,8	15,6	18,4	14,0	20,1	22,8	32,9	59,3
Piccoli	4,0	5,6	7,6	10,8	11,3	12,7	15,6	14,3
Piccolissimi	0,2	0,2	0,1	0,7	1,0	1,1	1,1	1,1
VOLUME MEDIO UNITARIO – M(m^3)	**1.550**	**2.264**	**2.340**	**1.842**	**1.433**	**1.369**	**1.405**	**1.192**
Eni	52.349	51.320	53.632	58.027	57.292	51.643	48.656	36.301
Grandi	12.865	17.808	16.268	13.486	13.451	13.131	12.709	0
Medi	3.954	3.902	3.061	1.748	2.233	2.074	2.353	2.823
Piccoli	234	279	399	372	391	410	472	432
Piccolissimi	7	17	7	37	31	35	37	28

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m^3).
Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m^3).
Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m^3).
Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m^3).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nell'insieme i grossisti hanno venduto 110,9 G(m^3), di cui 43,5 al mercato finale e 67,4 ad altri intermediari del mercato all'ingrosso (Tav. 3.23). Rispetto al 2008 il volume complessivamente trattato è rimasto sostanzialmente invariato, ma al suo interno sono aumentate dello 0,7% le vendite al mercato all'ingrosso, che nell'anno precedente si erano fermate a 66,9 G(m^3), mentre sono diminuite dell'1,0% le vendite effettuate da questi operatori direttamente a clienti finali, che nel 2008 avevano raggiunto 43,9 G(m^3). La riduzione dei volumi venduti sul mercato finale e l'incremento di quelli ceduti sul mercato all'ingrosso dagli stessi grossisti sono un fenomeno che si va manifestando da qualche anno. Anche gli ultimi dati confermano quindi essere in atto un processo di specializzazione sul proprio mercato e ciò appare significativo in un anno di crisi economica come il 2009, caratterizzato da un mercato che complessivamente non è

cresciuto e da una platea più ampia di soggetti che vi hanno operato.

In media il volume unitario di vendita è diminuito del 15%, essendo passato da 1,4 a 1,2 G(m^3), in conseguenza della stabilità dei volumi trattati e del contemporaneo aumento del numero degli operatori, ma anche della riduzione dei volumi ceduti dagli operatori di più grande dimensione. L'unica classe di operatori che risulta aver venduto più gas rispetto al 2008 (+20%) è, in effetti, quella dei soggetti di media dimensione, con vendite comprese tra 1 e 10 G(m^3). Al contempo i volumi di gas complessivamente venduti da Eni sono diminuiti del 25%, quelli dei grandi operatori si sono azzerati, le vendite dei piccoli operatori sono calate dell'8% e una riduzione del 3% hanno registrato le vendite dei piccolissimi.

Circa le modalità di approvvigionamento delle imprese grossiste si osserva come queste società si procurino il gas per il 54% attraverso le importazioni (Tav. 3.21). Il 23% del gas ceduto al mercato all'ingrosso viene acquistato da altri rivenditori sul territorio nazionale (sia alla frontiera, sia al *city gate*), il 6% è direttamente prodotto e il 15% viene acquisito al PSV. Quest'ultimo sta accrescendo la propria importanza: nel 2008, infatti, la quota del PSV era del 10%.

Le importazioni sono la principale fonte di approvvigionamento soprattutto per i grandi operatori, mentre via via che la dimensione degli operatori si riduce, divengono sempre più importanti gli acquisti sul mercato nazionale e quelli al PSV; l'incidenza degli acquisti al PSV è massima nel caso dei grossisti di piccolissima dimensione, dove raggiunge il 35%.

TAV. 3.21

Approvvigionamento dei grossisti nel 2009

Quote percentuali

APPROVVIGIONAMENTO	GROSSISTI[A]					
	Eni	Grandi	Medi	Piccoli	Piccolissimi	Totale
Produzione nazionale	15,2%	-	1,2%	4,5%	2,2%	6,2%
Importazioni	82,1%	-	42,9%	32,1%	8,3%	54,1%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	2,2%	-	32,8%	35,1%	54,8%	23,2%
Acquisti in stoccaggio	0,1%	-	1,5%	2,3%	0,0%	1,1%
Acquisti al PSV	0,4%	-	21,6%	26,1%	34,6%	15,3%
TOTALE	100,0%	-	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m^3).
Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m^3).
Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m^3).
Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m^3).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

A fronte delle risorse disponibili appena descritte, è possibile analizzare in dettaglio gli impieghi di gas effettuati dalle imprese grossiste (Tav. 3.22). Nel complesso, il 55,2% del gas approvvigionato viene rivenduto sul mercato all'ingrosso, il 35,7% va a clienti finali (e quasi il 25% di questo gas viene ceduto a clienti finali collegati societariamente) e il restante 9,2% è destinato all'autoconsumo, ovvero è impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli stessi grossisti. L'attività di intermediazione all'ingrosso risulta prevalente nelle società di medio-piccola dimensione, che destinano a questo mercato il 60% o più del gas da esse approvvigionato. Eni consuma circa l'11% del gas approvvigionato nelle proprie centrali elettriche e rivende i quantitativi restanti per il 40% al mercato all'ingrosso e per il 50% al mercato finale. Gli operatori di media dimensione, invece, accanto all'attività di rivendita all'ingrosso appaiono utilizzare il gas per usi propri: circa metà del gas venduto al mercato finale dalle imprese ricadenti in questa classe va infatti a clienti finali collegati societariamente, mentre il 10% del gas trattato dagli operatori di media dimensione è destinato all'autoconsumo.

TAV. 3.22

Impieghi di gas dei grossisti nel 2009

Quote percentuali

VENDITE	GROSSISTI(A)					
	Eni	Grandi	Medi	Piccoli	Piccolissimi	Totale
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	39,1%	–	60,7%	75,9%	56,3%	55,2%
– di cui vendite in stoccaggio	0,1%	–	1,2%	2,3%	1,9%	1,1%
– di cui vendite al PSV	28,7%	–	25,2%	47,1%	33,8%	29,6%
A clienti finali	49,8%	–	29,4%	23,7%	41,8%	35,7%
– di cui collegati societariamente	6,2%	–	45,0%	21,0%	1,3%	24,5%
Autoconsumi	11,1%	–	10,0%	0,4%	2,0%	9,2%
TOTALE	**100,0%**	–	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m^3).
Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m^3).
Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m^3).
Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m^3).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.23 mostra il dettaglio dell'attività delle 37 società (nel 2008 erano 33) il cui venduto ha raggiunto almeno 300 M(m^3) nel mercato all'ingrosso. Insieme questi operatori coprono il 96,1% delle vendite complessivamente effettuate su tale mercato che si mantiene ancora concentrato, seppure in miglioramento: la quota delle prime 3 società Eni, Enel Trade ed Edison, è infatti scesa al 39,6% (l'anno precedente era del 50,2%); quella delle prime 5, che include anche Plurigas e Gaz de France, si è abbassata al 50,6%, mentre nel 2008 era pari al 59%.

L'ultima riga della tavola mostra il prezzo mediamente praticato dalle società classificate come grossiste, che nel 2009 è risultato pari a 31,52 c€/m^3. I clienti finali pagano, ovviamente, un prezzo superiore, rispetto a quello degli altri intermediari. Il differenziale tra le due clientele è stimabile intorno a 4,6 c€/m^3, essendo pari a 34,30 c€/m^3 il prezzo praticato ai clienti finali contro i 29,72 c€/m^3 pagati dagli altri grossisti e rivenditori. Tale differenziale si è ampliato rispetto al 2008, quando risultava pari a 3 c€/m^3.

TAV. 3.23

Vendite dei principali grossisti nel 2009

M(m^3)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	15.961	20.340	36.301
Enel Trade	5.582	4.357	9.939
Edison	5.125	3.572	8.697
Gaz De France Sede Secondaria	3.871	0	3.871
Plurigas	3.535	803	4.339
Sinergie Italiane	2.928	0	2.928
Hera Trading	2.531	215	2.746
A2A Trading	2.119	67	2.186
E.On Energy Trading	1.974	435	2.410
Enoi	1.887	18	1.904
Aceaelectrabel Trading	1.325	481	1.807
E.On Ruhrgas	1.133	290	1.423
Gas Plus Italiana	1.126	0	1.126
Spigas	1.109	90	1.199
Shell Italia	1.100	709	1.810
Elettrogas	1.063	0	1.063
Premiumgas	1.048	304	1.352
Sonatrach Gas Italia	974	0	974
Sorgenia	876	1.069	1.946

TAV. 3.23 SEGUE

Vendite dei principali grossisti nel 2009

M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Italtrading	828	11	840
Ascotrade	811	789	1.600
Blugas	753	19	772
Begas Energy International (ex Bridas Energy International)	696	12	709
Worldenergy	685	0	685
Speia	667	159	826
Energetic Source	535	27	562
Essent Trading International	534	0	534
Egl Italia	520	18	537
Energy Trade	505	13	518
Cea Centrex Italia	486	0	486
Iride Mercato	467	1.201	1.668
Enova	380	11	391
Hb Trading	371	0	371
Econgas Italia	332	33	364
Libera Energia	324	131	455
Shell Italia E&P	314	0	314
Eni Mediterranea Idrocarburi	309	0	309
Altri	2.611	8.330	10.942
TOTALE	**67.396**	**43.506**	**110.902**
Prezzo medio (c€/m³)	*29,72*	*34,30*	*31,52*

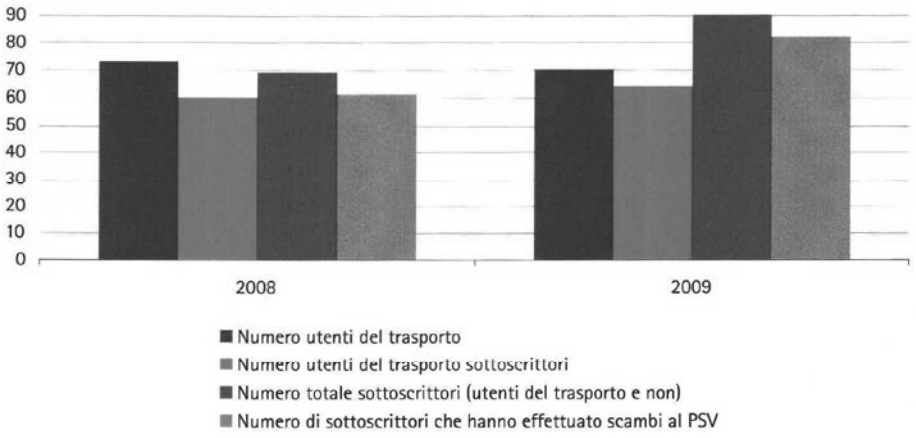
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Punto di scambio virtuale

Secondo la normativa in vigore, gli operatori del gas possono effettuare cessioni e scambi di gas immesso nella Rete nazionale, presso un punto virtuale concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della Rete nazionale: il Punto di scambio virtuale. Il PSV offre loro un utile strumento di bilanciamento commerciale e la possibilità di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, per esempio in caso di interruzione o riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento. Le transazioni al PSV si effettuano sulla base di contratti bilaterali *over-the-counter*: esso dunque non può essere assimilato a una Borsa gas, che in Italia è stata recentemente avviata presso il Gestore del mercato elettrico. Negli ultimi anni, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero delle contrattazioni. Ciò è avvenuto anche perché, secondo le disposizioni dell'Autorità, dal novembre 2006 i *trader* possono effettuare transazioni presso l'*hub* nazionale, senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto. Nel 2009 82 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; di questi 22 sono risultati *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto (Fig. 3.6). La crescita dei *trader* è stata notevole nello scorso anno, considerando che le stesse cifre per il 2008 evidenziano 61 soggetti che hanno effettuato scambi e solo 7 non erano al contempo utenti del trasporto.

FIG. 3.6

Utenti del PSV nel 2009



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Le figure 3.7 e 3.8 mostrano lo storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e presso il PSV sino al marzo 2010, in termini di volumi e di numero di transazioni[2]. Nell'ambito delle transazioni presso il PSV sono indicate in maniera distinta, con l'indicazione "PSV GNL", le riconsegne di gas (in termini di volumi ceduti e di numero di riconsegne giornaliere) che avvengono presso i due rigassificatori italiani le quali, seppure vengano registrate come operazioni al PSV, non sono dovute a contrattazioni tra operatori sul mercato secondario. Più in dettaglio, la categoria "PSV GNL" include dal novembre 2005 le riconsegne che avvengono presso il terminale di Panigaglia da parte della società GNL Italia e, dall'ottobre 2009, quelle che avvengono presso il terminale di Porto Viro (Rovigo) da parte della società Terminale GNL Adriatico. Un confronto tra gli anni termici 2007-2008 e 2008-2009 (Fig. 3.9) mostra come – analogamente agli anni passati – il PSV stia crescendo a scapito degli altri punti di ingresso della Rete nazionale. Nonostante Passo Gries e Tarvisio mantengano un'incidenza rilevante, la quota del PSV cresce costantemente nel tempo; tra i due anni termici considerati l'incremento è stato del 21%. Pure nei primi mesi dell'anno termico 2009-2010, sino a marzo 2010, le transazioni di gas presso il PSV in termini di volumi hanno rappresentato il 73% del totale movimentato. Nell'anno termico appena trascorso anche i punti di Gorizia, Panigaglia, Mazara e Gela hanno registrato una quota piccola ma significativa, come non accadeva dal 2005. Più in generale, è importante sottolineare che la caduta dei volumi sui punti di entrata, registrata negli ultimi anni, è certamente dovuta alla crescita e alla standardizzazione del PSV, ma in parte anche al fatto che nei calcoli sottostanti ai grafici sono considerate solo le transazioni commerciali (effettuate cioè al confine sul lato Italia), mentre molte transazioni, pur realizzandosi ai punti di entrata, sono classificate come doganali in quanto avvengono sul lato estero.

2 Per rendere confrontabili le transazioni registrate presso il PSV con quelle avvenute presso i punti di entrata indicati, per il PSV si è considerata per ogni mese la media del numero di transazioni giornaliere insieme al totale dei volumi scambiati.

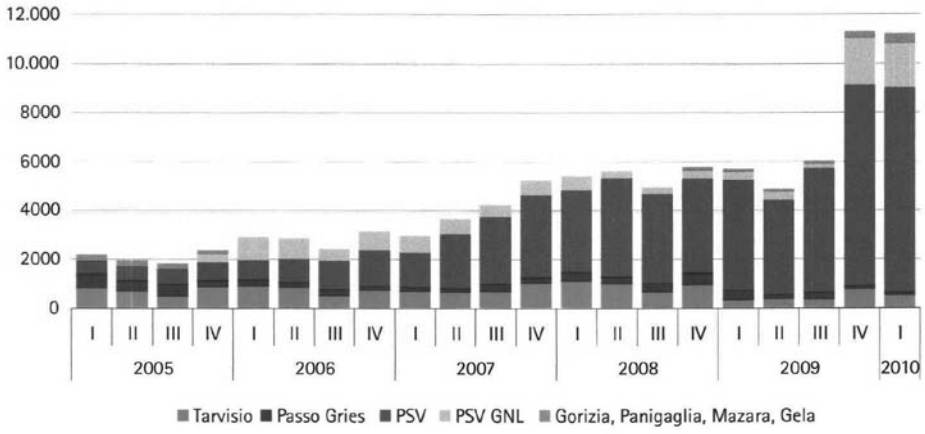


FIG. 3.7

Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale

M(m³) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in Rete dall'utente cedente

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

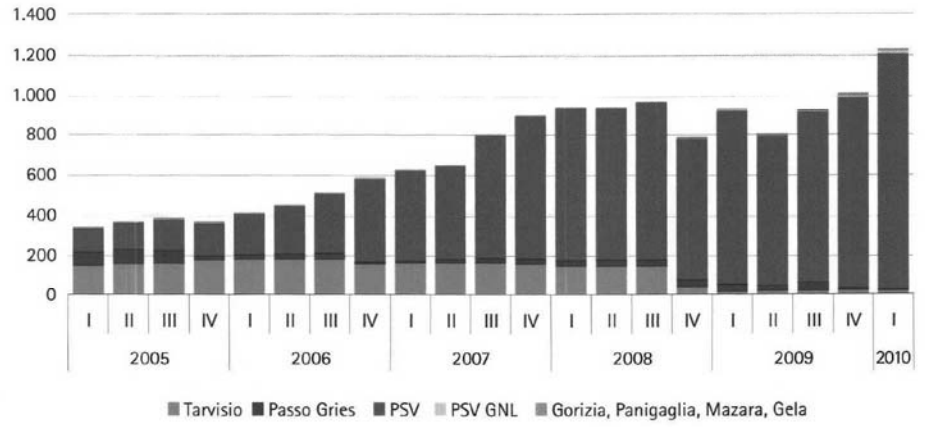


FIG. 3.8

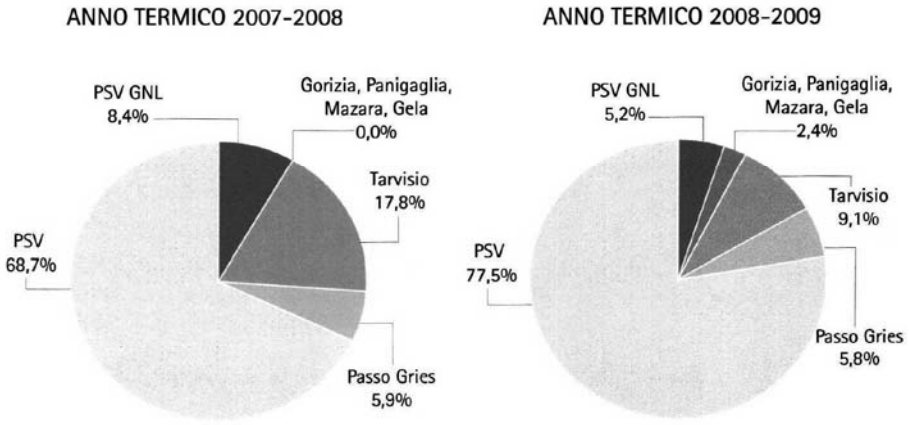
Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.9

Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero e PSV

Confronto tra gli anni termici 2007-2008 e 2008-2009



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

Mercato finale al dettaglio

All'atto della chiusura della presente *Relazione Annuale*, hanno risposto all'Indagine annuale dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e del gas 295 soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2009 e che, al contempo, risultavano presenti nell'elenco degli autorizzati alla vendita a clienti finali dal Ministero dello sviluppo economico. Alla data del 14 luglio 2009 tale elenco era composto da 396 società; è noto però che alcune delle società che chiedono l'autorizzazione ministeriale alla vendita restano poi inattive. Il volume complessivo di gas venduto a clienti finali, calcolato in base alle risposte ottenute nell'Indagine dell'Autorità, appare comunque in linea (è anzi superiore) con i dati preconsuntivi rilasciati dal Ministero dello sviluppo economico.

In base ai primi e provvisori risultati dell'Indagine annuale, nel 2009 sono stati venduti al mercato finale 66,55 G(m^3); di questi 43,51 G(m^3) sono stati forniti da grossisti e 23,05 G(m^3) da "venditori puri". Se a tali quantitativi si aggiungono i 12,49 G(m^3) di autoconsumi, cioè il gas impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli operatori, si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 79,04 G(m^3), valore superiore, ma non molto dissimile dai 78,05 G(m^3) indicati dal Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 3.24

Attività dei venditori nel periodo 2002-2009

OPERATORI(A)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
NUMERO	**504**	**432**	**353**	**258**	**226**	**238**	**216**	**215**
Grandi	2	5	4	4	4	4	6	4
Medi	42	40	37	38	39	33	29	29
Piccoli	222	176	149	100	107	105	98	101
Piccolissimi	237	211	163	116	76	96	83	81
VOLUME VENDUTO G(m^3)	**26,6**	**33,0**	**31,4**	**24,5**	**24,1**	**21,9**	**27,1**	**23,1**
Grandi	7,5	15,8	14,6	8,5	8,3	9,1	15,3	10,2
Medi	11,2	11,1	11,6	11,5	11,3	8,4	7,5	8,7
Piccoli	6,8	5,2	4,6	4,2	4,2	4,0	4,0	3,9
Piccolissimi	1,0	0,8	0,7	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m^3)	**53**	**76**	**89**	**95**	**107**	**90**	**124**	**108**
Grandi	3.756	3.169	3.640	2.135	2.076	2.287	2.542	2.557
Medi	267	279	313	301	290	254	260	299
Piccoli	31	30	31	42	39	38	41	39
Piccolissimi	4	4	4	3	4	4	4	4

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 1.000 M(m^3).
Medi: operatori con vendite comprese tra 100 e 1.000 M(m^3).
Piccoli: operatori con vendite comprese tra 10 e 100 M(m^3).
Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 10 M(m^3).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2009 il numero di operatori classificabili come "venditori puri" (soggetti, cioè, per i quali almeno il 95% dei volumi venduti è stato ceduto a clienti finali) è rimasto sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente (Tav. 3.24). Le quantità complessivamente vendute, invece, sono diminuite da 27,1 a 23,1 G(m^3), di conseguenza si è ridotto il volume medio unitario di vendita degli operatori globalmente considerati.

La stabilità del numero complessivo di operatori nasconde una redistribuzione nell'ambito delle classi considerate: si è ridotto il numero di operatori di grande e di piccolissima dimensione (–2 unità ciascuno), mentre è rimasto invariato quello relativo alle imprese di media dimensione e i piccoli sono saliti di 3 unità. La riduzione dei volumi complessivamente venduti, pari a –15%, ha inciso in modo quasi analogo sulle categorie di venditori: i più colpiti risultano essere, infatti, gli operatori di grande dimensione (–33%) e i piccolissimi (–9%); mentre le vendite delle imprese di media dimensione sono cresciute del 15%. Di conseguenza si sono registrati aumenti nel volume medio unitario dei grandi (+0,6%) e più ancora dei medi operatori (+15%) e riduzioni in quello dei piccoli (–4%) e dei piccolissimi (–6,5%).

L'approvvigionamento degli operatori classificati come venditori è esclusivamente basato sugli acquisti da altri rivenditori nazionali (da cui ottengono il 96% del gas che rivendono) e al PSV (da cui acquisiscono il 3% del gas loro disponibile). In particolare, gli operatori di piccola e piccolissima dimensione risultano mediamente acquisire il 15% del gas che vendono presso il PSV. Gli impieghi del gas di questi operatori mostrano, com'è ovvio, una prevalenza dei volumi venduti a clienti finali; tuttavia, in media lo 0,4% del gas disponibile viene autoconsumato e lo 0,3% viene rivenduto sul mercato all'ingrosso.

La tavola 3.25 mostra il dettaglio delle 19 società (erano 19 anche nel 2008), classificate come venditori puri, le cui vendite a clienti finali nel 2009 abbiano superato 200 M(m^3). Essa esclude quindi le società già elencate nella tavola 3.23 che, pur vendendo al mercato finale quantitativi superiori alla soglia indicata, sono state classificate come grossisti e come tali analizzate nel paragrafo relativo al mercato all'ingrosso.

Analogamente alla tavola contenente i dati dei grossisti, anche la tavola sui venditori riporta il prezzo medio praticato da queste imprese nei due mercati. Il prezzo di vendita all'ingrosso risulta di 3,5 c€/m^3 superiore a quello dei grossisti (33,22 contro 29,72 c€/m^3); il prezzo medio offerto ai clienti finali è, come ci si poteva attendere, sensibilmente più elevato (41,12 contro 34,30 c€/m^3), data la forte incidenza

di clienti allacciati alle reti di distribuzione. Il prezzo offerto dai venditori puri comprende infatti il costo della distribuzione, di norma assente nel prezzo praticato dai grossisti in quanto questi ultimi vendono prevalentemente a clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto. Inoltre i venditori puri sono relativamente spostati sul *mass market* (hanno cioè un numero di clienti più elevato, ma che consumano tendenzialmente quantitativi piccoli), mentre – al contrario – tra i clienti finali dei grossisti vi è una maggioranza di grandi consumatori industriali/termoelettrici in grado di spuntare prezzi inferiori.

Per calcolare correttamente le quote di mercato e il livello di concentrazione del mercato della vendita finale, tuttavia, non è possibile ignorare l'operato dei grossisti che, come si è visto, offrono gas anche a clienti finali. Pertanto occorre abbandonare la distinzione effettuata tra grossisti e venditori puri e analizzare i quantitativi venduti da tutte le imprese considerando i gruppi societari (Tav. 3.26).

TAV. 3.25

Vendite al mercato finale dei pricipali venditori nel 2009

M(m³)

SOCIETÀ	VENDITE A GROSSISTI E VENDITORI	VENDITE A CLIENTI FINALI	TOTALE
Enel Energia	0	5.549	5.549
Hera Comm	0	2.002	2.002
Edison Energia	0	1.512	1.512
E.On Italia Power & Fuel	0	1.164	1.164
Enia Energia	7	989	996
A2A Energia	11	959	969
Toscana Energia Clienti	0	809	810
Estra Energie	23	666	689
Estenergy	0	407	407
Gas Plus Vendite	5	377	383
Agsm Energia	0	360	360
Erogasmet Vendita – Vivigas	1	337	338
Gelsia Energia	1	299	300
Sgr Servizi	0	298	298
Enercom	0	262	262
Gas Natural Vendita Italia	0	262	262
Prometeo	1	227	228
Sinergas	0	225	225
Bluenergy Group	0	202	202
Altri	24	6.141	6.165
TOTALE	**72**	**23048**	**23121**
Prezzo medio (c€/m³)	*33,22*	*41,12*	*41,09*

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il mercato della vendita finale resta molto concentrato: i primi 3 gruppi coprono il 54,5% (l'anno scorso raggiungevano il 61,5%). La concentrazione, seppure ogni anno meno consistente, anche a livello dei primi 5 rimane elevata: nel 2009 è scesa al 59,8% dal 70,7% del 2008, come conseguenza della riduzione osservata nell'incidenza dei grandi operatori e della migliore *performance* dei medio-piccoli. Con una quota del 31,9% Eni si conferma il gruppo dominante, seppure in riduzione nel tempo, ancora ben distanziato dal secondo operatore, il gruppo Enel, che possiede il 14,9%. Le vendite al mercato finale di entrambi questi gruppi si sono ridotte notevolmente nel 2009 (rispettivamente del 21% e del 22%). Il gruppo Edison, invece, grazie a un consistente incremento delle vendite (+50%), nel 2009 ha riguadagnato la terza posizione che aveva perso nel 2008. Viceversa i volumi venduti dal gruppo E.On, che nel 2008 era in terza posizione, si sono ridotti del 10% rispetto al 2008. Inseguono i primi 5 operatori, con quote non troppo distanti: Energie Investimenti, A2A e Hera. In gene-

rale, un altro segnale di concentrazione del mercato è dato dall'assottigliarsi delle differenze tra le quote dei primi due operatori del mercato e quelle del gruppo inseguitore, formato dalle successive 4 o 5 imprese.

TAV. 3.26

Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2009

Volumi in M(m^3)

GRUPPO	VOLUME	QUOTA
Eni	21.202	31,9%
Enel	9.916	14,9%
Edison	5.158	7,7%
E.On	3.534	5,3%
Energie Investimenti	3.455	5,2%
A2A	2.661	4,0%
Hera	2.281	3,4%
Iride	1.238	1,9%
Sorgenia	1.069	1,6%
Enia	989	1,5%
Ascopiave	966	1,5%
Royal Dutch Shell	709	1,1%
Estra Energie	666	1,0%
Electrabel/Acea	482	0,7%
Linea Group Holding	445	0,7%
Acegas-Aps	407	0,6%
Utilità Progetti e Sviluppo	378	0,6%
Gas Plus	377	0,6%
Erogasmet	360	0,5%
Agsm Verona	360	0,5%
Altri	9.899	14,9%
TOTALE	**66.555**	**100,0%**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale emerge che nel 2009 il mercato finale della vendita di gas naturale comprendeva quasi 21 milioni di clienti, il 93% dei quali erano domestici, il 6% appartenenti al settore del commercio e servizi, l'1% al comparto industriale e meno dell'1% alla generazione termoelettrica. In termini di volumi (Tav. 3.27), naturalmente, le proporzioni tendono a invertirsi: includendo anche gli autoconsumi, il settore domestico ha assorbito il 26% del gas complessivamente consumato, ovvero 20,7 G(m^3), il commercio ne ha utilizzato il 7,5% o 5,9 G(m^3), l'industria ne ha consumato il 24,2%, cioè 19,1 G(m^3), e la generazione elettrica ne ha assorbito il 42% equivalente a 33,3 G(m^3).

Via via che ci si sposta dal settore domestico ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso, aumenta la quota di volumi acquistati sul mercato libero: essa è infatti pari al 10,4% nel domestico, al 63,6% nel commercio e servizi, al 97% nell'industria e al 63% nel termoelettrico (valore che risente degli autoconsumi). La porzione di consumi soddisfatti sul mercato libero appare peraltro cresciuta in tutti i settori a eccezione di quello del commercio e dei servizi; le medesime quote, calcolate sui dati del 2008, risultano infatti pari a: 9% nel domestico, 65,6% nel commercio, 96% nell'industria, 60,1% nella generazione elettrica.

TAV. 3.27

Mercato finale per settore di consumo nel 2009

M(m^3) e valori percentuali

	DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
VOLUMI					
Autoconsumi	60	76	51	12.299	12.486
Mercato libero	2.160	3.749	18.525	20.999	45.434
Mercato tutelato	18.520	2.065	531	5	21.121
TOTALE	**20.740**	**5.890**	**19.107**	**33.303**	**79.041**
QUOTE					
Autoconsumi	0,3%	1,3%	0,3%	36,9%	15,8%
Mercato libero	10,4%	63,6%	97,0%	63,1%	57,5%
Mercato tutelato	89,3%	35,1%	2,8%	0,0%	26,7%
TOTALE	**26,2%**	**7,5%**	**24,2%**	**42,1%**	**100,0%**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.28

Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2009

M(m^3)

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m^3)					TOTALE
	< 5.000	5.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	15.854	2.532	130	5	0	18.520
Commercio e servizi	665	1.342	51	6	0	2.065
Industria	52	425	32	22	0	531
Generazione elettrica	0	1	4	0	0	5
TOTALE VOLUMI VENDUTI A PREZZI TUTELATI	**16.571**	**4.300**	**217**	**32**	**0**	**21.121**
Domestico	926	891	312	31	0	2.160
Commercio e servizi	531	1.794	927	497	0	3.749
Industria	116	1.947	4.482	6.556	5.425	18.525
Generazione elettrica	0	10	131	1.004	19.854	20.999
TOTALE VOLUMI VENDUTI A PREZZI DI MERCATO	**1.574**	**4.642**	**5.851**	**8.088**	**25.278**	**45.434**
TOTALE	**18.144**	**8.943**	**6.069**	**8.121**	**25.278**	**66.555**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il dettaglio delle vendite al mercato finale per settore di consumo e dimensione dei clienti (Tav. 3.28) conferma, in effetti, che al crescere dei consumi i clienti tendono a spostarsi sul mercato libero. Vale la pena precisare che la presenza di volumi e prezzi (come si vedrà meglio nel paragrafo successivo dedicato ai prezzi del mercato libero) nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m^3 è dovuta al fatto che esse comprendono i consumi di quei clienti che, pur avendo facoltà di cambiare fornitore, non hanno ancora effettuato una scelta in tal senso e sono dunque rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali protette dall'Autorità. Il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato sono relativamente bassi e si stanno assottigliando nel tempo: nel 2009 a fronte di oltre 20 G(m^3) venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi inferiori a 200.000 m^3, i volumi venduti a condizioni tutelate a clienti non domestici con consumi superiori a tale soglia risultano pari a 115 M(m^3).

Come lo scorso anno, l'Indagine effettuata presso gli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale ha rivolto

loro alcune domande anche sullo *switching*, vale a dire sul numero di clienti[3] che ha cambiato il proprio fornitore nell'anno solare 2009. Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. È stato quindi replicato il questionario già proposto lo scorso anno per la rilevazione dell'attività di *switching*, intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

- il *re-switch*: quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- lo *switch-back* quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- lo *switch* verso una società concorrente dell'*incumbent* e viceversa.

Nel caso in cui un cliente cambi area di residenza lo *switch* viene registrato solo se si rivolge a un fornitore differente dall'*incumbent* esistente nell'area in cui arriva; inoltre, un cambiamento di condizioni economiche con lo stesso fornitore non è equivalente a uno *switch*, anche nel caso in cui venga scelta una nuova formula contrattuale o il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore oppure da una società da esso controllata.

La novità, rispetto allo scorso anno, è stata l'introduzione della distinzione dei clienti per i settori di consumo prevista dal *Testo integrato della vendita gas* (adottato con la delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09), che individua: i clienti domestici, i condomini con uso domestico (che possono restare tutelati, purché consumino meno di 200.000 m^3 all'anno) e gli altri usi che comprendono tutti quei clienti che non rientrano nei primi due casi e che da ottobre 2010 (al più tardi) dovranno necessariamente passare al mercato libero. È importante sottolineare che la metodologia adottata rende i dati qui pubblicati non confrontabili con quelli diffusi in altre sedi dall'Autorità.

L'Indagine ha evidenziato che la percentuale di clienti che nel 2009 ha cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari al 2%, ovvero al 44,2% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio. La tavola 3.29 mostra il dettaglio di questo dato, distinguendo i clienti per settore e per fascia di consumo annuo. I clienti domestici mostrano una maggiore prudenza a spostarsi sul mercato libero: la percentuale che nel 2009 ha scelto un nuovo fornitore si ferma infatti all'1,8% (corrispondente al 2,4% in termini di volumi). Una maggiore dinamicità caratterizza invece i condomini con uso domestico e gli altri usi. Com'è ovvio le percentuali di *switch* aumentano al crescere della classe dimensionale dei clienti. Ciò in quanto all'ampliarsi dei volumi di consumo, si innalza la spesa per l'acquisto di gas e, di conseguenza, crescono sia l'interesse verso la possibilità di risparmiare, che è generalmente la prima motivazione del cambio di fornitore, sia la conoscenza del settore e la capacità del cliente finale di compiere scelte consapevoli.

TAV. 3.29

Tassi di switching degli utenti finali nel 2009

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	1,8%	2,4%
Condominio uso domestico	3,5%	7,2%
Altri usi	4,1%	45,3%
di cui:		
– fino a 5.000 m^3	3,3%	5,0%
– 5.000-200.000 m^3	7,3%	10,5%
– 200.000-2.000.000 m^3	19,1%	22,2%
– 2.000.000-20.000.000 m^3	34,4%	37,5%
– oltre 20.000.000 m^3	52,6%	58,9%
TOTALE	2,0%	44,2%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

3 Per comodità di scrittura nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

TAV. 3.30

Mercato finale per settore e regione di consumo nel 2009

M(m^3)

REGIONE	OPERATORI	DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
Piemonte	97	2.362	659	2.553	2.630	8.203
Val d'Aosta	14	25	18	43	0	86
Lombardia	144	5.595	1.365	4.148	4.233	15.341
Trentino Alto Adige	43	309	168	377	65	919
Veneto	84	2.217	720	1.965	293	5.194
Friuli Venezia Giulia	47	490	177	640	159	1.466
Liguria	43	679	90	281	598	1.648
Emilia Romagna	82	2.338	1.022	3.185	2.985	9.530
Toscana	59	1.372	443	1.265	1.292	4.373
Umbria	34	331	101	391	219	1.042
Marche	51	550	215	456	219	1.438
Lazio	64	1.507	276	788	1.629	4.200
Abruzzo	64	444	99	549	737	1.829
Molise	23	76	21	69	1.039	1.205
Campania	59	625	146	599	1.542	2.911
Puglia	39	889	140	608	201	1.839
Basilicata	29	162	29	139	148	478
Calabria	33	210	35	64	712	1.021
Sicilia	36	492	88	948	2.303	3.830
TOTALE	-	**20.672**	**5.811**	**19.068**	**21.004**	**66.555**
NORD	-	14.015	4.218	13.191	10.963	42.387
CENTRO	-	4.279	1.155	3.519	5.135	14.088
SUD E ISOLE	-	2.378	438	2.358	4.906	10.080

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il dettaglio territoriale delle vendite di gas al mercato finale è illustrato nella tavola 3.30. Dato il diverso grado di metanizzazione, le differenti condizioni climatiche e la più intensa presenza industriale, il Nord è l'area del Paese che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In quest'area si acquistano infatti quasi due terzi dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 42,4 G(m^3); poco meno di un quarto dei consumi, 14 G(m^3), è localizzato nell'area del Centro e il restante 15% viene venduto al Sud e Isole (solo la Sicilia in quanto la Sardegna non è ancora metanizzata).

Per quanto riguarda il settore domestico, nel 2009 circa 14 G(m^3), pari al 68% dei quantitativi consumati dalle famiglie italiane, sono stati venduti al Nord; il Centro ha assorbito 4,3 G(m^3), il 21% dei consumi domestici, mentre 2,4 G(m^3) sono stati venduti al Sud e Isole. La regione con i consumi più elevati è risultata la Lombardia che da sola ha acquistato il 27% dei consumi delle famiglie nazionali. Altre due regioni importanti sono il Piemonte e l'Emilia Romagna: entrambe hanno acquisito poco più dell'11% del gas venduto sul territorio nazionale. Seguono per importanza il Veneto e il Lazio.

Un analogo ordine d'importanza delle diverse regioni si osserva anche nei vari settori di consumo del mercato non domestico. La Lombardia è il territorio che ha assorbito i maggiori quantitativi di gas: 23,5% nel commercio e servizi, 21,8% nell'industria e 20,2% nella generazione elettrica. Seguono:

- nel commercio: Emilia Romagna, Veneto e Piemonte, con quote rispettivamente pari a 17,6%, 12,4% e 11,3%;
- nell'industria: Emilia Romagna, Piemonte e Veneto, con quote rispettivamente pari a 16,7%, 13,4% e 10,3%;
- nella generazione elettrica: Emilia Romagna, Piemonte e Sicilia, con quote rispettivamente pari a 14,2%, 12,5% e 11%.

Considerati gli elevati livelli di acquisto, la Lombardia è anche la regione in cui risulta operare il numero più rilevante di imprese di vendita, pari a 144. È opportuno specificare a tal proposito che nella colonna della tavola 3.30 relativa al numero degli operatori di vendita le imprese vengono contate tante volte quante sono le regioni in cui operano; quindi la somma di tale colonna non ha significato. Un elevato numero di venditori è presente anche in Piemonte (97), in Veneto (84), in Emilia Romagna (82) e nel Lazio (64). Infine, è da rilevare che rispetto al 2008 il numero degli operatori è cresciuto in pressoché tutte le regioni italiane.

Fornitura di GPL e altri gas a mezzo di reti locali

Una specifica sezione dell'Indagine annuale svolta dall'Autorità sui settori regolati è dedicata alla fornitura di gas diversi dal gas naturale (d'ora in avanti, per comodità, GDGN), distribuiti attraverso reti secondarie. Come di consueto, ai distributori di gas diversi dal gas naturale è stato chiesto di fornire dati pre-consuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2009 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2008, che sono quindi da ritenersi definitivi. Per questo motivo i dati riguardanti il 2008, brevemente illustrati nelle tavole che seguono, potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella *Relazione Annuale* dello scorso anno.

Complessivamente hanno risposto all'Indagine 101 operatori, 82 dei quali svolgono in modo integrato sia l'attività di distribuzione sia quella di vendita (cosa tuttora possibile diversamente dal settore del gas naturale).

Diversamente dal gas naturale, nel 2009 i gas diversi dal gas naturale non sembrano aver risentito della crisi economica: nell'insieme i 101 rispondenti all'Indagine risultano infatti aver distribuito 32 M(m^3) nel 2008 e 35 M(m^3) nel 2009. Anche il numero di clienti (gruppi di misura) serviti è salito: dalle 129.095 unità del 2008 alle 141.412 unità del 2009 (Tav. 3.31). Nei due anni il consumo medio unitario è rimasto sostanzialmente stabile intorno a 250 m^3, sebbene vi siano marcate differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 200 m^3, è infatti il più basso, se confrontato con i 400 m^3 dell'aria propanata e con i 1.600 m^3 degli altri gas.

Tra i GDGN distribuiti a mezzo rete quello più diffuso è il GPL che copre il 65% circa dei volumi complessivamente erogati e il 79% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano un terzo dei volumi distribuiti. Una quota marginale del gas complessivamente distribuito (2%) viene da altri tipi di gas.

TAV. 3.31

Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m^3) e numero di clienti

TIPO DI GAS	ANNO 2008		ANNO 2009		VAR. % 2009-2008	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	20,8	101.907	22,6	112.411	8,5	10,3
Aria propanata	10,6	26.789	12,1	28.598	13,2	6,8
Altri gas	0,6	399	0,7	403	10,7	1,0
TOTALE	32,1	129.095	35,3	141.412	10,1	9,5

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La distribuzione regionale (Tav. 3.32) mostra che la Sardegna, regione ancora non metanizzata, è quella in cui la distribuzione di gas diversi dal gas naturale è, ovviamente, più elevata, in termini sia di quantitativi erogati, sia di clienti serviti: da sola essa ha assorbito oltre un terzo dei volumi distribuiti per soddisfare la richiesta di una quota quasi altrettanto ampia di clienti (il 28%). Il servizio rimane tuttavia concentrato in pochi comuni: 77 sui 377 istituiti nel territorio della regione. Come in passato, la seconda regione in cui la distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale assume cifre importanti è la Toscana, che conta per il 15% dei volumi distribuiti e per il 17% dei clienti serviti. In questa regione il servizio raggiunge poco più della metà dei comuni esistenti nel territorio (152 su 287). Il servizio di distribuzione dei GDGN risulta importante anche in Lombardia, la cui incidenza valutata in termini di volumi distribuiti a livello nazionale (8%) è superiore a quella espressa in termini di clienti serviti (6%); ciò perché in questo territorio vi sono diverse realtà produttive che usufruiscono del servizio di distribuzione a mezzo rete di gas non naturale, i cui consumi medi – diversamente da quelli domestici – sono elevati. Lo stesso fenomeno si manifesta anche in altre regioni, soprattutto in Friuli Venezia Giulia, ma pure in Trentino Alto Adige, nelle quali la gran parte del territorio è montuosa e quindi più facilmente raggiungibile con combustibili come il GPL, più agevole da trasportare rispetto al gas naturale. Quote relativamente importanti di gas alternativi al gas naturale distribuiti a mezzo rete sono utilizzate anche in Emilia Romagna, Liguria, Piemonte e Lazio.

TAV. 3.32

Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m³) e numero di operatori, clienti e comuni serviti

REGIONE	2008				2009			
	VOLUMI EROGATI	OPERATORI(A)	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	OPERATORI(A)	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Val d'Aosta	0,09	3	283	5	0,10	3	324	5
Piemonte	1,82	11	7.322	80	2,27	12	8.091	84
Liguria	2,19	15	10.912	67	2,40	15	11.795	67
Lombardia	2,70	17	7.629	57	2,86	16	8.147	58
Trentino Alto Adige	0,25	3	782	8	0,28	3	914	9
Veneto	0,15	4	774	11	0,18	4	930	12
Friuli Venezia Giulia	1,14	3	1.861	9	1,19	3	1.953	9
Emilia Romagna	2,38	16	9.674	45	2,55	14	10.444	45
Toscana	5,23	22	23.704	148	5,22	21	24.655	152
Lazio	1,81	14	13.233	47	2,03	14	14.438	51
Marche	0,78	14	3.143	35	0,80	14	3.311	38
Umbria	0,52	10	3.500	31	0,70	11	4.166	36
Abruzzo	0,45	8	3.440	14	0,51	8	4.070	15
Molise	0,04	1	177	1	0,06	2	224	2
Campania	0,67	5	3.316	13	0,70	5	3.376	13
Puglia	0,11	2	389	2	0,22	3	728	3
Basilicata	0,33	3	1.311	5	0,37	3	1.394	5
Calabria	0,44	2	1.999	6	0,26	2	2.030	6
Sicilia	0,05	3	227	4	0,06	3	237	4
Sardegna	10,93	8	35.419	74	12,56	8	40.185	77
ITALIA	**32,09**	**164**	**129.095**	**662**	**35,32**	**164**	**141.412**	**691**

(A) In questa colonna gli operatori sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

L'estensione delle reti e il loro assetto proprietario sono illustrati nella tavola 3.33, che mostra come nel complesso siano in esercizio in Italia poco più di 4.000 km di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale (di cui 3.500 km alimentati a GPL). Il confronto con i dati raccolti sul 2008 evidenzia una crescita dell'estensione delle reti di circa 200 km. La maggior parte delle infrastrutture appartiene agli esercenti. I Comuni risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è appena del 5,1%. La somma delle quote proprietarie può non risultare pari al 100% per la presenza in alcune regioni di altri soggetti proprietari: ciò accade specialmente in Sardegna, in Puglia e nelle Marche.

TAV. 3.33

Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2009

Estensione in km e quote percentuali di proprietà

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Val d'Aosta	0	9,6	0,0	85,0	15,0
Piemonte	0	179,2	88,5	96,5	3,5
Liguria	0	158,6	80,4	99,4	0,0
Lombardia	0	89,1	107,9	96,9	1,5
Trentino Alto Adige	0	22,2	0,0	100,0	0,0
Veneto	0	25,2	2,6	100,0	0,0
Friuli Venezia Giulia	0	1,2	52,5	80,5	19,5
Emilia Romagna	0	121,3	145,5	98,1	0,0
Toscana	0,7	258,2	319,9	99,5	0,0
Lazio	0	161,7	190,6	100,0	0,0
Marche	0	36,5	65,0	76,5	18,3
Umbria	0	64,6	80,4	90,5	9,5
Abruzzo	0	68,4	5,4	80,3	19,7
Molise	0	2,3	3,7	100,0	0,0
Campania	0	69,9	49,2	100,0	0,0
Puglia	0	38,4	0,0	58,8	0,0
Basilicata	0	3,6	36,3	100,0	0,0
Calabria	0	60,4	0,0	100,0	0,0
Sicilia	0	8,8	0,0	100,0	0,0
Sardegna	7,5	981,2	468,6	62,7	9,3
ITALIA	**8,3**	**2.360,4**	**1.696,5**	**84,1**	**5,1**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La distribuzione dei GDGN non risulta complessivamente molto concentrata: i primi 3 operatori nel 2009 distribuiscono il 38,1% dei volumi complessivamente erogati e i primi 5 contano per il 49,7%; occorre sommare le quote dei primi 15 operatori per superare il 70% dei volumi distribuiti in totale. Poiché le medesime quote si ottengono anche per il 2008, nei due anni la concentrazione è rimasta sostanzialmente invariata. Nel 2009 il primo operatore è ISGas, che conta per il 13,4% dell'intero mercato; con il 12,4% il secondo operatore risulta essere Eni, mentre il terzo è Mediterranea Energia Ambiente (o Medea) che possiede una quota del 12,2%. Nel 2008 le prime due posizioni risultavano invertite (Eni 13,7%, ISGas 12,9% e Medea 11,3%), ma nei due anni le proporzioni tra i primi tre non mutano significativamente.

La distribuzione del solo GPL risulta ancor meno concentrata: nel 2009 i primi 3 operatori (nell'ordine Liquigas, Eni e Fontenergia) hanno distribuito il 30,1% del totale; i primi 5 (che si ottengono aggiungendo Carbotrade e IntesaGpl) il 39,3%, mentre la quota dei primi 15 è pari al 62,8%. Come prima le cifre risultano piuttosto stabili rispetto all'anno precedente, ma anche qui Eni ha perso la prima posizione; nel 2008, infatti, i primi tre operatori erano Eni, con il 13,3%, Liquigas, con il 12%, e Fontenergia con il 5,4%.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto e GNL

Con la delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09, l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento di gas naturale per il terzo periodo di regolazione 2010-2013. La riforma tariffaria è descritta in dettaglio nel Capitolo 3 del Volume 2, al quale si rimanda. È però utile sottolineare qui almeno tre importanti novità introdotte nel nuovo periodo regolatorio: la prima riguarda l'abbandono dell'anno termico quale periodo di riferimento per la determinazione e l'applicazione delle tariffe di trasporto in favore dell'anno solare. La seconda concerne la semplificazione, in funzione pro-competitiva, dell'articolazione delle aree tariffarie di uscita in modo da renderle coerenti con le aree geografiche di applicazione delle tariffe di distribuzione; confermando il modello tariffario *entry exit* delineato in passato, quindi, le aree di uscita dalla Rete nazionale sono state ridotte a 6 dalle precedenti 17. La terza importante novità riguarda la definizione di disposizioni regolatorie relative ai criteri tariffari inerenti il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il medesimo periodo regolatorio. L'applicazione della nuova disciplina tariffaria del servizio di misura entrerà in vigore nel 2011, per dar modo alle imprese di completare gli adempimenti necessari previsti nell'ambito della riforma. Per l'anno in corso è stata quindi prevista l'introduzione di una disciplina transitoria nella quale è stato definito un corrispettivo di misura determinato con riferimento ai costi riconosciuti per il servizio di misura delle sole imprese di trasporto, da applicare alle capacità conferite nei punti di riconsegna della rete di trasporto.

I nuovi livelli delle tariffe di trasporto (e misura) sulla Rete nazionale e su quella regionale (Tav. 3.34) in vigore per l'anno solare 2010 sono stati determinati (delibera 21 dicembre 2009, ARG/gas 198/09) a seguito della verifica delle proposte tariffarie che le imprese di trasporto hanno sottoposto all'Autorità ai sensi della delibera appena citata.

TAV. 3.34

Tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2010

Corrispettivi unitari (*commodity*); €/S(m³)

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV	0,003185
CV^P	0,000397

Corrispettivi unitari di capacità sulla Rete nazionale; €/anno/Sm³/giorno

CP_E – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA			
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	2,608628	Tarvisio	0,800298
Gela	2,388977	Gorizia	0,580913
Passo Gries	0,398885		
2 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	0,570155	GNL Porto Viro ubicato a Cavarzere	0,428308
Hub stoccaggio			
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,164836		

TAV. 3.34 SEGUE

Tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2010

Corrispettivi unitari (*commodity*); €/S(m³)

CP_E – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA					
60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento					
Casteggio, Caviaga, Fornovo, Leno, Ovanengo, Piadena Est, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Romanengo, Soresina, Trecate		0,063343	Casalborsetti, Collalto, Correggio, Medicina, Montenevoso, Muzza, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido Adriano, San Potito, Santerno, Spilamberto 8.P., Vittorio V. (S. Antonio)		0,189197
Calderasi/Monteverdese, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)		0,994029	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Reggente, Santo Stefano Mare		0,378352
Rubicone		0,210298	Falconara, Fano		0,325001
Carassai, Cellino, Grottamare, Montecosaro, Pineto, Rapagnano, San Giorgio Mare, Settefinestre/Passatempo		0,334692	Candela, Masseria Spavento, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona		0,472553
Crotone, Hera Lacinia		1,436443	Bronte, Chiaramonte Gulfi, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto		2,075234
CP_U – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA					
5 punti di interconnessione con le esportazioni					
Bizzarone		2,507868	Passo Gries		1,611922
Gorizia		1,125706	Tarvisio		0,367222
Rep. San Marino		1,691755			
Hub stoccaggio					
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio		0,358113			
6 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale					
Nord Occidentale	A	1,133899	Centro-Sud orientale	D	0,795980
Nord Orientale	B	0,897284	Centro-Sud occidentale	E	0,660669
Centrale	C	0,897284	Meridionale	F	0,559365

Corrispettivi unitari di capacità sulla Rete nazionale; €/anno/Sm³/giorno

CR_r	
Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale	1,235253

Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale; €/anno/Sm³/giorno

CM^T	
Corrispettivo transitorio per il servizio di misura	0,057534

Corrispettivi transitorio per il servizio di misura; €/anno/Sm³/giorno

Per il servizio di rigassificazione di GNL l'anno termico in corso 2009-2010 è il secondo del terzo periodo regolatorio, definito dalla delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08. Ai sensi di tale delibera, le imprese di rigassificazione presentano all'Autorità, entro il 31 maggio di ogni anno, le proprie proposte tariffarie relative all'anno termico successivo. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, l'Autorità ha definito (delibera 28 luglio 2009, ARG/gas 102/09) la tariffa per il servizio di rigassificazione relativa all'anno termico 2009-2010 per le società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico (Tav. 3.35).

L'entrata in funzione del nuovo terminale di GNL di Porto Viro (Rovigo) ha richiesto inoltre la definizione di una tariffa per i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio presso questo terminale, che è stata fissata in 151.175,44 €/approdo, con la delibera 25 febbraio 2010, ARG/gas 24/10, nelle more di un'eventuale diversa determinazione da parte del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

TAV. 3.35

Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali di Panigaglia e Rovigo per l'anno termico 2009-2010

CORRISPETTIVO	PANIGAGLIA		ROVIGO	
	SERVIZIO CONTINUATIVO(A)	SERVIZIO SU BASE SPOT(B)	SERVIZIO CONTINUATIVO(A)	SERVIZIO SU BASE SPOT(B)
C_{qs} – Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL (€/m³ liquido)	4,897107	3,427975	27,893550	19,525485
C_{na} – Corrispettivo unitario associato agli approdi (€/approdo)	32.251,967106	32.251,967106	498.603,995319	498.603,995319
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati (€/GJ)				
CVL	0,027250	0,027250	0,159827	0,159827
CVL^P	0,001291	0,001291	-	-
Quota a copertura di consumi e perdite corrisposta dall'utente del terminale per metro cubo consegnato	1,7%	1,7%	1,5%	1,5%

(A) Il servizio di rigassificazione continuativo è il servizio di rigassificazione che prevede la consegna del GNL secondo la programmazione mensile delle consegne.

(B) Il servizio di rigassificazione *spot* è il servizio di rigassificazione erogato con riferimento a una singola discarica, da effettuarsi in data prestabilita individuata dall'impresa di rigassificazione a seguito della programmazione mensile delle consegne.

Stoccaggio

I criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio sono stati stabiliti per il periodo 1 aprile 2006 – 31 marzo 2010 con la delibera n. 50/06. Il periodo regolatorio è quindi giunto a scadenza.
Nel giugno 2009 l'Autorità ha avviato il procedimento per la riforma dei criteri tariffari da applicare nel terzo periodo regolatorio 2010-2014 e lo ha sottoposto ad Analisi di impatto della regolazione (AIR) (per una descrizione in dettaglio si rinvia al Capitolo 3 del Volume 2). Nel frattempo, con la delibera 23 febbraio 2010, ARG/gas 21/10, la validità delle proposte tariffarie approvate per l'anno termico 2009-2010 è stata prorogata sino al 31 dicembre 2010. I corrispettivi unici nazionali della tariffa di stoccaggio oggi in vigore (Tav. 3.36) erano stati stabiliti dall'Autorità il 30 marzo 2009, con la delibera ARG/gas 30/09, a seguito della verifica dei dati inviati dai due operatori nazionali che operano in questa fase: Stoccaggi Gas Italia (Stogit) ed Edison Stoccaggio.

TAV. 3.36

Corrispettivi unici di stoccaggio facenti parte della tariffa per l'anno termico 2008-2009, prorogati sino al 31 dicembre 2010

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio f_S	€/GJ/anno	0,182304
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f_{PI}	€/GJ/giorno	9,011258
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f_{PE}	€/GJ/giorno	11,989093
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas C_{VS}	€/GJ	0,105084
Corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f_D	€/GJ/anno	0,169729
Componente π	€/GJ	-0,019711

Distribuzione

Dall'1 gennaio 2009 è entrata in vigore la Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) valida per il periodo di regolazione 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2012, approvata con la delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08.
Nel corso del 2009 sono stati approvati i primi provvedimenti attuativi di tale riforma. In particolare, la delibera 30 giugno

2009, ARG/gas 79/09, ha confermato definitivamente le tariffe di distribuzione, originariamente approvate per l'anno termico 2007-2008, la cui applicazione era proseguita a titolo di acconto nel I semestre 2009; inoltre ha approvato le tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, misura e commercializzazione, per il periodo 1 luglio – 31 dicembre 2009.

I livelli tariffari per l'anno 2010 sono invece stati fissati con la delibera 29 dicembre 2009, ARG/gas 206/09.

Ai sensi di quanto previsto dalla RTDG, la società di distribuzione ha l'obbligo di offrire alle controparti una tariffa obbligatoria, differenziata per ambito tariffario. I sei ambiti tariffari sono:

- ambito Nord-Occidentale, comprendente le regioni Val d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- ambito Nord-Orientale, comprendente le regioni Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna;
- ambito Centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- ambito Centro-Sud Orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata;
- ambito Centro-Sud Occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- ambito Meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

La tariffa di distribuzione e misura è composta da una quota fissa $\tau 1$ (Tav. 3.37), scomposta nei tre elementi relativi alla distribuzione ($\tau 1$ dis), misura ($\tau 1$ mis) e commercializzazione ($\tau 1$ cot) e da una quota variabile $\tau 3$ (Tav. 3.38), differenziata per scaglione di consumo. Vi sono poi altre componenti aggiuntive, che variano trimestralmente, quali:

- UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli;
- UG2, a compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio, suddivisa in una parte fissa e in una parte variabile differenziata per gli stessi scaglioni della quota variabile di distribuzione;
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati;
- RE, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;
- RS, a copertura degli oneri gravanti sul Conto per la qualità dei servizi gas.

TAV. 3.37

Articolazione della quota fissa $\tau 1$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2010

€/punto di riconsegna/anno

COMPONENTI	AMBITO					
	NORD-OCCIDENTALE	NORD-ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
$\tau 1$ (dis)	44,00	38,00	38,00	34,00	41,00	48,00
$\tau 1$ (mis)	12,26	10,88	10,56	10,06	11,13	12,34
$\tau 1$ (cot)	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78

TAV. 3.38

Articolazione della quota variabile $\tau 3$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2010

c€/m^3; scaglioni di consumo in m^3/anno

SCAGLIONE DI CONSUMO	AMBITO					
	NORD-OCCIDENTALE	NORD-ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
0-120	0	0	0	0	0	0
121-480	7,6533	6,0846	8,0575	10,8495	13,5107	19,4747
481-1.560	7,0049	5,5691	7,3748	9,9303	12,3660	17,8247
1.561-5.000	7,0049	5,5691	7,3748	9,9303	12,3660	17,8247
5.001-80.000	5,2365	4,1632	5,5130	7,4233	9,2441	13,3248
80.001-200.000	2,6526	2,1089	2,7927	3,7604	4,6828	6,7499
200.000-1.000.000	1,3754	1,0935	1,4481	1,9498	2,4281	3,4999
Oltre 1.000.000	0,3832	0,3046	0,4034	0,5432	0,6764	0,9750

Prezzi del mercato libero

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2009 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale è stato pari a 36,58 c€/m^3 (Tav. 3.39). Lo stesso prezzo nel 2008 era risultato pari a 39,25 c€/^{3}. Complessivamente, dunque, il prezzo del gas è diminuito in Italia del 6,8% beneficiando, con i consueti ritardi dell'indicizzazione, del crollo che il prezzo del petrolio ha evidenziato nel corso del 2008.

I clienti del mercato tutelato hanno pagato il gas in media 48,85 c€/m^3, mentre 30,88 c€/m^3 è risultato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero; il differenziale di prezzo sui due mercati è dunque stimabile in poco meno di 18 c€/m^3. Inoltre, poiché il prezzo sul mercato libero è diminuito rispetto all'anno precedente (-14%), mentre il prezzo sul mercato tutelato è cresciuto (3,1%), il confronto con i dati relativi al 2008 mostra che la forbice di prezzo tra i due mercati si è ampliata, tornando sui livelli del 2007. L'entità della differenza di prezzo pagato sui due mercati e la diversa tendenza sperimentata nel periodo considerato sono tendenzialmente imputabili alla dimensione media dei clienti che, come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato finale (vedi *supra*), sul libero è più elevata. Ciò si traduce in un sistema di prezzi più flessibile, nel quale le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni dei combustibili internazionali, mentre il meccanismo di tutela creato dall'Autorità (legato alla variazione di una media mobile molto lunga di un paniere di prezzi) è in grado di calmierare gli aumenti in periodi di forte crescita della materia prima ma, del pari, tende a rispondere meno rapidamente in periodi di discesa della materia prima stessa.

L'analisi dei risultati per dimensione dei clienti conferma, come negli scorsi anni, che i clienti del mercato tutelato pagano più di quelli del mercato libero con analoghi profili di consumo; tende inoltre a permanere, al crescere delle dimensioni dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, la propensione del prezzo a ridursi in misura maggiore nel caso dei clienti tutelati.

I clienti più piccoli del mercato tutelato, con consumi inferiori a 5.000 m^3/anno, risultano pagare mediamente 49,49 c€/m^3. Questo prezzo è simile al valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura calcolate per un cliente domestico che consuma 2.700 m^3/anno, che nel 2009 era pari a 45,49 c€/m^3 (e, comprensivo di imposte, pari a 73,02 c€/m^3). Sempre analizzando i clienti del mercato tutelato si può osservare come al crescere dei consumi il prezzo scenda sensibilmente; il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi clienti si amplia da un minimo di 2,89 sino a 14,88 centesimi in corrispondenza della classe di consumo 2.000.000-20.000.000 m^3. La classe di clienti in assoluto più elevata, quella con consumi superiori a 20 M(m^3), non è ovviamente rappresentata sul mercato tutelato. Giova ricordare che la presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m^3 è dovuta all'esistenza di quei clienti che, pur avendo facoltà di cambiare fornitore, non hanno ancora effettuato una scelta in tal senso e sono dunque rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali protette dall'Autorità. Peraltro, come si è già detto nel paragrafo relativo al mercato al dettaglio, il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato sono relativamente bassi e si stanno assottigliando nel tempo; inoltre, in base alle norme stabilite dal *Testo integrato sulla vendita gas*, i clienti non domestici (e pure i condomini con uso domestico che consumino più di 200.000 m^3 all'anno) da ottobre 2010, al più tardi, dovranno obbligatoriamente passare al mercato libero.

Nel mercato libero la dimensione del cliente incide in misura maggiore sul prezzo di offerta: i clienti di più piccole dimensioni risultano infatti pagare 15,91 c€/m^3 in più dei grandi

consumatori, i quali ottengono il gas mediamente a 27,89 c€/m³. Come già segnalato lo scorso anno, bisogna comunque tener presente che l'incidenza dei costi di distribuzione è molto maggiore per i piccoli consumi: questa componente può spiegare la maggior parte delle differenze rilevate tra le varie classi di consumo. Inoltre i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore termicità che comporta oneri di stoccaggio e maggiori costi di trasporto.

TAV. 3.39

Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale

c€/m³

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTE	2004	2005	2006	2007	2008	2009
MERCATO TUTELATO	**33,65**	**35,36**	**41,57**	**43,15**	**47,36**	**48,85**
Consumi inferiori a 5.000 m³	35,32	37,01	43,32	44,59	48,57	49,49
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m³	30,44	32,12	37,94	39,16	43,56	46,60
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m³	27,04(A)	29,39(A)	32,64(A)	33,75	38,88	46,35
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m³	27,04(A)	29,39(A)	32,64(A)	33,28	38,89	34,61
Consumi superiori a 20.000.000 m³	27,04(A)	29,39(A)	32,64(A)	-	-	-
MERCATO LIBERO	**18,76**	**23,23**	**28,53**	**28,13**	**36,01**	**30,88**
Consumi inferiori a 5.000 m³	32,99	31,95	41,99	41,01	44,62	43,81
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m³	27,24	29,76	35,53	37,10	42,19	42,17
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m³	18,46(A)	23,00(A)	28,07(A)	30,86	37,39	32,97
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m³	18,46(A)	23,00(A)	28,07(A)	27,85	35,11	29,70
Consumi superiori a 20.000.000 m³	18,46(A)	23,00(A)	28,07(A)	26,39	34,90	27,89
TOTALE	**23,13**	**26,89**	**32,61**	**32,29**	**39,25**	**36,58**

(A) Fino al 2006 il prezzo veniva rilevato per la classe di clienti con consumi superiori a 200.000 m³. I dati non sono quindi confrontabili con i valori successivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Interessante è anche osservare lo spaccato dei prezzi medi non soltanto per tipologia di contratto e dimensione dei clienti, ma anche per settore di consumo, come avviene nella tavola 3.41. Anche questa elaborazione dei dati (sempre provvisoria, come le precedenti) è incline a confermare le aspettative su andamenti e ordini di grandezza: i clienti del mercato tutelato pagano tendenzialmente molto di più di quelli del mercato libero del medesimo settore di consumo e con profili di consumo analoghi; anche all'interno dei diversi settori di consumo, al crescere della dimensione dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti liberi.

Considerando tutte le classi di consumo, si osserva che i differenziali di prezzo tra clienti tutelati e clienti liberi, nell'ambito del medesimo settore di consumo, tendono ad ampliarsi via via che si passa dai domestici ai generatori termoelettrici, essendovi sottostante un parallelo ampliamento dei consumi medi: il cliente domestico tutelato paga mediamente 6,3 c€/m³ in più di un cliente domestico libero; il cliente commerciale tutelato paga 6,8 c€/m³ in più di un cliente commerciale libero; il cliente industriale tutelato paga 14,4 c€/m³ in più di un cliente industriale libero; infine, il generatore elettrico tutelato (si tratta di pochi soggetti di medio-piccola dimensione) paga 12,9 c€/m³ in più di un analogo consumatore servito sul mercato libero.

TAV. 3.40

Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2009

c€/m³

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m³)					
	< 5.000	5.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	TOTALE
Domestico	49,49	46,76	49,76	-	-	49,11
Commercio e servizi	50,02	46,33	42,95	40,62	-	47,42
Industria	42,65	46,44	38,79	34,73	-	45,14
Generazione elettrica	48,84	44,43	39,88	-	-	40,95
PREZZO MEDIO NEL MERCATO TUTELATO	49,49	46,60	46,35	34,61	-	48,85
Domestico	41,04	44,77	42,85	36,63	-	42,78
Commercio e servizi	48,30	43,66	35,12	31,50	-	40,60
Industria	45,28	39,65	31,77	29,40	27,99	30,74
Generazione elettrica	42,48	34,63	34,99	30,55	27,86	28,04
PREZZO MEDIO NEL MERCATO LIBERO	43,81	42,17	32,97	29,70	27,89	30,88
PREZZO MEDIO TOTALE	**49,00**	**44,30**	**33,45**	**29,72**	**27,89**	**36,58**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

Come ampiamente descritto nel Capitolo 1 di questo Volume, dall'inizio del 2009 le quotazioni internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi hanno ripreso a crescere interrompendo il ripido trend di discesa che avevano mantenuto nella seconda metà del 2008. Dai 40$/barile registrati a dicembre 2008, il prezzo del greggio Brent è tornato a quotare intorno ai 75 $/barile alla fine del 2009, ovvero sui valori che si registravano nell'ottobre di un anno prima. Il contemporaneo apprezzamento del cambio dell'euro contro il dollaro statunitense (8,7% nel periodo considerato) ha consentito di contenere la crescita (misurata con la variazione tendenziale dicembre 2009 su dicembre 2008) del prezzo del petrolio in euro al 68,6% contro l'84% delle quotazioni in dollari. Nonostante la ripresa delle quotazioni internazionali del greggio, l'andamento del prezzo del gas per le famiglie, rilevato dall'Istituto nazionale di statistica nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC)[4], è sceso ininterrottamente per tutto il 2009. Ciò grazie anche ai meccanismi di indicizzazione, che consentono di smussare i picchi dei prezzi dei combustibili e di recepirli comunque con un discreto ritardo temporale.

La costante discesa del prezzo nel 2009, confrontandosi inoltre con l'andamento opposto del 2008, periodo durante il quale il prezzo del gas ha registrato un'incessante ascesa, ha consentito di ridurre drasticamente il relativo tasso d'inflazione (che si misura appunto ogni mese calcolandone il tasso di variazione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente) passato dal punto di massimo relativo del 17,4%, misurato a dicembre 2008, al -14,9% di dicembre 2009 (Fig. 3.9).

4 Più precisamente, nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva il prezzo del gas (che comprende il gas impiegato per riscaldamento, per cottura cibi e produzione di acqua calda, distribuito a mezzo rete urbana o bombole) all'interno della categoria della "spesa per l'abitazione". Il peso dell'indice elementare del gas nel paniere al netto dei tabacchi, pari al 2,0% nel 2008, è salito al 2,3% nel 2009 per tornare al 2,0% nel 2010.

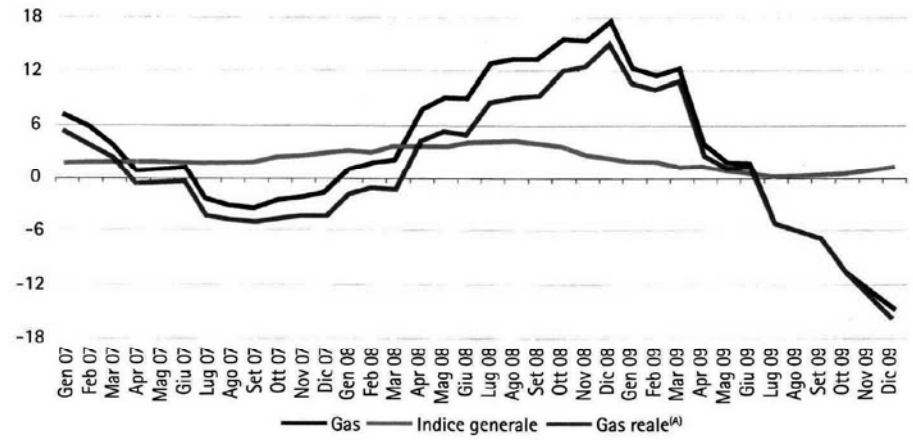


FIG. 3.10

Inflazione generale e del gas dal 2007 al 2009

Variazioni anno su anno degli indici di prezzo al consumo e del gas

(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dell'Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.

In ragione d'anno, il prezzo del gas per le famiglie italiane è cresciuto del 9,7% nel 2008 ed è diminuito dell'1,5% nel 2009. Poiché nei due anni considerati il livello generale dei prezzi è aumentato (del 3,3% nel 2008, seguito dallo 0,7% del 2009), il rincaro del gas nel 2008 risulta inferiore, cioè pari al 6,1%, se valutato in termini reali, mentre la diminuzione del 2009 risulta più elevata, ovvero pari a –2,2%.

L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere osservato anche in confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 3.11).

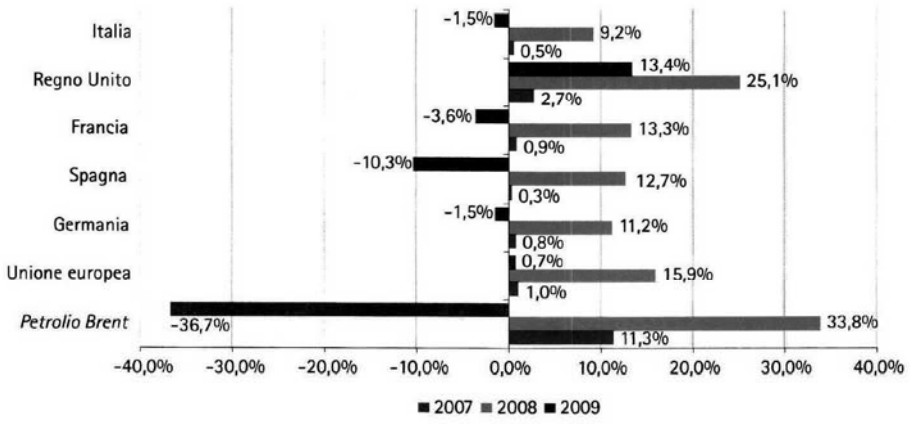


FIG. 3.11

Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente

Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

Quest'analisi mostra per il 2009 come a fronte di un calo del 36,7% del prezzo del petrolio, quello del gas abbia registrato riduzioni più o meno consistenti in 4 dei 5 Paesi considerati. La discesa del prezzo italiano, pari a –1,5%, è perfettamente in linea con quella del prezzo tedesco, mentre riduzioni più elevate si sono manifestate in Francia (–3,6%) e più ancora in Spagna (–10,3%). In controtendenza il Regno Unito, dove si è rilevato un rincaro del 13,4%. Nella media dei 27 Paesi dell'Unione europea il prezzo del gas ha evidenziato una lieve crescita dello 0,7%. Nel 2008 il prezzo italiano aveva mostrato, invece, una variazione nettamente inferiore a quella degli altri Paesi europei considerati: il 9,2% della crescita italiana si confronta infatti con l'11,2% della Germania, il 12,7% della Spagna, il 13,3% della Francia, il 25,1% del Regno Unito. Il dato medio europeo, relativo ai 27 Paesi dell'Unione, pari al 15,9%, è risultato nel 2008 quasi doppio rispetto al nostro dato nazionale, seppure pari alla metà circa del rincaro del petrolio nello stesso anno (33,8%). Anche i dati di confronto europeo paiono mostrare, quindi, come i meccanismi di indicizzazione consentono di rendere il prezzo più stabile nel tempo, impedendogli di seguire da vicino (e con la medesima forza) le forti oscillazioni dei prezzi internazionali dei combustibili.

Prezzo per il consumatore domestico tipo

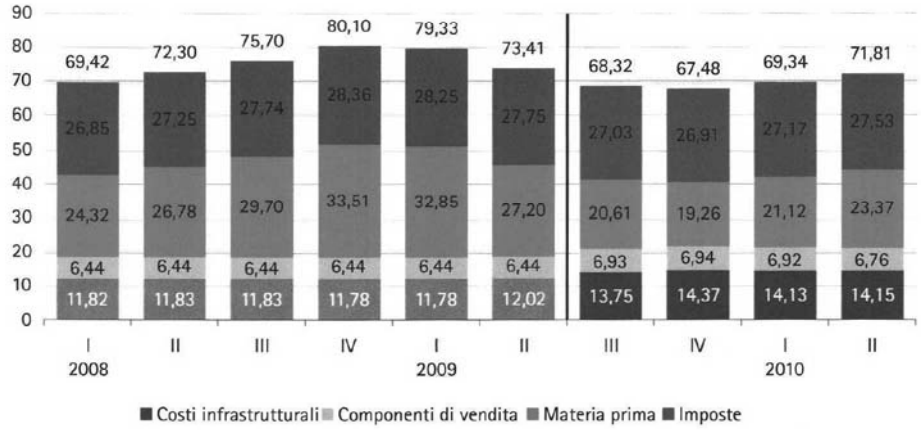
Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo medio nazionale per un consumatore domestico tipo, caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m^3 e da un impianto di riscaldamento autonomo (Fig. 3.12). Sino al II trimestre 2009 tale prezzo era calcolato dall'Autorità (per il consumatore puntuale indicato) come media nazionale delle condizioni economiche di fornitura, differenziate localmente, definite dalla stessa Autorità con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138/03, e che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie, accanto a eventuali altre proprie condizioni.

La serie storica tradizionalmente illustrata in queste pagine ha trovato però una soluzione di continuità nel III trimestre dello scorso anno quando è entrato in vigore il nuovo periodo regolatorio quadriennale delle tariffe di distribuzione (descritto in dettaglio nel Capitolo 3 del Volume 2). In quell'occasione, infatti, l'Autorità ha ridisegnato i criteri di formulazione delle tariffe di distribuzione prevedendo, tra l'altro, un riassetto degli ambiti tariffari sui quali esse vengono calcolate. In particolare, da quella data, gli ambiti sono stati fortemente semplificati passando a 6 (vedi *supra*) dagli oltre 2.000 precedenti che al loro interno presentavano una forte variazione tariffaria. In conseguenza di questo provvedimento, l'utente tipo è stato ridefinito: dal III trimestre 2009 nell'ambito del calcolo delle condizioni economiche di fornitura per tale cliente, tutte le componenti variabili localmente sono valorizzate in media nazionale tranne che nel caso della distribuzione. Per tale componente viene utilizzato il valore dell'ambito nord-occidentale, considerato il più rappresentativo per un utente che consuma 1.400 m^3 annui e che utilizza il gas anche per il riscaldamento della propria abitazione.

FIG. 3.12

Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

c€/m^3; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m^3



Per le ragioni appena illustrate non è corretto effettuare un confronto dell'andamento complessivo delle condizioni economiche di fornitura per il consumatore tipo individuato dall'Autorità né, ancor meno, della sua componente relativa alla copertura del costo della distribuzione (nella figura ricompresa tra i costi infrastrutturali). È tuttavia possibile continuare a confrontare i valori delle altre componenti relative ai costi di vendita, alla materia prima e alle imposte, in quanto tuttora valorizzati in media nazionale per il medesimo consumatore.

Le marcate riduzioni registrate nel 2008 dai prezzi internazionali del greggio e dei prodotti petroliferi hanno continuato a riflettersi nell'andamento della componente a copertura dell'acquisto della materia prima (componente QE) sino alla fine del 2009. Ciò grazie al meccanismo di aggiornamento che avviene, com'è noto, ogni trimestre in base a un sistema di indicizzazione (stabilito dall'Autorità) legato, seppure con un certo ritardo temporale, ai prezzi internazionali del petrolio e dei combustibili da esso derivati. Alla riduzione del 2% registrata a gennaio 2009, ne sono seguite altre tre consecutive: -17,2% in aprile, -24,2% in ottobre e ancora un -6,6% in dicembre. All'inizio del 2010 la QE ha ripreso a crescere per effetto della ripresa, prima moderata e poi più consistente, che ha caratterizzato le quotazioni dei combustibili dall'inizio del 2009. Poiché la QE è, insieme alle imposte, la componente più rilevante in termini di incidenza sul prezzo totale, le notevoli riduzioni del suo valore hanno condotto a una discesa complessiva delle condizioni economiche di fornitura per il consumatore tipo per tutto il 2009.

Il rincaro del 9,6% della componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima verificatosi nel I trimestre del 2010 è stato in parte compensato dalla contemporanea riduzione (-1,2%) della componente a copertura dei costi di distribuzione e da quella relativa alla revisione del costo di trasporto (-3,9%) che si è avuta per l'entrata in vigore del nuovo periodo di regolazione di questa fase, anch'esso caratterizzato da una semplificazione dell'articolazione delle aree tariffarie di uscita dalla Rete nazionale in modo da renderle coerenti con le aree geografiche di applicazione delle tariffe di distribuzione (vedi *supra*). A parte l'aumento della QE non vi sono state altre revisioni nelle componenti delle condizioni economiche di fornitura per il II trimestre del 2010. Complessivamente, dal valore di 67,48 c€/m^3 che registrava nel IV trimestre 2009, il prezzo medio per il "nuovo" utente domestico tipo ha raggiunto ad aprile 2010 il valore di 71,81 c€/m^3.

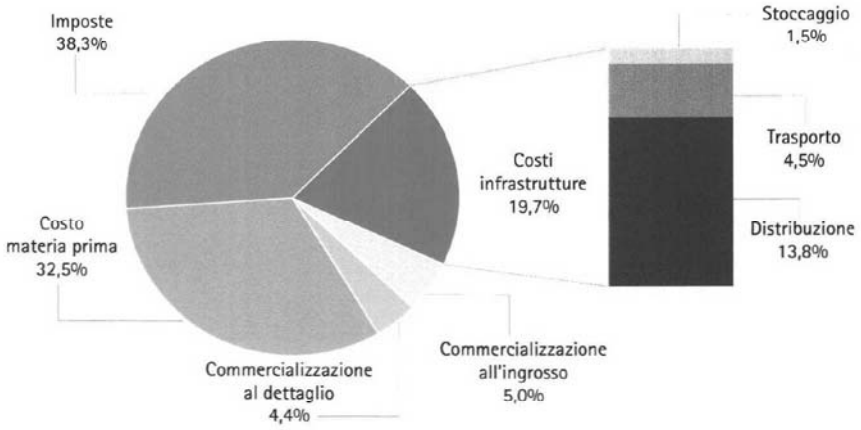


FIG. 3.13

Composizione percentuale all'1 aprile 2010 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m^3

All'1 aprile 2010 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m^3 e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.13) risulta composto per il 62% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 38% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del gas per il 32,5%, i costi di commercializzazione per il 9,4% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 19,7%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione, che incide per il 13,8% sul valore complessivo; il peso dei costi di trasporto è pari al 4,5%, mentre quello della componente per lo stoccaggio è dell'1,5%.

TAV. 3.41

Imposte sul gas

1 gennaio - 31 dicembre 2010; c€/m^3 per le accise e aliquote percentuali per l'IVA

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
Fascia di consumo	< 120 m^3	120-480 m^3	480-1.560 m^3	< 1.560 m^3	< 1,2 M(m^3)	> 1,2 M(m^3)
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno[A]	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE[B]						
Piemonte	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto	0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria						
- zone climatiche C e D	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
- zona climatica E	1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
- zona climatica F	1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia Romagna	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,62490	0,51646
Toscana	1,50000	2,60000	3,00000	3,00000	0,60000	0,52000
Umbria	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche	1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
- zone climatiche E e F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62490	0,51600
- altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62490	0,51600
Molise	1,90000	3,09870	3,09870	3,09870	0,62000	0,52000
Campania	1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia	1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Calabria	1,90000	2,58228	2,58228	2,58228	0,62490	0,51646
ALIQUOTA IVA (%)	10	10	20	20	10[C]	10[C]

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.
(B) Le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a 0; l'imposta non è più dovuta dal 2002 anche in Lombardia (legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27) e dal 2008 in Basilicata (legge regionale 18 dicembre 2007, n. 28).
(C) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota sale al 20%.

La tavola 3.41 mostra il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale. Il valori dell'accisa ordinaria riportati nella tavola per le varie fasce di consumo annuo sono quelli in vigore per l'anno 2010. Si tratta delle aliquote, invariate rispetto allo scorso anno, stabilite dal decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, che nel recepire la Direttiva europea 2003/96/CE ha completamente riformato la tassazione dei prodotti energetici in Italia.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

Di seguito viene riportata l'analisi dei dati inerenti la sicurezza e la continuità acquisiti ai sensi della Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas (RQDG) approvata con delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08. L'illustrazione è relativa all'intero settore della distribuzione gas e per alcuni temi quali il pronto intervento, l'ispezione della rete, le dispersioni e la protezione catodica, riguarda le *performance* delle imprese con un numero di clienti finali maggiore di 100.000. L'analisi è tesa a mettere in evidenza i risultati ottenuti sulla base degli interventi regolatori effettuati dall'Autorità.

La figura 3.14 mostra i dati relativi all'ispezione della rete in bassa e in alta pressione effettuata a partire dal 1997. La regolazione vigente in tema di ispezione della rete ha di fatto confermato quanto previsto dalla delibera dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 168/04. La conferma della regolazione previgente si è rivelata efficace poiché anche per il 2009 si è registrato un ulteriore aumento della rete ispezionata. Infatti anche per l'anno 2009 i livelli minimi individuati dall'Autorità, 20% per la bassa pressione e 30% per la media e alta pressione risultano ampiamente rispettati. L'ispezione effettuata si attesta su valori nettamente superiori al 50%.

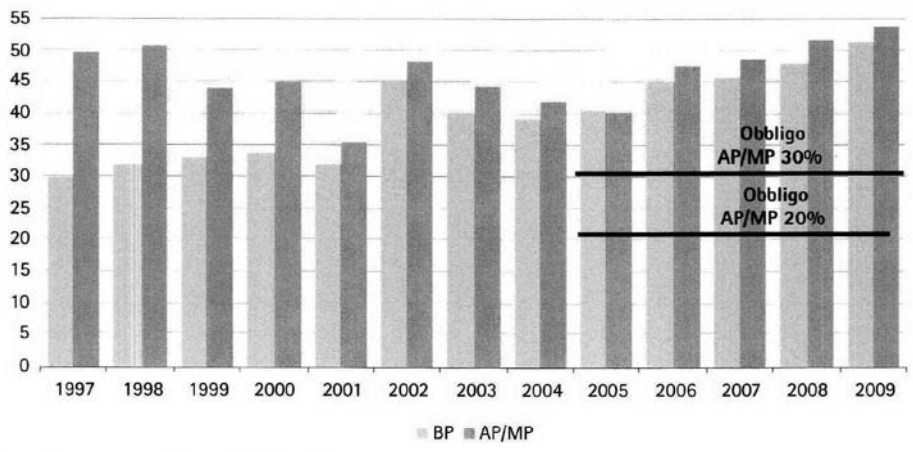


FIG. 3.14

Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2009

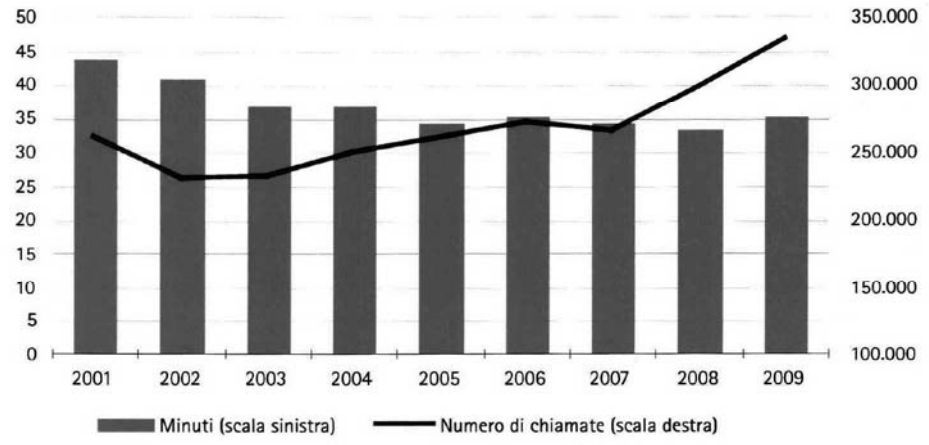
Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Passando al tema del pronto intervento sull'impianto di distribuzione, la figura 3.15 evidenzia come il tempo medio effettivo si attesti su valori nettamente inferiori al tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti. Infatti, a fronte di un aumento in valore assoluto del numero di chiamate di pronto intervento registrate sull'impianto di distribuzione, il tempo di arrivo sul luogo di chiamata è pari al valore medio nazionale di 35 minuti circa. Il numero di chiamate di pronto intervento è aumentato rispetto al 2008 e il tempo medio effettivo ha subito un leggero incremento. Il fenomeno è da ricondurre alla crescita, in valore assoluto, delle chiamate fuori standard per cause imputabili all'impresa distributrice, effetto del rafforzamento della disciplina del pronto intervento gas operato con la RQDG attraverso sia l'estensione graduale del sistema degli incentivi per recuperi di sicurezza a tutti gli operatori, sia l'introduzione, a partire dall'1 luglio 2009, della registrazione vocale delle chiamate accompagnata dall'avvio di una campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende, attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza.

FIG. 3.15

Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2009

Tempo medio effettivo (in minuti) e numero di chiamate



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Le tavole 3.42 e 3.43 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2008 e 2009, suddivise per localizzazione ovvero a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione con la suddivisione delle stesse in base all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazione da parte di terzi).

TAV. 3.42

Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	1.145	1.428	1.246	1.339	5.158
Su impianto di derivazione di utenza parte interrata	199	199	344	328	1.070
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	97	84	143	1.994	2.318
Su gruppo di misura	91	19	47	384	541
TOTALE ANNO 2008	**1.532**	**1.730**	**1.780**	**4.045**	**9.087**
Su rete	1.003	1.158	1.195	1.256	4.612
Su impianto di derivazione di utenza parte interrata	215	253	485	392	1.345
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	993	133	284	6.402	7.812
Su gruppo di misura	109	31	118	1.151	1.409
TOTALE ANNO 2009	**2.320**	**1.575**	**2.082**	**9.201**	**15.178**

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.43

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	3.098	1.059	1.233	1.013	6.403
Su impianto di derivazione di utenza parte interrata	4.499	1.784	1.781	2.785	10.849
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	17.489	5.414	7.055	27.707	57.665
Su gruppo di misura	30.448	8.174	6.576	30.033	75.231
TOTALE ANNO 2008	**55.534**	**16.431**	**16.645**	**61.538**	**150.148**
Su rete	3.161	1.096	1.048	1.146	6.451
Su impianto di derivazione di utenza parte interrata	4.482	1.753	1.522	2.200	9.957
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	19.975	5.752	7.464	30.966	64.157
Su gruppo di misura	30.885	8.520	6.693	34.731	80.829
TOTALE ANNO 2009	**58.503**	**17.121**	**16.727**	**69.043**	**161.394**

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Esaminando i dati comunicati dagli esercenti risulta che dal 2008 al 2009:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sono passate da 9.087 a 15.178; tuttavia, sono diminuite da 6.228 a 5.957 le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose;
- anche le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi sono aumentate, passando da 150.148 a 161.394; tuttavia, come nel caso precedente, le dispersioni *normalmente più rischiose*, cioè quelle localizzate sulla rete e sulla parte interrata, sono diminuite da 17.252 a 16.408.

L'aumento in valore assoluto è anche dovuto in qualche misura all'aumento sia della rete in esercizio, sia del numero di clienti finali allacciati. Con riferimento al numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per km di rete dell'anno 2009, limitatamente a quelle registrate su rete e su impianto di derivazione di utenza parte interrata, l'incidenza delle dispersioni a seguito di segnalazioni a livello nazionale si attesta su valori pari a quello registrato lo scorso anno, ovvero uguale a 0,07.

Le tavole 3.44, 3.45, 3.46 e 3.47 si riferiscono alle *performance* per l'anno 2009 relative alle grandi imprese di distribuzione. In particolare si segnala che il numero di distributori, attualmente pari a 32, è diminuito rispetto allo scorso anno di 4 unità. Le aggregazioni risultanti sono dovute a variazioni societarie di soggetti preesistenti.

Più in dettaglio, la tavola 3.44 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento. Il numero di chiamate sull'impianto è nettamente maggiore di quello registrato a valle del punto di consegna. Infatti, l'incidenza del numero di chiamate ogni 1.000 clienti finali sull'impianto (16,59) è maggiore di quella a valle (1,43). La tavola 3.45 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete per l'anno 2009 relative ai

grandi distributori. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione gestiti dallo stesso. La tavola 3.46 illustra il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2009 relative ai grandi distributori. La tavola 3.47 fornisce il riepilogo generale delle attività di protezione catodica relative ai grandi esercenti per l'anno 2009. La tavola dà conto della messa in protezione catodica efficace della rete in acciaio.

TAV. 3.44

Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2009

Numero di clienti finali al 31/12/2009; numero di casi e numero di casi ogni 1.000 clienti finali al 31/12/2008

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	
Società Italiana per il Gas	5.045.473	77.668	15,69	4.543	0,92	82.211
Enel Rete Gas	2.126.838	34.356	16,50	1.874	0,90	36.230
A2A Reti Gas	1.223.437	23.865	19,63	3.286	2,70	27.151
Hera	1.096.943	19.519	17,91	825	0,76	20.344
Italcogim Reti	974.901	21.188	22,38	2.281	2,41	23.469
Napoletana Gas	727.446	15.116	21,11	633	0,88	15.749
Toscana Energia	663.245	11.251	17,17	832	1,27	12.083
E.On Rete	602.008	11.075	17,87	834	1,35	11.909
Azienda Energia e Servizi	472.949	8.445	17,89	1.153	2,44	9.598
Gas Natural Distribuzione Italia	413.398	7.354	18,55	1.267	3,20	8.621
Enia	390.160	6.748	17,44	657	1,70	7.405
Ascopiave	331.755	3.312	10,13	463	1,42	3.775
Genova Reti Gas	326.982	5.745	17,53	322	0,98	6.067
Acegas Aps	263.521	2.175	8,29	460	1,75	2.635
Linea Distribuzione	244.389	2.944	12,21	606	2,51	3.550
Consiag Reti	186.213	2.906	15,86	406	2,22	3.312
Gelsia Reti	180.200	2.632	14,82	395	2,22	3.027
Sgr Reti	166.767	1.838	11,21	270	1,65	2.108
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	144.874	2.489	19,38	117	0,91	2.606
Acsm Agam	142.773	1.437	10,11	147	1,03	1.584
Edison D.G.	142.582	2.134	15,19	213	1,52	2.347
Amg Energia	141.364	4.167	29,96	755	5,43	4.922
Dolomiti Reti	138.146	660	4,89	326	2,41	986
Amga Azienda Multiservizi	135.044	1.292	9,70	183	1,37	1.475
Agsm Distribuzione	134.542	2.608	19,20	517	3,81	3.125
Erogasmet	125.731	2.221	17,97	269	2,18	2.490
As Retigas	122.821	1.405	11,49	89	0,73	1.494
Azienda Municipale Del Gas	117.146	1.888	16,24	24	0,21	1.912
Multiservizi	115.947	2.187	19,01	136	1,18	2.323
Coingas	115.758	2.045	17,93	195	1,71	2.240
Acam Gas	110.160	2.118	19,41	230	2,11	2.348
Intesa Distribuzione	108.087	1.029	9,77	341	3,24	1.370
TOTALE	17.231.600	285.817	16,59	24.649	1,43	310.466

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.45

Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2009

km e valori percentuali

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE RETE[A]	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE RETE[A]	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	% RETE ISPEZIONATA
Società Italiana per il Gas	26.394	10.181	38,6	19.638	8.341	42,5
Enel Rete Gas	18.936	14.754	77,9	12.134	9.600	79,1
A2A Reti Gas	5.749	3.372	58,6	1.873	1.435	76,6
Hera	4.987	3.608	72,4	8.264	6.580	79,6
Italcogim Reti	7.677	4.121	53,7	7.068	3.780	53,5
Napoletana Gas	3.317	1.434	43,2	1.608	838	52,1
Toscana Energia	6.107	1.753	28,7	5.056	1.427	28,2
E.On Rete	5.553	1.980	35,6	3.578	1.328	37,1
Azienda Energia e Servizi	1.113	369	33,2	208	101	48,4
Gas Natural Distribuzione Italia	3.355	1.759	52,4	3.104	1.622	52,2
Enia	2.886	1.732	60,0	2.827	1.867	66,1
Ascopiave	4.374	1.833	41,9	2.179	902	41,4
Genova Reti Gas	1.264	460	36,4	430	163	37,9
Acegas Aps	1.714	1.395	81,4	420	349	83,1
Linea Distribuzione	1.952	1.033	52,9	782	439	56,2
Consiag Reti	1.005	1.005	100,0	559	558	99,7
Gelsia Reti	1.216	604	49,7	262	254	96,6
Sgr Reti	1.253	522	41,7	1.387	566	40,8
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	1.661	1.369	82,4	679	513	75,6
Acsm Agam	809	454	56,1	222	148	66,6
Edison D.G.	1.406	1.210	86,0	1.104	901	81,6
Amg Energia	560	528	94,4	312	312	100,0
Dolomiti Reti	1.437	771	53,7	719	349	48,5
Amga Azienda Multiservizi	1.546	527	34,1	588	207	35,2
Agsm Distribuzione	893	634	71,0	331	239	72,3
Erogasmet	1.037	222	21,4	464	102	22,0
As Retigas	963	373	38,8	1.132	497	43,9
Azienda Municipale Del Gas	437	151	34,6	123	46	37,5
Multiservizi	591	161	27,2	639	192	30,0
Coingas	1.103	1.103	100,0	720	720	100,0
Acam Gas	1.120	373	33,3	323	148	45,8
Intesa Distribuzione	941	589	62,6	855	514	60,1
TOTALE	**113.358**	**60.382**	**53,3**	**79.589**	**45.037**	**56,6**

(A) L'estensione della rete è comprensiva di quella degli impianti dei comuni in avviamento, in subentro e persi in corso d'anno. Inoltre sono stati considerati gli impianti per i quali l'esercente si è avvalso della deroga ai sensi dell'art. 12, comma 11.3, della RQDG.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.46

Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2009

Lunghezza rete in km

ESERCENTE	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	NUMERO DISPERSIONI			
			DA RETE ISPEZIONATA	PER km RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER km SEGNALAZIONE DA TERZI
Società Italiana per il Gas	9,12	18.522	1.318	0,07	32.587	0,71
Enel Rete Gas	14,62	24.354	375	0,02	15.398	0,50
A2A Reti Gas	6,23	4.807	1.584	0,33	14.757	1,94
Hera	12,08	10.188	779	0,08	10.925	0,82
Italcogim Reti	15,12	7.901	140	0,02	8.815	0,60
Napoletana Gas	6,77	2.273	85	0,04	9.173	1,86
Toscana Energia	16,83	3.180	61	0,02	5.516	0,49
E.On Rete	15,17	3.308	210	0,06	5.616	0,62
Azienda Energia e Servizi	2,79	470	14	0,03	4.558	3,45
Gas Natural Distribuzione Italia	15,59	3.381	111	0,03	2.989	0,46
Enia	14,64	3.599	114	0,03	3.930	0,69
Ascopiave	19,53	2.735	42	0,02	1.499	0,23
Genova Reti Gas	5,18	623	592	0,95	4.054	2,39
Acegas Aps	8,10	1.744	177	0,10	1.182	0,55
Linea Distribuzione	11,19	1.472	82	0,06	1.672	0,61
Consiag Reti	8,40	1.563	203	0,13	757	0,48
Gelsia Reti	8,20	858	5	0,01	1.330	0,90
Sgr Reti	15,83	1.088	4	0,00	998	0,38
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	16,15	1.882	19	0,01	1.274	0,54
Acsm Agam	7,22	601	4	0,01	643	0,62
Edison D.G.	17,49	2.111	95	0,05	1.214	0,48
Amg Energia	6,15	840	1	0,00	3.143	3,61
Dolomiti Reti	15,61	1.120	20	0,02	247	0,11
Amga Azienda Multiservizi	15,80	734	13	0,02	533	0,25
Agsm Distribuzione	9,10	873	45	0,05	1.119	0,91
Erogasmet	11,94	324	18	0,06	1.504	1,00
As Retigas	17,05	871	13	0,01	841	0,40
Azienda Municipale Del Gas	4,78	197	6.369	32,25	782	1,40
Multiservizi	10,61	352	3	0,01	1.241	1,01
Coingas	15,55	1.823	12	0,01	820	0,45
Acam Gas	13,10	521	73	0,14	852	0,59
Intesa Distribuzione	16,62	1.103	220	0,20	567	0,32
TOTALE	**11,19**	**105.419**	**12.801**	**0,12**	**140.536**	**0,73**

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.47

Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2009

km

ESERCENTE	RETE	RETE IN ACCIAIO	RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE RETE ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Società Italiana per il Gas	46.032	34.840	33.872	968	97,2%
Enel Rete Gas	31.070	27.640	24.605	3.035	89,0%
A2A Reti Gas	7.622	4.267	3.469	798	81,3%
Hera	13.252	11.201	8.192	3.010	73,1%
Italcogim Reti	14.745	11.495	10.367	1.128	90,2%
Napoletana Gas	4.925	3.659	3.423	236	93,5%
Toscana Energia	11.163	9.917	9.572	346	96,5%
E.On Rete	9.131	8.315	8.298	17	99,8%
Azienda Energia e Servizi	1.321	508	492	17	96,7%
Gas Natural Distribuzione Italia	6.460	4.907	4.907	-	100,0%
Enia	5.713	5.424	1	5.423	0,02%
Ascopiave	6.553	6.389	6.389	-	100,0%
Genova Reti Gas	1.695	502	84	417	16,8%
Acegas Aps	2.134	687	484	204	70,4%
Linea Distribuzione	2.734	2.373	2.078	295	87,6%
Consiag Reti	1.565	1.475	1.469	6	99,6%
Gelsia Reti	1.478	1.463	1.189	274	81,3%
Sgr Reti	2.639	2.612	2.612	-	100,0%
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	2.340	2.272	2.272	-	100,0%
Acsm Agam	1.030	1.005	1.005	-	100,0%
Edison D.G.	2.511	1.550	1.550	-	100,0%
Amg Energia	872	304	304	-	100,0%
Dolomiti Reti	2.156	1.954	1.931	23	98,8%
Amga Azienda Multiservizi	2.134	1.731	1.661	69	96,0%
Agsm Distribuzione	1.224	909	875	34	96,2%
Erogasmet	1.501	1.501	1.501	-	100,0%
As Retigas	2.095	1.965	1.965	-	100,0%
Azienda Municipale Del Gas	560	531	463	68	87,2%
Multiservizi	1.230	1.040	728	312	70,0%
Coingas	1.823	1.781	1.781	0	100,0%
Acam Gas	1.443	1.337	938	398	70,2%
Intesa Distribuzione	1.796	1.162	1.156	5	99,5%
TOTALE	192.946	156.713	139.631	17.082	89,1%

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Recuperi di sicurezza nel servizio di distribuzione del gas

I recuperi di sicurezza sono calcolati secondo la vecchia disciplina prevista dalla delibera n. 168/04. Il sistema di incentivi prevede due componenti indipendenti. La prima incentiva la riduzione delle dispersioni di gas, mentre la seconda premia un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità. Per il periodo 2006-2008, primo triennio di applicazione del meccanismo incentivante, l'accesso da parte dei distributori al sistema degli incentivi è avvenuto su base volontaria. La tavola 3.49 riporta gli incentivi relativi all'anno 2008, approvati ai sensi della delibera 8 febbraio 2010, ARG/gas 14/10.

Dal 2010 la nuova disciplina, contenuta nella RQDG, prevede la decorrenza del meccanismo di incentivi e penalità per recuperi di sicurezza per i soggetti con più di 50.000 clienti finali, estesa gradualmente e progressivamente a tutti gli altri soggetti, con esclusione dei distributori di gas diversi dal gas naturale. La stessa definisce altresì che le imprese distributrici di gas naturale con meno di 50.000 clienti finali possano richiedere deroga di partecipazione per il terzo

periodo di regolazione. Inoltre è previsto che la determinazione dei recuperi di sicurezza sia effettuata per ambito provinciale di impresa anziché per singolo impianto di distribuzione, ai fini di assicurare alle imprese distributrici di gas un ambito di applicazione del sistema incentivante sufficientemente ampio.

La tavola 3.48 dà conto dei 13 distributori e per ogni partecipante evidenzia gli incentivi suddivisi tra le due componenti.

TAV. 3.48

Riepilogo degli incentivi per recuperi di sicurezza relativi all'anno 2008

Numero impianti e incentivi in €

DISTRIBUTORE	ODORIZZAZIONE		DISPERSIONI		TOTALE
	IMPIANTI	INCENTIVI	IMPIANTI	INCENTIVI	INCENTIVI
AMGA – Azienda Multiservizi	24	37.964,49	3	4.812,70	42.777,19
Ascopiave	24	103.792,69	–	–	103.792,69
Napoletana Gas	39	209.967,31	1	8.521,28	218.488,59
Consiag Reti	3	57.592,30	2	265.387,10	322.979,40
Enel Rete Gas	489	653.905,28	73	480.505,89	1.134.411,17
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	32	36.709,40	18	124.323,68	161.033,08
Gas Natural Distribuzione Italia	59	95.769,94	2	11.392,16	107.162,10
Italcogim Reti	104	156.044,77	33	280.523,14	436.567,91
Sgr Reti	2	54.246,63	–	–	54.246,63
Simgas Nord	2	1.601,45	1	7.527,26	9.128,71
Società Italiana per il Gas – Italgas	413	1.469.409,44	23	892.764,58	2.362.174,02
Soelia	5	2.488,98	1	2.719,08	5.208,06
Totale	**1.196**	**2.879.492,68**	**157**	**2.078.476,87**	**4.957.969,55**

In particolare risulta che gli impianti di distribuzione del gas interessati sono stati in totale 1.196, di cui tutti per la componente legata all'odorizzazione e solo 157 anche per la componente dispersioni.

La ragione per la quale il numero più elevato di impianti incentivati è relativo alla componente legata all'odorizzazione è da attribuirsi alla maggiore semplicità del meccanismo di ottenimento rispetto a quello della componente legata alle dispersioni. Infatti, mentre l'effettuazione di un numero di misure di odorizzazione almeno pari al minimo obbligatorio garantisce in maniera diretta l'ottenimento della componente "odorizzazione" degli incentivi, gli investimenti messi in atto da un distributore per la riduzione delle dispersioni producono di norma effetti sulla componente "dispersioni" in tempi più lunghi e in maniera indiretta.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

Servizio di distribuzione del gas naturale

La tavola 3.49 evidenzia per l'anno 2009 due fenomeni. Il primo è la convergenza tra il numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso e il numero dei rimborsi effettivamente pagati. Il secondo è rappresentato dalla progressiva diminuzione del numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico. Sono confermati, pertanto, la tempestività di corresponsione degli indennizzi nel rispetto delle regole fissate dall'Autorità e l'ulteriore miglioramento del servizio in termini di diminuzione dei fuori standard rispetto all'anno 2008. A fronte di 15.578 casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso corrispondenti a 15.783 indennizzi corrisposti, risulta erogato un ammontare di poco maggiore a 1.000.000 euro. Particolarmente significativa è la progressiva diminuzione dei casi di mancato rispetto e conseguentemente degli indennizzi. Il fenomeno è registrato per il terzo anno consecutivo. La diminuzione dei casi di mancato rispetto per cause riconducibili all'impresa di distribuzione è un segnale di una miglior organizzazione delle stesse imprese che riescono a rispondere alle esigenze del cliente finale con una sempre maggiore tempestività e prontezza.

Va, tuttavia, evidenziato che la tavola comprende anche i dati relativi ai nuovi livelli specifici attualmente in vigore: l'invio al venditore del resoconto della verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale, la riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità. Generalmente l'introduzione degli standard precedenti è dovuta alla necessità di rafforzare i meccanismi di tutela del cliente finale. In particolare per quanto attiene alla prestazione di invio al venditore del resoconto della verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale, l'Autorità ha ritenuto opportuno fissare la tempistica massima entro la quale il documento deve essere inviato al venditore. L'intento è quello di raccogliere ulteriori informazioni finalizzate a monitorare il fenomeno.

In relazione alla riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità, l'Autorità ha ravvisato l'esigenza di stabilire che, nei casi di sospensione della fornitura di gas conseguente a interventi nel corso dei quali venga riscontrata una situazione di potenziale pericolo per la pubblica incolumità a valle del punto di riconsegna, il distributore debba provvedere a riattivare la fornitura dopo aver ricevuto dal cliente finale la documentazione attestante l'avvenuta messa a norma dell'impianto del cliente finale stesso, con la tempestività già stabilita dall'Autorità per i casi di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità. Infatti, a seguito di segnalazioni di clienti finali e tramite articoli comparsi sugli organi di stampa, l'Autorità ha appreso di casi di sospensione della fornitura di gas conseguente a interventi nel corso dei quali era stata riscontrata una situazione di potenziale pericolo per la pubblica incolumità a valle del punto di riconsegna, in occasione dei quali il distributore non ha provveduto a riattivare tempestivamente la fornitura dopo aver ricevuto dal cliente finale la documentazione attestante l'avvenuta messa a norma dell'impianto del cliente finale stesso, con gravi disagi per quest'ultimo.

TAV. 3.49

Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Anni 1997-2008; esercenti con più di 5.000 clienti finali

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO
CARTA DEI SERVIZI		
1997	14.265	1.237
1998	12.366	707
1999	11.212	1.64
2000	14.635	3.709
REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE		
2001	16.424	12.086
2002	14.651	13.368
2003	11.766	8.535
2004	25.826	19.249
2005	34.33	31.189
2006	31.439	35.146
2007	43.741	43.886
2008	19.954	19.265
2009	15.578	15.783

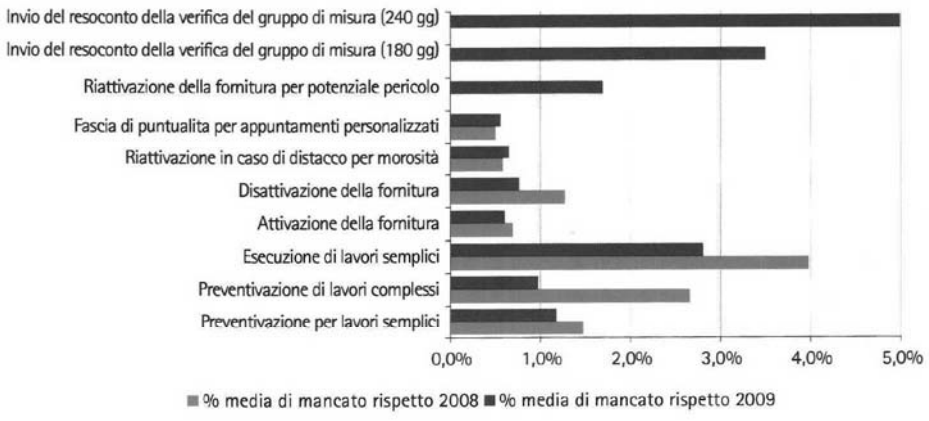
Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Anche per l'anno 2009 l'esecuzione di lavori semplici è la prestazione che ha generato il maggior numero di fuori standard e quindi di indennizzi corrisposti; l'attivazione della fornitura è invece lo standard specifico più numeroso. L'attivazione della fornitura copre da sola quasi il 39% del totale delle prestazioni erogate, seguono la disattivazione e quindi l'esecuzione di lavori semplici. Il 96% delle richieste è da attribuire alla tipologia di utenza con misuratore fino alla classe G6 (utenza domestica). I dati relativi all'utenza domestica sono riportati nella tavola 3.51. Relativamente al mancato rispetto (Fig. 3.16), si osserva che i valori registrati per l'anno 2009 evidenziano un tendenziale miglioramento. Va comunque sottolineata, fra le prestazioni che presentano un lieve peggioramento, la riattivazione in caso di distacco per morosità.

FIG. 3.16

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale

Anni 2008-2009; esercenti con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Effettuando il confronto fra le diverse prestazioni risulta particolarmente alta la percentuale di mancato rispetto per l'invio del resoconto della verifica del gruppo di misura introdotto per la prima volta nel 2009. Il livello specifico consiste nel tempo massimo per l'invio del resoconto della verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale da parte dell'impresa distributrice al venditore. Il resoconto deve essere inviato entro 180 giorni solari dalla data di ricevimento da parte dell'impresa distributrice della conferma della richiesta di verifica del gruppo di misura inviata dal venditore, nel caso in cui sia tecnicamente possibile effettuare la verifica presso il cliente finale. Il termine è prorogato di ulteriori 60 giorni solari nel caso in cui non sia tecnicamente possibile effettuare la verifica presso il cliente finale e comprende nel computo anche il tempo intercorrente tra la data di invio del gruppo di misura al laboratorio qualificato e la data di restituzione del gruppo di misura da parte del laboratorio stesso.

L'impresa distributrice è tenuta al pagamento di un indennizzo automatico, pari a 30 €, al venditore interessato (che a sua volta è tenuto a riconoscerlo al cliente finale interessato), per ogni richiesta di verifica del gruppo di misura per la quale non abbia rispettato i tempi massimi previsti dal presente comma per l'invio del resoconto della verifica del gruppo di misura per cause imputabili all'impresa distributrice stessa.

In relazione al tempo medio effettivo registrato, va evidenziato che per tutte le prestazioni per i clienti con misuratore fino a G6 esso è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità (Fig. 3.17). In particolare il tempo registrato per la riattivazione in caso di distacco per morosità si attesta su un giorno lavorativo a fronte di uno standard da rispettare pari a 2 giorni lavorativi.

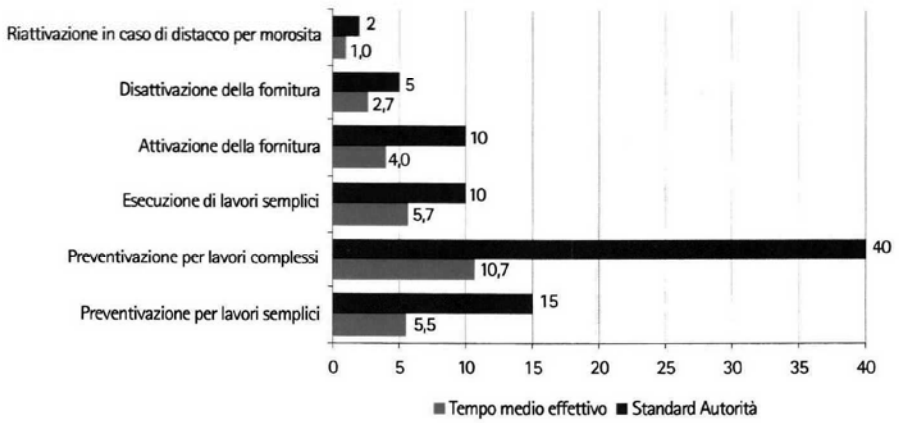


FIG. 3.17

Confronto tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per tutte le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6

Anno 2008; esercenti con più di 5.000 clienti finali

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Con riferimento alla tipologia di utenza più diffusa, costituita dai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, la tavola 3.50 presenta, per gli anni 2008 e 2009, i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico. Si segnala, limitatamente al 2009, la presenza del livello specifico di verifica della pressione di fornitura. Va sottolineato, per tutte le prestazioni, un sostanziale rispetto degli standard fissati dall'Autorità. La numerosità delle prestazioni si attesta nei due anni su valori simili, gli indennizzi subiscono, viceversa, una lieve diminuzione passando dai 18.374 del 2008 ai 15.089 del 2009. Insieme a un aumento del numero di richieste per appuntamenti personalizzati si registra un significativo aumento degli indennizzi pagati. I relativi rimborsi sono quasi raddoppiati.

Per le prestazioni di esecuzione di lavori complessi, gruppi di misura sostituiti, risposta reclami o richieste scritte verifica gruppo di misura sono al momento previsti standard generali di qualità e dunque non sono contemplati indennizzi automatici. Allo stato attuale gli standard generali consentono di monitorare l'andamento della qualità commerciale e di intercettare eventuali profili di criticità.

TAV. 3.50

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6

Anni 2008-2009

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2008			ANNO 2009		
		NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	239.729	5,4	2.801	216.392	5,5	2.363
Preventivazione per lavori complessi	40 giorni lavorativi	10.554	13,0	197	7.987	10,7	37
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	184.981	6,2	5.573	169.363	5,7	4.523
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	678.298	4,1	4.842	654.714	4	4.079
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	320.501	2,6	3.988	335.710	2,7	2.624
Riattivazione per morosità	2 giorni feriali	64.681	0,9	385	78.343	1	504
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	141.826	-	588	171.413	-	959
TOTALE	–	1.640.560	–	33.822	1.633.922	–	185.089

Fonte: *Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.*

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Nel periodo 1 ottobre 2008 – 30 settembre 2009, quinto anno di attuazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40/04, il numero di impianti di utenza nuovi accertati diminuisce. In particolare il numero di accertamenti con esito positivo cala, rispetto all'anno termico 2007-2008, del 14%. Va sottolineato che per il primo anno termico si è registrata una significativa diminuzione, pari al 53%, sia degli accertamenti negativi sia degli impianti accertati un maggior numero di volte. Più precisamen-

te, a fronte di circa 390.000 accertamenti il sistema ha riscontrato un numero di riscontri negativi e, conseguentemente, di impianti con più di un accertamento, inferiore a 9.000 unità.
Il risultato conseguito è importante poiché è il riscontro tangibile dell'efficacia del Regolamento. Con il tempo le procedure introdotte con la delibera n. 40/04 sono, infatti, diventate una prassi consolidata con un sempre crescente aumento della tutela dei consumatori.

Le tavole 3.51 e 3.52 danno conto degli accertamenti effettuati. La prima contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica.
La tavola 3.52 suddivide gli accertamenti effettuati per tipologia dimensionale delle imprese distributrici. Sono messi in evidenza le richieste con accertamento positivo, le richieste con accertamento negativo e gli impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

TAV. 3.51

Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori

Anno termico 2008-2009

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 34,8 kW	339.599	7.312	7.231
> 34,8 kW e ≤ 116 kW	42.166	1.111	1.046
> 116 kW	5.997	327	296
TOTALE	**387.762**	**8.750**	**8.573**

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.52

Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori di gas in funzione della dimensione del distributore

DISTRIBUTORI	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grandi	300.643	6.550	5.345
Medi	72.302	2.024	1.895
Piccoli	14.817	176	1.333
TOTALE	**387.762**	**8.750**	**8.573**

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Qualità del trasporto

Con la delibera 6 settembre 2005, n. 185/05, e sue successive modifiche e integrazioni, l'Autorità ha introdotto le disposizioni a cui ogni impresa di trasporto deve attenersi al fine di garantire un monitoraggio più puntuale della misura del PCS e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale fornito ai clienti finali. La delibera attribuisce all'impresa di trasporto la responsabilità della misura e del controllo dei parametri di qualità del gas, in modo che la misura sia affidabile e tempestiva, e stabilisce che gli apparati di misura siano resi accessibili per eventuali controlli da parte dell'Autorità; ciò vale anche per i proprietari dei sistemi di misura, nel caso essi siano diversi da un'impresa di trasporto. Nei punti di ingresso delle reti di trasporto il provvedimento prescrive la misura e il controllo del PCS e di altri parametri di qualità del gas, mentre all'interno delle reti di trasporto la delibera impone la misura del potere calorifico del gas tramite gascromatografi. Sulla base dei dati forniti dai trasportatori di gas naturale e relativi ai punti di misura di un'area omogenea di prelievo (AOP) e ai punti di misura in ingresso della rete di trasporto, per l'anno termico 2008-2009 si segnala un incremento dei gascromatografi installati pari all'88%. In particolare si evidenzia che i punti sono dotati di

277 gascromatografi, di cui 179 risultano di proprietà dei trasportatori e 98 di proprietà di terzi.

Assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

Dalla rilevazione statistica degli incidenti da gas combustibile, elaborata dal Comitato italiano gas (CIG) in ottemperanza alla RQDG, per l'anno termico 2008-2009, risultano 225 sinistri a valle del punto di consegna riconducibili alla definizione di cui alla delibera 12 dicembre 2003, n. 152/03.

In ottemperanza al comma 3.3 della delibera n. 152/03, il CIG ha trasmesso all'Autorità, con riferimento all'anno termico concluso, un resoconto sintetico delle denunce di sinistro pervenute e dello stato delle procedure di risarcimento dall'1 ottobre 2008 al 30 settembre 2009. Il numero totale di denunce di sinistro è stato pari a 84.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

Anche per il 2009 l'Istat ha effettuato la rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici per l'erogazione dei servizi di energia elettrica e di gas. L'Indagine ha raggiunto per i servizi gas oltre 187.000 famiglie, monitorando a livello regionale la soddisfazione delle stesse relativamente agli aspetti oggetto di regolazione della qualità, quali per esempio la frequenza di lettura dei contatori, la comprensibilità della bolletta e il giudizio sull'informazione riguardo ai servizi. Si tratta di un'Indagine iniziata nel 1998 e ripetuta ogni anno: a tal proposito si precisa che non si dispone dei risultati della rilevazione per l'anno 2004, in quanto dal 2004 l'Indagine viene svolta nel mese di febbraio mentre fino al 2003 l'Indagine veniva svolta nel corso del mese di novembre. Per gli aspetti di natura generale si rimanda al paragrafo "Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici della qualità del settore elettrico" del Capitolo 2 di questo Volume. L'Autorità e l'Istat hanno stipulato anche per gli anni 2010-2014 una convenzione finalizzata alla rilevazione della soddisfazione.

Nel 2009 il livello generale di soddisfazione dell'utenza rispetto all'anno passato è aumentata di un punto percentuale circa. A eccezione del Nord-Ovest, nel 2009 il grado di soddisfazione complessiva si è attestato su valori nettamente maggiori di quelli registrati l'anno precedente (Tav. 3.53). Relativamente alla differenziazione della soddisfazione dal punto di vista geografico, si può osservare che il grado di soddisfazione del Nord-Est, seppure aumentato rispetto allo scorso anno, si attesta sul valore più basso fra quelli analizzati.

Coerentemente a quanto osservato per la soddisfazione complessiva anche per i singoli fattori (frequenza lettura, comprensibilità bolletta, informazioni sul servizio) va evidenziata una generale crescita della soddisfazione (Tav. 3.54). In particolare si sottolinea una maggior soddisfazione rispetto all'anno precedente relativamente al fattore "informazioni sul servizio".

TAV. 3.53

Soddisfazione complessiva per il servizio gas

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008	2009
Nord-Ovest	94,9	95,0	94,6	94,7	95,4	94,7	94,7	92,9	94,2	92,4	91,9
Nord-Est	94,5	94,8	94,0	94,5	93,1	94,3	92,3	91,5	91,1	88,1	89,3
Centro	94,3	95,7	94,9	94,3	95,0	94,6	92,9	92,7	93,7	91,6	92,6
Sud	94,5	95,1	94,9	96,0	94,0	93,9	92,5	92,9	94,0	90,6	92,6
Isole	89,6	95,6	91,5	96,3	94,6	90,8	95,3	93,3	93,4	92,0	92,2
ITALIA	94,5	95,2	94,5	94,9	94,6	94,3	93,4	92,6	93,4	90,9	91,7

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2009.

TAV. 3.54

Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio gas

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008	2009
Frequenza lettura	86,1	86,9	85,7	82,9	82,4	81,0	78,5	80,9	82,0	78,6	79,0
Comprensibilità bolletta	80,2	81,5	79,6	80,4	78,4	77,0	74,4	74,4	75,2	69,5	71,2
Informazioni sul servizio	79,4	81,1	79,5	79,0	77,3	75,8	72,9	73,2	74,8	69,2	71,4
SODDISFAZIONE GLOBALE	94,5	95,2	94,5	94,9	94,6	94,3	93,4	92,6	93,4	90,9	91,7

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2009.

PAGINA BIANCA

Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2010

VOLUME II Attività svolta

PAGINA BIANCA

Vol. II – Attività svolta
Indice

Capitolo 1
Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali

Evoluzione della legislazione europea
Politiche europee per il mercato interno dell'energia
e per la sicurezza delle forniture
Politiche europee per l'energia e l'ambiente
Coordinamento internazionale
Coordinamento tra i Paesi membri dell'Unione europea
Rapporti e iniziative con Paesi non appartenenti all'Unione europea
Evoluzione della legislazione italiana
Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni
Segnalazioni
Pareri e *proposte al Governo*
Audizioni presso il Parlamento
Rapporti con le altre istituzioni

Capitolo 2
Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

Regolamentazione tariffaria
Regolamentazione non tariffaria
Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente
Regolamentazione delle infrastrutture
Regolamentazione della qualità

Capitolo 3
Regolamentazione nel settore del gas

Regolamentazione tariffaria
Regolamentazione non tariffaria
Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente
Regolamentazione delle infrastrutture
Regolamentazione della qualità e della sicurezza

Capitolo 4
Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali

Tutela dei consumatori
Mercato elettrico e del gas
Mercato elettrico
Mercato del gas
Rapporti con le associazioni dei consumatori

Regolamentazione della qualità dei servizi telefonici

Efficienza energetica negli usi finali

Attività di regolazione

Attività di gestione e divulgazione

Capitolo 5
Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

Ricerca di sistema

Quadro normativo della ricerca di sistema

Attività di ricerca di sistema elettrico

svolte dall'Autorità nelle funzioni del CERSE

Capitolo 6
Attuazione della regolamentazione, vigilanza e reclami

Attività propedeutica alla regolamentazione

Attività di consultazione

Analisi di impatto della regolazione

Provvedimenti assunti

Gestione dei reclami, istanze, segnalazioni, conciliazioni e arbitrati

Settore elettrico

Settore gas

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

Indagini e istruttorie conoscitive

Vigilanza e controllo

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

Contenzioso

Attività di verifica del rispetto del divieto di traslazione della Robin Tax

Capitolo 7
Organizzazione, comunicazione e risorse

Organizzazione e Piano strategico triennale

Comunicazione

Risorse umane e sviluppo del personale

Gestione economico-finanziaria

Indice delle tavole

Tav. 2.1	Delibere di determinazione delle aliquote per ogni impresa elettrica minore nei diversi anni
Tav. 2.2	Ammontare della compensazione per i clienti in stato di disagio economico e di disagio fisico
Tav. 2.3	Oneri posti in capo al Conto A_3 nel 2009
Tav. 3.1	Ammontare della compensazione per i clienti in stato di disagio economico
Tav. 3.2	Fornitori di ultima istanza per l'anno 2009-2010
Tav. 4.1	Chiamate pervenute al call center dell'Acquirente unico e dello Sportello
Tav. 4.2	Argomenti delle chiamate pervenute al call center dell'Acquirente unico e dello Sportello
Tav. 5.1	Bando di gara per selezione di progetti di sistema elettrico - Temi di ricerca, progetti ammessi alle graduatorie e contributo concesso
Tav. 5.2	Progetti realizzati o in corso di realizzazione nel 2009 e organismi di ricerca/società responsabili dei progetti
Tav. 6.1	Sintesi delle attività di consultazione
Tav. 6.2	Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2008-2009
Tav. 6.3	Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dall'Autorità
Tav. 6.4	Argomenti delle comunicazioni sul settore elettrico ricevute dall'Autorità nei ultimi due anni
Tav. 6.5	Comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità
Tav. 6.6	Argomenti delle comunicazioni sul settore gas ricevute dall'Autorità negli ultimi due anni
Tav. 6.7	Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2003-2009
Tav. 6.8	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio
Tav. 6.9	Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici del gas in materia di qualità e sicurezza del gas: grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione
Tav. 6.10	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di recupero di sicurezza del servizio
Tav. 6.11	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento
Tav. 6.12	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica per accertare la corretta rilevanza e la messa a disposizione delle imprese di vendita dei dati di consumo dei clienti in bassa tensione
Tav. 6.13	Verifiche ispettive e controlli documentali nei confronti di imprese di distribuzione del gas naturale in materia di applicazione del coefficiente di correzione dei volumi
Tav. 6.14	Verifiche ispettive nei confronti di esercenti le attività di distribuzione e di vendita in merito alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale
Tav. 6.15	Controlli e verifiche ispettive nei confronti di società iscritte all'elenco venditori del mercato libero dell'energia elettrica
Tav. 6.16	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di tariffe elettriche

Indice delle tavole

Tav. 6.17	Verifiche ispettive nei confronti di imprese elettriche minori non trasferite all'Enel in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie
Tav. 6.18	Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte in collaborazione con la CCSE
Tav. 6.19	Sanzioni irrogate dall'Autorità nell'anno 2009
Tav. 6.20	Esito del contenzioso dal 1997 al 2010
Tav. 6.21	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2010
Tav. 6.22	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2010
Tav. 7.1	Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità
Tav. 7.2	Composizione del personale all'1 aprile 2010 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento
Tav. 7.3	Retribuzione contrattuale lorda per carriera e grado
Tav. 7.4	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto

Indice delle figure

Fig. 4.1	Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica nell'anno 2010
Fig. 4.2	Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di gas naturale nell'anno 2010
Fig. 4.3	Evoluzione nel tempo della ripartizione tra settori d'intervento dei risparmi certificati dall'avvio del meccanismo
Fig. 5.1	Disponibilità finanziarie per la ricerca del sistema elettrico
Fig. 6.1	Andamento delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dall'Autorità
Fig. 6.2	Andamento delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità

Indice dei riquadri

Le procedure di infrazione avviate dall'Antitrust europeo

L'attività di informazione svolta dal call center dello Sportello per il consumatore di energia

Indagine sulla qualità dei servizi telefonici nel primo e secondo semestre 2009

Numeri del sito Internet

PAGINA BIANCA

Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali

Evoluzione della legislazione europea

Politiche europee per il mercato interno dell'energia e per la sicurezza delle forniture

A due anni dalle proposte avanzate dalla Commissione europea[1] il 3 settembre 2009 è entrato in vigore il terzo pacchetto di misure per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas. Il pacchetto si compone di due Direttive e tre Regolamenti:

- Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 2003/54/CE;
- Direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 2003/55/CE;
- Regolamento (CE) 713/09 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia;
- Regolamento (CE) 714/09 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il Regolamento (CE) 1228/03;
- Regolamento (CE) 715/09 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale e che abroga il Regolamento (CE) 1775/05.

Come noto, mentre i Regolamenti sono immediatamente attuativi, le Direttive devono essere implementate nella legislazione nazionale degli Stati membri entro 18 mesi dalla loro pubblicazione, e pertanto entro il 3 marzo 2011. L'implementazione delle Direttive contenute nel terzo pacchetto energia è stata avviata nel nostro Paese con il dibattito parlamentare sulla legge comunitaria 2010 di cui si dà conto più oltre in questo Capitolo.

Nel settembre 2009, con il contributo dell'*European Regulators' Group for Electricity and Gas* (ERGEG) la Commissione europea ha emanato alcune Note interpretative delle misure contenute nel terzo pacchetto, relative a: la separazione delle reti, l'indipendenza, i poteri e le competenze dei regolatori, i mercati al dettaglio e l'accesso agli stoccaggi. Queste potranno contribuire a una corretta interpretazione delle intenzioni dell'Unione europea nell'emanazione delle nuove norme da parte degli Stati membri.

I principali contenuti del terzo pacchetto energia riguardano in sintesi:

- il regime di separazione per i gestori dei sistemi di trasmissione verticalmente integrati;
- l'indipendenza, le competenze e i poteri dei regolatori nazionali;
- l'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* - ACER);

1 Le proposte della Commissione europea e l'evoluzione del dibattito politico fra il Consiglio e il Parlamento europeo sono state ampiamente illustrate nella *Relazione Annuale* degli anni 2008 e 2009.

- la Rete europea di gestori dei sistemi di trasmissione (*European Transmission System Operators* – ETSO) e i Codici di rete europei per le interconnessioni.

Terzo pacchetto energia: le norme di separazione delle reti

Le Direttive prevedono, per ambedue i settori, la possibilità per gli Stati membri di optare fra tre soluzioni di separazione delle reti di trasmissione: separazione proprietaria, separazione gestionale (*Independent System Operator* – ISO), gestore di trasmissione indipendente (*Independent Transmission System Operator* – ITO). Va rilevato che nel caso di operatori del trasporto già separati proprietariamente alla data del 3 settembre 2009, non è possibile modificare la scelta a favore di un ISO o di un ITO. Nei *considerata* delle Direttive (rispettivamente 12 per quella elettrica e 9 per quella gas) si dà conto del principio generale della scelta che dovrebbe essere comunque mirata alla «*rimozione di ogni conflitto di interesse fra produttori, venditori e operatori di rete in modo tale da creare incentivi agli investimenti e garantire l'accesso alle reti, a condizioni trasparenti e regolate in modo efficiente, ai nuovi entranti, evitando di creare regimi regolatori eccessivamente onerosi per le Autorità di regolazione nazionale*». Le Direttive riconoscono quindi un *trade off* fra soluzione ottimale di separazione e il potenziale aggravio dell'onere regolatorio. Il regime di separazione si applica a tutti gli operatori di rete indipendentemente dalla loro dimensione.

In tutti e tre i casi (separazione proprietaria, ISO e ITO) l'operatore della trasmissione deve essere certificato dal regolatore nazionale che si fa garante della corretta applicazione delle clausole di separazione in ognuna delle modalità scelte. L'operatore della trasmissione, una volta certificato dal regolatore nazionale, viene quindi designato ufficialmente quale operatore del sistema di trasmissione dallo Stato membro; quest'ultimo si fa poi carico di comunicare la designazione alla Commissione per la pubblicazione nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione europea. Nel caso di certificazione di operatori di trasmissione controllati da Paesi terzi, la Commissione europea interviene nel processo a garanzia della coerenza della procedura di certificazione con eventuali accordi tra l'Unione europea e Paesi terzi. L'art. 11, contenente le norme di certificazione per operatori di rete controllati da Paesi terzi, ma operanti nei Paesi dell'Unione, entra in vigore 24 mesi dopo la pubblicazione delle Direttive.

L'eventuale scelta della separazione proprietaria (vale a dire il divieto di esercizio del diritto di controllo fra operatori della produzione e della vendita e l'operatore di rete, e viceversa) entrerà in vigore dal 3 marzo 2012 in ambedue i settori, per dare il tempo agli operatori di implementare i necessari interventi. Il diritto di controllo riguarda in particolare il diritto di voto, il diritto di nomina degli organi di *governance* dell'operatore di rete e il diritto di partecipazione azionaria di maggioranza. Sono invece ammesse partecipazioni di minoranza. Le misure di separazione proprietaria si applicano anche alle imprese a controllo pubblico, che devono essere controllate da enti diversi. Nel caso di opzione per la soluzione di separazione proprietaria si applicano, all'interno dell'Unione europea e nei confronti di Paesi terzi clausole di reciprocità strette (nessun operatore della filiera a monte o a valle può esercitare il controllo di un operatore di rete di uno Stato membro che abbia optato per la separazione proprietaria).

Nella separazione gestionale (ISO), il gestore della rete deve essere proprietariamente separato da operatori della filiera a monte o a valle, e sono ammesse partecipazioni di minoranza. Mentre il gestore di rete è responsabile, oltre che della gestione degli accessi e della sicurezza, anche della pianificazione su un orizzonte decennale degli investimenti necessari (approvati dal regolatore nazionale) nonché della loro gestione e attuazione, il controllo finanziario degli stessi e dell'indebitamento ammesso resta in capo al proprietario della rete. Nulla osta alla creazione di ISO regionali anche se non esplicitamente citati nelle Direttive.

Nel caso del gestore di trasmissione indipendente (ITO), si delinea un'opzione rafforzata della separazione societaria e funzionale, prevista già dalle Direttive del 2003 e caratterizzata da un ruolo pervasivo del regolatore nazionale che riguarda: le norme di *governance*, a garanzia dell'indipendenza decisionale e della gestione del personale, e le norme concernenti gli investimenti. Per le norme di *governance* è previsto un ruolo di sorveglianza generale da parte del regolatore nazionale, in particolare sulle decisioni di assunzione/licenziamento e di remunerazione del personale degli organi direttivi. È inoltre stabilito che i piani finanziari e i piani di indebitamento nonché di distribuzione degli utili siano controllati non dalla casa madre (come nel caso delle Direttive 2003) bensì da un nuovo organo, il *Supervisory Board*, cui partecipano, oltre a membri nomi-

nati dalla casa madre anche soggetti terzi e, nel caso che le normative nazionali lo prevedano, rappresentanti dei dipendenti dell'operatore di rete. Si prevede che i comportamenti atti a garantire l'indipendenza effettiva dell'operatore di rete siano supervisionati da un *Compliance Officer* che riporta al regolatore nazionale. Per quanto riguarda le decisioni di investimento, l'ITO è tenuto a presentare annualmente un piano di investimenti decennale, sottoposto a consultazione di tutti i soggetti interessati sotto l'egida del regolatore nazionale, che dovrà a valle verificarne anche la congruenza con il piano decennale di investimenti di rete europeo (vedi *infra*), nonché l'effettiva implementazione. Nel caso di inadempimento da parte dell'ITO, gli Stati membri sono tenuti ad attribuire al regolatore nazionale almeno uno dei seguenti poteri:

- ordine di esecuzione del piano;
- avvio di gara per gli investimenti richiesti aperta a operatori terzi;
- imposizione di un aumento di capitale, anche attraverso il finanziamento e la partecipazione di operatori terzi.

Terzo pacchetto: indipendenza, poteri e competenze dei regolatori

Le Direttive elettricità e gas, rispettivamente nel Capitolo IX e VII, prevedono un rafforzamento dell'indipendenza dei regolatori nazionali, nonché delle loro competenze e poteri.

L'indipendenza viene sancita anche nei confronti dei Governi nazionali oltre che degli interessi dei soggetti regolati; pure se non sono menzionati specifici criteri di nomina del regolatore, al riguardo vengono definiti: la durata del mandato (compresa fra 5 e 7 anni), la rinnovabilità per una volta soltanto, la rotazione dei membri del Collegio e la previsione di condizioni di rimozione nel caso di incompatibilità con i criteri di indipendenza o di infrazioni della normativa nazionale. A tutela dell'indipendenza è prescritto che il regolatore abbia in ogni caso a sua disposizione le risorse umane e finanziarie necessarie per svolgere i propri compiti. È inoltre sancita l'autonomia decisionale oltre che quella di gestione del bilancio (attraverso una dotazione di bilancio annuale separata e in autonomia di esecuzione).

Le Direttive definiscono gli obiettivi generali del regolatore: la promozione di un mercato interno concorrenziale, sicuro e sostenibile; la promozione dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili; l'accesso trasparente e non discriminatorio alle reti; lo sviluppo dei mercati regionali; la promozione di sistemi efficienti e sicuri e la protezione dei consumatori, in stretta consultazione con le altre istituzioni di regolazione e l'Autorità di tutela della concorrenza.

Le competenze del regolatore nazionale sono ampliate significativamente rispetto a quelle minime previste dalle Direttive del 2003. Queste possono essere distinte in competenze tipiche di regolazione e in competenze specifiche di monitoraggio e *reporting*. Mentre le prime sono attribuite direttamente al regolatore nazionale, per le seconde è prevista anche una possibile attribuzione, a discrezione degli Stati membri in fase di implementazione, ad altre Autorità competenti.

Le competenze tipiche di regolazione riguardano: le tariffe di accesso alle reti di trasmissione e distribuzione (è prevista la fissazione diretta delle stesse o delle loro metodologie); le norme per la separazione delle reti; la sorveglianza generale delle imprese energetiche; le norme a tutela dei consumatori.

Le competenze specifiche di monitoraggio riguardano: l'accesso alle reti e alle infrastrutture (piani di investimento dei gestori di rete, sicurezza, standard di qualità, accessi agli stoccaggi); i mercati e lo sviluppo della concorrenza (responsabilità degli operatori di rete, fornitori e consumatori, livello di trasparenza, prezzi all'ingrosso, apertura dei mercati, distorsioni della concorrenza, pratiche contrattuali restrittive); la sicurezza dei sistemi energetici nazionali (adeguatezza degli investimenti, misure di salvaguardia in caso di crisi ed emergenze comunitarie, cooperazione tecnica fra la Comunità europea e Paesi terzi); la tutela dei consumatori (prezzi degli utenti domestici, tassi di *switching*, morosità e procedure dei reclami).

Il regolatore nazionale è tenuto a dar conto annualmente della sua attività alle Autorità nazionali, all'Agenzia dei regolatori e alla Commissione europea.

Per permettere l'esercizio delle proprie competenze, le Direttive attribuiscono ai regolatori nazionali espliciti poteri che riguardano l'adozione di decisioni vincolanti, la raccolta di dati e di informazioni dagli operatori, nonché la possibilità di comminare sanzioni in caso di inadempienza e di dirimere controversie. I *considerata* delle Direttive gas ed elettricità prevedono che il regolatore possa intervenire, laddove necessario, per tutelare i consumatori con misure di promozione della concorrenza; fra gli esempi cita le misure di *gas release* e i *virtual*

power plant che non sono esplicitamente menzionati nell'elenco delle competenze e dunque sembrano rimessi a scelte nazionali.

Terzo pacchetto: l'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia

Con il Regolamento (CE) 713/09 viene istituita l'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (*Agency for the cooperation of energy regulators* - ACER), con l'obiettivo primario di colmare il "gap di regolazione" a livello transfrontaliero, considerato dall'Unione europea uno dei principali ostacoli all'integrazione dei mercati nazionali. L'ACER svolgerà anche un ruolo importante nella promozione della cooperazione fra regolatori nazionali a livello regionale.

Il Regolamento (CE) 713/09 prevede che il funzionamento dell'ACER poggi su 4 organismi:

- il Consiglio di amministrazione, composto da 9 membri nominati rispettivamente dalla Commissione europea (2), dal Consiglio europeo (5) e dal Parlamento europeo (2), che provvede alla gestione amministrativa e alla nomina del Direttore;
- il Consiglio dei regolatori, l'organismo tecnico di regolazione composto dai membri dei regolatori nazionali, cui partecipa la Commissione europea senza diritto di voto;
- il Direttore, che rappresenta l'ACER e, assieme al Consiglio dei regolatori, è responsabile dell'implementazione delle decisioni adottate; il Direttore di recente nominato resta in carica 5 anni rinnovabili; la sua nomina è sottoposta a opinione vincolante del Consiglio dei regolatori. Al Direttore può essere richiesto di presentare al Parlamento europeo una dichiarazione di intenti relativa al proprio mandato;
- il Consiglio di appello, composto da membri selezionati fra i *senior staff* dei regolatori, della Commissione europea o delle Autorità di regolazione, che ha il compito di valutare gli appelli avverso le decisioni dell'ACER.

L'ACER, la cui sede è Lubiana, è finanziata in parte da un contributo della Commissione europea, tratto dal bilancio generale dell'Unione europea, da contributi per la richiesta di esenzioni di accesso a terzi per nuove infrastrutture (nel caso in cui i regolatori nazionali non trovino un accordo e chiedano l'intervento dell'ACER) e da contributi volontari degli Stati membri o dei regolatori nazionali e da altre donazioni. Lo staff previsto è costituito da 40-50 persone, circa.

All'ACER sono attribuiti ampi poteri consultivi e di monitoraggio. Le vengono conferiti poteri decisionali, invece, solo in due casi: appianare le eventuali controversie fra regolatori nazionali e deliberare le esenzioni di accesso di terzi alle reti per nuove infrastrutture, ove i regolatori nazionali non giungano a un accordo.

Sia i poteri di monitoraggio, sia quelli decisionali in materia di controversie fra regolatori o sistemi di regolazione nazionale sono di primaria importanza. Da un lato infatti garantiscono uno sviluppo armonizzato della regolazione europea e minimizzano i rischi di asimmetrie regolatorie. Dall'altro sono destinati ad avere rilevanza non secondaria in materia di verifica della corretta implementazione delle Direttive e dei Regolamenti, in quanto potrebbero avere valore giuridico in caso di eventuali procedure di infrazione.

È da ricordare infine il ruolo preminente che l'ACER avrà, assieme alla Commissione europea, nella definizione sia dei Codici di rete europei proposti dagli *European Network of Transmission System Operators* (ENTSO) e previsti dai Regolamenti elettricità e gas, sia dei piani di investimenti decennali. In particolare, su richiesta della Commissione europea, l'ACER definisce le *Linee guida* o i criteri di riferimento cui gli ENTSO dovranno attenersi nel proporre i Codici. Verificata la loro congruità con le *Linee guida*, l'ACER ne raccomanda poi alla Commissione europea l'adozione, che può diventare vincolante, attraverso il processo di Comitologia. L'ACER avrà inoltre un ruolo, in cooperazione con le Autorità nazionali, al fine di garantire la compatibilità dei quadri regolamentari nelle diverse regioni.

Terzo pacchetto energia: ENTSO e Codici di rete europei per le interconnessioni

Gli ENTSO per il gas e l'elettricità (ENTSO-G ed ENTSO-E) vengono istituiti dai rispettivi Regolamenti per l'elettricità, (CE) 714/09, e per il gas, (CE) 715/09, al fine di migliorare il livello di coordinamento fra gestori di rete nazionali.

Fra i compiti primari degli ENTSO, oltre alla responsabilità della gestione delle reti europee in sicurezza, sono la definizione sia

dei Codici di rete per ambiti definiti,[2] sia di un piano decennale europeo degli investimenti, che deve essere anche approvato dalla Commissione europea su parere vincolante dell'ACER. Quest'ultima deve anche esprimere un parere alla Commissione europea in merito alla proposta sullo Statuto, sui membri e sulle procedure degli ENTSO, prima della loro istituzione. Gli ENTSO verranno formalmente istituiti dopo che l'ACER si sarà ufficialmente insediata e avrà assunto i suoi poteri (18 mesi dopo la pubblicazione, nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione europea, delle misure approvate).

I nuovi Regolamenti gas ed elettricità contengono inoltre «*orientamenti riguardanti il livello minimo di armonizzazione necessario per conseguire gli obiettivi*» dei medesimi Regolamenti (dettagli riguardo i servizi di accesso per i terzi, i meccanismi di assegnazione delle capacità, il livello di trasparenza necessario ecc).

Terzo pacchetto energia: tutela dei consumatori

Le misure a favore della tutela dei consumatori sono state significativamente rafforzate nel terzo pacchetto energia nelle fasi finali del dibattito politico-istituzionale, su istanza, in particolare, del Parlamento europeo.

Al regolatore nazionale vengono attribuite specifiche competenze di tutela dei consumatori anche attraverso l'integrazione dell'Allegato 1 delle Direttive del 2003, che già prevedeva specifiche misure di tutela dei consumatori. In particolare, rispetto alle Direttive vigenti il terzo pacchetto energia richiede:

- la definizione di una lista di controllo europea sulle informazioni e sui diritti dei consumatori, da rendere pubblica;
- la creazione di uno sportello unico per rispondere alle richieste di informazioni dei consumatori, anche riguardanti i loro diritti;
- la creazione di un'istituzione indipendente di mediazione per i reclami;
- la definizione di cliente vulnerabile;
- i rimborsi nel caso di mancato rispetto di standard di qualità, inclusi ritardi o imprecisioni nella fatturazione;
- l'accesso a titolo gratuito e con periodicità sufficiente ai propri dati di consumo;
- il diritto a ricevere l'ultima fattura di conguaglio non più tardi di 6 settimane dopo il cambio di fornitore;
- la garanzia di *switching* entro 3 settimane;
- i tempi certi per l'installazione di contatori intelligenti nel settore dell'energia elettrica.

Politiche per gli investimenti: il Piano energetico europeo per la ripresa

Il Piano energetico europeo per la ripresa (PEER) trova origine nel Piano europeo per la ripresa economica presentato dalla Commissione europea nel novembre 2008 (su richiesta del Consiglio europeo), mirato a contenere l'impatto della crisi economica attraverso la promozione dell'occupazione, il potere di acquisto, gli investimenti infrastrutturali e dei settori a basso contenuto di carbonio. I progetti di investimento nel settore energetico hanno un ruolo importante per il rilancio economico europeo e pertanto il Consiglio europeo a dicembre 2008 ha dato incarico alla Commissione europea di presentare un programma concreto di investimenti da sostenere a livello comunitario. In questo contesto la Commissione, a gennaio 2009, ha proposto il Regolamento (CE) 663/09 (poi adottato a luglio 2009 ed entrato in vigore ad agosto dello stesso anno) che istituisce il PEER.

Il PEER dispone di un significativo contributo dell'Unione europea, circa 4 miliardi di euro, per il cofinanziamento di specifici progetti energetici che potranno al contempo contribuire alla ripresa economica e al perseguimento degli obiettivi europei in tema sia di sicurezza delle forniture, sia di politica ambientale. Il PEER si pone l'obiettivo di agevolare i progetti di investimento con un impatto diretto sull'economia e l'occupazione, sulla sicurezza delle forniture degli Stati membri più vulnerabili e sulla connessione delle aree energetiche isolate dell'Unione con il mercato interno europeo. Lo stesso permetterà di accelerare l'implementazione degli obiettivi della politica "20/20/20" sostenendo le tecnologie innovative nel campo delle energie rinnovabili, oltre che della cattura e dello stoccaggio del carbo-

2 I Codici di rete riguarderanno la definizione di regole di: sicurezza e affidabilità delle reti, connessione, accesso di terzi alle reti, scambio dati e *settlement* interoperabilità, procedure operative in emergenza, allocazione delle capacità e gestione delle congestioni, accesso ai servizi per il trading, trasparenza, strutture tariffarie armonizzate, efficienza energetica e bilanciamento reti gas.

nio. Il bilancio complessivo di 3.980 miliardi di euro messo a disposizione dal Regolamento (CE) 663/09 per il cofinanziamento di progetti energetici è articolato in tre ambiti:

- progetti infrastrutturali di interconnessione nel settore elettrico e gas, 2.365 milioni di euro (60% del totale);
- progetti eolici *off shore*, 565 milioni di euro (14% del totale);
- progetti di cattura e stoccaggio del carbonio, 1.025 milioni di euro (26% del totale).

In allegato al Regolamento è contenuta la lista dei progetti idonei a richiedere il cofinanziamento. Per quanto riguarda il nostro Paese sono stati inclusi, fra questi, alcuni importanti progetti di interconnessione ed è stata individuata la soglia massima di cofinanziamento:

- il gasdotto Italia-Grecia ITIGI-Poseidon (100 milioni di euro);
- il gasdotto Italia-Algeria GALSI (120 milioni di euro);
- il cavo sottomarino (AC 380 kV) Sicilia-Calabria (120 milioni di euro);
- l'interconnessione elettrica Italia-Malta (20 milioni di euro);
- il progetto di cattura e stoccaggio di carbonio di Porto Tolle (100 milioni di euro).

Fra marzo e luglio 2009 è stata condotta la procedura di raccolta di manifestazioni di interesse da parte dei soggetti titolari dei progetti, e a dicembre 2009, a valle del processo di valutazione condotto dalla Commissione europea, dal Consiglio (attraverso la procedura di Comitologia) e dal Parlamento europeo, sono stati selezionati i primi 15 progetti relativi alla cattura e allo stoccaggio del carbonio e all'eolico *off shore* (fra questi è stato selezionato il progetto di Porto Tolle). Il 4 marzo 2010 la Commissione europea ha definitivamente approvato la selezione di 43 progetti infrastrutturali energetici (31 gasdotti e 12 elettrodotti) che potranno beneficiare di un cofinanziamento dell'Unione europea, pari a circa 2,3 miliardi di euro in tutto. I progetti di interesse italiani considerati idonei al finanziamento sono stati confermati.

A valle dell'adozione del secondo *Strategic Energy Review* (vedi la *Relazione Annuale* 2009) e a complemento del PEER, la Commissione europea ha proposto nuove regole per migliorare la trasparenza sui progetti di investimento nelle infrastrutture energetiche europee. Pertanto il 16 luglio 2009 ha approvato una proposta di Regolamento del Consiglio sulla Comunicazione alla Commissione europea di progetti di investimento nelle infrastrutture per l'energia nell'Unione europea che abroga il Regolamento (CE) 736/96, e che stabilisce nuove regole di trasparenza sullo sviluppo infrastrutturale dei principali settori energetici europei, fra cui il petrolio (inclusi i biocarburanti), l'elettricità (incluso il nucleare) e il gas naturale. Gli Stati membri e le imprese saranno tenuti a notificare alla Commissione europea le informazioni sugli investimenti (in sviluppo e progettazione), che verranno rese pubbliche in modo tale da permettere a tutti gli *stakeholder* del settore energetico di prevedere in buon anticipo i rischi di gap infrastrutturali, assieme a regolari scenari sugli sviluppi della domanda. La Commissione europea prevede che il Consiglio possa approvare il Regolamento nel primo semestre del 2010.

Regolamento per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas

A valle delle proposte presentate nel secondo *Strategic Energy Review* – pubblicato a novembre 2008 (vedi la *Relazione Annuale* 2009) e approvato dal Consiglio energia di gennaio e febbraio 2009, dal Parlamento europeo e dal Consiglio europeo della primavera 2010 – la Commissione europea ha proposto nuove regole per la sicurezza delle forniture di gas naturale, che rafforzano il sistema esistente e assicurano che gli Stati membri e gli operatori del mercato prendano in buon anticipo le misure necessarie per prevenire e mitigare eventuali interruzioni degli approvvigionamenti di gas.

Lo scorso 16 luglio 2009 la Commissione europea ha quindi proposto un Regolamento, attualmente al vaglio del Parlamento europeo, finalizzato ad abrogare la precedente Direttiva 2004/67/CE in vigore. La necessità di un nuovo Regolamento nasce dalla consapevolezza, da parte della Commissione e degli Stati Membri, della difficoltà di contrastare efficacemente le criticità in materia di sicurezza, in un quadro in cui si registra, contestualmente a un incremento dei flussi di gas con lo sviluppo del mercato interno, un aumento della dipendenza dalle importazioni, assieme ai connessi rischi

legati all'approvvigionamento e al transito del gas in Paesi terzi.

La crisi del gas tra Russia e Ucraina risalente a gennaio 2009, che ha provocato un'interruzione senza precedenti della fornitura del gas che giunge alla Comunità attraverso l'Ucraina, ha di fatto spinto il Consiglio e il Parlamento europei a procedere in tempi brevi a una revisione della Direttiva in vigore. La Comunità, nell'ipotesi di ulteriori crisi negli anni a venire, dovrà pertanto prepararsi all'eventualità di altre interruzioni dell'approvvigionamento di gas con misure coerenti ed efficaci, approntate con debito anticipo e coordinate a livello comunitario.

Nello specifico i principali punti del nuovo schema di Regolamento riguardano:

- il ruolo e le responsabilità delle c.d. "Autorità competenti", vale a dire, l'Autorità nazionale di regolamentazione o l'Autorità governativa nazionale che lo Stato membro ha individuato quale responsabile della sicurezza dell'approvvigionamento di gas, incaricandola di mettere in atto le misure in materia di sicurezza. Queste comprendono una valutazione biennale del rischio, la definizione di piani d'azione preventivi, l'istituzione di un piano di emergenza e il controllo continuo della sicurezza degli approvvigionamenti di gas a livello nazionale. Le Autorità competenti collaborano tra loro per prevenire l'interruzione delle forniture e limitare i danni qualora si verificassero. La Commissione coordina le Autorità competenti a livello comunitario attraverso il Gruppo di coordinamento del gas, in particolare, se si verifica un'emergenza comunitaria. Le misure eventualmente attuate in materia di sicurezza devono essere definite con chiarezza, essere trasparenti, proporzionate, non discriminatorie, verificabili e non devono distorcere indebitamente la concorrenza e l'efficace funzionamento del mercato interno;
- le nuove norme in materia di infrastrutture, che obbligano l'Autorità competente di ciascun Paese all'applicazione del c.d. "criterio N-1[3]", con la possibilità di estendere tale regola anche all'ambito regionale sopranazionale tramite forme di cooperazione tra Stati;
- l'obbligo per i gestori dei sistemi di trasporto di realizzare capacità fisica permanente di trasporto bidirezionale del gas su tutte le interconnessioni, entro un prefissato periodo di tempo dall'entrata in vigore del nuovo Regolamento.

Politiche europee per l'energia e l'ambiente

Nel 2009 è stato definitivamente approvato il c.d. "pacchetto 20-20-20", o *Green Package*, ovvero le misure di politica energetica e ambientale finalizzate a raggiungere simultaneamente, nel 2020, l'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili (20% sul totale dei consumi di energia con un minimo del 10% per l'utilizzo di biocombustibili nel trasporto) e l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas climalteranti (–20% rispetto al livello del 1990). Il *Green Package*, proposto dalla Commissione

3 Il criterio N-1 riguarda la sicurezza valutata nell'ipotesi che l'eventuale fuori servizio accidentale e improvviso di un qualsiasi componente del sistema non determini il superamento dei limiti di funzionamento degli altri componenti rimasti in servizio.

europea a gennaio 2008 sulla base degli accordi presi dal Consiglio europeo del marzo 2007, è articolato in quattro Direttive che dovranno essere implementate dagli Stati membri entro dicembre 2010, ovvero:

- una Direttiva che istituisce obiettivi nazionali vincolanti riguardanti l'aumento della percentuale di fonti rinnovabili nell'ambito del mix energetico (Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE);
- una Direttiva che rivede il sistema dell'Unione europea di scambio delle quote di emissione (EU ETS) che riguarda il 40% circa delle emissioni di gas serra dell'Unione europea (Direttiva 2009/29/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 che modifica la Direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra);
- una Decisione sulla "condivisione degli oneri" che fissa obiettivi nazionali vincolanti per le emissioni dei settori che non rientrano nel sistema EU ETS comunitario (Decisione della Commissione europea del 24 dicembre 2009 che determina, a norma della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, un elenco dei settori e dei sottosettori ritenuti esposti a un rischio elevato di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio);
- una Direttiva che istituisce un quadro giuridico finalizzato a garantire un utilizzo sicuro e compatibile con l'ambiente delle tecnologie di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (Direttiva 2009/31/CE).

La Direttiva 2009/28/CE, nel porre l'obiettivo del 20% di fonti rinnovabili sui consumi energetici entro il 2020, ripartisce l'onere fra gli Stati membri con precisi obiettivi nazionali (vedi la *Relazione Annuale* 2009 per un dettaglio sulle quote nazionali). La quota delle energie rinnovabili sul consumo totale nell'Unione europea è attualmente dell'8,5%: il rimanente 11,5%, per arrivare all'obiettivo del 20%, viene ripartito in obiettivi nazionali. In particolare, la proposta di ripartizione dell'onere prevede che il 50% dello sforzo aggiuntivo sia ripartito equamente tra gli Stati membri, mentre l'altra metà venga modulata in base al PIL *pro capite*. Inoltre gli obiettivi vengono modificati per tenere conto di una proporzione degli sforzi già compiuti dagli Stati membri che hanno accresciuto negli ultimi anni la quota di energie rinnovabili utilizzate. Le opzioni per sviluppare le energie rinnovabili variano da uno Stato membro all'altro: ciascuno di essi presenterà pertanto, entro il giugno 2010, un Piano d'azione nazionale per definire le modalità di realizzazione degli obiettivi e consentire un'efficace verifica dei risultati.

La Commissione europea ha pubblicato nell'aprile 2009 un *Rapporto sullo stato di attuazione della Direttiva del 2001*[4] che evidenzia i progressi nello sviluppo delle energie rinnovabili in Europa. Nell'anno trascorso gli Stati membri hanno inviato, in vista della definizione dei Piani d'azione nazionali attesa per il giugno 2010, le proprie previsioni per il raggiungimento degli obiettivi indicati entro il 2020.

Il vigente sistema europeo di scambio delle emissioni di gas a effetto serra (Direttiva (2003/87/EC), in vigore sino al 2012, impone alle imprese di restituire i diritti di emissione equivalenti alle loro emissioni di CO_2, assegnati per lo più a titolo gratuito dagli Stati membri, previa approvazione dei Piani nazionali di allocazione da parte della Commissione europea, e istituisce un mercato di scambio di detti diritti. Il sistema copre in tutta l'Unione europea circa 10.000 impianti industriali, tra cui centrali elettriche, raffinerie e acciaierie, responsabili di circa la metà delle emissioni di CO_2 e del 40% delle emissioni totali di gas a effetto serra dell'Unione europea (il restante 60% è relativo agli altri settori industriali e viene coperto dalla Decisione sull'*Effort Sharing*). La Direttiva 2009/29/CE prevede una revisione del sistema in vigore, essendo emersa l'esigenza di rafforzarlo e adeguarlo ai nuovi obiettivi. L'iniziale efficacia del sistema attuale si è infatti ridotta perché nella prima fase (2005-2007) i permessi sono stati concessi generosamente. La struttura del sistema, con i Piani nazionali di assegnazione, comporta un rischio di distorsione della concorrenza e del mercato interno. Anche il campo di applicazione del sistema, in termini di settori eco-

4 Comunicazione della Commissione europea al Consiglio e al Parlamento europeo, *Relazione sui progressi nelle energie rinnovabili ai sensi dell'art. 3 della Direttiva 2001/77/CE, dell'art. 4, paragrafo 2, della Direttiva 2003/30/CE e sull'attuazione del Piano di azione dell'Unione europea per la biomassa* (COM(2005) 628).

nomici e di gas contemplati, ha limitato la sua efficacia rispetto all'obiettivo di riduzione delle emissioni.
La nuova Direttiva, che sarà in vigore dal 2013 al 2020, in sintesi:

- definisce il target di riduzione del 21% delle emissioni di CO_2 nel 2020 rispetto alle emissioni del 2005[5], a livello dell'Unione europea;
- assegna con asta l'88% dei permessi totali a pagamento agli Stati membri sulla base delle emissioni effettive del 2005; il 10% dei permessi viene ridistribuito dai Paesi a più elevato reddito *pro capite* ai Paesi a più basso reddito e il rimanente 2% viene assegnato agli Stati membri che nel 2005 avevano raggiunto una riduzione del 20% rispetto al 1990 (*i.e.* Stati membri dell'Est Europa); ovvero il 12% dei permessi viene assegnato con finalità redistributive;
- stabilisce aste a titolo oneroso per l'assegnazione completa dei permessi di emissione al settore termoelettrico, con possibili deroghe per Paesi con PIL *pro capite* basso e in cui la generazione elettrica dipende per oltre il 30% da un singolo combustibile fossile;
- assegna una quota del 20% dei permessi da attribuire a titolo oneroso ai settori industriali non soggetti a rischio di *carbon leakage*[6] nel 2013 e che dovrebbe salire al 70% nel 2020 per raggiungere il 100% nel 2027;
- prevede che la Commissione identifichi, entro il dicembre 2009, la lista dei settori *energy intensive* soggetti a rischio di *carbon leakage* sulla base di criteri definiti (*i.e.* percentuale sul valore aggiunto di costi diretti e indiretti conseguenti all'applicazione della Direttiva ed esposizione internazionale del fatturato), ai quali vengono assegnate quote gratuite fino al 100%;
- prevede che i crediti derivanti dai progetti CDM/JI (*Clean Development Mechanisms* e *Joint Implementation*)[7] potranno essere utilizzati, accanto ai crediti EU ETS, anche nella terza fase della Direttiva EU ETS fino a un massimo del 50% della riduzione complessiva delle emissioni a livello dell'Unione europea, nel periodo 2008-2020; per i settori già soggetti alla Direttiva ciò corrisponde a circa 1,6 miliardi di crediti.

Relativamente alle misure per il contenimento delle emissioni climalteranti nell'anno appena trascorso, la Commissione europea ha pubblicato un documento per la consultazione sul Regolamento per le aste di allocazione dei permessi di emissione, nonché pubblicato una lista dei 164 settori c.d. "energivori", e pertanto esposti al rischio di *carbon leakage*, cui verranno distribuiti permessi di emissione gratuiti (per ulteriori dettagli vedi il Capitolo 1 del Volume 1).

5 Il target globale di riduzione delle emissioni dell'intero pacchetto, 20% rispetto al 1990, è il risultato cumulato degli obiettivi di riduzione delle emissioni, in relazione ai livelli del 2005, rispettivamente dei settori soggetti alla Direttiva EU ETS (21%) e di quelli soggetti alla Decisione sulla condivisione degli oneri ma non alla Direttiva EU-ETS (10%).

6 I settori a rischio *carbon leakage* sono i settori a rischio di delocalizzazione a seguito dell'imposizione del sistema EU ETS.

7 I *Clean Development Mechanisms* vengono definiti nell'ambito del Protocollo di Kyoto: i Paesi industrializzati possono attuare una parte dei loro impegni di riduzione delle emissioni investendo in progetti di riduzione delle emissioni in altri Paesi, specie quelli in via di sviluppo, nel quadro degli investimenti per lo sviluppo pulito. È anche prevista l'attuazione congiunta per i progetti riguardanti altri Paesi industrializzati nel quadro degli obiettivi di Kyoto, la c.d. *Joint Implementation*.

Coordinamento internazionale

Coordinamento tra i Paesi membri dell'Unione europea

Il nuovo assetto regolatorio europeo e i regolatori

Nel 2009 l'iter legislativo del terzo pacchetto energia si è concluso con la sua adozione, formale e unanime, da parte dei 27 Stati membri dell'Unione europea il 25 giugno, e con la sua pubblicazione nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione europea il 14 agosto 2009.

I regolatori europei riuniti in CEER-ERGEG (il CEER è il *Council of European Energy Regulators*, ovvero il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia), dopo aver contribuito attivamente alla negoziazione tra Parlamento europeo e Consiglio sul terzo pacchetto energia, nel 2009 si sono dedicati al lavoro preparatorio per la sua corretta implementazione, tramite il gruppo di lavoro *Energy Package Working Group* (ENP WG). L'ENP WG ha creato una *task force* (*Agency Project Team*), di cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas fa parte, dedicata ai lavori di preparazione degli aspetti istituzionali e procedurali della creazione della nuova Agenzia europea quali: le *Rules of Procedures* del Consiglio dei regolatori dell'Agenzia; l'elaborazione di una prima analisi dei documenti costitutivi di ENTSO-E ed ENTSO-G; la redazione delle procedure per la valutazione dell'impatto regolatorio, che l'ACER dovrà applicare nell'ambito della stesura delle *Linee guida* (*Framework Guidelines*), vincolanti per i Codici di rete europei.

Come ricordato, il nuovo assetto regolatorio europeo prevede che sia demandata a ENTSO-E ed ENTSO-G la preparazione dei Codici di rete per promuovere una maggiore uniformità nelle regole operative dei gestori di rete, nell'ambito però di *Linee guida* definite dall'ACER. Per testare la suddetta procedura e le scadenze a essa collegate, l'ERGEG ha già avviato due progetti pilota, uno per il gas e l'altro per l'elettricità, prevedendo due fasi nel rispetto delle migliori pratiche regolatorie vigenti a livello europeo. Nella prima fase verrà preparata una Valutazione iniziale di impatto regolatorio che conterrà gli obiettivi, le opzioni di regolazione a disposizione e la giustificazione della scelta fatta. Nella seconda fase verrà redatto un documento contenente gli orientamenti relativi. Tale fase include anche una consultazione pubblica dei documenti, della durata di almeno due mesi, un processo questo che prevede, laddove necessario, anche la creazione di specifici gruppi di esperti (*ad hoc expert group*) da interpellare nella prima fase della stesura degli orientamenti. Il progetto pilota per l'elettricità riguarda gli accessi alla rete (*Grid Connection*), mentre quello per il gas i meccanismi di allocazione della capacità (*Gas Capacity Allocation Mechanism*).

Iniziative regionali elettriche

Le Iniziative regionali sono state istituite, in ambito ERGEG, nel 2006 con l'obiettivo di facilitare l'integrazione dei mercati energetici nazionali verso il Mercato unico europeo dell'energia. Per quanto riguarda l'iniziativa sull'energia elettrica (*Electricity Regional Initiative*), nel corso del 2009 l'attività nelle sette regioni in cui essa è suddivisa si è concentrata sul coordinamento tra i singoli mercati nazionali all'ingrosso. Più in dettaglio, nella regione Centro-Sud (coordinata dall'Autorità italiana e costituita da Italia, Austria, Francia, Germania, Grecia, Slovenia e dalla Svizzera in qualità di osservatore esterno) l'attività si è concentrata su due fronti principali:

- l'allocazione della capacità transfrontaliera attraverso il consolidamento e il miglioramento delle procedure oggi in vigore (aste esplicite gestite su base bilaterale dai gestori di rete coinvolti, con regole armonizzate per l'intera regione);
- il processo di armonizzazione dei singoli mercati nazionali, in particolare sulla definizione del sistema di *market coupling* tra Italia e Slovenia.

Riguardo all'allocazione della capacità di trasporto, il dibattito si è concentrato sul tema del superamento della modalità di allocazione su base bilaterale attraverso l'adozione di una gestione unificata delle allocazioni, come previsto dalle *Linee guida* per la gestione delle congestioni della Commissione europea.

A questo proposito si sono analizzate tre differenti ipotesi. La prima ipotizzava la creazione di un *Single Auction Office* (SAO – Ufficio unico per la gestione delle aste), da costituire come una società a responsabilità limitata, la cui partecipazione societaria sarebbe suddivisa tra i singoli operatori nazionali del sistema di trasmissione. La seconda opzione prevedeva la creazione di un *Transmission System Operator Auction Office* (TAO – Ufficio per la gestione delle aste) costituito da un singolo operatore per la trasmissione: in questa configurazione l'operatore per la trasmissione di un Paese opera come unica controparte degli operatori degli altri Paesi che vogliono accedere alla capacità transfrontaliera. L'ultima opzione analizzata, simile alla prima ma che non prevede la costituzione di una nuova società da parte dei gestori di rete, stabiliva l'adozione di un *service provider* esterno che operasse come un semplice fornitore di servizi (gestore delle aste) per conto di tutti gli operatori di trasmissione coinvolti negli scambi transfrontalieri.

Le difficoltà incontrate nella definizione di una soluzione condivisa a livello regionale hanno portato a considerare l'inclusione dei confini della regione Centro-Sud all'interno dell'area di azione dell'operatore CASC (*Capacity Allocation Service Company*), attualmente operante nella regione Centro-Ovest (costituita da Belgio, Francia, Germania, Lussemburgo e Olanda). Tale soluzione permetterebbe di unificare le allocazioni della capacità regionale in un unico soggetto, consentendo in prospettiva una migliore armonizzazione tra i mercati delle due regioni Centro-Sud e Centro-Ovest, obiettivo che i regolatori di entrambe le regioni si sono posti per il prossimo biennio. Se le iniziative condotte dai regolatori durante il 2010 avranno successo, dal 2011 la società CASC potrebbe divenire la controparte unica per tutti i *trader* operanti sulle interconnessioni delle due regioni. Tale risultato, cui guarda con grande interesse anche la Commissione europea, è oggi ostacolato dalle difficoltà nel definire quali confini nazionali dovranno essere gestiti da CASC, con particolare riferimento alle frontiere svizzere.

Riguardo alle modalità di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità transfrontaliera, si è consolidata l'applicazione del meccanismo per la riassegnazione al mercato dei diritti di trasporto non nominati dagli operatori – con restituzione del relativo controvalore economico al titolare originario (*use it or sell it*) – resa operativa per tutte le frontiere regionali.

Per quanto riguarda le attività di monitoraggio sulle interconnessioni, nei primi mesi del 2010 è stato pubblicato il primo *Interconnection Monitoring Report* per la regione Centro-Sud. L'obiettivo di questa pubblicazione è raccogliere in maniera sistematica i dati relativi all'utilizzo delle interconnessioni tra i Paesi della regione Centro-Sud e fornire un'analisi dei meccanismi di gestione e dei flussi transfrontalieri registrati durante l'anno 2008. Grazie a questo rapporto sarà più agevole individuare le inefficienze dell'attuale sistema di allocazione della capacità e valutare i benefici economici di un'eventuale gestione ottimizzata, per esempio tramite l'implementazione di aste implicite sulle diverse frontiere della regione.

Sul fronte dell'integrazione tra le diverse Borse elettriche, per massimizzare l'efficienza del processo di allocazione della capacità di trasporto, attraverso un meccanismo basato su asta implicita, i regolatori, i gestori di rete e i gestori delle rispettive Borse elettriche di Italia e Slovenia hanno istituito un apposito gruppo di lavoro per lavorare al primo progetto di *market coupling* nella regione Centro-Sud. A seguito del completamento, con risultati confortanti, delle fasi di test del funzionamento dei sistemi, svolte a partire dal 2009, il meccanismo sarà pienamente operativo tra i due Paesi nel corso del 2010.

Iniziative regionali gas

Nel corso del 2009 è proseguita l'attività di coordinamento e integrazione dei mercati regionali del gas nell'ambito delle Iniziative regionali, avviate nel 2006 dall'ERGEG e che si articolano nelle tre regioni: Sud (Francia, Spagna, Portogallo), Nord-Ovest (Francia, Belgio, Olanda, Regno Unito, Danimarca, Svezia, Germania e Irlanda del Nord) e Sud-Sud-Est (Italia, Austria, Polonia, Ungheria, Slovenia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Grecia, Romania, Bulgaria).

Per quanto riguarda la regione Sud-Sud-Est, coordinata dai regolatori italiano e austriaco, è proseguito il coordinamento tra i diversi soggetti che partecipano ai mercati della regione attraverso la definizione di accordi di cooperazione. In partico-

lare sulla scia dell'accordo sottoscritto dalle Autorità di regolazione nel 2008, il quale prevede lo scambio di informazioni e la consultazione fra le Autorità per le questioni regolamentari che possono avere impatto a livello sopranazionale, anche i gestori di rete hanno definito un impegno – *Memorandum of Understanding* – nello spirito di rafforzare la cooperazione e lo scambio di informazioni fra le diverse imprese di trasporto della regione. Tale *Memorandum* nell'anno appena trascorso ha raggiunto l'adesione di undici dei dodici gestori di rete di trasporto della regione.

Nel corso del 2009 le attività si sono in grande parte indirizzate all'esame degli effetti della riduzione delle forniture di gas russo che ha colpito la regione Sud-Sud-Est più delle altre. Sono stati quindi esaminati sia le misure adottate dai vari Stati della regione per fronteggiare la crisi, sia i loro effetti. Il quadro che emerge ha evidenziato la necessità di potenziare il coordinamento fra Stati per la gestione di tali emergenze e ha fornito utili elementi di informazione e di discussione per il dibattito europeo finalizzato a rafforzare l'attuale disciplina comunitaria in materia di sicurezza degli approvvigionamenti.

Nell'ambito della possibile ridefinizione del ruolo delle Iniziative regionali nel contesto del terzo pacchetto energia, l'esperienza maturata dalla regione Sud-Sud-Est evidenzia un possibile ruolo delle Iniziative regionali anche nel coordinamento per la definizione di piani di emergenza regionali e per il monitoraggio delle potenziali situazioni di criticità. In tale contesto la regione Sud-Sud-Est ha anche individuato la sussistenza di ostacoli tecnici la cui rimozione, che in molti casi risulta fattibile a costi contenuti, faciliterebbe l'inversione dei normali flussi di gas (*reverse flow*) in condizioni di emergenza. A questo riguardo la regione Sud-Sud-Est ha anche discusso una posizione comune per l'allocazione dei costi connessi con gli investimenti necessari, così da consentire il c.d. *reverse gas flow*, ove ciò sia giustificato più per esigenze di sicurezza in caso di emergenza che per logiche commerciali.

In linea con le indicazioni dell'*European Gas Regulatory Forum* (il Forum di Madrid) che ha identificato le congestioni sulle principali rotte di trasporto di gas naturale, in particolare presso i punti di interconnessione (*Interconnection Point* – IP), come la principale barriera allo sviluppo degli scambi transfrontalieri e quindi del mercato unico del gas, la regione Sud-Sud-Est ha esaminato le modalità di gestione della capacità nei diversi IP della regione. Ciò anche sotto il profilo delle procedure operative seguite dagli operatori dei sistemi di trasmissione, come per esempio quelle relative ai tempi di nomina dei flussi di gas e alla definizione del giorno gas. Dall'esame effettuato è emerso un quadro di pratiche molto differenziato che ha quindi evidenziato come la definizione di regole armonizzate a livello regionale possa contribuire in maniera significativa all'integrazione del mercato regionale.

L'implementazione delle disposizioni del terzo pacchetto di Direttive e Regolamenti comunitari faciliterà tale processo di armonizzazione della gestione di capacità, grazie in particolare ai nuovi Codici di rete che dovranno essere sviluppati dall'associazione dei gestori delle reti di trasporto (ENTSO-G) sulla base delle *Framework Guidelines* sviluppate dalla costituenda ACER.

A promozione dell'armonizzazione delle procedure di gestione delle interconnessioni tra le principali reti di trasporto della regione, è continuata l'attività di promozione da parte delle regioni del processo di definizione di accordi di interconnessione (*Interconnection Point Agreement*), i quali prevedono che gli operatori di sistemi interconnessi definiscano procedure condivise per la gestione delle operazioni rilevanti, come le procedure di *matching* delle nomine e delle allocazioni fra i propri utenti del gas transitato.

Un elemento importante dell'accordo di interconnessione è il c.d. *Operational Balancing Account* (OBA) che definisce le modalità con cui agli utenti sono allocati i volumi di gas scambiati, le modalità e i limiti entro i quali i gestori dei sistemi interconnessi gestiscono le inevitabili differenze tra il volume di gas misurato e il volume allocato agli utenti. La definizione di OBA facilita lo sviluppo del mercato transfrontaliero e la sua liquidità poiché elimina agli utenti i rischi associati alle differenze "operative" fra gas nominato, e quindi oggetto di scambio, e gas consegnato.

La regione Sud-Sud-Est ha proseguito inoltre il lavoro avviato per il miglioramento della trasparenza dei diversi mercati nazionali: sono state prodotte in particolare *Linee guida* a favore di *shipper* e *trader* raccogliendo le diverse normative relative all'importazione e alla vendita del gas naturale ai clienti finali, ma soltanto sei dei dieci Paesi della regione hanno fornito a oggi il loro contributo.

Altre attività CEER-ERGEG

I gruppi di lavoro tematici di CEER-ERGEG, cui l'Autorità italiana contribuisce attivamente, sono stati impegnati in molti altri fronti oltre che negli aspetti strettamente legati all'implementazione del terzo pacchetto energia. Il lavoro dei regolatori dell'energia europei è in primo luogo dedicato a creare un mercato realmente concorrenziale dell'energia nell'interesse ultimo dei consumatori europei: questo è l'obiettivo finale di tutti i lavori tecnici svolti all'interno dei vari gruppi di lavoro.

Il gruppo di lavoro *Financial Service* (FIS WG) ERGEG ha esaminato i differenti attuali regimi regolatori di controllo delle Borse dell'energia e degli *hub* del gas, con la convinzione che una maggiore trasparenza e il relativo controllo degli scambi di elettricità e gas aumentino la fiducia degli operatori nei mercati. L'ERGEG ha quindi identificato i più efficaci tra i regimi di controllo esistenti nei 27 Stati membri, con l'obiettivo di arrivare a contribuire alla compilazione di *best practice* da adottare a livello europeo per aumentare l'integrazione dei mercati. Inoltre il FIS WG ha anche lavorato alla possibile armonizzazione dei vari regimi esistenti per ottenere la licenza di *energy trading*, con la convinzione che arrivare a procedure uniche in tutti gli Stati membri possa contribuire in maniera significativa alla riduzione di barriere all'entrata e ad aumentare quindi il numero di operatori nel mercato. Questo lavoro continua anche nel 2010.

Fin dal 2005 ogni regolatore nazionale fornisce alla Commissione europea i dati necessari per la compilazione del rapporto di *Benchmarking* europeo sul grado di apertura e funzionamento dei mercati europei dell'energia. L'ERGEG stesso, attraverso la *task force* predisposta *Unbundling Reporting Benchmarking* (URB TF) ogni anno attinge da queste informazioni per valutare lo stato di salute dei mercati dell'energia[8]. Il rapporto del 2009, che si basa su dati del 2008, è il primo Rapporto che ha analizzato la situazione dei mercati l'anno successivo alla completa apertura dei mercati nazionali, lato domanda. Il 2008 è stato anche l'anno in cui si è manifestata la crisi economica con una recessione durata poi per tutto il 2009. Di conseguenza i miglioramenti registrati sono modesti e permangono ancora i problemi evidenziati nei rapporti degli anni precedenti: poca concorrenza nei mercati al dettaglio di gas ed elettricità; insufficiente livello di *unbundling* che risulta in un ostacolo alla concorrenza e alla sicurezza degli approvvigionamenti; mercati all'ingrosso e al dettaglio ancora fortemente concentrati con conseguente poca liquidità in quelli all'ingrosso e bassi tassi di *switching* in quelli al dettaglio.

Inoltre una separazione effettiva anche dei distributori dalla vendita e dalla produzione di elettricità e di gas, è un prerequisito essenziale affinché questi agiscano realmente come facilitatori del mercato. Nel 2009, l'ERGEG ha monitorato lo stato esistente di separazione dei distributori in termini di management e di flussi informativi. Il Rapporto evidenzia l'inadeguato livello di informazione che i consumatori hanno circa la separazione tra le attività di distribuzione e le attività di vendita, che mina così la fiducia nella possibilità di cambiare venditore. In un mercato dell'energia aperto i consumatori per essere tutelati hanno bisogno di essere ben organizzati, ben rappresentati e che i loro diritti siano ben definiti. La precisa definizione di fornitore di salvaguardia (*default supplier*) e di ultima istanza (*supplier of last resort*)[9] e di consumatore vulnerabile è quindi uno strumento importante per la protezione di quei consumatori che possono trovarsi in situazioni svantaggiate per la fornitura di energia elettrica e gas. Gli esperti ERGEG riuniti nel *Customer Working Group* (CWG) hanno ritenuto quindi necessario esaminare le definizioni esistenti nei vari Paesi e hanno pubblicato a settembre del 2009 il rapporto ERGEG su *Status review of the definitions of vulnerable customer, default supplier and supplier of last resort* da cui risulta che solo 8 Paesi su 27 hanno attualmente una definizione di consumatore vulnerabile, anche se in generale esistono meccanismi di supporto per i consumatori più deboli finanziariamente o gravemente malati. La maggior parte di questi meccanismi non è però specifica solo del settore energia ma copre i consumatori economicamente più deboli con misure di sostegno sociale generalizzate. Il rapporto rileva anche che non tutti i Paesi hanno una definizione di *default supplier* e di *supplier of last resort*; quando anche esista la definizione, tali *supplier* non sono scelti attraverso procedure di mercato, per esempio tramite gare tra più fornitori. Nonostante quindi nella maggior parte dei Paesi non vengano

8 Il rapporto di ERGEG 2009 *Status Review* e i 27 rapporti nazionali inviati dai singoli regolatori sono disponibili sul website www.energy-regulators.eu.

9 Il primo si attiva quando il consumatore non ha effettuato la sua scelta, il secondo è colui che interviene nel caso in cui un venditore vada in bancarotta o un consumatore non trovi un fornitore sul mercato.

definiti *supplier of last resort* e *default supplier*, lo studio sottolinea che esistono comunque altri meccanismi obbligatori per dare certezza ai consumatori di avere un'adeguata fornitura di gas ed elettricità.

Il numero di reclami da parte dei consumatori è considerato un indicatore del funzionamento del mercato e viene calcolato sia a livello nazionale, sia a livello europeo. La Commissione europea raccoglie già questo tipo di informazione nel *Consumer Market Scoreboard* e insieme con ERGEG sta studiando una metodologia armonizzata tra gli Stati membri dell'Unione europea per classificare e registrare i reclami nei diversi settori. L'ERGEG ha pubblicato 15 raccomandazioni con proposte sul trattamento e sulla classificazione dei reclami che sono contenute nel rapporto *Draft Advice on Customer Complaint Handling, Reporting and Classification*[10]. Le principali proposte dei regolatori europei riguardano la possibilità di: avere un unico punto di contatto per informazioni ai consumatori; fornire informazioni sulle bollette per la risoluzione di dispute; compensare finanziariamente i consumatori; creare meccanismi indipendenti per il trattamento delle dispute. Queste raccomandazioni di ERGEG hanno lo scopo di fornire agli Stati membri e ai regolatori nazionali un contributo concreto su come tradurre i nuovi obblighi legali del terzo pacchetto in modalità operative.

A dicembre 2009 l'ERGEG ha pubblicato e presentato in un workshop i risultati del rapporto *Status Review on Regulatory Aspect of Smart Meters*[11], evidenziando la necessità di definire sia a livello nazionale, sia a livello europeo, le funzionalità minime per garantire l'interoperabilità della rete. Il rapporto fornisce una panoramica sullo stato dell'arte dell'introduzione di contatori intelligenti nei Paesi membri. L'ERGEG si concentra in particolare su quattro aree: gestione dei contatori, installazione, accesso ai dati e questioni di privacy, aspetti funzionali e tecnici. I risultati mostrano una diversità di approcci dovuta in parte alla mancanza di definizioni comuni dei principali concetti. Attualmente l'ERGEG sta lavorando alla scrittura delle *Guidelines of Good Practice on the Regulatory Aspects of Smart Metering* che serviranno come riferimento sia all'industria, sia ai governi per individuare che cosa è effettivamente necessario affinché un sistema di contatori intelligenti possa realmente agevolare la partecipazione attiva dei consumatori nel mercato al dettaglio di elettricità e gas.

L'Autorità ha quindi partecipato attivamente al gruppo di lavoro di ERGEG sull'elettricità (*Electricity WG*) per la stesura del documento per la consultazione pubblica, che sarà alla base del parere di ERGEG alla Commissione europea in merito al piano di sviluppo decennale della rete elettrica a livello comunitario[12], secondo quanto disposto dal terzo pacchetto energia. Durante il 2009 l'ERGEG ha anche emendato la precedente versione delle *Guidelines of Good Practice on Electricity Balancing Markets Integration*[13] per includere gli aspetti relativi alle interazioni dei mercati del bilanciamento con le riserve attivate automaticamente e i mercati intragiornalieri. Un rafforzamento delle reti è anche necessario all'implementazione del programma di riduzione delle emissioni di CO_2 così da permettere l'integrazione di nuovi impianti eolici di produzione di energia elettrica. È per questo che a dicembre 2009 i regolatori hanno avviato una consultazione pubblica[14] per discutere dei regimi regolatori esistenti e per identificare possibili barriere all'ingresso degli impianti eolici oppure distorsioni alla loro localizzazione.

Nel 2009 l'Autorità è stata fortemente coinvolta anche nelle attività relative alla qualità del servizio elettrico, in particolare per quanto riguarda la *Electricity Quality of Supply Task Force* e la *Retail Market Functioning Task Force*, che si occupano anche di qualità/performance dei sistemi di misura dell'energia elettrica.

Per quanto riguarda la qualità della tensione, oltre alle attività di cooperazione con il CENELEC, già descritte in precedenza, per la revisione della norma EN 50160, il CEER ha organizzato il 18 novembre 2009 un *workshop* in collaborazione con Eurelectric relativamente ai sistemi di monitoraggio della qualità della tensione. Per quanto riguarda le prospettive di sviluppo (e soprattutto di regolazione) delle "reti elettriche del futuro", ERGEG ha pubblicato il 17 dicembre 2009 un documento per la consultazione con la propria posizione preliminare in materia di *smart grids*. ERGEG ha organizzato il 17 marzo 2010

10 Pubblicato il 17 settembre 2009 (E09-CEM-26-03).

11 Pubblicato il 19 ottobre 2009 (E09-RMF-17-03).

12 *Draft Advice on the Community-wide Ten-year Electricity Network Development Plan* (E09-PC-45).

13 Pubblicato il 9 settembre 2009 (E09-ENM-14-04).

14 *Regulatory aspects of the integration of wind generation in European Electricity Markets* (C09-PC-43).

un *workshop* per la presentazione del documento per la consultazione e per l'ascolto delle opinioni degli *stakeholder*, che ha visto la partecipazione di oltre 120 rappresentanti di varie organizzazioni europee.

Per quanto riguarda lo sviluppo dei misuratori elettronici e dei relativi sistemi di *smart metering*, ERGEG ha pubblicato nell'ottobre 2009 lo *Status Review of Smart Metering for Electricity and Gas as of May 2009*. Questo rapporto di ERGEG ha messo in luce il ruolo "pionieristico" di Italia e Svezia che hanno già installato contatori elettronici per oltre il 90% dei clienti finali alimentati in bassa tensione. Il rapporto evidenzia inoltre la particolare struttura del mercato in due Paesi (Germania e Regno Unito) nei quali l'attività di *metering* è competitiva, con la presenza di soggetti indipendenti, a differenza dell'approccio di servizio regolato che è adottato da tutti gli altri Paesi dell'Unione europea. Il rapporto mette in luce anche che l'Italia, insieme con la Spagna, è l'unico Paese europeo ad aver introdotto un piano di messa in servizio di contatori elettronici del gas, anche per i consumatori domestici, caratterizzati da requisiti minimi funzionali.

Infine l'Autorità ha attivamente partecipato ai lavori della *Sustainable Development Task Force (SDE TF)*, che nel 2009 ha pubblicato un commento al *Climate Change and Energy Package*, in particolare sullo schema EU ETS e la Direttiva per la promozione delle energie rinnovabili. Inoltre la SDE TF ha redatto il primo rapporto CEER sugli schemi di incentivo nazionale per la promozione delle energie rinnovabili e l'efficienza energetica.

Nel 2009 gran parte del lavoro di ERGEG nel settore del gas è stato incentrato sulla stesura delle *Linee guida* per i Codici di rete per la gestione delle congestioni e l'allocazione della capacità nell'ambito del progetto pilota, così da testare i processi previsti dal terzo pacchetto.

L'Autorità ha attivamente partecipato ai lavori del gruppo di lavoro gas (GAS WG). I regolatori europei hanno affermato che le procedure attuali di gestione delle congestioni, così come applicate da molti gestori di rete, non permettono una gestione delle congestioni trasparente e non discriminatoria. Il lavoro di ERGEG su *Capacity Allocation* e *Congestion Management* rappresenta un importante contributo al fine di indicare chiaramente quali riforme sono necessarie in questo ambito. L'ERGEG dovrà inoltre pronunciare un parere sul Piano decennale di sviluppo della rete gas a livello comunitario, così come predisposto dai gestori delle reti europei riuniti in ENTSO-G. Con lo scopo di fornire alcune *Linee guida* cui i gestori dovrebbero attenersi durante la fase di preparazione del Piano decennale di sviluppo, nel 2009, l'ERGEG ha stilato una serie di raccomandazioni sui contenuti del Piano. È convinzione di ERGEG che il Piano non dovrebbe essere una semplice aggregazione di piani nazionali, ma dovrebbe fornire una visione di lungo periodo sulle dinamiche del settore del gas nell'Unione europea.

L'organizzazione cui i regolatori europei affidano un ruolo istituzionale internazionale è il CEER che, consapevole dell'importanza della dimensione internazionale, ha predisposto da un paio di anni un gruppo di lavoro specifico, l'*International Strategy Group* (ISG WG), per seguire attivamente la cooperazione internazionale sia tra i regolatori al di fuori dell'Unione europea, sia tra le associazioni regionali di regolatori. Nel 2009 il CEER ha allargato la cooperazione anche alla Russia, organizzando alcuni incontri con il regolatore russo (*Federal Tariff Service*) e con l'associazione regionale africana AFUR (*African Forum for Utility Regulation*).

Forum di Firenze, di Madrid e di Londra

Il XVI e il XVII Fora europei della regolazione dell'energia elettrica si sono svolti rispettivamente a Firenze e Roma, organizzati come di consueto dalla Commissione europea con il supporto dell'Autorità italiana. Vi hanno preso parte le rappresentanze della Commissione europea, i ministeri, e i regolatori degli Stati membri, della Norvegia e della Svizzera, oltre che diversi operatori del settore energetico. ERGEG ha presentato e discusso sia il documento per la consultazione *Strategy for delivering a more integrated EU energy market: the role of the Regional Initiatives*, sia il *target model* europeo per la gestione delle congestioni e per l'integrazione dei mercati regionali, accolti con grande soddisfazione da tutti i partecipanti al Forum.

Il *target model*, elaborato congiuntamente con gli *stakeholder*, concerne la gestione dei mercati del bilanciamento a termine, del giorno prima e intragiornaliero così come il calcolo della capacità, e fissa gli elementi essenziali per conseguire un vero mercato interno quali: l'utilizzo ottimale della rete di trasmissione, i mercati all'ingrosso funzionanti e la concorrenza effettiva. L'ERGEG continuerà a lavorare per l'imple-

mentazione di questo *target model* attraverso tre progetti specifici:

- calcolo della capacità europea basata su un *flow model*;
- *intra-day trade*;
- *day-ahead market coupling*.

Questo lavoro, per il quale l'ERGEG verrà supportato da un *Ad Hoc Advisory Group* (AHAG), servirà da input per la stesura degli orientamenti quadro sull'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni.

Il 14-15 gennaio 2010 si è svolto il XVII Forum di Madrid per il gas naturale, cui hanno preso parte, tra gli altri, i rappresentanti dei regolatori e dei governi degli Stati membri, i rappresentanti della Commissione europea e gli operatori del settore. L'ERGEG ha presentato il rapporto di monitoraggio dell'ottemperanza alle *Guidelines of Good Third Party Access Practice for LNG System Operators* (GGP-LNG) che sono di natura volontaria, ma definiscono i criteri per garantire un accesso trasparente e non discriminatorio ai terminali di rigassificazione. La loro corretta implementazione dovrebbe assicurare che gli impianti GNL contribuiscano effettivamente ad aumentare la concorrenza nel mercato europeo del gas. L'esercizio di monitoraggio dell'ERGEG ha interessato sia i gestori, sia gli utilizzatori degli impianti GNL. La Commissione europea ha sottolineato l'importanza di continuare a lavorare in questo ambito per rafforzare un regime regolatorio coerente, che dia un accesso agevole ai terminali e tenga conto del loro ruolo crescente nel mercato europeo.

Il 29-30 settembre 2009 si è svolta a Londra la seconda edizione del *Citizens' Energy Forum* (Forum di Londra), nato per opera della Commissione europea come luogo in cui rafforzare la voce dei consumatori a livello europeo e tutelarne i diritti nella pratica e non solo sulla carta. Il Forum ha visto la partecipazione di una vasta platea composta dalle organizzazioni nazionali dei consumatori, dai rappresentanti dell'industria, delle Autorità nazionali di regolazione, delle Autorità governative, della Commissione europea, dell'*Energy Community* e della Comunità energetica del Sud-Est Europa.

L'edizione 2009 del Forum di Londra è stata fortemente influenzata dalle novità legislative introdotte dal terzo pacchetto energia. I partecipanti hanno focalizzato il dibattito principalmente sui seguenti temi: lo sviluppo della concorrenza nei mercati dell'energia al dettaglio, la fatturazione, le misure per il trattamento dei reclami, le regole per l'adozione dei contatori intelligenti, il ruolo dei regolatori nel terzo pacchetto, il ruolo dei gestori del sistema di trasmissione, l'implementazione dell'efficienza energetica ecc.

Il Forum ha inoltre accolto favorevolmente il rapporto di ERGEG sui clienti vulnerabili e ha condiviso la proposta della Commissione europea di istituire un gruppo di lavoro, composto da ERGEG e dai diversi *stakeholder*, allo scopo di individuare le migliori pratiche europee relative al disegno del mercato al dettaglio. Il suddetto gruppo dovrà riportare i risultati dell'indagine al prossimo Forum.

Per quanto riguarda il tema della fatturazione e partendo dalle nuove disposizioni legislative europee in materia, il Forum ha sottolineato l'importanza di avere bollette chiare e accurate. A tal proposito, la Commissione europea ha presentato un possibile esempio di bolletta "trasparente".

Il Forum è stato anche l'occasione per l'ERGEG di informare i partecipanti dell'avvio di una consultazione pubblica su una bozza di documento relativa a *Gestione dei reclami dei clienti, reporting e classificazione*. In particolare, l'ERGEG ha condiviso l'idea di discutere il rapporto e i risultati della consultazione con un gruppo misto di *stakeholder* prima della pubblicazione della versione finale.

Forte interesse è stato espresso anche da tutti i partecipanti al tema dei contatori intelligenti ed è stata accolta con interesse l'offerta di ERGEG di presentare alcune Raccomandazioni sui relativi aspetti regolatori.

Per quanto riguarda il ruolo dei regolatori, il Forum ha rinnovato loro l'incoraggiamento a lavorare in stretta collaborazione con le associazioni dei consumatori e con le Autorità antitrust nel monitoraggio del mercato.

Le procedure di infrazione avviate dall'Antitrust europeo

Negli ultimi anni la Commissione europea ha aperto diverse procedure d'infrazione nei confronti di alcune importanti imprese del settore del gas naturale a seguito all'Indagine sul settore del gas naturale pubblicata nel gennaio 2007, nonché dalle informazioni acquisite in una serie di ispezioni, senza preavviso, condotte dalla stessa Commissione, nel maggio 2006, presso gli uffici di imprese del gas in cinque Stati membri: Germania, Belgio, Francia, Italia e Austria. Fra i procedimenti d'infrazione si segnalano quelli avviati nei confronti di Gaz de France (GDF), E.On ed Eni, concernenti: ipotesi di pratiche restrittive della concorrenza e abuso di posizione dominante in contrasto con le norme comunitarie previste dagli artt. 101 e 102 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea[15] *(TFUE).*

Nel caso Gaz de France (GDF), aperto nel maggio del 2008, la Commissione, nelle valutazioni preliminari del luglio dello scorso anno, ha contestato alla società francese l'ipotesi di abuso di posizione dominante nell'importazione e nella vendita di gas in Francia. Tale abuso sarebbe stato esercitato mediante restrizione dell'accesso di terzi alle capacità di importazione, con conseguenti effetti negativi sulla concorrenza nel mercato francese della vendita del gas. In particolare, sono state oggetto di contestazione:

- *la pratica di riservare, a lungo termine, gran parte della capacità di importazione francese via gasdotto;*
- *la gestione delle procedure di allocazione della capacità nel nuovo terminale di Fos Cavaou e la limitazione strategica degli investimenti nel terminale di Montoir di Bretagne.*

Il procedimento aperto nei confronti di E.On presenta analogie con quello che riguarda GDF: anche in questo caso le valutazioni preliminari della Commissione (del dicembre 2009) hanno ipotizzato un abuso di posizione dominante da parte della società tedesca nella fornitura di gas ai clienti finali. Questa impresa avrebbe, infatti, violato l'art. 102 del TFUE, restringendo l'accesso dei concorrenti alla propria rete, attraverso la prenotazione di grande parte della capacità continua della rete stessa, con effetti anticompetitivi nel mercato della vendita.

Nel caso di Eni, invece, la Commissione ha contestato (nelle risultanze istruttorie del marzo 2009) l'abuso di posizione dominante nel mercato dell'attività del trasporto internazionale del gas verso e in Italia, attuato attraverso una gestione delle proprie reti che avrebbe avuto ad oggetto: il rifiuto di permettere l'accesso alle capacità disponibili (capacity hoarding)*; l'offerta di capacità in maniera non utile per i concorrenti* (capacity degradation)*; una limitazione strategica degli investimenti* (strategic underinvestment) *nel proprio sistema di gasdotti internazionali.*

In tutti i casi le società coinvolte, pur non condividendo i rilievi loro contestati, si sono avvalse della facoltà di offrire alla Commissione impegni vincolanti contenenti azioni di rimedio ritenute idonee a risolvere le contestazioni notificate. Tale facoltà è prevista dal Regolamento (CE) 1/03 del Consiglio, del 16 dicembre 2002, concernente l'applicazione delle regole di concorrenza di cui agli artt. 101 e 102 del TFUE. In particolare l'art. 9 del suddetto Regolamento prevede che la Commissione, qualora intenda adottare una decisione volta a far cessare un'infrazione e le imprese interessate propongano degli impegni tali da rispondere alle preoccupazioni espresse al riguardo nella valutazione preliminare della Commissione, può rendere detti impegni obbligatori per le imprese. Ove la Commissione accetti e renda vincolanti gli impegni offerti, i relativi procedimenti si concludono senza l'accertamento dell'infrazione.

15 Con effetto dall'1 dicembre 2009, gli artt. 81 e 82 del Trattato sono diventati rispettivamente 101 e 102.

Posto che nei casi di E.On e Gaz de France i comportamenti illeciti siano stati ipotizzati nell'ambito delle attività di vendita del gas naturale, gli impegni offerti, finalizzati a una progressiva riduzione della quota di capacità di importazione detenuta, hanno riguardato l'offerta di capacità di trasporto al mercato attraverso programmi di rilascio di una quota significativa di capacità di lungo termine, presso i sistemi dove era stato ipotizzato il comportamento illecito, e, limitatamente al caso E.On, l'eventuale potenziamento delle capacità di trasporto esistenti.

Nel caso di Eni, per cui l'ipotesi di comportamento anticoncorrenziale ha riguardato la propria attività di trasporto internazionale, gli impegni offerti, volti a una soluzione strutturale, hanno riguardato la cessione delle quote di possesso di società che, a vario titolo, gestiscono il trasporto del gas verso l'Italia e precisamente i sistemi Tenp e Transitgas che, rispettivamente in territorio tedesco e svizzero, sono funzionali all'importazione del gas dal Nord Europa presso il punto di entrata in Italia di Passo Griess; il gasdotto TAG che interconnette l'hub fisico di smistamento del gas russo di Baumgarten, in territorio austriaco al confine con la Slovacchia, sino al punto di entrata della rete nazionale di Tarvisio. Gli impegni offerti da Eni non hanno invece riguardato la cessione della capacità di trasporto detenuta come utente nei sistemi di trasporto citati. Al riguardo è anche bene osservare che la cessione delle quote di partecipazione prospettata da Eni non intacca la proprietà delle rimanenti quote di partecipazione a essa non riconducibili, e non realizza quindi la piena terzietà delle infrastrutture di trasporto.

La Commissiane, sulla base di una prima valutazione positiva degli impegni offerti dalle società, ne ha reso note le linee essenziali consentendo a tutti i soggetti interessati di presentare le proprie osservazioni al fine di acquisire elementi per la decisione finale. Il caso Gaz de France si è concluso con l'accettazione degli impegni offerti integrati sulla base delle osservazioni ricevute. Nei casi di E.On ed Eni, per i quali la consultazione si è conclusa rispettivamente a febbraio e ad aprile di quest'anno, la Commissione non ha ancora preso provvedimenti a riguardo.

L'esperienza dei casi esaminati evidenzia come l'attività della Commissione in materia di tutela della concorrenza possa incidere significativamente sulle dinamiche del mercato interno del gas naturale e possa accelerarne l'integrazione con la rimozione degli ostacoli esistenti con riferimento sia alla titolarità dei diritti di trasporto, sia agli assetti proprietari delle infrastrutture. Lo strumento degli impegni potrà essere tanto più efficace quanto più verrà usato in stretto coordinamento con l'attività di regolazione dei mercati, nazionale e comunitaria, che con l'entrata in vigore del terzo pacchetto energia sarà ulteriormente rafforzata.

In questo contesto, l'Autorità ha ritenuto di intervenire nell'ambito dei procedimenti della Commissione, in particolare nei casi E.On ed Eni, offrendo la propria collaborazione e supporto all'attività svolta a vantaggio di una riduzione dell'ambito di possibile esercizio di posizione dominante, e ha presentato le proprie osservazioni e suggerimenti circa gli impegni specifici ai fini di una successiva valutazione degli aspetti del mercato europeo del gas che potrebbe derivare dalla loro attuazione. L'iniziativa dell'Autorità è stata sviluppata in coordinamento con altre Autorità di regolamentazione europee nell'ambito delle attività dell'ERGEG, e ha ribadito quanto già espresso in passato circa l'opportunità della separazione proprietaria delle infrastrutture di trasporto rispetto alle attività di commercializzazione del gas, in quanto questa soluzione, anche in confronto con altre possibilità contemplate dalla terza Direttiva europea (2009/73/CE), costituisce l'assetto che può in modo più efficace perseguire la promozione degli investimenti infrastrutturali in maniera non discriminatoria, nonché l'imparziale e trasparente accesso alle reti e ai mercati per i nuovi entranti.

Rapporti e iniziative con Paesi non appartenenti all'Unione europea

MEDREG – Association of the Mediterranean Regulators for Electricity and Gas

Fin dal 2006 l'Autorità italiana è stata impegnata nell'implementazione della cooperazione energetica tra regolatori nell'area del Mediterraneo, in particolare attraverso la creazione di MEDREG[16] (*Association of the Mediterranean Regulators for Electricity and Gas*).

L'Autorità italiana è stata eletta alla presidenza di MEDREG per due mandati consecutivi[17] a riconoscimento dell'impegno profuso dal nostro Paese nella realizzazione degli obiettivi di MEDREG e nella gestione amministrativa della stessa Associazione. Finora l'Autorità, infatti, ha assolto al ruolo di coordinatore delle attività di MEDREG, garantendo nell'ambito della propria Presidenza la gestione manageriale e tecnico-scientifica necessaria. Per tale ragione l'Autorità è stata scelta come sede ufficiale del Segretariato MEDREG che sarà ubicato presso gli Uffici dell'Autorità a Milano.

L'Autorità italiana ha coordinato con successo il primo contratto di servizio firmato da MEDREG e dalla Commissione europea il 20 dicembre 2007 e conclusosi il 31 dicembre 2009. Tale contratto prevedeva un finanziamento alle attività MEDREG fino a 300.000 €, da destinare in particolare ai c.d. *Mediterranean Partner Countries* (MPC, Algeria, Autorità palestinese, Egitto, Israele, Giordania, Libano, Marocco, Siria, Tunisia e Turchia)[18]. La durata iniziale prevista dal contratto era di 18 mesi (gennaio 2008 – giugno 2009), ma la Commissione europea, nel mese di maggio 2009, a seguito di una proposta dell'Autorità, ha approvato un prolungamento per ulteriori 6 mesi (fino a dicembre 2009) al fine di concedere a MEDREG la possibilità di utilizzare la parte del finanziamento ancora disponibile, così da portare a termine tutte le attività previste dallo stesso contratto.

La Commissione europea, considerando i risultati molto positivi raggiunti nel quadro del primo contratto, ha confermato il supporto finanziario al progetto attraverso un nuovo contratto della durata di tre anni: gennaio 2010 – dicembre 2012, per un valore di circa 920.000 €. Tale contratto, denominato MEDREG II, è stato firmato dal Presidente dell'Autorità italiana, in veste di Presidente MEDREG, il 28 dicembre 2009.

Le negoziazioni per la preparazione del nuovo contratto di servizio sono state seguite dal Segretariato di MEDREG che ha collaborato costantemente con la Commissione europea, predisponendo tutta la documentazione necessaria per ottenere il finanziamento. Anche il secondo contratto prevede un finanziamento alle attività MEDREG e in particolare ai rappresentanti MPC.

16 MEDREG, nato come gruppo di lavoro nel 2006, si è costituito a novembre 2007 come Associazione di diritto italiano senza scopo di lucro, con sede in Italia. I membri dell'Associazione sono i rappresentanti dei regolatori (Autorità o ministeri competenti) di 20 Paesi del Mediterraneo: Albania, Algeria, Autorità palestinese, Bosnia-Erzegovina, Cipro, Croazia, Egitto, Francia, Giordania, Grecia, Israele, Italia, Malta, Marocco, Montenegro, Portogallo, Slovenia, Spagna, Tunisia, Turchia. MEDREG è stato fondato con lo scopo precipuo di promuovere l'elaborazione di proposte per l'armonizzazione regolatoria e lo sviluppo dei mercati dell'energia elettrica e del gas nel Mediterraneo. Gli strumenti principali, utilizzati dai membri, per realizzare il suddetto obiettivo sono: lo scambio di esperienze e informazioni; il rafforzamento della cooperazione tra regolatori; la promozione di attività di formazione in tema di regolazione.

17 Primo mandato: da maggio 2006 a maggio 2008; secondo mandato: da maggio 2008 a maggio 2010.

18 Con il termine *Mediterranean Partner Countries* la Commissione europea indica i Paesi non appartenenti all'Unione europea coinvolti nel Processo di Barcellona.

Con riferimento ai quattro gruppi di lavoro di MEDREG[19] le tematiche affrontate nel corso dell'ultimo anno sono le seguenti:

- questioni istituzionali (INS AG), gruppo di lavoro presieduto dal regolatore francese. Nel corso del 2009, grazie alla collaborazione con l'Autorità, il *Recommendation Report on the Minimum Requirements Considered as Necessary to Ensure Independent Regulatory Authorities in the Mediterranean Area* (redatto dal gruppo alla fine del 2008) è stato inviato alle Direzioni competenti della Commissione europea per assicurare la massima diffusione possibile nell'area del Mediterraneo. Il gruppo, inoltre, ha iniziato la stesura dei *Terms of Reference* per uno studio dedicato alla tutela dei consumatori, che è di grande interesse e rilevanza anche in questa regione;
- energia elettrica (ELE AG), gruppo di lavoro presieduto dal regolatore egiziano. Il gruppo ha focalizzato il suo lavoro sullo studio del settore elettrico nell'area del Mediterraneo, elaborando il rapporto *Interconnection Rules and Practices* che evidenzia la necessità di un approccio regionale per armonizzare e integrare i mercati elettrici dell'area del Mediterraneo;
- gas (GAS AG), gruppo di lavoro presieduto dal rappresentante marocchino, con l'importante supporto del regolatore spagnolo. Ha concluso lo studio di *Benchmarking* sulle caratteristiche attuali del mercato del gas, prospettive future e interconnessioni. Il gruppo, inoltre, ha avviato la stesura di un documento che ha lo scopo di rappresentare alcune *Linee guida* sul tema della trasparenza;
- ambiente, fonti energetiche rinnovabili ed efficienza energetica (RES AG), gruppo di lavoro presieduto dal regolatore spagnolo, con il supporto dell'Autorità italiana. Il gruppo ha elaborato due studi sui possibili effetti derivanti dall'introduzione dei meccanismi per la promozione delle *Renewable Energy Sources and Combined Heat Power* ed *Energy Efficiency* nei Paesi non appartenenti all'Unione europea.

La settima Assemblea generale di MEDREG, presieduta dall'Autorità italiana, si è svolta il 9 giugno 2009 al Cairo (Egitto), ospitata dal regolatore egiziano (Egyptera). In tale occasione, il Ministro dell'energia egiziano ha partecipato alla sessione di apertura dei lavori per esprimere il suo supporto alle attività svolte da MEDREG e per sottolineare l'importanza della cooperazione in materia di regolazione al fine di facilitare l'integrazione e la liberalizzazione dei mercati energetici del Mediterraneo.

L'ottava Assemblea generale di MEDREG si è svolta il 13 novembre 2009 a Nicosia (Cipro), ospitata dal regolatore cipriota (CERA). Durante l'incontro i partecipanti hanno approvato il piano di lavoro per il triennio 2010-2012 mirato a rafforzare il coordinamento e la cooperazione internazionali fra regolatori dell'energia per realizzare quadri regolatori sempre più stabili e armonizzati, atti a promuovere nuovi investimenti infrastrutturali, nuovi collegamenti transfrontalieri e convenienti rapporti commerciali fra Paesi consumatori, di transito o produttori di risorse energetiche. All'incontro, presieduto dall'Autorità italiana, sono intervenuti il Ministro cipriota del commercio, industria e turismo e il rappresentante della delegazione cipriota presso l'Assemblea parlamentare del Mediterraneo (PAM)[20], che hanno evidenziato i risultati positivi raggiunti da MEDREG in termini di maggiore cooperazione tra i regolatori provenienti da mercati energetici nazionali spesso diversi tra loro.

---

19 Dal punto di vista operativo, MEDREG lavora attraverso:

- un'Assemblea generale, che si riunisce ogni sei mesi e cui spettano, tra le altre cose, tutte le decisioni finali relative alle attività scientifiche di MEDREG e all'attivazione di nuove collaborazioni;
- uno *Steering Committee*, formato dal Presidente, dai due Vicepresidenti e dai quattro *Chairmen* dei gruppi di lavoro di MEDREG, con funzioni di coordinamento delle attività e di preparazione dei lavori dell'Assemblea generale (che si riunisce circa quattro volte l'anno principalmente tramite *call conference*);
- quattro gruppi di lavoro *ad hoc* (AGs) permanenti, che si riuniscono almeno due volte l'anno. Questi sono impegnati nell'analisi dei mercati energetici dell'area (dal punto di vista istituzionale e tecnico) e nella predisposizione di documenti contenenti proposte per facilitare le attività di investimento e l'integrazione dei mercati del bacino del Mediterraneo;
- *tosk force* create *ad hoc* dai gruppi di lavoro o dall'Assemblea generale per seguire tematiche di particolare rilevanza.

20 La PAM è stata istituita nel 2006 con l'intento di contribuire al dialogo politico tra i Paesi della regione, promuovendo gli scambi culturali, sociali e umani, il consolidamento della democrazia e il rispetto dei diritti umani. La PAM è stata istituita con lo scopo di riunire in un unico Forum e su base egualitaria tutti i Paesi del Mediterraneo (ogni delegazione nazionale si compone di cinque membri, i diritti di voto sono ripartiti in modo paritario), al fine di favorire la loro collaborazione sulle tematiche di maggiore interesse per la regione. Si tratta di un'organizzazione democratica, assistita da un *Bureau* (Comitato di Presidenza), avente funzioni di coordinamento e di guida. Il *Bureau* si compone di otto membri, equamente divisi tra i Paesi del Nord e del Sud della regione.

Al fine di facilitare il raggiungimento degli obiettivi che MEDREG si è prefissata, l'Autorità italiana ha fatto leva anche su una interlocuzione sempre più efficace con le istituzioni governative e parlamentari del bacino Mediterraneo. In questo quadro rientra il ruolo di "osservatore permanente" che la PAM ha conferito a MEDREG nel novembre del 2008 (nell'ambito di questa collaborazione, MEDREG è stata invitata a partecipare alla *PAM Energy TF Meeting* in data 1 e 2 aprile 2009 e alla *PAM Plenary Session* in data 23 e 24 ottobre 2009).

Nell'anno appena trascorso, inoltre, grazie anche all'impegno dell'Autorità, MEDREG ha ricevuto diversi riconoscimenti a livello internazionale. In particolare, ha contribuito attivamente a incontri di rilevanza internazionale più oltre illustrati nel dettaglio:

- il *G8+ Energy Regulators Round Table* (Roma, 24 maggio 2009), organizzato dall'Autorità italiana in occasione del G8 dei Ministri dell'energia e su invito del Ministro italiano dello sviluppo economico;
- il *World Forum on Energy Regulation IV* (Atene, 18-21 ottobre);
- l'*International Confederation of Energy Regulators* (ICER), nuovo organismo per la collaborazione internazionale fra regolatori creato a conclusione del WFER IV. MEDREG ha ricevuto l'incarico di presiedere uno dei gruppi più strategici di ICER, quello dedicato alla sicurezza degli approvvigionamenti (*Virtual Working Group 1 on Security of Supply*). All'interno di MEDREG, tale ruolo è stato affidato al regolatore italiano, mentre i regolatori di Egitto e Spagna partecipano al gruppo dedicato al tema del cambiamento climatico, Grecia e Turchia al gruppo sulla *Competitiveness and Affordability*, Francia e Giordania al gruppo sul *Training*. Al fine di coordinare il contributo di tutti i rappresentanti MEDREG all'interno di ICER, l'ottava Assemblea generale di MEDREG (Nicosia, 13 novembre 2009) ha approvato la costituzione di una *task force ad hoc* che ha il compito di tenere aggiornati tutti i membri MEDREG sullo sviluppo delle attività ICER e di concordare la linea MEDREG da seguire.

Infine, nel quadro del primo contratto tra MEDREG e la Commissione europea, l'Autorità italiana, in veste di Segretariato dell'Associazione, ha organizzato, in collaborazione con la *Florence School of Regulation*[21], un corso di formazione per i funzionari senior dei regolatori MPC (Paesi beneficiari del finanziamento europeo) che si è svolto a Milano dal 13 al 17 luglio 2009. Il corso è stata finalizzato all'approfondimento di tematiche regolatorie relative al settore dell'energia elettrica e del gas (per esempio, la riforma dei mercati, l'esistenza di prezzi regolati ecc.).

Mercato dell'energia dei Paesi del Sud-Est Europa

Anche nel 2009 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sud-Est Europa (EnCT)[22], attraverso la partecipazione diretta e continuativa dei propri rappresentanti alle riunioni dell'*European Community Regulatory Board* (ECRB), dei suoi gruppi di lavoro (*Gas Working Group, Electricity Working Group* e *Customer Working Group*) e dei Fora sull'energia elettrica e sul gas, che hanno lo scopo di condividere le decisioni prese a livello istituzionale con tutti gli *stakeholder* del settore.

L'obiettivo principale dell'EnCT è la creazione di un contesto regolatorio stabile e armonizzato, di carattere macroregionale, capace di attrarre investimenti, facilitare gli scambi di energia, aumentare la concorrenza tra gli operatori e la sicurezza delle forniture. Le istituzioni previste dal Trattato sono: *Ministerial Council, Permanent High Level Group* (organismi di carattere politico) ed ECRB. Quest'ultimo in particolare riunisce i rappresentanti delle Autorità di regolazione dei Paesi aderenti all'EnCT, della Commissione europea e di ERGEG. I compiti principali del *Board* sono di fornire pareri alle istituzioni poli-

21 *La Florence School of Regulation* (FSR) è l'istituto formativo frutto di una *joint venture* tra il CEER, il *Robert Schuman Centre for Advanced Studies* e la Commissione europea.

22 Tale Trattato, firmato ad Atene il 25 ottobre 2005 dalla Comunità europea e da otto Paesi della regione dei Balcani (Albania, Bosnia Erzegovina, Bulgaria, Croazia, ex Repubblica Jugoslava di Macedonia – FYROM, Repubblica del Montenegro, Romania, Serbia) e dalla missione delle Nazioni Unite in Kosovo, è entrato in vigore l'1 luglio 2006 dopo un lungo e intenso processo negoziale, avviato con il primo Forum di Atene del 2000. A seguito del loro ingresso nell'Unione europea (1 gennaio 2007), Bulgaria e Romania sono divenute *Participant* (partecipanti politici) del Trattato. Tale status giuridico è riconosciuto anche ai seguenti Paesi europei: Austria, Cipro, Francia, Germania, Regno Unito, Grecia, Italia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Slovenia, Ungheria, in virtù della loro localizzazione geografica di confine. Li distingue dai Paesi membri il fatto che possono prendere parte alle discussioni, ma non hanno diritto di voto.

tiche del Trattato su questioni di carattere tecnico-economico e aspetti relativi al quadro regolatorio; inoltre l'ECRB assolve a un ruolo di riferimento per la regolazione nei confronti di tutti gli *stakeholder* del mercato energetico interessati all'area balcanica. Nel corso dell'ultimo anno di riferimento, l'Autorità italiana ha partecipato a quattro incontri dell'ECRB, svoltisi ad Atene rispettivamente il 12 maggio 2009, il 9 luglio 2009, il 25 novembre 2009 e il 10 marzo 2010. Durante tali incontri i partecipanti sono stati chiamati a discutere e approvare i lavori svolti dai gruppi di lavoro e a definire gli obiettivi per le attività future.

Nell'ambito del settore elettrico, i regolatori del Sud-Est Europa si sono concentrati sulle attività necessarie per l'istituzione di un *Co-ordinated Auction Office* (CAO), per l'allocazione delle capacità trasfrontaliere e la gestione dei costi nella regione. Il CAO è considerato uno strumento rilevante per incentivare gli investimenti e la trasparenza del mercato e per rafforzare gli scambi transfrontalieri di elettricità all'interno della regione e con i Paesi confinanti. I lavori per la realizzazione del CAO sono stati affidati a un *Implementation Group* (IG) di cui è coordinatore il regolatore greco e al quale partecipano i rappresentanti dei regolatori e dei TSO del Sud-Est Europa, *trader*, consumatori, istituzioni finanziarie internazionali e la Commissione europea. Le discussioni dell'IG sono accompagnate dal lavoro dell'*Electricity Working Group* (EWG) che coordina le posizioni adottate dai vari regolatori della regione. Nel 2009 sono stati predisposti, con il contributo dei regolatori, i documenti necessari alla costituzione del SEE CAO che dovranno essere approvati nel corso del 2010. Parallelamente l'EWG sta sviluppando un progetto relativo al monitoraggio del futuro SEE CAO. Le altre attività dell'EWG sono svolte da sei *task force* (*CAO Monitoring, Balancing, Wholesale Market, Licencing, Cross Border Cooperation, Market Monitoring*). L'Autorità partecipa attivamente alla *task force* sul *Market Monitoring* istituita nel settembre del 2009, con l'obiettivo di assicurare la massima disponibilità di capacità sulle interconnessioni e il rispetto del principio di non discriminazione.

I lavori della *task force* dovrebbero concludersi a giugno 2010 con la redazione di proposte concrete. Negli ultimi mesi si sono svolti due Fora per l'energia elettrica nell'ambito del Sud-Est Europa: il 14° Forum di Atene[23] (13 maggio 2009) e il 15° Forum di Atene (25-26 novembre 2009). Gli argomenti principalmente affrontati dai due eventi sono: terzo pacchetto di Direttive dell'Unione europea, progressi nel processo di armonizzazione dei mercati dell'energia elettrica del Sud-Est Europa, prossimi passi per la realizzazione e la messa in funzione del CAO.

Nell'ambito del settore del gas, il *Gas Working Group* (GWG) nel corso del 2009 si è impegnato in particolare sulla predisposizione del documento *Regulatory Framework for the Development of the Energy Community Gas Ring*, redatto con il contributo dell'Autorità di regolazione greca RAE. Lo studio, avviato nel 2008, mira all'individuazione dei possibili strumenti regolatori volti a facilitare la realizzazione di infrastrutture note con il nome di *Gas Ring* al fine di aumentare la metanizzazione dei Paesi della regione del Sud-Est Europa, nonché di fornire benefici ai Paesi confinanti con tale regione in termini di sicurezza delle forniture e di aumento della concorrenza nel mercato del gas naturale. Nell'ambito di questo studio, il GWG ha fatto propria l'idea del regolatore greco di individuare le priorità esistenti a livello nazionale per i singoli investimenti e la loro capacità di rispondere alla domanda e all'offerta di gas già esistente. Tali investimenti saranno raggruppati in un unico *Action Plan* costruito sull'arco temporale dei prossimi anni. Per quanto riguarda l'individuazione di *best practice*, l'Italia è stata vista come uno degli esempi da seguire per l'introduzione di incentivi regolatori, con particolare riferimento a: dimensione temporale su più anni della regolazione tariffaria, pubblicazione dei piani di sviluppo della rete, realizzazione di *standard agreement* per l'interoperabilità tecnica e commerciale tra gli operatori. Il GWG presenta regolarmente i risultati delle proprie discussioni e dei propri studi all'*Energy Community Gas Forum*[24] e alle altre istituzioni dell'*Energy Community*. L'ultimo Gas Forum si è tenuto a Lubiana (Slovenia) il 10 e l'11 settem-

23 Il Forum sull'energia elettrica è previsto dall'art. 66 del Trattato che istituisce l'*Energy Community* e costituisce l'occasione per riunire insieme i rappresentanti di tutti gli *stakeholder* (industria, regolatori, associazioni di industrie e consumatori) operanti nel settore dell'elettricità. L'*Electricity Forum* adotta le proprie decisioni per consenso e le presenta all'attenzione del *Permanent High Level Group*.

24 Il Gas Forum, previsto dall'art. 66 del Trattato che istituisce l'*Energy Community*, è l'occasione per riunire insieme i rappresentanti di tutti gli *stokeholder* (industria, regolatori, associazioni di industrie e consumatori). Il Gas Forum adotta le proprie decisioni per consenso e le presenta all'attenzione del *Permanent High Level Group*.

bre 2009. Tra i temi affrontati: la sicurezza degli approvvigionamenti nell'area del Sud-Est Europa, la necessità di maggiori investimenti, la cooperazione regionale.

Nel 2009 le attività del *Customer Working Group* si sono focalizzate su tre temi principali: la protezione dei clienti vulnerabili, la regolazione della qualità dei servizi elettrici, le tariffe dell'energia elettrica. In particolare, sul fronte tariffe, nel marzo 2009 è stato presentato uno studio avviato nel 2008 sulle metodologie tariffarie e sul loro impatto sui prezzi e sui consumi di energia elettrica. Obiettivo dello studio è quello di estendere la normativa europea in tema di protezione dei consumatori anche ai Paesi firmatari dell'EnCT. Inoltre, il gruppo ha prodotto uno studio sulla qualità dei servizi elettrici, sugli standard e sugli incentivi nella regolazione, presentato in occasione del 15° Forum di Atene sull'energia elettrica. Le attività del gruppo, dapprima focalizzate sul settore elettrico, si stanno gradualmente spostando sull'analisi del settore del gas; sul finire del 2009, infatti, è stato fatto circolare un questionario in tema di tariffe e qualità del servizio gas proprio allo scopo di avviare studi specifici anche in questo settore.

Gemellaggio con l'Autorità di regolazione dell'Ucraina

L'Autorità può vantare una consolidata esperienza di collaborazioni e gemellaggi internazionali, che si sono dimostrati un ottimo strumento per diffondere il modello di regolazione italiano, rafforzare le competenze dei regolatori beneficiari e porre le basi per rendere i loro mercati di riferimento capaci di attrarre investimenti esteri. L'Autorità ha infatti vinto con gara internazionale, iniziato e portato a termine, con risultati più che soddisfacenti, tre progetti di gemellaggio con le Autorità di regolazione di Lituania, Repubblica Ceca e Turchia.

Per la gestione del quarto e più impegnativo progetto di gemellaggio con l'Autorità ucraina di regolazione del settore elettrico e del gas, NERC - interamente finanziato dalla Commissione europea nell'ambito del programma TACIS (*Technical Assistance Community Indipendent States* - si è costituito un consorzio guidato dall'Autorità, con il ruolo di *project leader*, e formato dai regolatori di Austria (E-Control) e Repubblica Ceca (ERO). Tale consorzio è stato supportato dalla società italiana di diritto pubblico *Studiare Sviluppo*, che ha curato la gestione amministrativa e logistica del progetto. Obiettivo del gemellaggio era il rafforzamento istituzionale del NERC e della sua capacità di regolazione del settore elettrico. Nel corso del 2009 l'Autorità italiana ha attivamente impegnato il proprio personale in numerose missioni a Kiev, con lo scopo di portare a termine il lavoro delle sei componenti in cui era articolato il progetto. Il gemellaggio si è concluso con grande soddisfazione delle istituzioni ucraine e comunitarie. Alla cerimonia di chiusura, tenutasi il 3 aprile 2009 a Kiev presso la sede del NERC, con ampia diffusione a mezzo televisione e stampa ucraina, hanno partecipato il Vice Ministro per l'integrazione europea, il Vice Ministro per la pubblica amministrazione in rappresentanza del governo ucraino, oltre che i Presidenti delle due Autorità coinvolte, gli Ambasciatori italiano, austriaco e ceco in Ucraina, l'Ambasciatore della Commissione europea.

Nel 2008 l'Autorità si è aggiudicata il suo quinto progetto di gemellaggio e ha intrapreso una seconda nuova esperienza con i colleghi ucraini del NERC, questa volta nel settore del gas (*Regulatory and Legal Capacity Strengthening of Natural Gas Regulation in NERC*). Anche in questa occasione l'Autorità assolve al ruolo di *project leader* del consorzio incaricato di implementare il progetto. Gli altri regolatori che partecipano al suddetto consorzio sono i rappresentanti dei seguenti Paesi: Romania (ANRE), Ungheria (HEO) e Grecia (RAE). Questo secondo progetto avrà una durata di 27 mesi e sarà interamente finanziato dal programma comunitario *European Neighbourhood Policy Instrument* (ENPI) con un budget di 1,2 milioni di euro. Il gemellaggio è articolato in sette componenti e mira: al rafforzamento delle capacità del NERC per la definizione di una regolazione incentivante nel settore del gas; al raggiungimento di standard di qualità in linea con quelli europei; a favorire l'*unbundling;* a promuovere l'armonizzazione della regolazione e della legislazione primaria e secondaria ucraina con l'*acquis communautaire*. Questo secondo progetto di gemellaggio, iniziato ufficialmente il 7 ottobre 2009, sta procedendo proficuamente secondo il calendario e ha già visto l'Autorità impegnata in numerose missioni operative.

Rapporti bilaterali

L'Autorità è costantemente impegnata nel diffondere la cultura regolatoria italiana ed europea anche sul piano bilaterale con i regolatori nazionali, i Governi e le imprese di Paesi euro-

pei ed extra europei che ne facciano richiesta. Di conseguenza, anche nell'anno appena trascorso l'Autorità ha incontrato diverse delegazioni internazionali intenzionate ad approfondire gli aspetti tecnici, legislativi e istituzionali del mercato energetico italiano. Lo scopo principale dei rapporti bilaterali è lo scambio di informazioni ed esperienze volte a migliorare l'attività di regolazione e a favorire nuovi investimenti tutelando i consumatori finali.

In particolare, nell'anno trascorso l'Autorità ha incontrato i rappresentanti dei seguenti Paesi appartenenti e non all'Unione europea:

- Algeria; il regolatore algerino (*Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz* – CREG) ha dato inizio alla riorganizzazione del sistema di raccolta e gestione dei dati in formato sia elettronico sia cartaceo, allo scopo di creare un unico archivio che includa ogni tipologia di informazione. Per tale ragione CREG ha chiesto un incontro con l'Autorità al fine di effettuare un confronto con il sistema di gestione delle informazioni e dei sistemi informatici utilizzati dal regolatore italiano;
- Brasile; a seguito di una campagna nazionale di sostituzione dei contatori di energia elettrica avviata in Brasile, il regolatore brasiliano (*Agência Nacional De Energia Elétrica* – ANEEL) ha chiesto un incontro con l'Autorità per acquisire maggiori informazioni sull'esperienza italiana nel campo dello *Smart Metering* e per avere maggiori delucidazioni sulla delibera 18 dicembre 2006, n. 292/06, *Direttive per l'installazione di misuratori elettronici di energia elettrica predisposti per la telegestione per i punti di prelievo in bassa tensione*;
- Cina; alcuni rappresentanti della *China Development Bank* (CDB), interessati a investire in progetti nel campo fotovoltaico in Italia, hanno presentato alle Direzioni tecniche dell'Autorità le loro attività e hanno chiesto maggiori informazioni sullo schema di regolazione delle fonti rinnovabili in Italia, con particolare riferimento al settore del fotovoltaico;
- Giappone; nel quadro di una visita studio in Italia, una delegazione del Ministero giapponese per il commercio, l'industria e l'energia ha incontrato l'Autorità con l'obiettivo di esaminare il quadro regolatorio italiano, in particolare con riferimento alle energie rinnovabili;
- Kosovo; il settore delle energie rinnovabili è stato al centro anche dell'incontro tra l'Autorità e una delegazione del Kosovo formata dai rappresentanti del Ministero per l'energia e del regolatore (*Energy Regulatory Office* – ERO);
- Moldavia; il bilaterale organizzato con il regolatore della Moldavia (*National Energy Regulatory Agency of Moldavia* – ANRE) ha avuto per oggetto una presentazione generale sul funzionamento, i poteri e i compiti del regolatore italiano, oltre che una discussione più specifica sui temi dei consumatori e della qualità del servizio (per esempio, la regolazione della qualità, il sistema di indennizzi, la responsabilità del regolatore ecc.);
- Romania; in occasione del *World Forum on Energy Regulation IV* – WFER IV (Atene, 18-21 Ottobre 2009), il regolatore rumeno (*Romanian Energy Regulatory Authority* – ANRE) ha avuto un incontro con l'Autorità per potenziare la cooperazione bilaterale, anche nel quadro dell'implementazione del progetto di gemellaggio gas con il regolatore ucraino, al quale sia ANRE sia l'Autorità partecipano;
- Russia; facendo seguito ad alcuni contatti avuti in occasione della tavola rotonda dei regolatori (Roma, 24 maggio 2009) e del WFER IV, i rappresentanti del regolatore russo (*Federal Tariffs Service of Russia* – FTS) si sono incontrati con l'Autorità per avere un quadro dettagliato della regolazione del settore elettrico in Italia, anche in riferimento alla protezione dei clienti più vulnerabili;
- Thailandia; nell'anno appena trascorso sono stati organizzati due incontri con il regolatore thailandese (*Energy Regulatory Commission of Thailand* – ERC). Nel mese di luglio la discussione si è incentrata soprattutto sulle seguenti tematiche tecniche: le caratteristiche del mercato elettrico (l'esperienza dell'Acquirente unico, *metering*), le tariffe nel settore del gas, le energie rinnovabili e il ruolo dell'Autorità nel Sud-Est Europa. In occasione del WFER IV è stato organizzato ad Atene un secondo incontro di carattere istituzionale durante il quale, su richiesta del regolatore thailandese, si sono esaminate eventuali forme di collaborazione più strutturata tra i due regolatori.

Inoltre l'Autorità italiana ha incontrato, a valle della tavola rotonda dei regolatori G8+ di Roma (vedi oltre), il Presidente della *South Asia Forum for Infrastructure Regulation*, associazione regionale dei regolatori per l'energia dell'Asia meridiona-

le, con l'obiettivo di scambiare alcune opinioni sulla regolazione delle infrastrutture energetiche, la qualità del servizio, la regolazione delle tariffe, i sistemi di sanzione.

Infine, sempre con riferimento alla cooperazione bilaterale, anche nel 2009 l'Autorità è stata impegnata nell'implementazione dell'accordo di partenariato siglato il 14 maggio 2007 con il regolatore albanese (*Electricity Regulatory Authority* - ERE), al fine di rafforzare la cooperazione nel settore della regolazione elettrica. Tale accordo nel 2008 è stato esteso anche al settore del gas. Nei primi mesi del 2009 si è portato a termine il primo *Action Plan* concordato all'inizio del partenariato dalle due Autorità. Il 15 luglio 2009 è stato siglato a Roma, alla presenza dei due Presidenti, il nuovo *Action Plan* per il periodo 2009-2010, che stabilisce il trasferimento di esperienze e conoscenze, nel settore sia dell'elettricità sia del gas, sui seguenti temi: determinazione delle tariffe, qualità del servizio, protezione dei consumatori, *market monitoring*, *training*. In particolare il programma di lavoro prevede diverse missioni, alcune articolate secondo lo schema tipico del *work shop*, altre invece strutturate in veri e propri affiancamenti di funzionari albanesi a funzionari italiani, presso le sedi dell'Autorità, al fine di acquisire *know how* imparando sul campo le nostre tecniche e metodologie.

G8+ ed Energy Regulators Round Table

Nell'ambito dei lavori per il G8 dei Ministri dell'energia, tenutosi a Roma il 24 e il 25 maggio 2009, la Presidenza italiana ha invitato l'Autorità a organizzare una tavola rotonda delle Autorità di regolazione dell'energia (la c.d. *G8+ Energy Regulators Round Table*) sul seguente tema: "Energia: regole, mercati e investimenti".

La tavola rotonda, presieduta dall'Autorità italiana, è stata organizzata il 24 maggio 2009 e ha visto l'attiva partecipazione delle Autorità di regolazione dei Paesi del G8 (Canada, Francia, Germania, Giappone, Russia, Regno Unito e Stati Uniti d'America), delle Autorità di regolazione di Arabia Saudita[25], Brasile, Cina, Corea del Sud, Egitto, Grecia, India, Messico e Sudafrica, nonché delle seguenti organizzazioni regionali: AFUR, ARIAE (*Asociacion de Reguladores Iberoamericanos*), CAMPUT (*Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals*), CEER-ERGEG, ERRA (*Energy Regulators Regional Association*), MEDREG, NARUC (*National Association of Regulatory Utility Commissioners*) e SAFIR (*South Asian Forum for Infrastructure Regulation*).

L'allargamento dei lavori del G8 ad altri Paesi e alle principali associazioni regionali ha avuto lo scopo di assicurare al dibattito una prospettiva sopranazionale, consentendo a tutte le parti coinvolte di fornire il proprio contributo alle attività svolte.

La tavola rotonda dei regolatori ha approvato un documento dal titolo *G8+ Energy Regulators Statement* che è stato prima posto all'attenzione dei Ministri del *G8 energia* e poi ripreso nei loro documenti finali; in esso sono state poste in evidenza le segnalazioni e gli impegni dei regolatori per contribuire al superamento della crisi, alla ripresa, allo sviluppo degli investimenti, della qualità, dell'economicità e della sicurezza delle forniture energetiche. In particolare, il documento dei regolatori del G8, richiamando la necessità di assicurare adeguati livelli di indipendenza e sindacabilità al loro ruolo, ha espresso gratitudine per l'invito del Governo italiano e ha valutato molto positivamente le iniziative per un uso sempre più efficiente dell'energia, per la rimozione delle barriere che ostacolano i suoi scambi commerciali, per il contrasto alle distorsioni del mercato, per l'attivazione di procedure autorizzative semplici, trasparenti e tempestive per la realizzazione delle infrastrutture energetiche. Nel documento, i regolatori si sono impegnati ad assumere, anche collegialmente, un ruolo attivo: per la promozione e la realizzazione di moderni mercati energetici a livello regionale; per contribuire a raccogliere la sfida contro il cambiamento climatico; per la diffusione delle migliori tecnologie disponibili; per alleviare "la povertà energetica" e tutelare i consumatori più deboli. Nello stesso documento si è anche evidenziata la necessità di divulgare più diffusamente le informazioni circa le migliori pratiche regolatorie e di perseguire l'eccellenza professionale dello stesso personale dei regolatori, specie di quelli in via di istituzione, attraverso la realizzazione di intensificati programmi di formazione e lo sviluppo della *Florence School of Regulation* (FSR).

In occasione della tavola rotonda, inoltre, i regolatori per l'energia hanno sottolineato la necessità di potenziare la coo-

25 In rappresentanza dell'Autorità di regolazione dell'energia elettrica e della cogenerazione (ECRA).

perazione internazionale per rendere i quadri regolatori sempre più stabili, trasparenti e armonizzati e hanno offerto ai governi e ai parlamenti la loro piena collaborazione nella definizione di accordi istituzionali, soluzioni regolatorie, sistemi di monitoraggio e controllo, piattaforme e meccanismi di mercato. Proprio al fine di meglio favorire questa collaborazione internazionale, le Autorità di regolazione si sono date appuntamento ad Atene, in occasione del *IV World Forum on Energy Regulation* (IV WFER), durante il quale sono giunte alla decisione di istituire una Confederazione internazionale dei regolatori dell'energia (ICER).

WFER IV – World Forum on Energy Regulation IV

Il Forum mondiale sulla regolazione dell'energia, o *World Forum on Energy Regulation*, si tiene con cadenza triennale e quest'anno è stato organizzato ad Atene, fra il 18 e il 21 ottobre 2009, dall'Autorità per l'energia greca e dal CEER, su incarico delle Autorità dell'energia di tutto il mondo. Le precedenti edizioni erano state organizzate a Washington nel 2006, a Roma nel 2003 (dall'Autorità italiana) e a Montreal nel 2000. Oltre mille rappresentanti di governi, istituzioni internazionali, Autorità di regolazione, *policy maker*, università e imprese, provenienti da 60 Paesi, hanno partecipato quest'anno alla quarta edizione della principale conferenza internazionale sulla regolazione dell'energia.

Ad Atene i lavori del WFER si sono articolati intorno a quattro temi chiave: l'affidabilità e la sicurezza degli approvvigionamenti; il ruolo dei regolatori in risposta al cambiamento climatico; la concorrenza e l'accessibilità; l'indipendenza, i poteri, le responsabilità, le *best practice* e la formazione dei regolatori. L'Autorità italiana, oltre a contribuire fattivamente tramite il CEER e il MEDREG ai lavori preparatori del WFER IV, ha anche partecipato attivamente al dibattito attraverso l'intervento dei propri vertici su temi quali le condizioni per l'attrazione degli investimenti, l'efficienza energetica e la qualità del servizio elettrico.

Nelle sue conclusioni il WFER IV ha presentato due importati risultati: la creazione dell'ICER (di cui si dà conto nel paragrafo seguente) e la pubblicazione della Dichiarazione dei regolatori mondiali dell'energia sul cambiamento climatico, condivisa dalle undici associazioni dei regolatori presenti ad Atene. Con quest'ultima i regolatori mondiali si sono impegnati, nell'ambito delle rispettive competenze e giurisdizioni nazionali, a compiere otto azioni volte a dare un contributo concreto alle sfide poste dal cambiamento climatico. In continuità con gli impegni presi dalla tavola rotonda dei regolatori dell'energia del G8+ di Roma, tali azioni riguardano:

- lo sviluppo nell'ambito dell'ICER di un lavoro congiunto e continuativo sulle tematiche regolatorie;
- il sostegno allo sviluppo delle forniture energetiche nei mercati emergenti;
- la promozione dell'efficienza energetica;
- lo studio di *best practice* per l'integrazione delle energie rinnovabili e della generazione distribuita nella fornitura energetica, oltre che del loro impatto sulle reti e la concorrenza;
- la condivisione e lo sviluppo di nuove strategie regolatorie per la promozione di azioni volte a ridurre le emissioni climalteranti;
- la collaborazione tesa ad armonizzare i quadri regolatori in aree confinanti;
- la partecipazione in qualità di osservatori alle sessioni dell'*United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC);
- la promozione di forniture affidabili a costi ragionevoli per tutti i consumatori.

La prossima edizione del WFER si terrà a Quebec City in Canada nella primavera 2012, occasione in cui verranno presentati anche i contributi dell'attività che ICER svolgerà nel triennio a venire.

ICER – International Confederation of Energy Regulators

L'ICER, ovvero la Confederazione mondiale dei regolatori dell'energia, è stata costituita, in coerenza con gli impegni definiti con la tavola rotonda dei regolatori G8+ sopracitata, durante il quarto *World Forum on Energy Regulation* di Atene, con l'intento di rafforzare la collaborazione, il coordinamento e la cooperazione internazionale nel settore dell'energia; ciò per tutelare sempre meglio i consumatori, migliorando continuamente la sicurezza, la qualità e l'economicità dei servizi, in un contesto rispettoso dell'ambiente. Con la costituzione del nuovo organismo per la collaborazione internazionale fra

regolatori, si intendono promuovere iniziative e quadri regolatori sempre più efficaci e armonizzati a livello mondiale, per rispondere proattivamente alle emergenti sfide e problematiche globali, con soluzioni a carattere altrettanto globale.

ICER raggruppa undici associazioni regionali di regolatori: AFUR (Africa), ARIAE (America Latina), CAMPUT (Canada), CEER (Unione europea), EAPIRF (Asia orientale e Pacifico), ERRA (Europa centrale e orientale), MEDREG (Mediterraneo), NARUC (Stati Uniti), OOCUR (Paesi dei Caraibi), RERA (Africa meridionale) e SAFIR (Asia meridionale).

La presidenza di ICER, per il primo triennio, è stata affidata al CEER e le attività sono state organizzate in quattro gruppi di lavoro "virtuali"; questi operano utilizzando la piattaforma web di IERN (*International Energy Regulators Network*, vedi oltre) e mirano a dare continuità e sviluppo ai temi del WFER in vista del WFER V che si terrà in Canada nel 2012. I quattro gruppi di lavoro, coordinati ognuno da un'associazione regionale, si occupano: dell'affidabilità e della sicurezza delle forniture; del ruolo dei regolatori nella risposta al cambiamento climatico; della competitività e della tutela dei consumatori vulnerabili; dello scambio di *best practice* regolatorie, di formazione, studio e ricerca.

Il coordinamento del gruppo di lavoro che si occupa dell'affidabilità e della sicurezza delle forniture è stato affidato a MEDREG e di conseguenza all'Autorità italiana che ne detiene la Presidenza. Compito di tale gruppo sarà quello di analizzare, con il contributo dei regolatori nazionali tramite le rispettive associazioni regionali, il tema della sicurezza e dell'adeguatezza delle forniture sotto il profilo regolatorio nell'ambito dei settori gas ed elettrico, ma anche con riferimento al petrolio e al carbone in quanto settori strettamente correlati con i primi. Si esamineranno quindi, per ciascun Paese: i rischi connessi con la fornitura di energia; le criticità verificatesi nel passato e le misure a suo tempo messe in atto; la previsione di appositi meccanismi per incrementare la sicurezza nel medio, lungo termine.

I lavori del gruppo si estenderanno per un arco temporale di tre anni, durante ciascuno dei quali verranno affrontati i seguenti argomenti:

- l'efficacia delle politiche energetiche nazionali e delle attività regolatorie nell'affrontare e risolvere i problemi di sicurezza;
- i poteri delle associazioni regionali di regolatori nel perseguire gli obiettivi di sicurezza a livello nazionale e regionale;
- il ruolo dei regolatori dell'energia nel promuovere maggior sicurezza nell'ambito delle forniture energetiche su scala globale.

Il gruppo di lavoro che si occupa del ruolo dei regolatori nella risposta al cambiamento climatico è coordinato dal CEER con un significativo supporto da parte dell'Autorità italiana; durante il triennio lavorerà sui temi dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili e della generazione distribuita, nonché in materia di *best practice* per il contenimento delle emissioni climalteranti. L'obiettivo dei lavori è quello di fornire contributi originali al dibattito del WFER V del 2012. Per l'anno in corso il gruppo di lavoro produrrà il primo rapporto mondiale sulle *best practice* regolatorie per la promozione dell'efficienza energetica, che verrà presentato in Canada, al G8+ del 2010.

Il gruppo di lavoro che si occupa di competitività e tutela dei consumatori vulnerabili è coordinato da AFUR e si interesserà in una prima fase alle nuove forme che assume la concorrenza nei mercati dell'energia elettrica, con un *focus* particolare sugli investimenti nelle nuove reti elettriche e lo *smart metering*. In una seconda fase il gruppo di lavoro si concentrerà sul monitoraggio dei mercati concorrenziali dell'energia, e in una terza fase sugli incentivi per i consumatori vulnerabili.

Il gruppo di lavoro che si occupa delle *best practice* regolatorie, di formazione e di ricerca per i regolatori, è coordinato da NARUC e provvederà prevalentemente sia a sviluppare iniziative volte a favorire lo scambio delle migliori pratiche regolatorie, dei profili e dei progetti di formazione dedicati ai regolatori, sia a promuovere la ricerca di eccellenza. Il risultato delle attività è in stretta sinergia con quelle del progetto IERN, attualmente sviluppato dalla FSR e promosso significativamente dall'Autorità italiana sin dal WFER II di Roma.

IERN – International Energy Regulators Network

IERN è una piattaforma web con cui si intende facilitare lo scambio di informazioni e la collaborazione fra le Autorità di regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, a livello mondiale. L'iniziativa, promossa dal secondo *World Forum on Energy Regulation* del 2003, è stata curata, per le fasi di prima ideazione e progettazione, dall'Autorità italiana stessa. Nel 2005 il progetto pilota è stato fatto proprio dal CEER che ha

incaricato la FSR sia dell'implementazione dei contenuti tecnici e scientifici, in collaborazione con le principali associazioni regionali di regolatori a livello mondiale, sia della gestione operativa. Il sito IERN (www.iern.net) è stato ufficialmente presentato in occasione del terzo *World Forum on Energy Regulation* che si è tenuto a Washington nel 2006. Dal 2007 il CEER ha attivato un apposito gruppo di lavoro (*FIERN Task Force*) per il coordinamento del progetto in ambito europeo e ha promosso, assieme alle associazioni regionali di regolatori che cofinanziano il progetto, uno *Steering Committee*, presieduto dall'Autorità italiana, con il compito di sorvegliare l'iniziativa.

Ad Atene, in occasione del WFER IV, si è tenuta la quarta riunione della *IERN Steering Committee*, presieduta dall'Autorità italiana, cui hanno partecipato rappresentanti di otto associazioni regionali di regolatori. In quella sede sono state adottate le necessarie modifiche dello statuto, del bilancio e del programma triennale, per accogliere il progetto ICER nell'ambito della piattaforma IERN. Con l'avvio di ICER, all'inizio del 2010 la piattaforma IERN è stata significativamente ampliata così da poter ospitare ICER, nonché le attività *on line* dei quattro gruppi di lavoro virtuali sopraccitati.

Nel corso del 2009 la FSR ha avviato un riesame critico dei contenuti del sito IERN e ha implementato un progetto di ristrutturazione che è stato presentato al WFER IV di Atene dove ha riscosso, anche in virtù del lancio di ICER, un grande interesse. Il sito presenta oggi in modo estremamente flessibile ed efficace la situazione della regolazione energetica a livello mondiale attraverso una mappa interattiva del mondo dove è possibile reperire le informazioni di base sull'esistenza e le caratteristiche del regolare nazionale. In vista del WFER IV è stato avviato un progetto di mappatura delle risorse e delle competenze dei regolatori nazionali nel settore dell'energia elettrica, basato sulle risposte a questionari *on line*. I risultati dell'Indagine, cui hanno aderito oltre 50 regolatori a livello mondiale, sono stati presentati e discussi con interesse dai partecipanti al WFER IV. Nel 2010 il progetto prevede un'estensione della copertura dei Paesi, un approfondimento della metodologia, nonché un possibile sviluppo al settore del gas naturale. Per il 2010 è previsto anche l'avvio sia di uno studio comparato sulla valutazione dei costi dei gestori di trasmissione ai fini tariffari in diversi Paesi europei, sia di un progetto pilota di enciclopedia della regolazione energetica *web based* sul modello di *Wikipedia*.

Evoluzione della legislazione italiana

Documento di programmazione economica e finanziaria

Il 15 luglio 2009 il Governo ha approvato il *Documento di programmazione economica e finanziaria* (DPEF) per il periodo 2010-2014, contenente gli indirizzi principali della propria politica economica; esso è lo strumento tramite cui il Parlamento e il Governo forniscono le *Linee guida* strategiche alle quali dovranno ispirarsi anche le decisioni dell'Autorità.

Nel Documento si evidenzia in primo luogo come, dopo il brusco calo verificatosi nei primi mesi dell'anno 2009 rispetto ai valori dell'anno precedente, il prezzo del petrolio abbia poi registrato una tendenza all'aumento. Da un lato questo dato indicherebbe un miglioramento della situazione economica internazionale; dall'altro, tuttavia, tale tendenza all'aumento

andrebbe nuovamente a incidere, in senso negativo, sulle dinamiche inflazionistiche, in particolare in Italia a causa di un mix energetico eccessivamente basato sugli idrocarburi, di cui il nostro Paese è ormai quasi esclusivamente importatore.

In secondo luogo, nel Documento si espongono alcune misure adottate dal Governo in funzione anticrisi: tra queste viene citata la nuova disciplina finalizzata a ridurre i costi energetici per imprese e famiglie, contenuta nel decreto legge 1 luglio 2009, n. 78 (provvedimento del quale si parlerà in seguito), consistente nell'attivazione di un meccanismo (c.d. *gas release*, peraltro proposto dalla stessa Autorità per l'energia elettrica in una segnalazione del febbraio 2009; vedi oltre) che obbliga i grandi produttori di gas a cedere, per l'anno termico 2009-2010, una quota di materia prima da immettere nel mercato a condizioni più favorevoli, stabilite dall'Autorità.

Infine viene ribadita la scelta strategica, già diffusamente trattata nel DPEF per gli anni 2009-2013, di riavviare in Italia la produzione di energia elettronucleare.

Provvedimenti legislativi di interesse

Alla luce della necessità di introdurre misure urgenti per fronteggiare la crisi economica internazionale che ha caratterizzato tutto l'anno 2009, il Governo ha emanato il decreto legge n. 78/09, recante *Provvedimenti anticrisi, nonché proroga dei termini e della partecipazione italiana a missioni internazionali*, poi convertito nella legge 3 agosto 2009, n. 102 (successivamente modificata dal decreto legge 3 agosto 2009, n. 103, recante *Disposizioni correttive del decreto legge anticrisi n. 78 del 2009*, a sua volta convertito nella legge 3 ottobre 2009, n. 141).

Il decreto legge n. 78/09 contiene importanti disposizioni relative al settore energetico. In primo luogo, recependo parzialmente quanto proposto dall'Autorità nella segnalazione al Ministero dello sviluppo economico del 28 febbraio 2009 (PAS 3/09), vengono previste specifiche misure che impongono a ciascun soggetto che nell'anno termico 2007-2008 ha immesso nella rete nazionale di trasporto (direttamente o tramite società controllate, controllanti oppure controllate da una medesima controllante) una quota superiore al 40% del gas naturale complessivamente destinato al mercato nazionale (cioè, in particolare, l'operatore dominante Eni), di offrire in vendita per l'anno termico 2009-2010 un volume di gas pari a 5 miliardi di metri cubi a condizioni e modalità determinate dall'Autorità, nel rispetto degli indirizzi definiti dal Ministro dello sviluppo economico. Il decreto dispone che tali condizioni siano definite avendo riguardo dei prezzi medi dei mercati europei rilevanti e attraverso una verifica di congruenza tra il prezzo da riconoscere e la struttura dei costi di approvvigionamento sostenuti dal cedente, verificati dalla stessa Autorità anche sulla base degli elementi previsti nei contratti di approvvigionamento. Il decreto legge prevede infine che l'eventuale differenza positiva tra il prezzo di vendita corrisposto dagli acquirenti e quello da riconoscere al soggetto cedente, stabilito con le modalità anzidette, sia destinata a vantaggio dei clienti finali industriali evidenzianti un elevato coefficiente di utilizzo di gas naturale.

Il medesimo decreto introduce altresì misure volte a velocizzare e a favorire la realizzazione degli investimenti infrastrutturali nel settore elettrico, con speciale riguardo allo snellimento delle procedure autorizzative. In particolare, si prevede: che il Consiglio dei ministri individui gli interventi infrastrutturali, relativi alla produzione, alla trasmissione e alla distribuzione dell'energia, per i quali ricorrono particolari ragioni di urgenza; che per ciascuno di questi interventi sia nominato un apposito commissario straordinario responsabile della realizzazione dell'infrastruttura; che a tale commissario si attribuiscano poteri sostitutivi e derogatori rispetto alla disciplina ordinaria, in base a quanto previsto dall'art. 20 del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito nella legge 28 gennaio 2009, n. 2.

In sede di conversione in legge del medesimo decreto è stata infine aggiunta una norma la quale dispone l'estensione, a tutte le imprese distributrici di energia elettrica che servono meno di 5.000 punti di prelievo, del regime oggi previsto per le c.d. "imprese elettriche minori" (IEM); queste ultime, che sono 14 in tutto il territorio nazionale, svolgono funzioni di produzione e fornitura di energia in aree caratterizzate da situazioni particolari, quali le piccole isole non interconnesse con la rete elettrica nazionale (vedi più oltre nel presente Capitolo, il paragrafo "Segnalazioni").

Di grande rilevanza appare poi la legge 23 luglio 2009, n. 99, recante *Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*, che ha introdotto importanti disposizioni relative al settore energetico. Assai considerevole è la scelta di riavviare in Italia la produzione di energia elettrica nucleare, cui vengono dedicati diversi artico-

li della legge, compresa un'ampia delega al Governo per l'individuazione dei siti che dovranno ospitare le nuove centrali. A tal fine è anche prevista l'istituzione dell'Agenzia per la sicurezza nucleare.

La legge n. 99/09 introduce poi importanti disposizioni per una riforma organica del mercato del gas, nella direzione di una sua armonizzazione con il modello proprio del mercato elettrico. A tal fine si prevede che la gestione del mercato si svolga tramite una Borsa del gas e sia affidata a un soggetto terzo, individuato dalla legge nel Gestore dei mercati energetici (GME), al fine di favorire maggior liquidità del mercato, trasparenza delle contrattazioni e delle transazioni e un generale efficientamento del sistema. In tale contesto sarà esteso al settore del gas anche il ruolo dell'Acquirente unico, nell'ottica di garantire e salvaguardare la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti per le categorie di clientela di minori dimensioni.

La legge, recependo parzialmente quanto proposto dall'Autorità nella segnalazione al Ministero dello sviluppo economico del 28 febbraio 2009 (PAS 3/09), dispone poi l'effettuazione di procedure di *virtual power plant* (VPP) nella regione Sardegna.

Al fine di favorire lo sviluppo delle infrastrutture di interconnessione con l'estero e di ridurre conseguentemente il costo dell'energia, la legge prefigura poi un meccanismo in virtù del quale alcuni operatori, selezionati da Terna, possono sostenere il finanziamento di singole infrastrutture d'importazione, denominate *interconnector*, beneficiando fin da subito delle forniture contrattualizzate nel mercato europeo.

Con riferimento alla disciplina dell'addizionale Ires (c.d. *Robin Tax*), introdotta per le imprese operanti nel comparto energetico dall'art. 81 del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112 (convertito nella legge 6 agosto 2008, n. 133), la legge ha poi varato due innovazioni, prevedendo da una parte l'incremento da 5,5 a 6,5 punti percentuali dell'addizionale stessa; dall'altra la semplificazione degli adempimenti stabiliti dall'Autorità per l'attività di vigilanza nei confronti degli operatori che rientrano entro una determinata soglia di fatturato annuo (461 milioni di euro per il 2009).

La legge inoltre detta le disposizioni per la revisione dei criteri di aggiornamento della componente CEC (Costo evitato di combustibile) nell'ambito della disciplina CIP6, nonché le previsioni volte a proporre meccanismi di risoluzione anticipata e volontaria delle convenzioni CIP6, cui si è data attuazione con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 dicembre 2009, emanato su proposta dell'Autorità (PAS 22/09). Occorre poi sottolineare come la legge n. 99/09 abbia esteso i poteri dell'Autorità a tutte le fasi della filiera, comprese quelle liberalizzate, recependo in legge gli orientamenti e le indicazioni emersi in sede giurisprudenziale e rafforzando di conseguenza gli strumenti a tutela dei consumatori e degli utenti di energia.

La medesima legge contiene poi un'importante delega al Governo affinché esso proceda alla revisione dei tetti antitrust per il settore del gas, in scadenza al 31 dicembre 2010.

La legge infine: dispone la riforma del sistema dei certificati verdi prevedendo, in particolare, che il relativo obbligo di acquisto sia trasferito dai produttori ai venditori di energia elettrica; fa salve le discipline di settore per la distribuzione del gas (decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, e art. 46-bis della legge 29 novembre 2007, n. 222) dalle disposizioni introdotte dall'art. 23-bis della legge n. 133/08, attribuendo al Ministro dello sviluppo economico il compito di definire gli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas (di concerto con il Ministro per i rapporti con le Regioni e sentite la Conferenza unificata e l'Autorità); riconosce all'Autorità la possibilità di avvalersi del Gestore dei servizi elettrici (GSE) e dell'Acquirente unico per il rafforzamento delle attività di tutela dei consumatori; riduce il minimo edittale delle sanzioni che l'Autorità può comminare ai soggetti regolati, a oggi definito in 50 milioni di lire, sino al valore di 2.500 euro, al fine di consentire l'irrogazione di sanzioni proporzionate anche alle società di dimensioni e fatturato minori; fornisce una definizione di "rete interna di utenza" e ne introduce una nuova disciplina tariffaria, prevedendo che per la generalità degli utenti, escluse tali reti di utenza, i corrispettivi posti alla copertura degli oneri generali di sistema debbano essere determinati non più in relazione ai prelievi effettuati dalla rete, come accaduto sino a oggi in virtù di quanto disposto dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, ma facendo riferimento ai consumi effettivi di energia elettrica, compresi quelli per i quali l'utente non ricorre all'uso della rete (c.d. "generazione distribuita").

Nel mese di settembre il Governo ha poi emanato il decreto legge 25 settembre 2009, n. 135, recante *Disposizioni urgenti per l'attuazione di obblighi comunitari e per l'esecuzione di sentenze della Corte di giustizia delle Comunità*, convertito

nella legge 20 novembre 2009, n. 166. Tale provvedimento contiene alcune disposizioni di interesse per il comparto energetico: in primo luogo, intervenendo in materia di servizi pubblici locali, si prevede espressamente che anche il comparto della distribuzione dell'energia elettrica sia escluso dalla disciplina generale contenuta nell'art. 23-bis del decreto legge n. 112/08 (la distribuzione del gas, come visto, era già stata esclusa da tale disciplina in virtù di quanto disposto dalla legge n. 99/09). La medesima norma individua poi nel 31 dicembre 2012 il termine ultimo entro il quale il Ministro dello sviluppo economico dovrà provvedere alla definizione degli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas.

Il decreto dispone inoltre l'abolizione della metrologia legale per le fasi a monte della filiera gas (reti nazionali e regionali di trasporto), prevedendo che il livello di tutela sino a oggi sancito da tali norme sia assicurato mediante la realizzazione e la gestione degli stessi sistemi di misura, secondo modalità stabilite con decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità.

In sede di conversione del decreto in legge è stata infine introdotta una norma la quale sancisce che la riforma dei certificati verdi, prevista dalla legge n. 99/09 e che dispone in particolare lo spostamento dell'obbligo dai produttori ai venditori, sia posticipata dal 2011 al 2012.

Degne di menzione sono infine le misure emergenziali introdotte con il decreto legge 25 gennaio 2010, n. 3, recante *Misure urgenti per garantire la sicurezza di approvvigionamento di energia elettrica nelle isole maggiori*, poi convertito nella legge 22 marzo 2010, n. 41, finalizzate a far fronte alle più gravi e urgenti criticità relative ai sistemi di approvvigionamento di energia elettrica delle isole Sardegna e Sicilia. A tal fine, il provvedimento istituisce, per il triennio 2010, 2011 e 2012 e limitatamente al territorio delle isole Sardegna e Sicilia, un nuovo servizio di interrompibilità, grazie al quale sarà possibile ridurre la domanda elettrica in tali zone, sulla base delle istruzioni impartite dalla società Terna, laddove ciò si renda necessario al fine di garantire la sicurezza nella gestione del sistema elettrico. Nell'istituire il nuovo servizio, il decreto assegna all'Autorità il compito di definirne, sentito il Ministero dello sviluppo economico, le condizioni di effettuazione e di remunerazione.

Infine, si rileva che con l'approvazione della legge finanziaria per l'anno 2010 (legge 23 dicembre 2009, n. 191), è stata introdotta nell'ordinamento una disposizione che prevede, sia pure per un arco temporale definito, il finanziamento di alcune Autorità amministrative indipendenti tramite una sorta di prestito da parte di altre Autorità, tra cui appunto l'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Per una trattazione più esaustiva dell'argomento, oggetto anche di una segnalazione dell'Autorità, illustrata più oltre nel Capitolo, si rimanda anche al Capitolo 7 di questo Volume.

Altri interventi normativi

Di grande importanza appare il decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, recante *Indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico*, emanato ai sensi dell'art. 3, comma 10, della legge n. 2/09.

Il decreto contiene una riforma organica del mercato elettrico, prevedendo, in particolare, la riforma del Mercato dei servizi di dispacciamento e istituendo un Mercato infragiornaliero dell'energia in sostituzione del Mercato di aggiustamento, da svolgersi tra la chiusura del Mercato del giorno prima e l'apertura del Mercato dei servizi di dispacciamento stesso. Il medesimo provvedimento dispone poi l'introduzione, ai fini della determinazione del prezzo dell'energia elettrica sul Mercato del giorno prima, del criterio del c.d. *pay as bid* al posto di quello del *System Marginal Price*, posticipando però l'implementazione di tale misura all'1 aprile 2012, dopo l'effettuazione di una lunga fase di studio e valutazione di elementi rilevanti nel processo di formazione dei prezzi. Questa in particolare riguarda l'evoluzione delle zone di mercato a seguito dello sviluppo della rete; lo sviluppo dei mercati a termine organizzati e relativo livello di liquidità; la struttura del mercato in termini di concentrazione dell'offerta; il futuro mix tecnologico del parco produttivo anche alla luce dell'inserimento di nuove tecnologie; il livello di integrazione transfrontaliera dei mercati.

Alcune disposizioni di grande impatto per il settore energetico e relative, segnatamente, all'assetto dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, sono infine contenute nel disegno di legge AS 1781, recante *Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee – Legge comunitaria 2009*, attualmente (31 marzo 2010) all'esame del Parlamento in terza lettura.

All'interno di tale disegno di legge si è infatti dato avvio, nel

corso della seconda lettura, al recepimento delle Direttive 2009/72/CE (*Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*) e 2009/73/CE (*Norme comuni per il mercato interno del gas naturale*), illustrate all'inizio del presente Capitolo.
Nel recepire tali Direttive, l'art. 17 del disegno di legge prevede tra l'altro, allo stato attuale dell'iter legislativo, che nel settore del gas naturale sia assicurata una efficace separazione tra le attività di trasporto, stoccaggio e le altre attività della relativa filiera industriale. Lo stesso articolo prevede pure che siano introdotte misure volte a garantire maggiore disponibilità di capacità di stoccaggio, anche favorendo l'accesso, a parità di condizioni, di una pluralità di operatori nella gestione delle nuove attività di stoccaggio. Per quanto concerne il settore elettrico, il medesimo articolo del disegno di legge prevede, tra l'altro, misure finalizzate ad aumentare gli scambi transfrontalieri e che tengano conto, ai fini della realizzazione di nuove infrastrutture di produzione e di trasporto di energia elettrica, della rilevanza dell'infrastruttura stessa per il mercato interno dell'energia elettrica e della sua coerenza con gli obiettivi di politica energetica nazionali e comunitari.

Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni

Segnalazioni

Segnalazione del 22 luglio 2009

Nella segnalazione del 22 luglio 2009 l'Autorità ha formulato proprie osservazioni e proposte, al Parlamento e al Governo, in ordine all'ipotesi di modifica della disciplina regolatoria relativa al regime tariffario per le imprese elettriche di distribuzione con meno di 5.000 punti di prelievo, come formulata nell'emendamento n. 3.12 all'art. 3 del disegno di legge AC 2561, di conversione del decreto legge n. 78/09, approvato il 21 luglio 2009 dalle Commissioni riunite bilancio e finanze della Camera dei deputati. L'Autorità ha evidenziato le criticità che l'emendamento avrebbe comportato in caso di approvazione: esso estenderebbe a imprese di sola distribuzione di energia elettrica un regime introdotto e applicato nel caso di imprese verticalmente integrate, ossia che operano anche nelle fasi di produzione e vendita, tipicamente in aree isolate elettricamente. Tale estensione appare impropria all'Autorità in considerazione del fatto che la regolamentazione tariffaria generale già prevede meccanismi specifici di tipo perequativo (perequazione specifica aziendale disciplinata dalla delibera 28 dicembre 2007, n. 348/07), tesi a garantire una adeguata copertura dei costi (se efficienti) per le imprese di distribuzione che evidenzino condizioni operative particolari tali da differenziarle rispetto alla media nazionale. Quanto sopra trova conferma nel procedimento (avviato con delibera 27 settembre 2006, n. 208/06, e delibera 24 giugno 2008, ARG/elt 82/08) con cui l'Autorità intende estendere i meccanismi di regolazione tariffaria previsti per la generalità delle imprese di distribuzione (in particolare la perequazione specifica aziendale) anche alle imprese elettriche minori di cui all'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, prevedendo per tali imprese un separato meccanismo per l'integrazione dei costi relativi all'attività di produzione del-

l'energia elettrica, allo scopo di incentivarle all'efficienza e al contenimento dei costi. In tale ottica l'estensione delle integrazioni tariffarie a tutte le imprese distributrici con meno di 5.000 clienti, arrivando a coinvolgere oltre 110 imprese di distribuzione su tutto il territorio nazionale, andrebbe di fatto a contrastare con quei provvedimenti dell'Autorità introdotti per una maggior efficienza complessiva del sistema.

L'Autorità ha inoltre rilevato come l'emendamento in esame, imponendo *«criteri semplificati per la determinazione dei costi sostenuti da adottarsi nei confronti dei servizi di distribuzione gestiti da enti locali»*, oltre a discriminare tra imprese di distribuzione (facendo riemergere il tema della dubbia conformità alla normativa europea), prevede non solo che eventuali maggiori costi debbano essere socializzati, ma pure che la verifica di questi costi debba avvenire anche applicando criteri semplificati. Una semplificazione che difficilmente può coesistere con procedure di controllo della reale efficienza dei medesimi costi.

Segnalazione del 30 settembre 2009

La segnalazione del 30 settembre è stata formulata ai sensi dell'art. 3, comma 10-ter, del decreto legge n. 185/08, come convertito nella legge n. 2/09, dove è previsto che: *«A decorrere dall'anno 2009, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas invia al Ministro dello sviluppo economico, entro il 30 settembre di ogni anno, una segnalazione sul funzionamento dei mercati dell'energia, che è resa pubblica. La segnalazione può contenere, altresì, proposte finalizzate all'adozione di misure per migliorare l'organizzazione dei mercati, attraverso interventi sui meccanismi di formazione del prezzo, per promuovere la concorrenza e rimuovere eventuali anomalie del mercato. Il Ministro dello sviluppo economico, entro il mese di gennaio dell'anno successivo, può adottare uno o più decreti sulla base delle predette proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas»*.

Come peraltro più volte evidenziato dall'Autorità, i mercati dell'energia presentano ancora oggi rilevanti criticità strutturali, più marcate nel settore del gas. Permangono infatti carenze nello sviluppo delle infrastrutture, nonché posizioni di elevata concentrazione dell'offerta, particolarmente pesanti nel mercato gas che pure molto incide, nel caso italiano, su quello elettrico. Tali carenze e posizioni non consentono di conseguire, e di trasferire pienamente ai clienti finali, i benefici realizzabili attraverso un compiuto processo di liberalizzazione dei mercati energetici. Sulla base delle criticità ancora esistenti, pertanto, l'Autorità evidenzia nella segnalazione le proposte, e quindi gli interventi, da attuare al fine di migliorare l'efficienza e la competitività del mercato energetico.

Nel settore elettrico le proposte riguardano: il potenziamento delle reti di trasporto; l'obbligo di cessione di *virtual power plant* nelle isole maggiori; la realizzazione di un nuovo meccanismo di *capacity payment*; il completamento dei Mercati a termine; la riduzione degli oneri di sistema; la revisione del meccanismo dei certificati verdi; l'adeguamento della flessibilità del sistema elettrico agli obiettivi europei per le fonti rinnovabili; la perfetta efficienza degli impianti di generazione.

Per quanto riguarda il settore del gas le proposte sono state suddivise in misure di effetto immediato e misure strutturali con effetti attesi nel medio periodo. Con riferimento alle misure a effetto immediato l'Autorità ha evidenziato: la necessità di adottare misure di *gas release* per quantità e durata significative e l'avvio di una Borsa del gas; l'introduzione di servizi di flessibilità quali la possibilità di scambio di risorse di bilanciamento tra gli operatori su base settimanale all'interno di una piattaforma centralizzata, oltre che un servizio di modulazione settimanale; gli interventi nell'ambito della distribuzione con riferimento all'emanazione di regole certe per la definizione dei bandi e dei criteri di gara, oltre che la riduzione dei bacini di utenza. Le misure strutturali con effetti di medio periodo riguardano invece: la separazione proprietaria; l'attribuzione al gestore indipendente del trasporto dei diritti di trasporto sui metanodotti internazionali di adduzione in Italia detenuti dall'operatore dominante; la separazione proprietaria delle attività di stoccaggio; l'obbligo di cessione per l'operatore dominante di una significativa quota della produzione nazionale, con particolare riferimento ai campi riconvertibili a stoccaggio; i tetti antitrust.

Segnalazione del 2 dicembre 2009

L'Autorità ha inteso formulare proprie osservazioni in merito ai profili di illegittimità comunitaria, nonché agli effetti negativi derivanti dalla presentazione dell'emendamento 2.356 presentato nella discussione dell'AC 2936 (*Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato*, legge finanziaria 2010). Tale emendamento avrebbe previsto l'istituzione, presso il Ministero dell'economia e delle finanze, di un fondo perequativo finalizzato al finanziamento di nove amministrazioni, tra cui alcune Autorità indipendenti, sul quale sarebbero dovute confluire,

«*per la parte non coperta dal finanziamento a carico del bilancio dello Stato, tutte le entrate proprie di tali Autorità indipendenti stabilite da disposizioni vigenti*». L'ammontare complessivo delle risorse così raccolte sarebbe stato poi ripartito ogni anno tra le nove amministrazioni tramite decreto del Presidente della Repubblica, da adottare entro il 30 novembre di ciascun anno previa delibera del Presidente del Consiglio, su proposta del Ministero dell'economia e delle finanze sentiti i Presidenti delle rispettive Autorità.

Laddove approvato, l'emendamento avrebbe di fatto fiscalizzato le entrate autonome delle Autorità indipendenti, le cui risorse sarebbero state così inglobate nel bilancio dello Stato, pregiudicando sostanzialmente l'autonomia economico-finanziaria, gestionale, organizzativa e operativa delle stesse Autorità.

L'emendamento in questione, oltre a configurare un contrasto con i principi della legge 14 novembre 1995, n. 481, sulla concorrenza e regolazione dei servizi di pubblica utilità, avrebbe determinato una situazione di chiaro conflitto di interesse in cui si sarebbe trovato il Ministero dell'economia e delle finanze nel distribuire le risorse economiche ad Autorità che esercitano poteri di regolazione e vigilanza su imprese in cui detto dicastero detiene significative partecipazioni azionarie.

Inoltre, la norma proposta avrebbe finito per finanziare – con onere a carico delle sole imprese che operano nei settori regolati (settore elettrico, del gas, delle telecomunicazioni, assicurativo e degli scambi finanziari) – anche amministrazioni del tutto estranee a tali settori, nonché Autorità che operano a livello trasversale su tutti i mercati svolgendo attività di vigilanza su tutte le imprese soggette alla concorrenza (sarebbe stata così introdotta una sostanziale forma di tassazione occulta sui suddetti settori regolati).

Tale effetto sarebbe stato particolarmente evidente per i settori dell'energia elettrica e del gas, posto che l'Autorità si sarebbe configurata come l'unico soggetto a versare al predetto fondo tutte le sue risorse economiche, essendo l'unica Autorità indipendente a finanziarsi esclusivamente tramite il contributo delle imprese operanti sui mercati da essa regolati; alcune delle altre amministrazioni coinvolte, invece, si sarebbero limitate a versare sul fondo una parte minima delle proprie risorse o addirittura a non versare nulla.

Per quanto riguarda gli effetti sull'indipendenza dell'Autorità, la disposizione oggetto della segnalazione, prevedendo una centralità del Ministero dell'economia e delle finanze relativamente al controllo sulle risorse da destinare alle Autorità indipendenti, avrebbe istituito una forma di controllo diretto da parte del potere esecutivo sulle Autorità medesime. Ciò sarebbe stato, per quanto riguarda l'Autorità, in stridente contrasto con la recente Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, la quale, all'art. 35, prevede che, «*per tutelare l'indipendenza dell'Autorità di regolamentazione, gli Stati membri provvedono in particolare affinché l'Autorità di regolamentazione possa prendere decisioni autonome, in maniera indipendente da qualsiasi organo politico, e disponga di dotazioni finanziarie annuali separate*».

La misura oggetto della segnalazione avrebbe altresì previsto che la ripartizione delle risorse finanziarie da destinarsi alle singole Autorità sarebbe avvenuta con decreto del Presidente della Repubblica, ma «*previa delibera del Consiglio dei ministri*», configurando una delibera del potere esecutivo come l'atto contenente la decisione sostanziale relativamente alle risorse da assegnare a ciascuna Autorità indipendente. Tale assegnazione si sarebbe peraltro dovuta verificare «*nei tempi e con le modalità da stabilire con apposito decreto del Ministero dell'economia e delle finanze*», apparentemente senza tenere in alcuna considerazione le esigenze reali e le dinamiche del mercato, dei consumatori e dei settori regolati, generando così potenziali inefficienze gestionali.

Appare utile rilevare, comunque, che nel corso dell'iter legislativo dell'AC 2936 la misura oggetto della presente segnalazione non ha avuto seguito; tuttavia, per far fronte al problema del finanziamento delle Autorità indipendenti in difficoltà di bilancio, l'art. 2, comma 241, della legge n. 191/09 (legge finanziaria 2010), ha introdotto un sistema di trasferimenti di risorse da parte di alcune Autorità, tra cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, a favore dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, del Garante per la protezione dei dati personali e della Commissione sull'attuazione della legge sullo sciopero nei servizi essenziali (per i dettagli vedi il Capitolo 7 di questo Volume).

Segnalazione del 21 dicembre 2009

Con questa segnalazione l'Autorità ha voluto formulare proprie osservazioni in ordine agli effetti negativi che sarebbero potuti derivare per i consumatori dalla mancata assegnazione dei fondi di cui all'art. 11-bis del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito nella legge 14 maggio 2005, n. 80, e modificato dal comma 142 dell'art. 2 della legge 24 dicembre 2007, n.

244. La norma in questione prevede che l'ammontare risultante dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità sia destinato a un fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas. Per tali progetti, proposti dall'Autorità stessa, risultava peraltro necessaria l'approvazione del Ministro dello sviluppo economico.

L'Autorità ha rilevato che qualora l'assegnazione sopra citata non fosse avvenuta in tempi coerenti con le richiamate regole di contabilità dello Stato, sarebbe divenuto impossibile l'impiego dei fondi provenienti dalle sanzioni per le finalità alle quali la legge li destina. Ciò avrebbe determinato un pregiudizio per quelle attività, a vantaggio dei consumatori, che avrebbero dovuto essere sostenute da tali fondi. Appariva pertanto opportuno che fosse perfezionata e conclusa al più presto la procedura di assegnazione, da parte del Ministero dell'economia e delle finanze al Ministero dello sviluppo economico, per l'ammontare delle cifre disponibili alla data del 31 ottobre 2009 sullo specifico capitolo di uscita. Si ribadiva come sarebbe stato altrettanto opportuno assicurare la fruibilità dei fondi in questione attraverso la previsione, nel decreto di fine anno "mille proroghe", di uno specifico articolo che, analogamente a quanto già previsto per le sanzioni irrogate dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, avesse consentito che i proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas fossero riassegnati al Ministero dello sviluppo economico anche nell'esercizio successivo; ciò per poter impegnare gli stessi proventi in progetti a favore dei consumatori finali di energia.

Segnalazione del 28 dicembre 2009

Il 28 dicembre 2009, adempiendo ai compiti a essa affidati dall'art. 81, comma 18, del decreto legge n. 112/08, convertito nella legge n. 133/08, l'Autorità ha inviato al Parlamento la seconda Relazione sull'attività di vigilanza svolta al fine di evitare che la maggiorazione d'imposta prevista dal comma 16 del medesimo articolo (c.d. *Robin Tax*) venga traslata sui prezzi al consumo. Nella Relazione l'Autorità ha esposto le iniziative e gli atti adottati per lo sviluppo delle attività di vigilanza sull'osservanza del citato divieto e, in particolare, ha fornito una informativa in merito alle diverse direttrici delle azioni intraprese, che hanno riguardato i campi regolatorio, organizzativo, di monitoraggio delle informazioni fornite dagli operatori e di verifica di primo e di secondo livello. Nel documento si è poi dato conto sia delle ispezioni affidate al gruppo di lavoro, appositamente costituito da dipendenti dell'Autorità e da personale della Guardia di Finanza, sia del contenzioso attivato dagli operatori del settore avverso i provvedimenti adottati dall'Autorità, il quale finora si è risolto con la conferma della piena legittimità del provvedimento regolatorio delle verifiche di primo livello (delibera 11 dicembre 2008, VIS 109/08). Sull'argomento si veda anche il Capitolo 6 di questo Volume.

Segnalazione del 29 gennaio 2010

La Relazione del 29 gennaio 2010 è formulata ai sensi dell'art. 28, comma 2, della legge n. 99/09, laddove esso prevede che l'Autorità debba riferire alle Commissioni parlamentari competenti, entro il 30 gennaio di ogni anno, sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo e di integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

In base a tale disposto, anche facendo riferimento al testo della sopramenzionata segnalazione del 30 settembre 2009 al Ministro dello sviluppo economico, si è pertanto proceduto ad ampliare i contenuti già precedentemente trattati, spingendo lo sguardo oltre le sole questioni relative al funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, esaminandone lo stato complessivo, con particolare riguardo alla tutela dei consumatori (e specificamente delle famiglie che versano in condizioni economiche disagiate), alle condizioni di economicità delle offerte disponibili su suddetti mercati, alle condizioni di non discriminazione tra gli operatori, alla competitività delle imprese in relazione ai loro consumi energetici. La relazione si è dunque soffermata ad analizzare, in particolare, le condizioni di funzionamento e competitive, dei mercati al dettaglio, all'ingrosso e, nel caso dell'energia elettrica, a termine; sono state enucleate le criticità relative a ognuno dei segmenti citati e formulate proposte relative al loro superamento. Inoltre, la Relazione del 29 gennaio 2010 contestualizza il mercato dell'energia italiano rispetto a quello internazionale ed europeo, quest'ultimo caratterizzato dall'imminente recepimento del terzo pacchetto energia i cui contenuti sono stati più sopra illustrati in questo Capitolo.

Per quanto riguarda specificamente il mercato italiano, si è

dato conto, come richiesto dalla legge, dello stato di utilizzo e dell'integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. A tal proposito, si sono illustrati i meccanismi oggi vigenti per l'incentivazione di tali impianti e i relativi costi, attuali e prospettici, nonché le problematiche specificamente riconducibili alla filiera delle energie rinnovabili, con particolare riferimento alle difficoltà di connessione con la rete, allo sviluppo della *generazione distribuita*, all'*ancora imperfetto funzionamento* del meccanismo dei certificati verdi, specie a seguito della modifica legislativa, introdotta dalla legge n. 99/09, che sposta tale obbligo in capo ai venditori. Su tutte le criticità evidenziate l'Autorità ha anche prospettato alcune ipotesi di revisione delle soluzioni attualmente in uso.

Infine, la Relazione ha illustrato gli ultimi sviluppi in materia di: tutela dei consumatori e agevolazioni speciali, facendo riferimento a recenti interventi nell'ambito della qualità commerciale e tecnica; Codici di condotta commerciale; introduzione di strumenti al servizio dei consumatori finali per il confronto delle offerte commerciali disponibili (Trova offerte); *Atlante dei diritti del consumatore di energia elettrica e gas*; Sportello per il consumatore; introduzione di bonus dell'energia per i clienti vulnerabili; misure a favore delle popolazioni colpite dal sisma in Abruzzo.

Pareri e proposte al Governo

Pareri

Il 28 aprile 2009 l'Autorità ha rilasciato al Ministero dello sviluppo economico il proprio parere favorevole in merito allo *Schema di decreto ministeriale recante indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico*, secondo quanto previsto dall'art. 3, comma 10, della legge n. 2/09. Il 26 aprile 2009, l'Autorità ha confermato il proprio parere favorevole a fronte delle modifiche, apportate dallo stesso Ministero dello sviluppo economico al *Testo integrato per la disciplina del mercato elettrico*, riguardanti la previsione del riserbo da parte del GME sui dati di offerte presentate sui mercati a pronti e sui mercati a termine gestiti dal GME: i mercati a pronti fino al settimo giorno successivo al giorno di presentazione delle stesse offerte; i mercati a termine fino al settimo giorno successivo all'ultimo giorno di esecuzione del contratto cui le offerte si riferiscono.

Il 5 agosto 2009 l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico in merito all'accoglimento dell'istanza di proroga del termine per l'avvio dell'operatività del gasdotto Poseidon Italia-Grecia, entro il 2015.

Con successive delibere, emanate in data 5 agosto, 24 settembre, 15 ottobre e 23 novembre 2009, l'Autorità ha reso parere favorevole alle modifiche proposte dal Ministero dello sviluppo economico alla disciplina del mercato elettrico. Tali modifiche, recependo quanto segnalato dalla stessa Autorità, hanno introdotto dapprima soluzioni tese alla riduzione dei costi di transazione connessi con la negoziazione sul mercato a termine, con particolare riferimento ai sistemi di garanzie, consentendo così di configurare il mercato a termine come una piattaforma di negoziazione liquida di contratti con durata possibilmente superiore all'anno. Le ulteriori modifiche hanno dettato disposizioni volte a rendere più intelligibili agli operatori le modalità mediante le quali gli stessi potranno utilizzare le garanzie fideiussorie già prestate a proprio favore e ancora valide ed efficaci all'entrata in vigore delle modifiche stesse, nonché quelle a copertura delle obbligazioni che sorgono sui mercati dell'energia o sulla Piattaforma dei conti energia. Infine, le ultime modifiche sono state adottate al fine di ridurre i costi sostenuti dagli operatori per la gestione del rischio di

mercato, affinché possa aumentare la concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, senza extra oneri a carico del GME e del sistema elettrico considerato nel suo insieme.
In data 3 settembre 2009, l'Autorità ha infine reso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico riguardo allo Schema di decreto ministeriale recante *Prima attuazione della legge 23 luglio 2009, n. 99, per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza di gas naturale ai clienti finali per l'anno termico 2009-2010.*

Proposte

L'Autorità ha formulato, ai sensi dell'art. 30, comma 15, della legge n. 99/09, una proposta al Ministero dello sviluppo economico in materia di acconto del Costo evitato del combustibile (CEC) per il quarto trimestre 2009, rimandando a un successivo provvedimento la formulazione della proposta per la definizione delle modalità di aggiornamento del CEC a conguaglio e in acconto.
Con documento del 27 novembre 2009, al fine di definire meccanismi di risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6 da disporre con decreti del Ministro dello sviluppo economico, l'Autorità ha proposto allo stesso Ministro:

- di affidare al GSE la gestione della risoluzione anticipata delle convenzioni siglate ai sensi del provvedimento CIP6;
- di riconoscere ai titolari di convenzioni CIP6 un corrispettivo commisurato: alla somma dei gettiti corrispondenti alle componenti di costo evitato di impianto; all'ulteriore componente (ove spettante) e all'onere riconosciuto per l'acquisto delle quote di emissione di gas serra non assegnate a titolo gratuito, nel caso di impianti alimentati da combustibili di processo o residui o recuperi di energia; alla somma dei gettiti corrispondenti alle componenti di costo evitato di impianto e all'ulteriore componente (ove spettante), nel caso di impianti assimilati alimentati da combustibili fossili;
- di prevedere sia la definizione di un corrispettivo unitario da riconoscere per la potenza oggetto della convenzione, sia che i corrispettivi totali siano determinati *una tantum* utilizzando un tasso di sconto convenzionalmente assunto costante e pari al 6% su base annua;
- di prevedere specifiche misure di compensazione limitatamente sia agli impianti alimentati da combustibile di processo o residui o recuperi di energia, sia al periodo fino al 31 dicembre 2012 e comunque non oltre la data di scadenza della convenzione CIP6;
- di riconoscere ai titolari di convenzioni CIP6 un corrispettivo aggiuntivo nel caso di impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili per i quali siano state riscontrate a consuntivo almeno 1.000 ore piene/equivalenti di funzionamento, al più per i primi tre anni a decorrere dalla data di risoluzione anticipata della convenzione CIP6;
- di rimandare a un successivo provvedimento le modalità per la risoluzione anticipata nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili e rifiuti.

Audizioni presso il Parlamento

Dinamica dei prezzi e delle tariffe e ricadute sui consumatori

Nell'audizione del 22 aprile 2009 presso la Commissione straordinaria prezzi del Senato della Repubblica, convocata nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sulle determinanti della dinamica del sistema dei prezzi e delle tariffe e sulle ricadute sui consumatori, l'Autorità ha illustrato la struttura attuale del comparto dell'energia elettrica e del gas, caratterizzato dalla presenza di:

- mercati all'ingrosso, nei quali i prezzi sono liberi e determinati dalle dinamiche legate all'andamento della domanda e dell'offerta e le contrattazioni (tra produttori o importatori e grossisti o clienti) avvengono tramite contratti bilaterali oppure, nel caso dell'energia elettrica, attraverso mercati regolati (Borsa elettrica); mentre, nel settore del gas, è ancora piuttosto marginale il contributo del Punto di scambio virtuale (PSV), non avendo esso le caratteristiche di una vera e propria Borsa liquida del gas;
- mercati *retail*, nei quali i prezzi sono liberi ma sussiste ancora l'obbligo per i venditori di offrire condizioni di prezzo fissate dall'Autorità ai clienti tutelati (clienti domestici o piccole imprese che non abbiano ancora scelto di accettare offerte sul mercato libero);
- servizi regolati, le cui tariffe sono determinate dall'Autorità; essi comprendono le attività connesse con monopoli naturali infrastrutturali (trasmissione, dispacciamento, distribuzione e, nel caso del gas, lo stoccaggio.

L'Autorità ha quindi illustrato la composizione delle bollette dell'energia elettrica e del gas, soffermandosi, in tema di oneri generali di sistema, sulla questione dei costi che i clienti finali del sistema elettrico dovrebbero sostenere per l'eventuale raggiungimento degli obiettivi europei attribuiti ai vari Stati membri al 2020. L'Autorità ha segnalato, in base alle stime di sviluppo di costo elaborate, un incremento della spesa di circa 3 miliardi di euro/anno per il 2010, di più di 5 miliardi euro/anno per il 2015 e di circa 7 miliardi euro/anno per il 2020. Si tratta di valori che potrebbero far emergere nel medio periodo problemi di sostenibilità economica, aggravati dal fatto che il finanziamento delle politiche nazionali di sostegno alle fonti rinnovabili non ricade sulla totalità dei contribuenti, attraverso imposte dedicate, ma solo sui consumatori elettrici. L'Autorità ha poi reso nota l'avvenuta definizione delle modalità di applicazione, in base ai criteri individuati dal decreto interministeriale 28 dicembre 2007, del c.d. "bonus elettrico", che consiste in un'agevolazione economica rivolta ai clienti più bisognosi, in grado di garantire un risparmio del 20% sulle bollette elettriche; l'Autorità ha inoltre annunciato l'operatività del bonus gas, entro la fine dell'anno 2009.

Al fine di assicurare ai consumatori finali un risparmio, l'Autorità ha poi formulato alcune proposte di interventi sulla fiscalità e sugli oneri di sistema. Riguardo al meccanismo degli oneri di sistema, che si traduce in un prelievo di tipo parafiscale (peraltro ulteriormente gravato dall'IVA in bolletta), si è osservato come detto meccanismo presenti problemi di equità distributiva (una famiglia numerosa a basso reddito con consumi alti contribuisce al sistema molto più di un *single* benestante con bassi consumi). L'Autorità, quindi, ha rilevato l'opportunità di trasferire tali oneri a carico della fiscalità generale. Si è inoltre suggerita la possibilità di eliminare, almeno per i clienti domestici, l'IVA sugli oneri generali, le accise e le addizionali.

Infine, l'Autorità ha segnalato la necessità di intervenire nel settore del gas con misure volte sia a promuovere la concorrenza nel mercato all'ingrosso, in modo che dinamiche effettivamente concorrenziali possano incidere positivamente sul prezzo finale pagato dai consumatori, sia a sostenere la pluralità delle fonti di approvvigionamento di gas naturale. In particolare, l'Autorità ha posto in evidenza l'utilità del ricorso al c.d. *gas release*, ossia l'imposizione all'operatore dominante dell'obbligo di offrire annualmente in vendita, a condizioni fissate dall'Autorità, quantità di gas sufficienti a introdurre una maggiore concorrenzialità nel mercato.

Fonti rinnovabili di origine agricola, zootecnica e forestale

Il 27 ottobre 2009 l'Autorità è stata sentita dalla Commissione agricoltura della Camera, nell'ambito dell'esame dell'AC 2260 recante *Disposizioni per il rafforzamento della competitività del settore agroalimentare*, sulle questioni riguardanti l'utilizzo energetico delle fonti rinnovabili di origine agricola, zootecnica e forestale.

L'Autorità ha evidenziato come gli strumenti di incentivazione, attualmente esistenti a supporto delle fonti rinnovabili, vadano inquadrati nell'ottica del raggiungimento degli obiettivi europei, attribuiti ai vari Stati membri per il 2020 dalla Direttiva 2009/28/CE, sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili. Nello specifico, l'Autorità ha rilevato come il ruolo delle biomasse (quale combustibile per la produzione elettrica, la produzione termica e la produzione di biocarburanti) sia il più rilevante nel contesto delle fonti rinnovabili; infatti, oltre il 50% del potenziale massimo teorico di sviluppo delle fonti rinnovabili è legato alle biomasse e, quindi, il loro sviluppo è il più determinante ai fini del raggiungimento dell'obiettivo europeo definito nel c.d. *Green Package* (vedi sopra).

Nonostante ciò, fino a oggi l'attenzione dei sistemi di incentivazione è stata rivolta più ad altre fonti rinnovabili, quali il solare fotovoltaico o l'eolico, sebbene esse, pur meritevoli, apportino un contributo più modesto di valore aggiunto nazionale, essendo caratterizzate da una filiera di produzione basata sull'importazione della componentistica.

A fronte dei vantaggi derivanti dalla produzione energetica da biomasse in Italia (ossia, il potenziale di produzione significativamente superiore alle altre fonti rinnovabili e il possibile forte contributo in termini di PIL), l'Autorità ha rilevato come, per garantire il conseguimento di tali vantaggi, la legislazione abbia intrapreso un percorso, basato sulle intese di filiera o contratti quadro (decreto legislativo 27 maggio 2005, n. 102), ovvero sulle filiere corte, caratterizzate da prodotti ottenuti entro un raggio di 70 km dall'impianto che li utilizza per produrre energia (legge 27 dicembre 2006, n. 296, art. 1, comma 382). Poiché tale percorso si è rivelato di complessa attuazione, l'Autorità ha suggerito l'adozione di strumenti di incentivazione legati all'efficienza dei processi nelle varie fasi della filiera delle biomasse.

Rapporti con le altre istituzioni

L'Autorità interagisce e collabora con soggetti pubblici con i quali, attraverso diversi strumenti operativi, svolge funzioni necessarie all'esercizio delle proprie attività istituzionali così come definite dalla legge n. 481/95.

Guardia di Finanza – Stazione sperimentale dei combustibili

Al fine di rafforzare e intensificare le attività di controllo e ispezione riguardanti operatori, impianti, processi e servizi dei settori elettrico e gas, illustrate nel dettaglio nel Capitolo 6 di questo Volume, l'Autorità si avvale della collaborazione della Guardia di Finanza (GdF) ai sensi del Protocollo di intesa, adottato nel settembre 2001 (delibera 14 settembre 2001, n. 199/01) e rinnovato ed esteso nel dicembre 2005 (delibera 15 dicembre 2005, n. 273/05).

Nel periodo 1 aprile 2009 – 31 marzo 2010 sono state effettuate, tramite sopralluogo, 116 verifiche ispettive, di cui104 in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della GdF e 63 controlli tecnici con la Stazione sperimentale per i combustibili. Nel corso del 2009 la collaborazione con la GdF si è, tra l'altro, estesa a nuovi segmenti di indagine tra cui:

- la vigilanza sul divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo, di cui alla legge n. 133/08 (c.d. *Robin Tax*), la quale inizialmente ha riguardato gli operatori che non hanno trasmesso la documentazione richiesta dall'Autorità con la delibera 13 luglio 2009, VIS 68/09 (vedi il Capitolo 6 di questo Volume);
- il rispetto, da parte delle imprese distributrici di gas, degli obblighi di servizio introdotti dall'Autorità in tema di pronto intervento gas, realizzato effettuando sia controlli telefonici al servizio di pronto intervento delle imprese distributrici, sia verifiche ispettive con sopralluogo;
- la corretta rilevazione e la messa a disposizione, da parte dei distributori di energia elettrica nei confronti delle imprese di vendita, dei dati di consumo dei clienti in bassa tensione.

Sempre nel 2009, a seguito delle verifiche ispettive svolte in collaborazione con la GdF:

- sono stati avviati procedimenti prescrittivi o sanzionatori nei confronti di 18 imprese;

- sono state effettuate due denunce penali.

La Stazione sperimentale per i combustibili, collabora con l'Autorità per l'effettuazione dei controlli tecnici della qualità del gas. I dettagli delle verifiche ispettive e delle attività di vigilanza sono riportati nel Capitolo 6 di questo Volume.

Cassa conguaglio per il settore elettrico

L'Autorità fin dalla propria istituzione vigila, unitamente al Ministero dell'economia e delle finanze, sulla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), ente di diritto pubblico non economico che – oltre a gestire 36 conti di gestione istituiti dall'Autorità, dei quali 7 creati nel periodo compreso tra aprile 2009 e marzo 2010 – esercita attività funzionali agli interessi generali curati dall'Autorità, nel rispetto delle delibere e secondo gli indirizzi dalla stessa disposti, ai sensi del nuovo Regolamento di organizzazione e funzionamento, approvato con delibera 21 dicembre 2009, GOP 64/09. La CCSE, oltre a funzioni di istruzione ed esazione tariffaria e conseguente ridistribuzione di natura contributiva e perequativa agli operatori del settore dell'energia elettrica e del gas naturale, svolge anche attività istruttorie, di controllo, di verifica e di recupero finanziario di carattere coattivo delle componenti tariffarie e degli aiuti di Stato indebitamente percepiti.
Per quanto riguarda le verifiche ispettive sia sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, sia sugli impianti di cogenerazione, dal 2005 fino a marzo 2010 sono stati effettuati controlli su 125 impianti per una potenza installata pari a oltre 9.300 MW. In esito a tali verifiche si sono avviate azioni di recupero amministrativo per somme indebitamente percepite pari a 165 milioni di euro, di cui 109 già versati, contribuendo così a ridurre il fabbisogno attuale e prospettico dell'onere generale di sistema più rilevante oggi gravante in bolletta (componente A_3).
Dall'aprile 2009 al marzo 2010 la collaborazione con l'Autorità è stata piuttosto intensa. In particolare sono state effettuate 15 verifiche ispettive (una su imprese elettriche minori e 14 su impianti CIP6) e sono stati attivati presso la CSSE, sulla base di delibere dell'Autorità, i seguenti conti di gestione:

- Conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas, ai sensi della delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08;
- Conto oneri fattore di garanzia impianti di rigassificazione, ai sensi della delibera 7 luglio 2008 ARG/gas 92/08;
- Fondo a copertura degli oneri non altrimenti recuperabili, ai sensi della delibera 30 marzo 2009, ARG/gas 40/09;
- Conto per la gradualità della componente di commercializzazione della vendita al dettaglio gas, ai sensi della delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09;
- Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore del gas in stato di disagio, ai sensi della delibera ARG/gas 159/08;
- Fondo bilanciamento utenti gas, ai sensi della delibera 21 dicembre 2009, ARG/gas 165/09;
- Conto progetti consumatori, ai sensi della delibera 1 febbraio 2010, GOP 7/10.

Ai sensi della delibera 6 agosto 2009, ARG/com 113/09, la CCSE ha stipulato con Poste Italiane una convenzione avente a oggetto la gestione di tutte le attività funzionali e amministrative necessarie per l'erogazione della compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale ai clienti domestici economicamente disagiati.
Inoltre con la delibera 16 ottobre 2009, GOP 44/09, l'Autorità ha proposto al Ministero dello sviluppo economico di individuare nella CCSE il soggetto destinatario delle risorse finanziarie dei progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas, ai fini della loro erogazione ai soggetti attuatori, affidando a essa le attività materiali, amministrative, contabili, di rendicontazione e, in generale, strumentali alla gestione dei progetti.
A tal fine, con delibera GOP 7/10, l'Autorità ha dettato alla CCSE gli indirizzi per la definizione dei bandi inerenti i primi due progetti, da attuare per la diffusione delle conciliazioni stragiudiziali tra imprese esercenti nel mercato energetico e consumatori. I progetti saranno realizzati dalle associazioni di consumatori iscritte al Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) o da associazioni senza fini di lucro dalle stesse delegate.

Consiglio nazionale dell'economia e del lavoro

Con la firma del Protocollo d'intesa tra il Consiglio nazionale dell'economia e del lavoro (CNEL) e l'Autorità, il 21 febbraio 2007 si è avviata una proficua collaborazione interistituziona-

le sugli argomenti dell'energia e delle relative infrastrutture, attraverso il reciproco coinvolgimento nelle attività sviluppate. L'Autorità ha contribuito all'elaborazione della posizione promossa dal CNEL nel documento, *Problemi europei di approvvigionamento energetico* (in Pronunce CNEL n. 53/09), che prefigura sia un ruolo proattivo per l'Europa nella realizzazione di una "cooperazione rafforzata" su alcuni temi relativi al settore energetico, sia l'impegno a promuovere le buone pratiche di risparmio energetico, l'applicazione delle tecnologie disponibili per l'uso delle fonti solare ed eolica e l'impiego di combustibili alternativi ecosostenibili.

La collaborazione dell'Autorità si è anche concretizzata nell'implementazione dei database dell'Osservatorio CNEL dei Servizi pubblici locali, con riguardo all'aggiornamento dei dati relativi ai consumi e ai prezzi di energia elettrica e gas.

Il CNEL ospita, infine, a partire da luglio 2007, le Audizioni periodiche annuali dell'Autorità, alle quali intervengono operatori e utilizzatori energetici, le loro associazioni di categoria e le confederazioni sindacali.

ENEA

In attuazione di quanto previsto dalla Convenzione di avvalimento approvata con delibera 11 gennaio 2006, n. 4/06, e della nuova convenzione approvata con delibera 26 maggio 2009, GOP 26/09, l'Autorità si è avvalsa dell'ENEA per le seguenti attività a supporto della valutazione e della certificazione dei risparmi energetici conseguiti dai progetti presentati nell'ambito del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (decreti ministeriali 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni):

- attività istruttoria a supporto delle decisioni in merito all'approvazione di proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo, ai sensi dell'art. 6 delle *Linee guida*;
- attività di verifica tecnica finalizzata alla quantificazione dei risparmi effettivamente conseguiti in applicazione di progetti;
- attività di controllo volta a verificare la correttezza e la veridicità delle dichiarazioni rese dai titolari di progetti ai fini della relativa certificazione.

Il supporto dell'ENEA ha in tal modo contribuito alla gestione ordinaria del meccanismo e alla verifica e certificazione dei risultati commentati nel Capitolo 4 di questo Volume.

La convenzione di cui alla delibera n. 4/06 prevedeva anche il contributo dell'ENEA per lo sviluppo e l'aggiornamento delle schede tecniche di quantificazione dei risparmi energetici, da riconoscersi nell'ambito del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica. La nuova convenzione approvata con delibera GOP 26/09 ha formalmente esteso la collaborazione anche alla definizione di *Linee guida* per lo sviluppo di progetti a consuntivo. La nuova convenzione è stata adottata nelle more dei provvedimenti previsti dal decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 (art, 4, comma 3, e art. 7, comma 1).

Istat

Con la delibera 11 novembre 2009, GOP 49/09, l'Autorità ha rinnovato la convenzione con l'Istat per il quinquennio 2010-2014, al fine di garantire la rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici con un campione che permetta la rappresentatività regionale; questo sia per monitorare gli effetti della regolazione della qualità, mirata tra l'altro alla riduzione dei divari regionali, sia per assicurare continuità alla serie dei dati storici relativi ai servizi di erogazione dell'energia e del gas acquisiti dall'Autorità dal 1998 a oggi, nell'ambito delle convenzioni all'uopo stipulate con l'Istat.

È ripresa inoltre l'attività ai fini della ridefinizione della classificazione delle attività economiche per quanto attiene al settore energia.

Comitato elettrotecnico italiano

Per il triennio 2010-2012, è stato rinnovato il Protocollo di intesa con il Comitato elettrotecnico italiano (CEI), che prevede una reciproca collaborazione tra Autorità e CEI per temi quali: le connessioni con le reti elettriche, la qualità del servizio, il *metering* e l'efficienza energetica (vedi anche il Capitolo 2 di questo Volume).

Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti

Con la delibera 1 aprile 2009, GOP 15/09, l'Autorità ha approvato un nuovo schema di Protocollo di intesa con il Consiglio

nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU). Il Protocollo d'intesa, successivamente stipulato, impegna l'Autorità e il CNCU a: migliorare l'informazione ai clienti finali, promuovere l'educazione al consumo di energia, formare il personale delle associazioni dei consumatori, potenziare l'accesso dei consumatori a forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie (per maggiori dettagli vedi il Capitolo 4 di questo Volume).

Università

Anche nel 2009 è proseguita la collaborazione tra l'Autorità e alcune università italiane con le quali sono stati stipulati Protocolli di intesa, con lo scopo di attivare progetti di ricerca e formazione, nonché al fine di contribuire alla diffusione della conoscenza della regolazione del settore energetico nel mondo accademico. In particolare, sono attualmente attivi Protocolli di intesa con il Politecnico di Milano, l'Università Cattolica di Milano, le Università "La Sapienza" e "Tor Vergata" di Roma, l'Università "Federico II" di Napoli, l'Università di Genova – Dimset. Altri Protocolli sono attualmente in via di rinnovo con altre università, alla luce dei risultati positivi ottenuti nell'ambito della collaborazione negli anni scorsi.

I Protocolli si sono rivelati uno strumento utile per lo scambio reciproco, lo sviluppo e la disseminazione di conoscenze, anche attraverso programmi di didattica e formazione, nonché per il raggiungimento di obiettivi comuni e per la promozione delle proprie attività nei rispettivi campi di azione.

Il sistema di raccordo fra l'Autorità e le università italiane definito dai Protocolli contempla anche la realizzazione di *stage* presso gli Uffici dell'Autorità per gli studenti che seguono corsi specialistici sui temi dell'energia, nonché l'attivazione di assegni di ricerca sui temi di punta della regolazione energetica. Al contempo questo consente ai dirigenti dell'Autorità di avere un ruolo attivo nell'attività di formazione accademica e di partecipare direttamente ad alcuni comitati scientifici. Le università hanno anche messo a disposizione dell'Autorità le loro offerte formative di alto livello, così da contribuire alla crescita culturale e professionale dei giovani funzionari.

Nel 2009, a completamento dei master su tematiche energetiche organizzati da parte di alcuni degli istituti universitari sopramenzionati, sono stati perfezionati 9 *stage* in Autorità, di cui 6 conclusi entro il predetto anno. Al mese di marzo 2010 risultano attivi, presso gli Uffici dell'Autorità, complessivamente 6 *stage* e ulteriori 3 sono in corso di definizione.

Nell'anno di riferimento l'Autorità ha inoltre provveduto a finanziare direttamente due nuovi assegni di ricerca, attivati dall'Università "Tor Vergata" e dall'Università "La Sapienza" di Roma, della durata di un anno, su tematiche di interesse istituzionale. Al marzo 2010 sono in corso di perfezionamento le assegnazioni di due ulteriori assegni di ricerca per l'Università Cattolica di Milano e l'Università degli Studi di Genova, nell'ambito dei Protocolli stipulati con le suddette Università.

PAGINA BIANCA

Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

Regolamentazione tariffaria

Nel corso del 2009 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha integrato e affinato la disciplina in materia di regolamentazione tariffaria, confermando sostanzialmente il quadro tariffario definito negli anni precedenti e perseguendo:

- la convergenza delle metodologie tariffarie nei settori dell'energia elettrica e del gas;
- la maggiore efficienza dei soggetti regolati;
- una migliore allocazione dei costi dei servizi secondo i criteri di responsabilità;
- l'uso efficiente delle risorse;
- lo sviluppo efficiente delle infrastrutture anche attraverso la selezione degli investimenti incentivati.

Per conseguire tali obiettivi l'Autorità, in coerenza con quanto previsto dalla nuova Direttiva europea 2009/72/CE, ha: definito i criteri e le procedure di selezione degli investimenti finalizzati alla modernizzazione delle reti di distribuzione; avviato provvedimenti per l'individuazione di indicatori di efficacia degli investimenti realizzati nelle infrastrutture di trasmissione e distribuzione, per la definizione di prezzi biorari per i clienti domestici in maggior tutela e per la revisione delle connessioni temporanee con le reti elettriche.

Inoltre, principalmente al fine di garantire la corretta allocazione dei costi, l'Autorità ha modificato i criteri per l'applicazione dei corrispettivi di energia reattiva nei punti di interconnessione tra reti.
In materia di oneri generali, nel corso del 2009 sono intervenute importanti modifiche nel contesto normativo di riferimento per gli oneri nucleari e per la determinazione del Costo evitato di combustibile (CEC), che hanno modificato la disciplina in materia.
Nel corso del 2009 l'Autorità ha svolto altresì un'intensa attività di regolazione finalizzata alla determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel.
Infine, l'Autorità ha disposto l'aggiornamento annuale delle tariffe elettriche a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e di misura, attivando al contempo un meccanismo di garanzia del ricavo per i contributi di connessione destinato alle imprese distributrici, in coerenza con il meccanismo già introdotto per la trasmissione elettrica, data la recente e grave congiuntura economica.

Smart Grids – Procedura e criteri di selezione degli investimenti ammessi al trattamento incentivante

Con l'approvazione della delibera 25 marzo 2010, ARG/elt 39/10, l'Autorità ha definito la procedura e i criteri di sele-

zione degli investimenti finalizzati alla modernizzazione delle reti di distribuzione, anche attraverso l'introduzione di nuovi dispositivi che integrino il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi con la rete, allo scopo di favorire non solo la loro partecipazione alla regolazione del sistema elettrico nazionale, ma anche la generazione diffusa da fonti rinnovabili e l'uso efficiente delle risorse.

La delibera ARG/elt 39/10, in linea con quanto richiesto dalla recente Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, si inserisce in un quadro regolatorio teso a promuovere lo sviluppo infrastrutturale delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, a vantaggio del cliente finale e dell'ambiente. Tale quadro ha già registrato i primi atti concreti dell'Autorità sia con la decisione di incentivare in modo selezionato gli investimenti sulle reti, sia con il programma di installazione dei sistemi di misurazione intelligenti, parte fondamentale, anche se non esaustiva, per lo sviluppo di *smart grids*.

Il provvedimento definisce la procedura e i criteri di selezione di un numero limitato di progetti pilota su cui sperimentare:

- il comportamento delle reti in presenza di un numero elevato di piccoli impianti di produzione e di un quantitativo di energia prodotta superiore al fabbisogno;
- sistemi avanzati di comunicazione bidirezionale con gli utenti delle medesime reti per instaurare con essi un canale di comunicazione proattivo;
- l'inserimento di sistemi di accumulo per la regolarizzazione dei flussi energetici;
- nuovi sistemi di controllo della qualità del servizio.

Adeguamento dei corrispettivi tariffari a seguito della cessione delle linee ad alta tensione da Enel a Terna

Nel 2009 si è perfezionato il trasferimento a Terna – disposto dal Ministro dello sviluppo economico con decreto 27 febbraio 2009 – dell'intera partecipazione detenuta da Enel Distribuzione nella società Enel Linee Alta Tensione (ELAT).

A seguito dell'inclusione delle linee di alta tensione di proprietà della società ELAT nell'ambito della Rete di trasmissione nazionale (RTN) di energia elettrica, l'Autorità ha ritenuto di adeguare i propri meccanismi tariffari garantendo:

- la neutralità in termini tariffari per gli utenti del sistema elettrico;
- la neutralità in termini di costo riconosciuto per gli altri proprietari di reti di distribuzione in alta tensione.

A tal fine, con delibera ARG/elt 31/09, l'Autorità ha:

- introdotto modalità transitorie, valide per i restanti anni del corrente periodo di regolazione, che consentano di definire in maniera certa i ricavi spettanti alle reti di distribuzione in alta tensione residuali e alle reti di ELAT, senza tuttavia modificare la struttura dei corrispettivi tariffari applicati ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali;
- introdotto limitate modifiche al meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione, prevedendo la partecipazione di Terna a tale meccanismo;
- rinviato la definizione dell'incentivo all'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti nella trasmissione, nelle more del perfezionamento del processo di acquisizione di ELAT da parte di Terna.

Aggiornamento annuale delle tariffe elettriche relative a trasmissione, distribuzione e misura

Con la delibera 29 dicembre 2009, ARG/elt 203/09, l'Autorità ha disposto l'aggiornamento annuale delle tariffe elettriche a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e misura (servizi di trasmissione sulle reti in altissima tensione, distribuzione locale e misura). Le tariffe relative a tali servizi sono state riviste su base annuale prevedendo:

- la riduzione, in termini reali, della parte di tariffa che remunera i costi operativi, secondo il meccanismo del *price cap*;
- l'adeguamento della restante parte della tariffa, a copertura di ammortamenti e remunerazione del capitale investito, per tener conto dei nuovi investimenti realizzati, a favore della sicurezza, della concorrenza e della qualità dei servizi.

Con la medesima delibera l'Autorità – poiché la principale impresa di distribuzione di energia elettrica ha segnalato

recentemente come la grave congiuntura economica abbia comportato, nel corso del 2009, un'imprevista e consistente contrazione dei contributi per il servizio di connessione – in coerenza con il meccanismo già introdotto per il servizio di trasmissione con l'art. 4 della delibera 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08, ha ritenuto opportuno attivare un meccanismo facoltativo di perequazione; esso è destinato alle imprese distributrici, a garanzia del ricavo da contributi per il servizio di connessione diversi dai contributi a preventivo, dai contributi in quota fissa e dai contributi per altre prestazioni specifiche.

Per ragioni di maggior equità nei confronti dei clienti finali, chiamati a condividere parte del rischio volume relativo ai contributi di connessione e per coerenza con il sistema adottato per la trasmissione, qualora il meccanismo di cui al precedente punto venisse attivato, deve essere esteso alla rimanente parte del periodo di regolazione; così facendo esso garantirà il riassorbimento degli effetti delle oscillazioni dei contributi tanto in diminuzione quanto in aumento.

Perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura in bassa tensione

Con la delibera 18 dicembre 2006, n. 292/06, l'Autorità ha imposto agli esercenti del servizio di distribuzione dell'energia elettrica obblighi in materia di installazione di misuratori elettronici presso i punti di prelievo alimentati in bassa tensione.

Con il successivo art. 40 della delibera 29 dicembre 2007, n. 348/07, l'Autorità ha previsto la perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione, al fine di attribuire la remunerazione riconosciuta alle imprese di distribuzione che abbiano effettivamente sostenuto investimenti in misuratori elettronici e sistemi di raccolta dei dati di misura di energia elettrica.

Con la delibera 25 marzo 2010, ARG/elt 40/10, l'Autorità ha attuato quanto disposto dall'art. 40 della delibera n. 348/07, quantificando l'ammontare di perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura in bassa tensione e prevedendo, per le imprese per le quali il costo medio di investimento sia risultato superiore di oltre l'80% al costo medio di settore, che il pagamento dell'ammontare di perequazione venga sospeso qualora le medesime imprese, entro trenta giorni dalla pubblicazione della sopraccitata delibera, avanzino l'istanza per l'avvio di una specifica istruttoria individuale.

La valorizzazione dell'ammontare di perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura è stata condotta sulla base della raccolta dati attivata il 21 luglio 2009 dall'Autorità e conclusa dopo successive proroghe in data 22 gennaio 2010.

Regolamentazione delle cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 7 ottobre 2009, ARG/elt 143/09, l'Autorità ha avviato un procedimento per la regolamentazione delle cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'art. 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, nell'ambito della liberalizzazione del settore elettrico.

Gli obiettivi generali che l'Autorità si è posta per la regolamentazione delle cooperative sono di favorire la stabilità regolatoria, promuovere la tutela degli interessi degli utenti finali, garantire il rispetto dei provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione della qualità e delle condizioni per l'accesso e l'erogazione del servizio, promuovere la trasparenza e la semplificazione dei rapporti tra gestori del servizio e gli utenti finali, armonizzare la regolazione delle cooperative elettriche con l'evoluzione del processo di liberalizzazione e del quadro regolatorio europeo.

Con il documento per la consultazione 7 ottobre 2009, DCO n. 31/09, l'Autorità ha riscontrato l'opportunità di inquadrare la regolazione delle cooperative nell'ambito del nuovo contesto del mercato liberalizzato viste le misure regolatorie già adottate dall'Autorità, in coerenza con l'assetto nazionale del settore e tenendo conto della legge 23 luglio 2009, n. 99.

Determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Nel corso del 2009 l'Autorità ha svolto un'intensa attività di regolazione finalizzata alla determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel. Per dette imprese, infatti, era stato accumulato un forte ritardo nella determinazione di tali aliquote in conseguenza dell'elevato ricorso al contenzioso giudiziario da parte delle imprese regolate, nonché delle connesse difficoltà istruttorie.

Alla fine del 2008, dunque, solo 2 imprese elettriche minori (SEL di Lipari e SIPPIC di Capri) evidenziavano aliquote defini-

tive approvate, rispettivamente, fino al 2003 e fino al 2002, mentre per tutte le altre imprese le più recenti aliquote definitive approvate erano riferite al 1998.

Questo ritardo non apportava, in generale, un danno alle imprese per effetto del meccanismo degli acconti, per cui esse hanno continuato a disporre della liquidità necessaria per lo svolgimento del servizio. Gli acconti, peraltro, sono stati corretti con meccanismi di rialzo (vedi le delibere 23 dicembre 2005, n. 288/05, e 20 aprile 2006, n. 85/06) per tener conto dell'aumento del peso della componente combustibile nel decennio successivo all'approvazione della maggior parte delle aliquote definitive.

Si sottolinea tuttavia che, in assenza di istruttoria sui costi ammissibili effettivamente sostenuti, vi era il rischio di erogare acconti più elevati del dovuto, con conseguente necessità di richiedere il rimborso delle quote erogate in eccedenza alle imprese. Questo fenomeno si è effettivamente rilevato per un certo numero di imprese.

Permaneva, dunque, l'esigenza di rientrare in un percorso di ordinarietà, effettuando le istruttorie per gli anni pregressi, in modo da poter progressivamente rientrare nel regime normale di approvazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria nell'anno successivo al sostenimento dei costi.

L'Autorità, pertanto, coordinandosi con la Cassa conguaglio per il settore elettrico, ha effettuato e concluso istruttorie per 9 imprese elettriche minori, nell'arco del periodo che va dall'anno 1999 all'anno 2007. L'esito di queste istruttorie ha consentito l'approvazione di 9 delibere che fissano le aliquote definitive di integrazione tariffaria fino al 2006 e in alcuni casi al 2007, come illustrato nella tavola 2.1 che segue.

TAV. 2.1

Delibere di determinazione delle aliquote per ogni impresa elettrica minore nei diversi anni

IMPRESA ELETTRICA MINORE	ISOLA/E	PROVVEDIMENTI DI DETERMINAZIONE DELLE ALIQUOTE PER GLI ANNI 1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006	2007
Germano	Tremiti	Delibera ARG/elt 15/09, modificata dalla delibera ARG/elt 73/09 per l'anno 2003	Delibera ARG/elt 95/09
I.C.EL.	Levanzo	Delibera ARG/elt 15/09, modificata dalla delibera ARG/elt 73/09 per l'anno 2003	Delibera ARG/elt 95/09
SEA	Favignana	Delibera ARG/elt 168/09	
SELIS Lampedusa	Lampedusa	Delibera ARG/elt 97/09	Delibera ARG/elt 169/09
SELIS Linosa	Linosa	Delibera ARG/elt 73/09	Delibera ARG/elt 169/09
SELIS Marettimo	Marettimo	Delibera ARG/elt 73/09	Delibera ARG/elt 169/09
SEP	Ponza	Delibera ARG/elt 15/09, modificata dalla delibera ARG/elt 73/09 per l'anno 2003	Delibera ARG/elt 47/09
SIE	Giglio	Delibera ARG/elt 15/09, modificata dalla delibera ARG/elt 73/09 per l'anno 2003	Delibera ARG/elt 96/09
SMEDE	Pantelleria	Delibera ARG/elt 73/09	Delibera ARG/elt 169/09

Regolazione tariffaria delle connessioni temporanee con le reti di distribuzione di energia elettrica in media e bassa tensione

Con la delibera n. 348/07 l'Autorità aveva disposto un riordino della normativa vigente in materia di condizioni economiche di connessione con le reti elettriche, apportando limitati interventi innovativi, in attesa di una revisione complessiva della disciplina, da attuarsi nel corso del terzo periodo di regolazione.

Con il documento per la consultazione 27 aprile 2009, DCO 8/09, l'Autorità ha avviato la prevista modifica delle predette condizioni economiche, presentando alcune proposte di revi-

sione in relazione alla disciplina delle connessioni temporanee con le reti elettriche.

Modifiche e integrazioni alle disposizioni dell'Autorità in materia di corrispettivi per il prelievo di energia reattiva nei punti di interconnessione tra reti

Con la delibera n. 348/07 (Allegato A), l'Autorità aveva introdotto l'obbligatorietà dell'applicazione dei corrispettivi per i prelievi con insufficiente fattore di potenza, rispettivamente in corrispondenza di punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali e di punti di interconnessione fra reti di distribuzione e fra quest'ultime e Terna.

Con la delibera 22 aprile 2009, ARG/elt 48/09, l'Autorità ha inoltre evidenziato l'esistenza di configurazioni delle reti di distribuzione in alta tensione, direttamente connesse con la RTN, tali da rendere opportuna la modifica della regolazione esistente, inerente i transiti di energia reattiva nei punti di interconnessione tra la RTN e dette reti di distribuzione. Conseguentemente, l'Autorità ha ritenuto opportuno modificare la responsabilità, in ordine ai prelievi di energia reattiva dalla RTN rispetto a quanto disposto nell'Allegato A alla delibera n. 348/07.

Con la delibera ARG/elt 48/09, anche sulla base di osservazioni pervenute agli Uffici dell'Autorità, è emersa inoltre la necessità di prevedere una migliore evidenziazione delle problematiche conseguenti ai transiti di energia reattiva sulle reti elettriche, oltre che la corretta attribuzione delle responsabilità dei prelievi di energia reattiva e la corretta applicazione dei corrispettivi. L'Autorità ha pertanto avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti volti alla revisione della regolamentazione tecnico-economica dei transiti di energia reattiva sulle reti elettriche di trasmissione e di distribuzione.

Tariffa sociale elettrica

Dall'1 gennaio 2009, con validità retroattiva all'1 gennaio 2008, è attivo un meccanismo di tutela specificatamente rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico o in gravi condizioni di salute, in precedenza implicitamente inglobato nella struttura delle tariffe D2 e D3 obbligatoriamente applicate a tutti i clienti domestici. Il meccanismo di tutela (c.d. "bonus sociale") è regolato nei suoi aspetti operativi dalla delibera 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, in coerenza con i criteri contenuti nel decreto interministeriale 28 dicembre 2007, successivamente integrato dal decreto legge 29 novembre 2008, n. 185 (c.d. "decreto legge anticrisi").

L'Autorità ha provveduto ad aggiornare il valore della compensazione per l'anno 2010 contestualmente all'aggiornamento tariffario dello scorso dicembre. Gli importi della compensazione sono riportati nella tavola 2.2.

TAV. 2.2

Ammontare della compensazione per i clienti in stato di disagio economico e di disagio fisico

DESCRIZIONE	2008	2009	2010
Numerosità familiare 1-2 componenti	60 €	58 €	56 €
Numerosità familiare 3-4 componenti	78 €	75 €	72 €
Numerosità familiare oltre 4 componenti	135 €	130 €	124 €
Indipendente dalla numerosità familiare	150 €	144 €	138 €

Alla data del 30 marzo 2010 le richieste di bonus sociale che hanno superato tutti i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità da parte dei Comuni e delle imprese distributrici di energia elettrica e vengono ammesse all'agevolazione, sono oltre un milione. Secondo le stime effettuate nei primi mesi dell'anno 2010, le compensazioni validate per gli anni 2008 e 2009 hanno complessivamente un valore pari a circa 160 milioni di euro. Gli oneri connessi con l'erogazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica sono inclusi tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico.

Nell'ambito delle proprie funzioni di controllo e monitoraggio, con delibera 9 dicembre 2009, VIS 141/09, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva finalizzata a verificare: lo stato di attuazione, da parte delle imprese distributrici e di vendita dell'energia elettrica, della disciplina in materia di bonus sociale; la presenza di possibili anomalie nel processo di riconoscimento della compensazione ai clienti finali beneficiari; la sussistenza di eventuali violazioni della normativa emanata dall'Autorità (per maggior dettaglio vedi il Capitolo 6 di questo Volume).

L'art. 4, comma 1-bis, lettera e), del decreto legge 9 ottobre 2008, n. 155, convertito con modificazioni dalla legge 4 dicembre 2008, n. 190, prevede l'estensione del bonus sociale ai beneficiari della Carta acquisti[1]. Il decreto interdipartimentale n. 70341 del 14 settembre 2009 del Ministero dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministero del lavoro, della salute e delle politiche sociali e con il Ministero dello sviluppo economico, ha stabilito che l'estensione del bonus sociale ai beneficiari della Carta acquisti debba essere attuata tramite lo scambio di informazioni tra il sistema informativo di gestione del bonus sociale (SGAte) e il sistema informativo di gestione della Carta acquisti (SICA). Il medesimo decreto inoltre stabilisce che le modalità operative per attuare le previsioni del decreto siano definite dall'Autorità. Le suddette modalità operative sono attualmente in fase di analisi e di definizione da parte dell'Autorità e dell'INPS, quale soggetto attuatore del programma Carta acquisti.

Agevolazioni tariffarie per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi il 6 aprile 2009 nella provincia di L'Aquila e in altri comuni della regione Abruzzo

Con delibera 1 dicembre 2009, ARG/com 185/09, l'Autorità ha determinato le modalità applicative per il riconoscimento di agevolazioni tariffarie per la fornitura di energia elettrica, di gas naturale e di gas diverso dal naturale a mezzo di reti canalizzate alle popolazioni colpite dagli eventi sismici nella provincia di L'Aquila e in altri comuni della regione Abruzzo il 6 aprile 2009, secondo quanto previsto dal decreto n. 28 del 12 ottobre 2009 del Commissario delegato per il terremoto[2].

Secondo quanto stabilito dal decreto sopraccitato, a partire dal 6 aprile 2009 sono previste agevolazioni, per un periodo di tre anni per le forniture di energia elettrica, gas naturale e gas diversi dal naturale per mezzo di reti canalizzate. In particolare per le forniture di energia elettrica, sono previsti l'azzeramento di tutti gli oneri di sistema e la riduzione (nella misura del 100% per le famiglie e del 50% per le altre utenze diverse dalle famiglie e dall'illuminazione pubblica) delle componenti tariffarie a copertura dei costi dei servizi di trasmissione e misura. Per il gas è prevista una riduzione (del 100% per le destinazioni d'uso domestico e del 50% per le altre destinazioni) delle componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi del servizio di distribuzione e misura. È previsto inoltre l'azzeramento dei corrispettivi per l'attivazione delle nuove forniture di energia elettrica e di gas o le volture e i subentri che si rendessero necessari a chi è stato costretto a lasciare la propria abitazione a seguito di inagibilità della stessa.

Hanno diritto alle agevolazioni tutti i soggetti che alla data del 5 aprile 2009 erano titolari di almeno un contratto di fornitura di energia elettrica o di gas naturale oppure di gas diversi distribuiti a mezzo di reti canalizzate in località situate nei comuni terremotati, che sono stati identificati dai decreti del Commissario delegato 16 aprile 2009, n. 3, e 17 luglio 2009, n. 11.

Le agevolazioni sono cumulabili con il bonus elettricità e il bonus gas già fissati dall'Autorità a favore delle famiglie in condizioni di disagio economico o fisico e delle famiglie numerose, anche nel caso in cui, per i motivi sopra ricordati, gli aventi diritto siano stati costretti a trasferirsi in una località diversa dalla propria residenza anagrafica.

Infine, la delibera definisce le modalità applicative per la rateizzazione del pagamento delle fatture i cui termini di pagamento sono stati congelati, ai sensi dell'ordinanza del Presidente del Consiglio dei ministri n. 3782/09, fino al 6 dicembre 2009.

1 Per i cittadini che ne fanno domanda e che hanno i requisiti di legge (decreto legislativo 25 giugno 2008, n. 112) è disponibile una Carta acquisti utilizzabile per il sostegno della spesa alimentare e sanitaria, oltre che per il pagamento delle bollette luce e gas con oneri a carico dello Stato. La Carta acquisti che vale 40 € al mese viene concessa agli anziani di età superiore o uguale a 65 anni oppure ai bambini di età inferiore a 3 anni (in questo caso il titolare della Carta acquisti è il genitore) che siano in possesso di particolari requisiti.

2 Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 6 aprile 2009, recante dichiarazione dello stato di emergenza in ordine agli eccezionali eventi sismici che hanno interessato la provincia di L'Aquila e altri comuni della regione Abruzzo il giorno 6 aprile 2009 (DPCM 6 aprile 2009) conferisce al Capo del Dipartimento della protezione civile della Presidenza del Consiglio dei ministri i poteri di Commissario delegato.

Oneri generali connessi con le attività nucleari residue (A_2)

L'Autorità determina e aggiorna gli oneri connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, con la chiusura del ciclo del combustibile nucleare e con le attività collegate e conseguenti svolte dalla Società Gestione Impianti Nucleari (Sogin), anche in consorzio con enti pubblici o altre società, tenendo conto di criteri di efficienza economica. Con delibera 30 luglio 2008, ARG/elt 103/08, l'Autorità aveva introdotto una innovativa regolazione incentivante finalizzata a creare le condizioni per il superamento del più volte denunciato accumularsi di ritardi nelle attività di smantellamento di centrali e impianti. Sulla base della regolazione introdotta con la delibera ARG/elt 103/08, già nel mese di dicembre 2008 l'Autorità aveva provveduto alla determinazione a preventivo degli oneri nucleari per l'anno 2009, relativamente ai costi esterni delle attività commisurate e ai costi a utilità pluriennale.

A maggio 2009, con delibera 11 maggio 2009, ARG/elt 57/09, l'Autorità ha determinato a consuntivo gli oneri nucleari per il 2008, ai sensi di quanto previsto dalla delibera ARG/elt 103/08. Nel 2008 la Sogin ha raggiunto il 97,2% degli obiettivi fissati per il medesimo anno. L'aliquota media nazionale della componente tariffaria A_2 si è mantenuta costante lungo tutto il 2009 e pari a 0,164 c€/kWh. Nel primo trimestre 2010 detta aliquota è stata adeguata in diminuzione e risulta pari a 0,130 c€/kWh.

Nel corso del 2009 sono intervenute importanti modifiche nel contesto normativo di riferimento per gli oneri nucleari. In particolare, la legge n. 99/09 ha previsto, nell'ambito di un rilancio del settore nucleare in Italia, una ridefinizione dei compiti e delle funzioni della Sogin, mediante atto di indirizzo strategico del Ministero dello sviluppo economico e del Ministero dell'economia e delle finanze. Detto indirizzo strategico non è attualmente ancora stato emesso. In attuazione della legge n. 99/09, è stato anche recentemente emanato il decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31, relativo alla disciplina per la localizzazione, la realizzazione e l'esercizio, tra l'altro, dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi. La delibera ARG/elt 103/08 prevede che, ove intervengano modifiche del quadro legislativo che comportino un mutamento del ruolo, degli obiettivi strategici o delle finalità della società Sogin, con specifico provvedimento l'Autorità definirà le modifiche e le integrazioni a quanto previsto dalla delibera ARG/elt 103/08; ciò al fine di armonizzare i meccanismi ivi previsti con le nuove disposizioni. A valle del perfezionamento di quanto disposto dalle legge n. 99/09, l'Autorità valuterà l'opportunità di attivare la suddetta clausola.

Oneri generali per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili (A_3)

Nel corso del 2009 è stato evidenziato un peggioramento delle previsioni di fabbisogno economico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (Conto A_3) rispetto al 2008. Ciò per effetto della riduzione del gettito della componente tariffaria A_3 a seguito della contrazione dei consumi di energia elettrica previsti nel 2009 rispetto all'anno precedente, nonché dell'aumento degli oneri in capo al medesimo conto. In particolare, gli oneri relativi al Conto energia (fotovoltaico) hanno registrato una forte crescita rispetto all'anno precedente (più o meno 367 milioni contro i circa 110 del 2008). Nel 2009 sono stati inoltre posti sul Conto A_3 nuovi oneri. Ci si riferisce, in particolare, all'obbligo, in capo al Gestore dei servizi elettrici (GSE), di ritirare nel periodo 2009-2011 i certificati verdi invenduti e riferiti agli anni fino al 2010. Per l'anno 2009, tale disposizione ha comportato un maggiore costo pari a circa 650 milioni di euro. Inoltre, con delibera 11 giugno 2008, ARG/elt 77/08, l'Autorità ha definito i criteri per il riconoscimento degli oneri derivanti dall'applicazione della Direttiva 2003/87/CE (oneri CO_2), in applicazione di quanto previsto al Titolo II, punto 7-bis, del provvedimento CIP6. Gli oneri CO_2 sono posti in capo alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, a valere sul Conto A_3. Nel 2009 gli oneri CO_2 riconosciuti sono stati pari a circa 434 milioni di euro.

La tavola 2.3 sintetizza gli oneri posti in capo al Conto A_3 nel 2009, come risultano dall'aggiornamento dei preconsuntivi del medesimo anno alla data del 19 marzo 2010. Gli oneri CO_2 e gli oneri relativi alla copertura dei certificati verdi per gli impianti assimilati fanno riferimento a quelli riconosciuti dall'Autorità nel corso del 2009 (a copertura pertanto, di oneri sostenuti dai produttori in anni precedenti).

TAV. 2.3

Oneri posti in capo al Conto A_3 nel 2009

Milioni di euro e quote percentuali

VOCI	VALORE	QUOTA %
Compravendita di energia elettrica rinnovabile CIP6	830,10	23,20
Ritiro certificati verdi	647,02	18,09
Fotovoltaico	367,09	10,26
Tariffa omnicomprensiva	96,32	2,69
Ritiro dedicato	75,65	2,11
Funzionamento GSE	42,50	1,19
Scambio sul posto	11,41	0,32
Contratto per differenza	57,46	1,61
Altro	5,02	0,14
TOTALE ENERGIE RINNOVABILI	2.132,58	59,61
Compravendita di energia elettrica assimilata CIP6	922,23	25,78
Oneri CO_2 assimilate	433,90	12,13
Copertura certificati verdi assimilate	88,97	2,49
TOTALE ENERGIE ASSIMILATE	1.445,10	40,39
TOTALE ONERI A_3 DI COMPETENZA	3.577,68	100,00

Come illustrato più oltre nel presente Capitolo, nel corso del 2009 sono intervenute importanti modifiche nel contesto normativo di riferimento per la determinazione del CEC. La legge n. 99/09 prevede infatti che a decorrere dall'anno 2009 il valore della componente CEC da riconoscere in acconto fino alla fissazione del valore annuale di conguaglio venga aggiornato trimestralmente, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità.

Questa disposizione ha comportato una riduzione degli esborsi relativi alla componente CEC, nel solo quarto trimestre 2009, di circa 180 milioni di euro. Tuttavia, nel 2010, a fronte di una contenuta diminuzione degli oneri in capo al GSE, relativamente all'acquisto dei certificati verdi invenduti e degli oneri attinenti la compravendita di energia CIP6, si prevede un ulteriore aumento degli oneri relativi all'incentivazione degli impianti fotovoltaici. Con successivi provvedimenti l'Autorità ha pertanto disposto l'aumento dell'aliquota della componente tariffaria A_3. Nel primo trimestre 2010, l'aliquota media nazionale della componente tariffaria A_3 è pari a 1,441 c€/kWh.

Come illustrato più oltre nel presente Capitolo, con decreto 2 dicembre 2009, il Ministero dello sviluppo economico ha, su proposta dell'Autorità e ai sensi della legge 18 febbraio 2009, n. 9, definito i meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6, limitatamente agli impianti di produzione alimentati da combustibili di processo o residui oppure recuperi di energia e agli impianti assimilati alimentati da combustibili fossili. Nel 2009 i costi relativi ai suddetti impianti sono stati pari a circa il 40% degli oneri posti in capo alla componente tariffaria A_3. Il decreto 2 dicembre 2009 prevede una serie di decreti attuativi non ancora emanati.

Regimi tariffari speciali (A_4)

Per effetto dell'art. 30, comma 10, della legge n. 99/09, i regimi tariffari speciali di cui al comma 74.1, lettere a), c) e d), del *Testo integrato*, alla data dell'1 gennaio 2010 appaiono estinti. A partire dalla suddetta data le Ferrovie dello Stato risultano quale unico destinatario dei regimi tariffari speciali. Il *Testo integrato* è stato pertanto modificato per tener conto delle modifiche in materia di regimi tariffari speciali derivanti dalla legge n. 99/09. Con decisione D/9119 del 20 novembre 2009 la Commissione europea ha ritenuto incompatibile con le norme del Trattato la proroga del regime tariffario speciale a favore di Alcoa Trasformazioni, imponendo il recupero delle somme eventualmente erogate, a tale titolo, nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2006 e la data di adozione della decisione D/9119, per il Veneto, e nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2006 e il 18 gennaio 2007, per la Sardegna.

Alla fine del 2009 l'Autorità ha pertanto disposto la riduzione dell'aliquota della componente tariffaria A_4, tenendo conto della previsione di riduzione degli oneri in capo al relativo conto a partire dal 2010, per effetto di quanto previsto dalla legge n. 99/09. Nel primo trimestre 2010, l'aliquota media nazionale della componente tariffaria A_4 è pari a 0,155 c€/kWh.

Procedimenti in materia di separazione amministrativa e contabile

Con delibera 9 ottobre 2009, ARG/com 145/09, l'Autorità ha dato avvio al procedimento relativo alla formazione di provvedimenti, al fine di ottemperare alle decisioni del Consiglio di Stato in materia di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas. Il procedimento, volto all'integrazione e alla modifica della delibera dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07, è stato sottoposto a consultazione con il documento 9 ottobre 2009, DCO 32/09.

Le proposte contenute nel documento per la consultazione hanno riguardato i seguenti aspetti:

- la necessità di stabilire che nella figura del gestore indipendente, preposto alla separazione funzionale delle attività di rete del settore elettrico e del gas, possa essere previsto solo personale con funzioni dirigenziali apicali;
- l'eliminazione dell'obbligo, posto a carico del gestore indipendente, di segnalare all'Autorità decisioni assunte nell'ambito dell'impresa verticalmente integrata;
- l'eliminazione degli obblighi di separazione funzionale relativa all'attività di misura;
- l'introduzione, prevista anche dalle Direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE, della possibilità di costituzione di un "gestore di sistema combinato" che nel settore elettrico ricomprenda trasmissione e distribuzione e nel settore gas ricomprenda trasporto, rigassificazione, stoccaggio e distribuzione;
- la possibilità di consentire la gestione congiunta, senza obbligo di separazione funzionale, delle attività di distribuzione di energia elettrica, gas naturale e gas diversi, a condizione che sia comunque garantita la separazione funzionale dalle attività di vendita (inclusa quella di vendita dei gas diversi).

In aggiunta a quanto sopra, è stata altresì proposta la modifica alla disciplina dettata dalla delibera n. 11/07 al fine di recepire le sentenze del TAR che hanno annullato la delibera 23 settembre 2008, ARG/com 132/08, che definiva le *Linee guida* per la predisposizione del programma di adempimenti in materia di separazione funzionale da parte del gestore indipendente.

Avvio della raccolta dei dati di separazione contabile in modalità telematica

In data 2 ottobre 2009 si è dato avvio alla raccolta dei dati di separazione contabile, per gli esercizi 2007 e 2008, per i soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas in modalità telematica, così come previsto dalla delibera dell'Autorità n. 11/07. Alla data di chiusura della raccolta, molte imprese, iscritte nell'anagrafica operatori dell'Autorità ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08, non risultavano aver effettuato l'invio dei dati. Con delibera 19 febbraio 2010, VIS 8/10, l'Autorità ha intimato ai soggetti in questione l'invio dei dati, fornendo un termine perentorio entro il quale effettuare tale invio o fornire apposita comunicazione, tramite il medesimo portale, circa le ragioni in forza delle quali le imprese si ritengono non obbligate all'invio dei suddetti dati.

Regolamentazione non tariffaria

Analogamente a quanto avvenuto l'anno precedente, nel corso del 2009 l'attività dell'Autorità si è focalizzata sulla semplificazione della regolazione non tariffaria, nell'ottica di garantire un quadro di riferimento chiaro e stabile, volto a favorire lo sviluppo di un mercato concorrenziale e il raggiungimento degli obbiettivi ambientali individuati dalla normativa primaria.

In materia di importazione, l'Autorità ha provveduto a promuovere la realizzazione di infrastrutture di connessione, attraverso opportune misure che riconoscono in anticipo, ai soggetti finanziatori delle infrastrutture, i benefici attesi dall'esenzione dall'obbligo di accesso ai terzi. Inoltre l'Autorità ha confermato la disciplina degli scambi transfrontalieri per l'anno 2010, in analogia a quella fissata per il 2009, prevedendo l'assegnazione congiunta delle capacità di interconnessione attraverso aste esplicite e, diversamente dal 2009, disponendo una differente modalità di gestione da parte di Terna della rendita derivante dalle aste per le allocazioni della capacità transfrontaliera.

Relativamente al mercato all'ingrosso, il decreto legge n. 185/08, convertito nella legge 28 gennaio 2009, n. 2, ha previsto indicazioni per una riforma organica del mercato elettrico. Con riferimento alla riforma di tale mercato, l'Autorità è intervenuta in più occasioni esprimendo pareri al Ministero dello sviluppo economico sulle riforme della disciplina del mercato elettrico proposte dal Gestore dei mercati energetici (GME).

Nell'anno trascorso è stata inoltre avviata la riforma della disciplina degli impianti essenziali.

Per quanto riguarda la regolazione del mercato elettrico al dettaglio, nel corso del 2009 l'Autorità ha proseguito il monitoraggio del fenomeno relativo alla morosità dei clienti finali e, tenuto conto della rilevanza che tale fenomeno ha assunto in particolare con la completa liberalizzazione del mercato, è intervenuta proponendo alcuni strumenti volti al contenimento del rischio creditizio per i venditori.

Nel corso del 2009 sono stati emanati alcuni provvedimenti volti all'incentivazione e alla produzione da fonti rinnovabili. In particolare, assume notevole rilevanza il provvedimento relativo all'aggiornamento del *Testo unico ricognitivo della produzione elettrica*, che raccoglie in un unico documento tutte le norme di regolazione sulla produzione di energia elettrica. Con la predisposizione di tale testo si è voluto fornire uno strumento completo a quanti operano nel settore, rendendo disponibile una guida esplicativa e aggiornata dell'attuale contesto di mercato per gli impianti di generazione distribuita. Sempre durante il 2009, sono state introdotte disposizioni in materia di *settlement* elettrico, in relazione al trattamento delle rettifiche ai dati di misura e ai criteri da adottare ai fini del *settlement* in mancanza di trasmissione di dati. Con tale provvedimento, l'Autorità ha inteso garantire l'efficienza della regolazione del servizio di dispacciamento, tenendo conto delle esigenze di certezza e stabilità da parte degli operatori – sia nella definizione delle rispettive posizioni economiche concernenti tale servizio, sia nelle situazioni di regime e atipiche – e fornendo criteri e procedure standardizzate per le sessioni di conguaglio delle partite economiche che possano eventualmente insorgere tardivamente a causa di rettifiche dei dati di misura.

Al fine di definire il Codice della distribuzione dell'energia elettrica, l'Autorità ha proseguito l'attività di consultazione pubblica *on line*, così da garantire la più ampia partecipazione dei soggetti interessati.

Nel corso del 2009 l'Autorità ha completato la regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Questa ha riguardato in particolare:

- la regolazione della continuità del servizio di distribuzione avviata nel 2007 per il periodo regolatorio 2008-2011;
- la registrazione delle interruzioni effettive dei clienti in bassa tensione tramite misuratori elettronici;
- la registrazione delle interruzioni individuali dei clienti in media tensione;
- la qualità della trasmissione;
- la qualità della tensione;
- gli standard di comunicazione fra distributori e venditori.

Le norme che regolano la qualità commerciale del servizio di vendita, comune ai due settori e disciplinata dal *Testo integra-*

to della qualità dei servizi di vendita (TIQV) introdotto con la delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, sono entrate in vigore l'1 luglio 2009. Nel 2009 sono state definite alcune integrazioni al TIQV relative alla qualità dei servizi telefonici, con particolare riguardo alle disposizioni dei reclami.
Infine è stata estesa anche al settore elettrico la disciplina relativa agli standard di comunicazione fra distributori e venditori. Particolare attenzione hanno ricevuto anche le attività svolte in campo internazionale, di cui si dà conto nel Capitolo 1 di questo Volume, soprattutto: la collaborazione con CENELEC (Comitato europeo di normalizzazione elettrotecnica) sulla qualità della tensione, un rapporto sullo *smart meetering* e una prima riflessione sulle reti elettriche del futuro, le c.d. *smart grids*.

Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente

Import – Misure relative alla realizzazione delle nuove interconnessioni con l'estero ai sensi della legge n. 99/09

Con la delibera 20 novembre 2009, ARG/elt 179/09, l'Autorità ha provveduto a determinare, ai sensi di quanto previsto nell'art. 32 della legge n. 99/09, le misure per consentire ai soggetti che finanziano le nuove interconnessioni con l'estero di dare immediata esecuzione ai contratti di fornitura sottoscritti all'estero; e di poter quindi, da subito, pagare l'energia elettrica a prezzi equivalenti a quelli dei loro competitori europei, almeno per la quota delle loro forniture corrispondente a quanto importabile attraverso le nuove interconnessioni da loro finanziate. Le misure oggetto della delibera ARG/elt 179/09 si configurano nei fatti come un'anticipazione dei benefici attesi dalla realizzazione delle nuove interconnessioni, anticipazione cui dovrebbe corrispondere una riduzione, di uguale durata, del periodo di esenzione dall'obbligo di accesso di terzi da riconoscere ai soggetti finanziatori delle nuove interconnessioni.
In base a quanto disposto dalla delibera ARG/elt 179/09, nel mese di dicembre 2009 Terna, dopo avere individuato con gara i soggetti finanziatori, ha proceduto a selezionare tramite procedure concorsuali i soggetti (*shipper*) che si sono impegnati a rendere disponibile in Italia l'energia loro consegnata dai soggetti finanziatori all'estero. A fronte di questo servizio di trasporto garantito da Terna attraverso gli *shipper*, i soggetti finanziatori sono chiamati a pagare dei corrispettivi che, secondo quanto previsto dalla legge, sono stati commisurati al costo efficiente per la realizzazione di efficaci infrastrutture di interconnessione con l'estero. Il servizio è attivo dall'inizio del 2010.

Import – Allocazione della capacità di interconnessione con l'estero per l'anno 2010

Con la delibera 18 dicembre 2009, ARG/elt 194/09, l'Autorità ha definito, secondo i criteri stabiliti nel decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 dicembre 2009, le modalità di allocazione della capacità di interconnessione con l'estero per l'anno 2010. In particolare l'Autorità ha approvato le regole predisposte in modo congiunto dai gestori di rete e dalle Autorità di regolazione dei Paesi partecipanti all'iniziativa regionale per il Centro-Sud Europa (Italia, Austria, Germania, Francia, Grecia e Slovenia) facente capo a ERGEG (*European*

Regulators' Group for Electricity and Gas). Come per l'anno 2009, anche nel 2010 la capacità di interconnessione con l'estero verrà assegnata per mezzo di aste esplicite annuali, mensili e giornaliere, gestite da ciascun gestore di rete per l'esportazione dalla propria area di competenza. Nell'ottica di garantire una sempre maggiore armonizzazione delle regole di allocazione nell'ambito della regione Centro-Sud Europa, per la frontiera francese, durante la prima metà dell'anno, l'assegnazione della totale capacità disponibile, in import e in export, verrà invece gestita unitariamente da Terna.

La delibera ARG/elt 194/09 prevede inoltre una differente modalità di gestione da parte di Terna della rendita derivante dalle aste per le allocazioni della capacità transfrontaliera: a partire dal 2010 tale rendita, che sino al 2009 veniva restituita *pro quota* agli utenti del dispacciamento, verrà utilizzata a copertura degli oneri sostenuti per garantire l'effettiva disponibilità della capacità assegnata e pertanto verrà posta a riduzione dei costi sostenuti da Terna per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento.

Mercato all'ingrosso – La riforma del mercato elettrico e la disciplina degli impianti essenziali

Il decreto legge n. 185/08, convertito nella legge n. 2/09, ha previsto, all'art. 3, indicazioni per una riforma organica del mercato elettrico. Le principali novità della riforma, la cui implementazione è rimessa a decreti attuativi e a provvedimenti dell'Autorità, consistono: nell'istituzione di un nuovo mercato infragiornaliero dell'energia al posto del Mercato di aggiustamento attualmente in vigore; nella riforma del Mercato per il servizio di dispacciamento; nella nuova disciplina degli impianti essenziali e, in prospettiva, nel superamento del criterio dell'offerta marginale per la determinazione dei prezzi. Il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 29 aprile 2009 ha provveduto a dare attuazione a quanto previsto dalla legge n. 2/09, dettando le linee per la riforma dei mercati dell'energia da parte del GME, e dei servizi del dispacciamento da parte di Terna. Con riferimento alla riforma di questi mercati, l'Autorità è intervenuta esprimendo in più occasioni pareri al Ministero dello sviluppo economico sulle riforme della disciplina del mercato elettrico proposte dal GME e approvando la modifica del Codice di rete proposta da Terna (vedi il Capitolo 1 di questo Volume).

Al tempo stesso l'Autorità, con la delibera 29 aprile 2009, ARG/elt 52/09, ha introdotto la nuova disciplina degli impianti essenziali (ovvero gli impianti nella disponibilità di un medesimo produttore e in assenza dei quali Terna non riesce a garantire il soddisfacimento della domanda in sicurezza). Tale disciplina, i cui effetti dovrebbero manifestarsi già a partire dall'anno in corso, consente di risolvere gran parte delle criticità derivanti dall'elevata concentrazione dell'offerta propria del Mercato per il servizio di dispacciamento. La nuova disciplina adottata dall'Autorità introduce meccanismi volti ad assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un'equa remunerazione dei produttori, prevedendo, tra l'altro, anche la possibilità per i produttori stessi di scegliere tra diverse forme di regolazione.

Di fatto la quasi totalità dei produttori interessati dalla disciplina degli impianti essenziali ha scelto la forma di regolazione che prevede la contrattualizzazione, da parte di Terna a condizioni stabilite dall'Autorità (con riferimento ai costi che caratterizzano un impianto termoelettrico turbogas), della capacità produttiva essenziale nella loro disponibilità. L'adesione dei principali operatori ha consentito a Terna di contrattualizzare circa 1.900 MW di riserva di potenza a salire e poco meno di 500 MW di riserva di potenza a scendere, con differenti profili orari di impegno.

Mercato all'ingrosso – I contratti a termine per l'adeguatezza della capacità di generazione elettrica

Con il documento per la consultazione 27 aprile 2009, DCO 10/09, realizzato nell'ambito del procedimento relativo all'esecuzione del disposto dell'art. 2, comma 1, del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, l'Autorità propone la riforma del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica. Il meccanismo di remunerazione attualmente vigente è transitorio e basato sul riconoscimento alla capacità resa disponibile di un contributo perlopiù indipendente dalla reale criticità del sistema nell'ora e senza alcun impegno specifico per il produttore. Per questi motivi il meccanismo ha mostrato alcune carenze nel perseguire l'obiettivo di agevolare il raggiungimento e il mantenimento di un livello adeguato di capacità produttiva nelle ore e nelle zone contraddistinte da particolare scarsità di offerta.

Nel documento per la consultazione si delineano i criteri e le condizioni che dovrebbero essere rispettati da parte di Terna

nell'elaborazione della proposta di un sistema di remunerazione che sostituisca quello attualmente vigente e che sia, come espressamente richiesto dalla norma di rango primario, concorrenziale, trasparente, non discriminatorio e non distorsivo per il mercato. Il nuovo meccanismo di remunerazione proposto nel documento per la consultazione si basa sulla stipula di contratti di opzione tra Terna e i produttori, in modo da incentivare questi ultimi a rendere disponibile la capacità nelle ore e nelle zone contraddistinte da maggiore scarsità di offerta.
Dalla scelta dello strumento dei contratti a termine per perseguire l'adeguatezza della capacità di generazione e dal set di obiettivi che sono alla base della proposta, emerge in modo evidente il nesso di continuità del documento per la consultazione con il documento del 6 agosto 2008, DCO 27/08, incentrato sulle misure volte ad agevolare la negoziazione di contratti di copertura di lungo periodo nel mercato elettrico.

Rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita – Risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6 e fissazione del CEC

L'art. 30, comma 20, della legge n. 99/09, ha previsto che l'Autorità proponga al Ministro dello sviluppo economico adeguati meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6, da disporre con decreti del medesimo Ministro, con i produttori che volontariamente aderiscono a detti meccanismi. Gli oneri derivanti dalla risoluzione anticipata da liquidare ai produttori aderenti devono essere inferiori a quelli che si realizzerebbero nei casi in cui non si risolvessero le convenzioni.
Con la delibera 27 novembre 2009, PAS 22/09, l'Autorità ha formulato, ai sensi della legge n. 99/09, la proposta al Ministro dello sviluppo economico riguardo ai meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6. Partendo dalla proposta dell'Autorità il Ministro, con il decreto ministeriale 2 dicembre 2009, ha definito i corrispettivi riconosciuti ai titolari di convenzioni CIP6 in caso di risoluzione anticipata delle medesime, distinguendo tra impianti che utilizzano combustibili di processo o residui oppure recuperi di energia e impianti che utilizzano combustibili fossili.
Con la delibera 28 aprile 2009, ARG/elt 50/09, l'Autorità ha fissato il valore di conguaglio provvisorio, per l'anno 2008, del prezzo medio del combustibile convenzionale utilizzato per il calcolo del CEC, applicando le medesime modalità previste dalla delibera 15 novembre 2006, n. 249/06, nelle more del giudizio del Consiglio di Stato sulla delibera 21 ottobre 2008, ARG/elt 154/08, impugnata dalle parti. Tale valore è pari a 32,92 c€/m^3 (corrispondenti a 7,47 c€/kWh nel caso delle c.d. "iniziative prescelte") a fronte dei 26,20 c€/m^3 (corrispondenti a 5,95 c€/kWh nel caso delle iniziative prescelte) previsti. La delibera ARG/elt 50/09 è stata annullata dal TAR Lombardia.
Nel corso del 2009 sono poi intervenute anche importanti modifiche nel contesto normativo di riferimento per la determinazione del CEC, illustrate anche nel Capitolo 1 di questo Volume. La legge n. 99/09 prevede infatti che, a decorrere dall'anno 2009, il valore della componente CEC, da riconoscere in acconto fino alla fissazione del valore annuale di conguaglio, venga aggiornato trimestralmente con decreto del Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità. Quest'ultima deve pertanto presentare una proposta al Ministro dello sviluppo economico per la definizione delle modalità di aggiornamento del CEC, utilizzando il prezzo medio del combustibile convenzionale che risulti coerente con la struttura dei costi del mercato del gas naturale; ciò sulla base di quanto già previsto con le delibere ARG/elt 154/08 e n. 249/06 e modificando il valore del consumo specifico inizialmente definito dal provvedimento CIP6, al fine di tenere conto dell'evoluzione dell'efficienza di conversione.
Con la delibera PAS 16/09, l'Autorità ha pertanto formulato, ai sensi della legge n. 99/09, la proposta al Ministro dello sviluppo economico, limitatamente al valore di acconto del CEC per il quarto trimestre 2009, rimandando a un successivo provvedimento la formulazione della proposta per la definizione delle modalità di aggiornamento del CEC a partire dal conguaglio per l'anno 2009.
Il Ministro dello sviluppo economico ha recepito la proposta dell'Autorità con il decreto ministeriale 30 settembre 2009.

Rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita – Definizione del prezzo di riferimento dei certificati verdi

Con la delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 3/10, l'Autorità, in ottemperanza all'art. 2, comma 148, della legge 24 dicembre 2007, n. 244, ha definito il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica necessario per la quantificazione del prezzo di riferimento dei certificati verdi. Per gli anni successivi al 2008, sulla base di quanto precedentemente disposto con la delibera 26 febbraio 2008, ARG/elt 24/08, il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica ai fini della definizione del valore dei certificati verdi è pari alla media aritmetica,

su base nazionale, dei prezzi zonali orari riconosciuti, nell'anno precedente, all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili che cedono l'energia elettrica ai sensi della delibera 6 novembre 2007, n. 280/07. Il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica per l'anno 2009 è risultato pari a 67,18 €/MWh e, pertanto, il prezzo di riferimento del certificato verde per l'anno 2010, pari alla differenza tra 180 e il suddetto prezzo, è 112,82 €/MWh.

Rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita – Testo unico ricognitivo della produzione elettrica

L'Autorità ha aggiornato il *Testo unico ricognitivo della produzione elettrica* che raccoglie in un unico documento tutte le norme di regolazione sulla produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento, comprendendo le principali disposizioni adottate dall'Autorità per quanto riguarda la produzione di energia elettrica con impianti alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento. Con la predisposizione di questo documento si è voluto fornire uno strumento completo a quanti operano nel settore, rendendo disponibile una guida esplicativa e aggiornata dell'attuale contesto di mercato per gli impianti di generazione distribuita; il documento ha finalità puramente ricognitive e il suo obiettivo principale è quello di soddisfare le esigenze di carattere conoscitivo ed esplicativo, più volte rappresentate dai numerosi soggetti interessati all'attività di produzione di energia elettrica.

Rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita – Disciplina dello scambio sul posto

L'art. 27, commi 4 e 5, della legge n. 99/09, ha previsto che sia i Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti, per gli impianti, di cui sono proprietari, di potenza non superiore a 200 kW a copertura dei consumi di proprie utenze, sia il Ministero della difesa, anche per impianti di potenza superiore a 200 kW, possano usufruire del servizio di scambio sul posto senza tenere conto dell'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete, fermo restando il pagamento degli oneri di rete.

Con la delibera 9 dicembre 2009, ARG/elt 186/09, l'Autorità ha dato applicazione a quanto previsto dalla legge n. 99/09, modificando la delibera 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08, e prevedendo che il valore di mercato dell'energia elettrica immessa da tutti gli impianti ammessi allo scambio sul posto sia riconosciuto dal GSE a compensazione del valore (al netto delle componenti di trasmissione, distribuzione, misura, dispacciamento, A, UC e MCT) dell'energia elettrica prelevata da tutti i punti di prelievo nella titolarità del Comune o del Ministero della difesa. La restituzione della parte variabile delle componenti di trasmissione, distribuzione, dispacciamento, A e UC, invece, viene effettuata solo per l'energia elettrica scambiata in ciascun punto di scambio, cioè in ciascun punto di connessione in cui il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica coincidono.

Mercato al dettaglio – Prezzi biorari per i clienti domestici in maggior tutela

Con la delibera 9 maggio 2008, ARG/elt 56/08, l'Autorità ha avviato una revisione delle condizioni economiche di vendita di energia elettrica per i clienti finali ammessi al servizio di maggior tutela, prevedendo per essi, a regime, l'applicazione automatica e obbligatoria di prezzi differenziati per le fasce orarie F1 e il raggruppamento delle fasce orarie F2 e F3 (c.d. "fascia F23"), nonché differenziati per raggruppamenti di mesi R1 (mesi di punta) e R2 (mesi fuori punta)[3].

Nel documento per la consultazione 19 novembre 2009, DCO 36/09, *Corrispettivi di vendita differenziati per fasce orarie ai clienti finali domestici serviti in maggior tutela: definizione di strumenti di gradualità*, vengono prospettate ipotesi di definizione di strumenti volti ad aumentare la consapevolezza del cliente finale nel passaggio da prezzi monorari a prezzi biorari per gestire con gradualità la transizione verso l'applicazione automatica e obbligatoria dei corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento di energia elettrica (corrispettivi PED) biorari a tutti i clienti finali domestici serviti in

3 Le nuove fasce orarie sono le seguenti:

- F1: dal lunedì al venerdì dalle ore 8:00 alle ore 19:00.
- F2: dal lunedì al venerdì dalle ore 7:00 alle ore 8:00 e dalle ore 19:00 alle ore 23:00. Il sabato, dalle ore 7:00 alle ore 23:00.
- F3: dal lunedì al sabato dalle ore 24:00 alle ore 7:00 e dalle ore 23:00 alle ore 24:00. Domenica e festivi (per festivi si considerano: 1 gennaio; 6 gennaio; lunedì di Pasqua; 25 aprile; 1 maggio; 2 giugno; 15 agosto; 1 novembre; 8 dicembre; 25 e 26 dicembre), tutte le ore della giornata.

maggior tutela con misuratore elettronico riprogrammato, prevista a partire dall'1 luglio 2010. In esito alla consultazione, con la delibera 25 febbraio 2010, ARG/elt 22/10, l'Autorità ha implementato lo strumento di gradualità, che si sostanzia nell'applicazione obbligatoria, ai clienti finali domestici che ne hanno le caratteristiche, di corrispettivi PED biorari transitori. Tali corrispettivi, rispetto ai corrispettivi PED biorari "a regime", non presentano la differenziazione per raggruppamenti di mesi e sono determinati sulla base di un differenziale tra il prezzo nella fascia F1 e il prezzo nella fascia F23, determinato convenzionalmente. La durata di applicazione dello strumento di gradualità è prevista per il periodo compreso tra l'1 luglio 2010 e il 31 dicembre 2011, intervallo di tempo durante il quale viene mantenuta la possibilità per il cliente finale di optare comunque per l'applicazione dei corrispettivi PED biorari a richiesta, differenziati per le fasce orarie F1 e F23 ma non per raggruppamenti di mese e calcolati sulla base del differenziale atteso tra il prezzo di cessione praticato dall'Acquirente unico nella fascia oraria F1 e il medesimo prezzo nella fascia oraria F23 (analogamente a quanto previsto per la situazione a regime).

Con il documento per la consultazione 19 novembre 2009, DCO 37/09, *Ipotesi di incremento della potenza prelevabile nelle ore a basso carico per utenze domestiche con rilevazione dei prelievi per fasce orarie*, l'Autorità ha posto in consultazione l'ipotesi di accompagnare l'introduzione dei prezzi biorari con misure, destinate all'utenza domestica con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 3 kW, volte ad allentare i vincoli di natura elettrica che possono impedire o limitare lo spostamento dei carichi nelle ore a basso carico; nello specifico le proposte riguardano possibili modifiche alle disposizioni che attualmente regolano le modalità di limitazione della potenza assorbibile da parte dei clienti finali.

Il documento per la consultazione DCO 37/09, sulla base della stima del carico elettrico domestico trasferibile temporalmente, dell'analisi della curva di carico tipica dell'utente domestico, della relativa curva aggregata, delle caratteristiche e delle funzionalità dei sistemi di misura, degli impianti di rete e d'utenza, formula proposte che si articolano nei due seguenti obiettivi:

- un obiettivo di attuazione immediata il quale prevede che siano resi possibili assorbimenti di potenza media nel limite del 120% della potenza disponibile (entro 3,96 kW) per intervalli temporali della durata minima di 100-120 minuti, nelle fasce orarie F2 ed F3;
- un obiettivo di medio termine che prevede la possibilità, per il cliente finale, di assorbire potenza media nel limite di almeno il 120% della potenza disponibile (entro 3,96 kW) all'interno delle fasce orarie F2 ed F3 senza alcuna limitazione temporale, ovvero fino al 140% (fino a 4,62 kW) in una fascia compresa tra le ore 21:00 e le ore 8:00 del mattino, nei giorni feriali e nelle giornate di sabato e festive.

Mercato al dettaglio – Aggiornamenti trimestrali dei corrispettivi per il servizio di maggior tutela

Sulla base di quanto previsto dall'art. 7 del *Testo integrato della vendita* (TIV), allegato alla delibera 27 giugno 2007, n. 156/07, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per il servizio di maggior tutela: per il trimestre gennaio-marzo 2009, con delibera 19 dicembre 2008, ARG/elt 190/08; per il trimestre aprile-maggio 2009, con delibera 30 marzo, ARG/elt 35/09; per il trimestre giugno-settembre, con delibera 30 giugno 2009, ARG/elt 78/09; per il trimestre ottobre-dicembre 2009, con delibera 28 settembre 2009, ARG/elt 132/09; per il trimestre gennaio-marzo 2010, con delibera 29 dicembre 2009, ARG/elt 205/09. (Per il dettaglio dei valori di aggiornamento vedi il Capitolo 2 del Volume 1).

I corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento di energia elettrica (corrispettivi PED) vengono aggiornati ogni trimestre sulla base sia del prezzo di cessione fatto pagare dall'Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela per l'approvvigionamento dell'energia elettrica, sia del servizio di dispacciamento per i clienti serviti in maggior tutela. In particolare, al momento dell'aggiornamento trimestrale, i livelli dei corrispettivi PED sono definiti considerando:

- la valorizzazione dei costi sostenuti, sulla base dei dati di consuntivo e di preconsuntivo, dall'Acquirente unico nei mesi dell'anno solare già trascorsi;
- la valorizzazione dei costi che l'Acquirente unico sosterrà nei restanti mesi dell'anno, sulla base delle migliori previsioni dell'andamento delle variabili, rilevanti ai fini della determinazione dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente unico;

- la quantificazione del recupero necessario a ripianare eventuali errori connessi con il calcolo del corrispettivo PED relativo al periodo precedente.

La quantificazione degli importi da recuperare al fine di ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione *ex ante* effettuata dall'Autorità e i ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela in conseguenza dell'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti finali del servizio, ha come principale finalità definire corrispettivi il più possibile allineati ai costi sostenuti, nell'anno solare di riferimento, dagli esercenti la maggior tutela, minimizzando in questo modo l'ammontare di perequazione. Gli errori non recuperati nell'anno solare di riferimento sono infatti coperti tramite la perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento, e sono recuperati dai clienti finali attraverso il corrispettivo PPE (prezzo perequazione energia). La componente UC_1 copre invece gli squilibri di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato/servizio di maggior tutela fino al 31 dicembre 2007.

L'ammontare di perequazione dei costi di approvvigionamento relativi agli anni 2007 e 2008 sono stati determinati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico nel corso del 2009, allineando di fatto le determinazioni in tema di perequazione dei costi di approvvigionamento degli esercenti la maggior tutela alle scadenze previste dal TIV. Tali determinazioni sono state considerate ai fini dell'aggiornamento del primo trimestre 2010, con delibera ARG/elt 205/09, per la determinazione dei livelli della componente UC_1 e del corrispettivo PPE. Al momento del citato provvedimento, i dati comunicati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico risultavano non ancora definitivi poiché non tenevano conto degli operatori inadempienti e delle determinazioni relative alle imprese cooperative. In questo quadro, la componente UC_1 è stata aggiornata al rialzo, al fine di recuperare, entro la fine del primo trimestre 2010, l'onere residuo di sistema stimabile relativamente agli anni 2007. Il corrispettivo PPE è stato invece prudenzialmente ridotto tenendo conto:

- degli squilibri di perequazione relativi all'anno 2008, stimabile dalle determinazioni comunicate dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- della stima dell'ammontare di perequazione relativa all'anno 2009, che sulla base dei dati a disposizione alla data del provvedimento mostrerebbe un sostanziale equilibrio.

Con le delibere 26 marzo 2010, ARG/elt 41/10, ARG/elt 45/10, e ARG/com 44/10, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare, per il trimestre aprile 2010 - giugno 2010, i corrispettivi per il servizio di maggior tutela, facendo registrare un ulteriore beneficio per le famiglie e le piccole imprese.

Mercato al dettaglio – Interventi per il contenimento della morosità dei clienti finali

Nel corso del 2009 l'Autorità ha continuato l'analisi del fenomeno relativo alla morosità dei clienti finali e, tenuto conto della rilevanza che tale fenomeno ha assunto dalla completa liberalizzazione del mercato della vendita al dettaglio, è intervenuta proponendo, con il documento per la consultazione 23 luglio 2009, DCO 23/09, alcuni strumenti volti al contenimento del rischio creditizio per i venditori del mercato dell'energia elettrica. In particolare, nell'ambito del documento sono state definite proposte volte a minimizzare il rischio creditizio per ciascuna delle fasi di gestione del credito (fase di attività di controllo della qualità creditizia del cliente in acquisizione, fase di controllo e di validazione del canale di pagamento utilizzato al fine di minimizzare il rischio di mancato incasso, fase di gestione dei pagamenti e solleciti, fase di gestione del credito in sofferenza). Nel documento sono state altresì definite proposte con riferimento ai casi di morosità del cliente finale che cambia fornitore, situazione in cui non è più possibile la sospensione della fornitura per morosità in quanto è cessato il rapporto contrattuale.

In esito alla consultazione, con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, l'Autorità è intervenuta:

- aggiornando i livelli del deposito cauzionale applicato ai clienti finali serviti in maggior tutela e definendo una disciplina specifica nei casi di attivazione del servizio di maggior tutela di clienti con situazione di morosità pregressa nei confronti dell'esercente medesimo;
- introducendo un "sistema di indennità" per garantire l'esercente la vendita uscente in caso di mancato incasso del credito relativo all'erogazione degli ultimi due mesi di fornitura.

In particolare, con la citata delibera, il livello del deposito cauzionale è stato adeguato a un valore commisurato alla spesa di un mese di fatturazione del servizio. La revisione del livello del deposito è stata accompagnata da misure di gradualità per i clienti finali (vedi anche il Capitolo 4 di questo Volume), attraverso la previsione che l'incremento del deposito venga rateizzato nei dodici cicli di fatturazione successiva. Per quanto riguarda, invece, l'attivazione del servizio di maggior tutela si è previsto che, nelle situazioni di morosità pregressa, l'erogazione del servizio sia subordinata al pagamento degli importi dovuti. Per i clienti con situazioni di morosità pregressa è inoltre stato stabilito che gli importi dovuti comprendano un livello del deposito cauzionale, se applicato, pari al doppio rispetto a quello pagato dagli altri clienti, da restituire al termine dei successivi dodici mesi di erogazione nel caso il cliente risulti "buon pagatore".

L'intervento previsto nella delibera riguarda infine l'istituzione di un "sistema di indennità" che permetta all'esercente la vendita uscente di ricevere, qualora ne sussistano le condizioni, un adeguato indennizzo nel caso di mancato pagamento delle fatture relative agli ultimi due mesi di erogazione del servizio. Tale indennizzo è posto a carico del cliente finale moroso. Il provvedimento definisce i criteri generali di funzionamento del "sistema di indennità", mentre è rinviata a successivo provvedimento l'attuazione dei suddetti criteri, anche a seguito della predisposizione di un Regolamento che indichi tutti gli aspetti di funzionamento sulla base dei criteri previsti.

Regolamentazione delle infrastrutture

Regolazione incentivante di Terna

Molti degli elementi della riforma del mercato elettrico, prevista ai sensi dell'art. 3 della legge 23 novembre 1999, n. 2, sono stati già oggetto della delibera 29 dicembre 2008, ARG/elt 206/08, con la quale l'Autorità ha incentivato Terna, oltre che alla riduzione delle risorse approvvigionate per i servizi di dispacciamento nel corso del 2009, anche a una riforma degli algoritmi di selezione delle offerte su detto mercato.

Con la delibera 29 dicembre 2009, ARG/elt 213/09, l'Autorità ha proposto anche per il triennio 2010-2012 un meccanismo di "premi e penalità" per lo sviluppo del servizio di dispacciamento sulla scia di quanto fatto per il 2009 con la delibera 29 dicembre 2008, ARG/elt 206/09; quest'ultima ha contribuito alla sensibile riduzione (-28%) delle risorse approvvigionate da Terna per i servizi di dispacciamento rispetto a quanto avvenuto nel 2008, con una conseguente riduzione dei costi per il servizio di dispacciamento e dei corrispondenti oneri applicati ai consumatori finali. Il nuovo meccanismo pluriennale consente di tenere conto automaticamente degli effetti di variabili esogene indipendenti dall'operato di Terna, poiché gli incentivi e le penalità applicabili in ciascun anno considerano i risultati conseguiti negli anni precedenti.

Per poter ottenere i premi, in caso di aumento di efficienza, Terna dovrà continuare a rispettare una serie di prerequisiti e, in particolare, non dovrà derogare ad alcuno degli standard di sicurezza prefissati. In caso di eventuale peggioramento di efficienza, Terna sarebbe chiamata a pagare penalità, come parziale copertura dei maggiori costi connessi.

Dispacciamento – Condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento in ambiti territoriali non serviti da reti elettriche interconnesse

Con la delibera 7 luglio 2009, ARG/elt 89/09, l'Autorità ha definito le condizioni per l'erogazione del servizio di dispaccia-

mento in ambiti territoriali non serviti da reti elettriche interconnesse con la RTN; tali disposizioni consentono il pieno accesso al mercato libero dell'energia elettrica anche da parte di utenze che sino a ora ne erano rimaste escluse (tipicamente i clienti delle isole minori).

L'art. 3 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, assegna infatti all'Autorità il compito di fissare le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento. Negli anni l'Autorità, accompagnando le diverse fasi di apertura del mercato ai clienti finali, ha pertanto definito le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale – attualmente disciplinate dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111/06 – limitandone però l'applicazione, per motivi di gradualità applicativa, alle porzioni di territorio su cui insistono reti elettriche interconnesse, anche non direttamente, con la RTN.

Lo stato di sviluppo raggiunto oggi dal mercato elettrico ha reso necessaria l'adozione della delibera ARG/elt 89/09, in grado di rispondere a una serie di criticità emerse nell'esercizio delle reti non interconnesse con la RTN, al fine di garantire agli utenti allacciati a tali reti, sia produttori sia clienti in prelievo, una condizione paritaria rispetto agli altri utenti del sistema nazionale.

Dispacciamento – Revisione delle condizioni di dispacciamento per l'anno 2010

Con la delibera 29 dicembre 2009, ARG/elt 214/09, l'Autorità ha stabilito la periodica revisione delle condizioni di dispacciamento contenute nella delibera n. 111/06, nonché da quest'anno anche del *Testo integrato del settlement* (TIS) che accompagna l'evoluzione del mercato elettrico nazionale. In particolare l'Autorità ha definito il nuovo valore, pari all'1%, della franchigia all'interno della quale lo sbilanciamento effettivo delle unità di consumo viene valorizzato al prezzo del Mercato del giorno prima anziché al prezzo di sbilanciamento. Tale franchigia, introdotta sin dalle prime fasi di apertura del mercato elettrico alla partecipazione attiva della domanda, ha successivamente accompagnato il suo sviluppo verso la condizione di regime che ne prevede l'annullamento. Con il documento per la consultazione 27 luglio 2009, DCO 27/09, l'Autorità aveva in realtà proposto agli operatori la possibilità di procedere, per il 2010, a un calcolo dello sbilanciamento effettivo differenziato per unità di consumo tale da consentire sia una maggiore responsabilizzazione nella previsione dei prelievi per le unità costituite da punti di prelievo misurati a livello orario, sia il mantenimento di una franchigia consistente per unità costituite da punti non misurati a livello orario. Anche a seguito delle risposte ricevute nell'ambito di tale consultazione, l'Autorità ha deciso per il mantenimento del regime transitorio pure per l'anno 2010, prevedendo pertanto un'unica franchigia.

Dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti eolici

Con la delibera 14 luglio 2009, ARG/elt 93/09, l'Autorità ha approvato la proposta di progetto del GSE relativamente alle unità di produzione per le quali il medesimo GSE agisce in qualità di utente del dispacciamento.

Con il documento per la consultazione 27 luglio 2009, DCO 25/09, l'Autorità ha indicato gli orientamenti finalizzati a definire una nuova disciplina del dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili che permettesse di superare le criticità manifestate dalla delibera 18 dicembre 2007, n. 330/07.

A seguito del processo di consultazione, l'Autorità ha pubblicato la delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10, che definisce, nel caso degli impianti eolici, procedure concorsuali per la remunerazione dei costi sostenuti dai produttori in caso di adeguamento volontario degli impianti per la fornitura di uno o più servizi di rete. Sempre con la delibera ARG/elt 5/10, l'Autorità ha definito nuove modalità di remunerazione per la mancata produzione da impianti eolici in conseguenza di riduzioni della produzione, eventualmente imposte da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico; per quantificare la mancata produzione si fa riferimento alle stime elaborate dal GSE sulla base dei dati effettivi di vento, misurati in sito, nelle ore in cui viene richiesta la riduzione di produzione e utilizzando un modello che simula il funzionamento degli stessi impianti di produzione eolica. La formula per il calcolo della mancata produzione eolica include un indice di affidabilità, che dovrà essere definito da Terna tenendo conto del grado di affidabilità dell'utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna, senza che ciò comporti la possibilità di non rispettare gli ordini di dispacciamento. Inoltre, la delibera ARG/elt 5/10 ha introdotto nuovi strumenti incentivanti in materia di programmazione delle

unità di produzione di potenza superiore o uguale a 10 MVA alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

Infine, sono previste alcune disposizioni nei confronti di Terna per migliorare il servizio di dispacciamento, anche tenendo conto delle previsioni di immissione effettuate dal GSE ai sensi della delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 4/10, nel caso di impianti di potenza inferiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, acquisendo via satellite, in tempo reale, i dati relativi alla disponibilità della fonte e alla conseguente produzione.

Disciplina del settlement elettrico

Con la delibera 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, risultato di un procedimento sottoposto ad Analisi di impatto regolatorio (AIR) avviato con delibera 28 gennaio 2008, ARG/elt 5/08, e un ampio processo di consultazione (documenti per la consultazione 6 agosto 2008, DCO 28/08, e 19 dicembre 2008, DCO 38/08), l'Autorità ha completato la disciplina del *settlement* elettrico, ricomprendendola in un unico provvedimento.

Il *settlement* regola la determinazione – operata da Terna quale responsabile del servizio di dispacciamento con l'avvalimento delle imprese distributrici, delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento – su base mensile dei corrispettivi di dispacciamento, la profilazione convenzionale per fasce orarie dell'energia prelevata dai punti di prelievo non trattati su base oraria, la profilazione convenzionale per l'illuminazione pubblica, la profilazione convenzionale dell'energia immessa e il trattamento delle rettifiche dei dati di misura. Tali profili, in precedenza regolati da differenti delibere, nei fatti sono porzioni di un'unica disciplina; pertanto, l'Autorità ha provveduto a razionalizzarne la regolazione, accorpandole nel TIS, a beneficio della semplificazione. In particolare le disposizioni di nuova introduzione sono relative al trattamento delle rettifiche ai dati di misura e ai criteri da adottare ai fini del *settlement* in mancanza di trasmissione di dati (relativi alle immissioni, ai prelievi orari e ai prelievi non orari, al PRA, ossia al Profilo residuo di area, e ai CRPU, ossia ai Coefficienti di ripartizione del prelievo residuo d'area degli utenti del dispacciamento).

Con tale provvedimento l'Autorità ha inteso garantire l'efficienza della regolazione del servizio di dispacciamento, tenendo conto delle esigenze di certezza e stabilità da parte degli operatori nella definizione delle rispettive posizioni economiche concernenti tale servizio, nelle situazioni di regime e atipiche, fornendo criteri e procedure standardizzate per le sessioni di conguaglio delle partite economiche che possano insorgere tardivamente a causa di rettifiche dei dati di misura. L'opportunità di normare pure tali casi è stata resa evidente anche dalle anomalie che si erano succedute negli anni dal 2005 al 2007 in esito alle rettifiche dei dati di misura da parte delle imprese distributrici che avevano portato l'Autorità ad avviare l'istruttoria conoscitiva in merito con la delibera 16 luglio 2007, n. 177/07.

Regolazione dei processi informativi fra imprese di distribuzione e vendita

La delibera 3 febbraio 2010, ARG/elt 10/10, ha avviato un procedimento per la standardizzazione dei contenuti minimi e delle modalità di comunicazione, tra impresa di distribuzione e impresa di vendita, dei dati di misura dei clienti elettrici che hanno un misuratore orario dell'energia. Per i clienti che non hanno misuratore orario, i contenuti minimi di tale flusso sono già fissati nel TIV. A completamento, è necessario altresì fissare per entrambi i flussi, le modalità e i supporti tecnologici di trasmissione.

Il procedimento in corso si inserisce nel quadro più generale dei provvedimenti dell'Autorità volti a facilitare la concorrenza e l'apertura del mercato. Infatti la definizione di uno standard è particolarmente efficace nelle situazioni in cui gli scambi coinvolgono centinaia di imprese di vendita e di imprese di distribuzione e riguardano alcuni processi che sono critici per il funzionamento dei mercati, come in questo caso la messa a disposizione dei dati di misura. In tale contesto è anche utile precisare come il sistema informativo centralizzato, di cui alla delibera 28 dicembre 2009, GOP 71/09, il cui avvio è inizialmente previsto per la gestione dell'anagrafica dei clienti finali, potrà più facilmente estendere le proprie funzionalità anche alla gestione dei dati di misura in presenza di uno standard di comunicazione già implementato e condiviso.

Monitoraggio dell'attuazione delle direttive circa il flusso informativo dell'anagrafica ex ARG/elt 162/08

In merito alla messa a disposizione dei contenuti informativi essenziali per lo svolgimento dell'attività commerciale degli utenti del dispacciamento, l'Autorità ha utilizzato un'innovativa modalità di verifica a distanza dell'osservanza, da parte delle imprese distributrici di energia elettrica, delle direttive

circa il flusso informativo dell'anagrafica, adottate con la delibera 18 novembre 2008, ARG/elt 162/08.

In particolare è stato effettuato il monitoraggio dei primi sei mesi di attuazione su 10 imprese di distribuzione dell'energia elettrica (7 di riferimento e 3 sottese) per verificare l'effettiva aderenza alle direttive in materia di contenuti informativi stabiliti per ciascun punto di prelievo, ai tempi di invio dei dati, e in relazione al formato utilizzato. Il flusso dati inerente l'anagrafica dei punti di prelievo è, infatti, uno snodo fondamentale per lo sviluppo della concorrenza nel mercato della fornitura di energia elettrica: esso è infatti lo strumento mediante il quale un'impresa di vendita è ufficialmente informata dall'impresa distributrice di quali siano i punti serviti in un dato mese e i relativi dati caratteristici del punto.

È stato osservato che la maggior parte delle imprese interessate dal monitoraggio semestrale si è progressivamente adeguata solo in fase di tale monitoraggio, nonostante si fossero fin da principio previsti sei mesi per l'adeguamento dall'adozione delle nuove regole. A fronte degli elementi riscontrati è stato necessario avviare 10 istruttorie formali per altrettante imprese di distribuzione di energia elettrica con la delibera 18 gennaio 2010, VIS 1/10.

Codice di rete tipo per la distribuzione dell'energia elettrica

Con delibera 22 ottobre 2007, n. 268/07, l'Autorità ha avviato il procedimento per la definizione del Codice di rete tipo per la distribuzione dell'energia elettrica, contenente le regole inerenti l'accesso e l'erogazione del servizio di distribuzione.

Il Codice delle attività del distributore di energia elettrica è un documento di tipo compilativo che mappa tutti i rapporti, di natura precontrattuale e contrattuale, che si instaurano tra l'impresa distributrice e il proprio utente nell'ambito del servizio di distribuzione. Posto che l'Autorità regola le condizioni tecniche ed economiche relative alle modalità di svolgimento di tale servizio, il Codice, facendo riferimento ai provvedimenti dell'Autorità in materia (già adottati o in fase di adozione), ha l'obiettivo di uniformare le modalità con cui, nei rapporti tra esercente e utente, sono attuate e recepite le disposizioni dettate dall'Autorità.

Nell'ambito del procedimento per la definizione del Codice, l'Autorità, nel corso dell'anno 2009, ha emanato una consultazione pubblica *on line*. Infatti, per garantire la più ampia partecipazione dei soggetti interessati, l'Autorità ha ritenuto opportuno che la consultazione venisse effettuata mediante la pubblicazione delle proposte in discussione in un'apposita sezione del sito Internet. Man mano che i contributi e i documenti elaborati all'interno del gruppo di lavoro appositamente costituito venivano definiti, potevano essere visionati sul sito Internet dell'Autorità, consentendo a tutti i soggetti interessati di presentare, nei tempi e nelle modalità previste, osservazioni e commenti su ciascun Capitolo del Codice di rete.

Regolazione dell'aggregazione delle misure di energia elettrica e relativi elementi di incentivazione

Con il documento per la consultazione 28 dicembre 2009, DCO 41/09, predisposto nell'ambito del procedimento avviato con delibera 27 dicembre 2007, n. 343/07, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia sia di regolazione dell'aggregazione delle misure di energia elettrica, sia di definizione dei relativi corrispettivi, rinviati a successivo provvedimento nel TIS, intendendo introdurre gradualmente elementi di incentivazione all'attività per i soggetti a oggi preposti, ovvero dapprima le imprese distributrici e successivamente Terna.

Nella proposta dell'Autorità il perimetro dell'attività è ridefinito per tenere conto dei recenti sviluppi normativi in tema di profilazione convenzionale dei consumi e di completa liberalizzazione del servizio di vendita; sono altresì descritti alcuni elementi di incentivazione che l'Autorità ha intenzione di introdurre per migliorare le performance delle imprese distributrici. Le principali innovazioni proposte rispetto alla normativa vigente consistono nell'introduzione di corrispettivi specifici relativi alla gestione dell'aggregazione dei prelievi dei punti non trattati su base oraria.

Sono inoltre proposti elementi di incentivazione riguardanti da un lato la modulazione dei corrispettivi di aggregazione (con applicazione di premi e penalità, in funzione di alcuni parametri prestazionali dell'attività di aggregazione delle misure valutata in termini di bontà del prodotto e del processo); dall'altro, l'erogazione di indennizzi automatici a favore degli utenti del dispacciamento, in caso sia di ritardo nell'invio degli elementi informativi ritenuti essenziali all'attività dell'utente del dispacciamento, quali l'anagrafica dei punti di prelievo, le curve orarie dei punti di prelievo trattati su base oraria, sia di incoerenza fra tali due comunicazioni.

Regolamentazione delle reti interne d'utenza

Con la delibera 17 novembre 2009, ARG/elt 175/09, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'attuazione delle

disposizioni contenute nell'art. 33 della legge n. 99/09, inerente le reti interne d'utenza.
Tale legge dispone infatti che l'Autorità individui e comunichi al Ministero dello sviluppo economico l'elenco delle reti interne d'utenza e che:

- stabilisca le modalità con le quali è assicurato il diritto dei soggetti connessi con la rete interna d'utenza di accedere direttamente alle reti con obbligo di connessione di terzi;
- fissi le condizioni alle quali le singole unità di produzione e di consumo connesse nella rete interna d'utenza fruiscono del servizio di dispacciamento;
- definisca le modalità con le quali il soggetto responsabile della rete interna d'utenza provvede alle attività di misura all'interno della medesima rete, in collaborazione con i gestori di rete con obbligo di connessione di terzi deputati alle medesime attività;
- formuli proposte al Ministero dello sviluppo economico concernenti eventuali esigenze di aggiornamento delle vigenti concessioni di distribuzione, trasmissione e dispacciamento;
- effettui il monitoraggio ai fini del rispetto delle condizioni stabilite dallo stesso art. 33 della legge n. 9/99;
- adegui le proprie determinazioni tariffarie per dare attuazione a quanto disposto nel medesimo art. 33.

In particolare, ai fini dell'individuazione e della successiva comunicazione al Ministero dello sviluppo economico dell'elenco delle reti interne d'utenza, la citata delibera ha previsto che i soggetti gestori di reti aventi le caratteristiche di cui all'art. 33, comma 1, della legge n. 99/09 (*i.e.* che definisce le reti interne di utenza), dichiarino all'Autorità la sussistenza di tali caratteristiche fornendo le informazioni necessarie a verificare la veridicità di tale dichiarazione.

Rinnovo del Protocollo d'intesa con il Comitato elettrotecnico italiano

In data 2 febbraio 2010 è stato rinnovato il Protocollo d'intesa con il Comitato elettrotecnico italiano (CEI), stipulato per la prima volta nel 2006 con la delibera 19 dicembre 2006, n. 304/06, per il triennio 2010-2012. Il Protocollo di intesa prevede la reciproca collaborazione tra Autorità e CEI per lo sviluppo di temi di comune interesse quali le connessioni con le reti, la qualità del servizio elettrico, il *metering* e l'efficienza energetica. Con il rinnovo del Protocollo d'intesa l'Autorità e il CEI intendono confermare e rafforzare la positiva collaborazione che ha portato nel corso degli anni alla predisposizione delle norme CEI 0-15 (Manutenzione degli impianti di utenza in media tensione), CEI 0-16 (Regole tecniche per le connessioni con le reti di distribuzione in alta e media tensione), CEI 0-17 (Piani di emergenza dei distributori di energia elettrica) e a una fattiva collaborazione riguardante la revisione della norma europea EN 50160, in materia di qualità della tensione sulle reti di distribuzione. Fattiva collaborazione è attesa anche negli anni a venire per i temi inerenti lo *smart metering*, in particolare a seguito del mandato M/441 della Commissione europea agli organismi europei di standardizzazione (CEN, CENELEC, ETSI).

Regolamentazione della qualità

Regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 19 dicembre 2007, n. 333/07, l'Autorità ha approvato il *Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011* (TIQE). In materia di regolazione incentivante, gli obiettivi di miglioramento della continuità per tale

periodo si riferiscono sia alla durata delle interruzioni senza preavviso lunghe (di durata superiore a 3 minuti), come già avvenuto in occasione dei periodi di regolazione 2000-2003 e 2004-2007, sia, per la prima volta, al numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (di durata compresa tra un secondo e 3 minuti).

Con la delibera 19 giugno 2009, ARG/elt 76/09, che ha dato seguito alle proposte contenute nel documento per la consultazione 27 aprile 2009, DCO 9/09, l'Autorità ha rivisto il metodo di selezione delle interruzioni attribuibili a cause di forza maggiore e aventi origine nei periodi di condizioni perturbate (PCP), caratterizzati da condizioni eccezionali (per esempio, situazioni meteorologiche estreme, come nevicate eccezionali oppure eventi catastrofici, come alluvioni e terremoti), durante i quali le interruzioni sono al di fuori del controllo delle imprese. Uno degli obiettivi di questo meccanismo di esclusione, in vigore dal 2008, è evitare l'eccessiva fluttuazione degli indicatori di continuità che aumenterebbe l'aleatorietà del meccanismo di premi e penalità e renderebbe più difficile per le imprese intervenire sulle reti al fine di migliorare la propria performance di continuità. Nel dettaglio, con la delibera ARG/elt 76/09 l'Autorità ha:

- modificato la regola di selezione delle interruzioni eccezionali lunghe aventi inizio nei PCP prevedendo l'esclusione di tutte le interruzioni, ai fini del calcolo dell'indicatore di durata delle interruzioni;
- previsto l'esclusione di tutte le interruzioni senza preavviso lunghe e brevi aventi inizio nei PCP, ai fini del calcolo dell'indicatore del numero delle interruzioni;
- introdotto una soglia minima al numero di interruzioni per l'individuazione dei PCP, differenziata per media e per bassa tensione.

L'affinamento delle modalità di esclusione delle interruzioni avvenute nei PCP ha richiesto il ricalcolo dei livelli di continuità del servizio di distribuzione, in termini sia di durata sia di numero di interruzioni, per gli anni 2006 e 2007; questo ai fini della determinazione dei livelli tendenziali per il periodo 2008-2011, per il calcolo dei livelli effettivi biennali 2007-2008 ai fini della determinazione dei recuperi di continuità per l'anno 2008. Per tale motivo la delibera ARG/elt 76/09 ha posticipato al 31 marzo 2010 la chiusura del procedimento per la determinazione dei recuperi di continuità per l'anno 2008, prevista al 30 novembre 2009. A tal fine l'Autorità ha:

- effettuato le verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica secondo il programma approvato con la delibera 2 settembre 2009, VIS 83/09;
- determinato, con la delibera 27 ottobre 2009, ARG/elt 151/09, i livelli tendenziali di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica per ogni ambito territoriale e per ogni anno del periodo di regolazione 2008-2011, anche per 11 imprese che sono state soggette a regolazione per la prima volta nel 2009: A.S.SE.M., ASSM Tolentino, Odoardo Zecca, SIEC Soc. Coop., S.MED.E Pantelleria, Soc. Elettrica Liparese, Sippic, Società Nolana per le Imprese Elettriche, Alto Garda Servizi, ACSM, STET;
- determinato i recuperi di continuità del servizio per l'anno 2008 con la delibera 22 marzo 2010, ARG/elt 34/10.

Sulla base dei dati trasmessi all'Autorità dalle imprese distributrici soggette alla regolazione, e a seguito delle verifiche ispettive su tali dati (vedi il Capitolo 6 di questo Volume), l'Autorità ha chiuso con la delibera ARG/elt 34/10 il procedimento per la determinazione dei recuperi di continuità per l'anno 2008. Sono stati assegnati incentivi per un totale di circa 105 milioni di euro a fronte dei miglioramenti della continuità del servizio, di cui 59 milioni per il miglioramento della durata delle interruzioni e 46 milioni per il miglioramento del numero di interruzioni. Inoltre, sono state previste penalità per circa 32 milioni di euro differite nel triennio 2009-2011, da versare in caso di mancato raggiungimento dei livelli tendenziali.

Regolazione della continuità: registrazione del numero effettivo di clienti disalimentati mediante l'utilizzo dei misuratori elettronici

L'Autorità ha introdotto la disciplina relativa alla registrazione del numero reale di clienti in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico con la delibera 20 giugno 2006, n. 122/06, successivamente confluita nel *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici*. Tale disciplina prevede l'adozione, da parte delle imprese distributrici, di un regime operativo ai fini della registrazione dei clienti in bassa tensione effettivamente interrotti. Tra i regimi ammissibili è stato previsto anche il c.d. "regime C", rea-

lizzabile tramite l'ausilio dei misuratori elettronici e del sistema di telegestione, che è ritenuto lo strumento più efficace per l'individuazione esatta del numero di clienti in bassa tensione disalimentati.

Con la delibera n. 292/06 l'Autorità aveva introdotto un incentivo economico per la rilevazione dei clienti in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, mediante l'utilizzo degli stessi misuratori elettronici e dei sistemi preposti alla loro telegestione, prevedendo nel contempo una tempistica di messa in servizio accelerata per tali misuratori e in particolare il rispetto di una soglia minima dell'85% al 31 dicembre 2009. Tale incentivo sarà erogato nel corso del 2010 alle imprese distributrici che rispettano le tempistiche di messa in servizio accelerata, anche a seguito dell'effettuazione di controlli. Le modalità di effettuazione di tali controlli sono state oggetto del documento per la consultazione 17 luglio 2009, DCO 22/09, a seguito del quale l'Autorità ha introdotto, con la delibera 10 dicembre 2009, ARG/elt 190/09, la disciplina dei controlli. Questi sono da effettuarsi presso la sede dell'Autorità medesima sulla base delle comunicazioni avvenute negli anni 2009-2012 relativamente alla continuità del servizio e al piano di installazione e messa in servizio dei misuratori elettronici, nonché dei dati comunicati relativamente al piano di messa in servizio degli stessi misuratori.

La delibera ARG/elt 190/09 ha inoltre introdotto un incentivo ridotto, da erogarsi nel 2011, per le imprese distributrici che comunicheranno il raggiungimento dell'85% dei punti di prelievo in bassa tensione equipaggiati con misuratore elettronico in servizio entro il 31 dicembre 2010; ha in più congruentemente prorogato all'1 gennaio 2011 la decorrenza dell'obbligo di registrazione del numero reale dei clienti in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, per le imprese distributrici che si avvalgono di tale incentivo ridotto.

Per il completamento del quadro regolatorio relativo alla disciplina della registrazione dei clienti in bassa tensione interrotti, tramite i misuratori elettronici, nel documento per la consultazione 8 marzo 2010, DCO 2/10, l'Autorità ha formulato le proprie proposte finali in merito alla predisposizione della *check list* funzionale ai controlli che verranno effettuati presso le sedi delle imprese distributrici, sia per le imprese distributrici che hanno richiesto l'intero incentivo, sia per quelle che hanno richiesto l'incentivo ridotto.

Regolazione della qualità del servizio di trasmissione

La delibera 27 dicembre 2007, n. 341/07, ha introdotto uno schema di incentivi e penalità per Terna al fine sia di ridurre le disalimentazioni della RTN con riferimento a quelle che non costituiscono incidenti rilevanti, sia di prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti. I primi effetti economici di questa nuova regolazione, che ha valenza sperimentale, saranno evidenti nel corso del 2011 relativamente alla continuità del servizio di trasmissione registrata durante gli anni 2008, 2009 e 2010. Nel corso del 2009 sono stati comunicati da Terna, ed esaminati dagli Uffici dell'Autorità, i dati di continuità relativi al 2008 (vedi il Volume 1 di questo Volume per la relativa descrizione).

Per attuare efficacemente il meccanismo regolatorio di valorizzazione dei servizi di mitigazione, visto il mancato accordo tra Terna e le imprese distributrici sui livelli di servizio riguardo gli ordini di manovra, con la delibera 30 marzo 2009, ARG/elt 43/09, l'Autorità aveva disposto un periodo annuale (aprile 2009 – marzo 2010) di monitoraggio degli ordini di manovra di esercizio richiesti da Terna alle imprese distributrici in occasione di disalimentazioni. Tale monitoraggio prevede due comunicazioni semestrali all'Autorità da parte degli operatori entro il mese di ottobre 2009 relativamente al primo semestre di monitoraggio ed entro il mese di aprile 2010 per il secondo semestre. Con la delibera 19 marzo 2010, ARG/elt 32/10, l'Autorità ha inoltre disposto il rinvio della decorrenza della valorizzazione economica dei servizi di mitigazione all'1 luglio 2010 e avviato un procedimento per attuare efficacemente il meccanismo regolatorio di valorizzazione di tali servizi.

Qualità dei servizi commerciali di vendita di energia elettrica e gas

La qualità dei servizi commerciali di vendita di energia elettrica e gas, disciplinata dal TIQV, introdotto con la delibera ARG/com 164/08, è entrata in vigore l'1 luglio 2009.

Il TIQV definisce le regole per assicurare la massima tempestività nella gestione dei reclami scritti, nelle richieste scritte di informazione e nelle rettifiche di fatturazione, stabilendo pure indennizzi automatici a favore dei consumatori. È anche prevista una disciplina specifica per la rettifica dei casi di doppia fatturazione, a seguito del cambio di fornitore (per dettagli vedi la *Relazione Annuale* 2009).

Dall'1 luglio 2010 è prevista la pubblicazione comparativa dei dati di qualità del servizio dei venditori, così da ampliare le informazioni messe a disposizione dei clienti finali e promuovere una scelta sempre più consapevole del fornitore di energia elettrica o di gas.

Nel corso del 2009, con la delibera 11 novembre 2009, ARG/com 170/09, adottata a valle della consultazione 7 luglio 2009, DCO 19/09, che ha riguardato in modo più articolato la qualità dei servizi telefonici, sono state apportate al TIQV alcune modifiche minori attinenti le disposizioni dei reclami scritti multipli inviati dalle associazione di consumatori, estendendo anche a questa tipologia di reclami l'applicazione dello standard specifico nei confronti del primo firmatario, semmai siano individuabili gli elementi identificativi e le disposizioni relative agli indennizzi automatici qualora dovuti.

Rinnovo della convenzione con Istat per la rilevazione del grado di soddisfazione degli utenti

La legge 14 novembre 1985, n. 481, assegna all'Autorità tra gli altri compiti anche quello di rilevare la soddisfazione degli utenti riguardo l'efficacia dei servizi di pubblica utilità nei settori dell'energia elettrica e del gas, con periodicità di norma annuale, avvalendosi anche di istituti specializzati. A tale scopo, dal 1998 l'Autorità ha stipulato apposite convenzioni con l'Istat per l'inserimento di quesiti attinenti la soddisfazione per i servizi di erogazione dell'energia elettrica e del gas nell'indagine annuale *Multiscopo – Aspetti della vita quotidiana*, condotta annualmente dall'Istat su un campione di oltre 20.000 famiglie italiane.

Nel 2009, con la delibera 11 novembre 2009, GOP 49/09, l'Autorità ha provveduto a stipulare una nuova convenzione con l'Istat per il quinquennio 2010-2014, al fine di garantire la rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici e assicurare continuità alla serie dei dati storici. Il campione, estremamente elevato, permette la rappresentatività dei dati a livello regionale, in modo da monitorare costantemente gli effetti della regolazione della qualità (vedi il Capitolo 2 del Volume 1).

Standard di comunicazione tra distributori e venditori

Con la delibera 18 maggio 2009, ARG/elt 59/09, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di uno standard di comunicazione tra distributori e venditori di energia elettrica, relativo sia alle prestazioni disciplinate dal TIQE, sia alle richieste per la sostituzione del venditore nella fornitura di energia elettrica al cliente finale (*switching*).

L'Autorità ha anche stabilito che tale procedimento debba avvenire in coerenza con la normativa definita nel 2006 e modificata nel 2008 (delibera 23 settembre 2008, ARG/com 134/08), nonché beneficiare del confronto con il gruppo di lavoro, ossia partendo da quanto già definito in materia di standard di comunicazione per il settore del gas (vedi il Capitolo 3 di questo Volume), pur tenendo nella giusta considerazione lo stato dell'arte dei sistemi informativi messi a punto dagli operatori elettrici nonché le specificità di settore.

Con il documento per la consultazione 11 novembre 2009, DCO 35/09, l'Autorità ha poi formulato proposte per l'individuazione di uno standard di comunicazione tra i distributori e i venditori di energia elettrica per l'effettuazione delle prestazioni previste dal TIQE, tenendo conto sia di quanto disciplinato da precedenti delibere dell'Autorità in tema di scambi di informazioni per il settore elettrico, sia di quanto già disposto in materia di standard di comunicazione tra gli operatori del settore del gas naturale. Inoltre, sono state presentate proposte in tema di:

- sequenza del flusso di comunicazione e dati minimi da scambiare per un primo gruppo di prestazioni regolate dal TIQE (messa a disposizione di dati tecnici acquisibili con lettura di un gruppo di misura; messa a disposizione di altri dati tecnici; disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale; riattivazione-ripristino della fornitura in seguito a sospensione per morosità);
- causali di inammissibilità della richiesta;
- aggiornamento periodico delle informazioni;
- verificabilità delle informazioni e dei dati scambiati.

In esito al processo di consultazione, con la delibera 4 febbraio 2010, ARG/elt 13/10, sono state emanate le disposizioni dell'Autorità in tema di standard nazionale di comunicazione tra distributori e venditori di energia elettrica per le prestazioni commerciali disciplinate dal TIQE; si è inoltre avviato un processo per la definizione di disposizioni di maggior dettaglio in tema di sequenza minima obbligatoria dei messaggi, di contenuti minimi di ciascun scambio infor-

mativo, nonché di causali di inammissibilità delle richieste, tramite l'emanazione di Istruzioni operative. Per quanto concerne il periodo di attuazione, sono state determinate le modalità tecniche di invio di dati, nonché le scadenze: a partire dall'1 marzo 2010 per i distributori con meno di 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2009; a partire dall'1 ottobre 2010 per gli altri distributori.

Alla luce degli esiti della fase di consultazione, sono state poi approvate le Istruzioni operative dell'Autorità in tema di standard di comunicazione tra distributori e venditori di energia elettrica, con riferimento a un primo gruppo di prestazioni commerciali disciplinate dal TIQE.

Regolamentazione nel settore del gas

Regolamentazione tariffaria

Nel corso del 2009 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha integrato e modificato il quadro della regolazione tariffaria del trasporto gas: ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe sia per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale, sia per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il terzo periodo di regolazione; ha definito le modalità operative del meccanismo di compensazione per la spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale, previsto per le famiglie economicamente svantaggiate.

Analogamente a quanto realizzato nel settore elettrico in ambito di regolazione tariffaria, sono stati attuati numerosi interventi regolatori finalizzati a perseguire, tra gli altri, gli obiettivi di convergenza delle metodologie tariffarie e la maggiore efficienza dei soggetti regolati.

A tal fine è stata avviata anche un'indagine conoscitiva, con l'obiettivo di verificare i dati trasmessi dalle imprese distributrici, per la determinazione delle tariffe di riferimento. Sulla base degli esiti dell'indagine sopra richiamata sono state approvate le tariffe di riferimento dell'anno 2009 per il servizio di distribuzione del gas naturale e per il servizio di distribuzione di gas diversi da quello naturale.

Sempre nel corso del 2009, in merito all'attività di stoccaggio l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione dei criteri tariffari per il periodo di regolazione 2010-2014 e con successivo provvedimento ha prorogato fino al 31 dicembre 2010 le proposte tariffarie già approvate con delibera 30 marzo 2009, ARG/gas 38/09, per l'anno termico 2009-2010.

Per quanto riguarda l'avvio del procedimento per adeguare la regolazione in materia di separazione amministrativa e contabile alle decisioni del Consiglio di Stato, si rinvia a quanto già descritto con riferimento al settore elettrico nel Capitolo 2 di questo Volume. Infine sono da citare, anche per il settore del gas naturale, le agevolazioni tariffarie a favore delle popolazioni dell'Abruzzo colpite dal terremoto già illustrate nel Capitolo 2 di questo Volume.

Trasporto, dispacciamento e misura

Con la delibera 1 dicembre 2009, ARG/Gas 184/09, l'Autorità, a valle del procedimento avviato con delibera 28 aprile 2008, ARG/gas 50/08, e sottoposto ad Analisi di impatto della regolazione (AIR), ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale e per il servizio di misura del trasporto di gas naturale, per il periodo di regolazione 2010-2013.

Nella definizione dei nuovi criteri di regolazione tariffaria, l'Autorità ha previsto che si tenesse conto di una serie di obbiettivi di carattere generale, tra i quali: la stabilità regola-

toria in una logica di continuità con i criteri tariffari in vigore nel secondo periodo di regolazione; la coerenza dei criteri tariffari adottati con l'evoluzione del quadro regolatorio europeo; la semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro-competitiva; la convergenza (ove possibile) dei criteri di riconoscimento dei costi e di regolazione tariffaria applicati nei settori dell'energia elettrica e del gas. In particolare, i meccanismi di regolazione tariffaria definiti per il terzo periodo di regolazione prevedono di:

- definire l'anno solare, anziché l'anno termico come nei precedenti periodi di regolazione, quale riferimento per la determinazione e l'applicazione delle tariffe di trasporto;
- fissare il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto pari al 6,4%, reale pre-tasse, per il servizio di trasporto e dispacciamento;
- confermare il meccanismo di incentivi relativo ai nuovi investimenti applicato nel secondo periodo di regolazione, nelle more dell'introduzione di un indice di efficacia che consenta di valutare il rapporto tra i benefici apportati al sistema e i costi sostenuti per la realizzazione dell'infrastruttura;
- confermare l'adozione del modello tariffario *entry exit* per la determinazione dei corrispettivi di entrata e uscita della rete nazionale di gasdotti, prevedendo, al fine di promuovere ulteriormente la concorrenza, la semplificazione dell'articolazione delle aree tariffarie di uscita, in modo da renderle coerenti con le aree geografiche di applicazione (ambiti tariffari), definite con la delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08;
- prevedere l'allocazione del gas per il funzionamento delle centrali di compressione e per il reintegro delle perdite di rete agli utenti del servizio di trasporto;
- trattare il gas non contabilizzato con criteri analoghi a quelli indicati per le perdite fisiche della rete di trasporto, rinviando a un successivo provvedimento la definizione degli obiettivi di riduzione del gas non contabilizzato;
- fissare coefficienti di recupero di produttività differenziati per ciascuna impresa di trasporto, prevedendo in particolare che, nel caso in cui le imprese nell'anno di riferimento per la determinazione dei costi operativi presentino costi effettivi inferiori ai costi riconosciuti, il coefficiente di recupero di produttività sia fissato in modo da riassorbire il *profit sharing* in un periodo di 8 anni, determinandolo altrimenti così da riallineare i costi dell'impresa al costo medio di settore[1];
- prevedere una ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* che rifletta la struttura dei costi, di capitale e operativi, dell'attività di trasporto, anche al fine di garantire una maggiore degressività della tariffa, superando la ripartizione 70/30 in vigore nel secondo periodo di regolazione.

Al fine di rendere maggiormente efficace il meccanismo di incentivazione al potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale, l'Autorità ha inoltre ritenuto opportuno avviare un procedimento per la definizione di criteri di valorizzazione dei nuovi investimenti sulla base sia di costi standard, sia di indicatori di efficacia degli investimenti ai fini dell'incentivazione. È stato avviato un ulteriore procedimento per l'individuazione di meccanismi per incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti in sviluppo della capacità di trasporto, in analogia con le previsioni del settore elettrico.

L'Autorità, con la medesima delibera, ha definito disposizioni regolatorie relative all'attribuzione di responsabilità e ai criteri tariffari inerenti il servizio di misura del trasporto del gas naturale per il periodo 2010-2013. In particolare ha previsto che i costi afferenti a tale servizio vengano enucleati dalla generalità dei costi del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale, al fine di determinare uno specifico corrispettivo per la remunerazione del servizio stesso. Sempre con riferimento ai servizi di misura e di dispacciamento del gas naturale, la medesima delibera definisce un quadro coordinato di tutte le attività e le responsabilità del servizio complessivo di misura, comprensivo anche delle reti regionali di trasporto. Esso sarà compatibile con le indicazioni che il Ministero dello sviluppo economico intenderà adottare con riferimento ai singoli sistemi di misura relativi alla rete nazionale di trasporto, assegnando:

- all'impresa maggiore di trasporto la responsabilità dell'attività di *meter reading* e il ruolo di vigilanza e coordinamento dei soggetti responsabili del *metering*, attraverso la predisposizione di protocolli e sistemi informativi e la

1 Qualora il costo medio d'impresa sia inferiore al costo medio di settore, il coefficiente di recupero di produttività è posto pari a zero.

segnalazione alle Autorità competenti di eventuali criticità o inadempienze;

- ai titolari degli impianti di misura la responsabilità dell'attività di *metering*, con riferimento ai punti di immissione delle produzioni nazionali, ai siti di stoccaggio, ai terminali di rigassificazione di GNL e alle reti di distribuzione;
- all'impresa di trasporto la responsabilità dell'attività di *metering*, con riferimento ai punti di riconsegna ai clienti finali allacciati alla rete di trasporto; riguardo agli impianti di misura esistenti, l'impresa di trasporto si avvale del titolare dell'impianto fino alla totale sostituzione dell'impianto medesimo.

L'impresa maggiore di trasporto, in funzione del suo ruolo di coordinamento e vigilanza sul servizio di misura, ha l'obbligo di presentare all'Autorità un nuovo piano di adeguamento e di manutenzione degli impianti di misura[2], previa consultazione dei soggetti titolari degli impianti, anche sulla base delle risultanze dell'istruttoria avviata con delibera 3 febbraio 2009, VIS 8/09, e in conformità alle disposizioni che saranno definite ai sensi del decreto legge 25 settembre 2009, n. 135[3]. L'impresa maggiore di trasporto ha inoltre l'obbligo di assicurare l'effettiva implementazione delle disposizioni in materia di adeguamento degli impianti di misura, anche tramite la sostituzione al soggetto terzo responsabile dell'attività. La medesima delibera prevede che, a valle della verifica del suddetto piano, vengano definiti dall'Autorità il livello di gas naturale compresso (GNC) fisiologico della rete di trasporto e gli incentivi al suo contenimento. Infine, per quanto attiene ai criteri di regolazione tariffaria del servizio di misura del trasporto gas, l'Autorità ha previsto che:

- il costo riconosciuto avvenga con riferimento a tutti gli *asset* e alle attività funzionali al medesimo servizio, con l'esclusione di quelli in capo ai produttori nazionali (che trovano già copertura nei contratti di vendita stipulati da tali produttori); e che il costo sia riferito a un sistema di misura tecnologicamente avanzato e a un servizio fornito in condizioni di qualità ed efficienza;
- il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto sia fissato pari al 6,9% per il servizio di misura del trasporto gas.

Sempre in relazione al servizio di misura del trasporto, con la medesima delibera l'Autorità ha rinviato l'applicazione della nuova disciplina tariffaria al 2011, al fine di poter completare gli adempimenti necessari alla riforma di tale servizio. Per l'anno 2010 è stata quindi prevista l'introduzione di una disciplina tariffaria transitoria mediante la definizione di un corrispettivo di misura determinato con riferimento ai costi riconosciuti per il servizio di misura delle sole imprese di trasporto, da applicare alle capacità conferite nei punti di riconsegna della rete di trasporto.

GNL

Ai sensi della delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08, le imprese di rigassificazione trasmettono all'Autorità, entro il 31 maggio di ogni anno, le proposte tariffarie relative all'anno termico successivo. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, con delibera 28 luglio 2009, ARG/gas 102/09, l'Autorità ha proceduto alla determinazione della tariffa per il servizio di rigassificazione relativa all'anno termico 2009-2010 per le società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico.
Con la delibera 1 marzo 2010, ARG/gas 24/10, l'Autorità ha determinato la tariffa per i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio presso il terminale della società Terminale GNL Adriatico, valida per l'anno termico 2009-2010, nelle more di una eventuale diversa determinazione da parte del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

Stoccaggio

Ai sensi della delibera 3 marzo 2006, n. 50/06, entro il 10 febbraio di ogni anno le imprese di stoccaggio presentano all'Autorità le proposte relative ai corrispettivi tariffari per il servizio di stoccaggio, relative all'anno termico successivo.
Con la delibera ARG/gas 38/09, l'Autorità ha approvato i corrispettivi d'impresa presentati dalle imprese di stoccaggio e ha conseguentemente provveduto a determinare i corrispettivi unici nazionali per l'attività di stoccaggio relativamente all'anno termico 2009-2010. L'Autorità ha inoltre approvato le proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione e di ero-

2 Nel maggio 2009, Snam Rete Gas ha trasmesso il piano preliminare di adeguamento e manutenzione degli impianti di misura come disposto dalla delibera VIS 8/09.
3 Il decreto n. 135/09 è stato convertito con legge 20 novembre 2009, n. 166, recante *Disposizioni urgenti per l'attuazione di obblighi comunitari e per l'esecuzione di sentenze della Corte di giustizia delle Comunità europee.*

gazione per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile. Con la medesima delibera, l'Autorità ha inoltre determinato, per l'anno termico 2009-2010, il valore complessivo del contributo compensativo di cui all'art. 1, comma 558, della legge finanziaria 2008, da destinare alle Regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio; ciò dimensionando il valore del parametro Y relativo al corrispettivo unitario variabile CVS, in modo da recuperare il gettito necessario a coprire gli oneri introdotti dalla suddetta disposizione normativa.

Con la delibera 22 giugno 2009, ARG/gas 72/09, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2014. Tale procedimento, considerato che la nuova disciplina tariffaria sarà definita in un'ottica di sostanziale continuità con i criteri tariffari relativi ai precedenti periodi di regolazione, è sottoposto all'applicazione di una procedura AIR commisurata all'effettiva necessità di consultazione di eventuali aspetti innovativi della disciplina tariffaria. In particolare ai fini della definizione dei criteri tariffari per il nuovo periodo di regolazione, l'Autorità ha previsto di tenere conto:

- della necessità di introdurre meccanismi di incentivazione allo sviluppo efficiente delle infrastrutture di stoccaggio del gas naturale, in coerenza con gli obiettivi di carattere generale di garantire lo sviluppo e la sicurezza del sistema gas nazionale e di promuovere lo sviluppo di un mercato concorrenziale;
- della necessità di garantire che tariffe e corrispettivi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di condizioni per l'accesso e l'erogazione del servizio di stoccaggio;
- delle possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale.

Con la delibera 23 febbraio 2010, ARG/gas 21/10, l'Autorità ha prorogato, per il periodo 1 aprile 2010 – 31 dicembre 2010, le proposte tariffarie che aveva approvato con delibera ARG/gas 38/09 per l'anno termico 2009-2010. Tale intervento si è reso necessario in considerazione dell'esigenza di definire criteri tariffari che tengano conto dell'evoluzione del quadro normativo e regolamentare relativo al servizio di stoccaggio, con particolare riferimento alla necessità di prevedere una coerenza tra i criteri tariffari dello stoccaggio per il nuovo periodo di regolazione e il completamento della disciplina introdotta con un intervento urgente dell'Autorità (delibera 2 novembre 2009, AGR/gas 165/09) ai sensi del decreto legge 1 luglio 2009, n. 78[4]. Quest'ultimo prevede che l'offerta di un servizio di bilanciamento utenti del servizio di trasporto e l'allocazione delle relative capacità di stoccaggio siano realizzate mediante procedure concorsuali.

Distribuzione

Nel corso dell'anno 2009 sono stati adottati i primi provvedimenti attuativi della riforma introdotta con la delibera ARG/gas 159/08, di approvazione della Parte II del *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (TUDG), recante disposizioni in materia di *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RTDG).

Con la delibera 30 giugno 2009, ARG/gas 79/09, sono state approvate sia le tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 35 della RTDG, sia le opzioni tariffarie provvisorie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale, di cui all'art. 86 della RTDG, per il periodo 1 luglio 2009 – 31 dicembre 2009. La delibera ARG/gas 79/09 ha confermato a titolo definitivo, per il periodo 1 gennaio 2009 – 30 giugno 2009, l'applicazione delle tariffe di distribuzione approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008. Con la medesima delibera ARG/gas 79/09 è stata avviata un'indagine conoscitiva finalizzata alla verifica dei dati trasmessi dalle imprese per la determinazione delle tariffe di riferimento, di cui agli artt. 23 e 24 della RTDG, ed è stato disposto il rinvio dell'approvazione delle medesime tariffe di riferimento a successivo provvedimento, da assumersi entro il 31 dicembre 2009, in esito alla conclusione dell'indagine conoscitiva stessa.

Con la delibera 5 agosto 2009, ARG/gas 109/09, l'Autorità ha proceduto alla determinazione della tariffa di riferimento, di cui al comma 22.2 della RTDG e di cui all'art. 85 della RTDG, sia per le 62 imprese distributrici in merito alle quali il processo di analisi dei dati trasmessi si è concluso positivamente, sia per le 12 imprese distributrici che non hanno trasmesso le dichiarazioni di cui al

4 Convertito nella legge 3 agosto 2009, n. 103.

comma 7.3, lettera a), della RTDG, procedendo in questo caso alla determinazione d'ufficio della medesima tariffa di riferimento, ai sensi delle disposizioni del comma 7.5 della RTDG. Con la medesima delibera sono stati determinati gli importi di perequazione bimestrale d'acconto, di cui al comma 50.1 della RTDG.

Con la delibera 2 novembre 2009, ARG/gas 164/09, sono state assunte disposizioni transitorie per l'anno 2009 in materia di determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi e di importi di perequazione.

Nel mese di dicembre 2009, la delibera 21 dicembre 2009, VIS 169/09, ha concluso l'indagine conoscitiva avviata con la delibera ARG/gas 79/09, in merito ai dati trasmessi dalle imprese distributrici di gas naturale e di gas diversi dal naturale ai sensi delle disposizioni dell'art. 7 della RTDG.

Sulla base degli esiti dell'indagine conoscitiva sopra richiamata, con la delibera 21 dicembre 2009, ARG/gas 197/09, sono state approvate le tariffe di riferimento dell'anno 2009 per il servizio di distribuzione del gas naturale e per il servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale. Con la medesima delibera si sono disposti ulteriori approfondimenti sui dati trasmessi relativamente agli incrementi patrimoniali e ai contributi percepiti. Tali approfondimenti verranno utilizzati per la determinazione definitiva delle tariffe di riferimento per l'anno 2009, mediante un provvedimento da assumersi entro il 31 luglio 2010.

I livelli tariffari per l'anno 2010 sono stati fissati con la delibera 29 dicembre 2009, ARG/gas 206/09. Le componenti tariffarie a copertura dei costi operativi sono state aggiornate con il metodo del *price cap*, applicando un tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti, differenziato per classi dimensionali di impresa. Le componenti tariffarie a copertura dei costi di capitale sono state aggiornate tenendo conto delle variazioni del capitale investito netto intervenute nell'anno 2008. È in ogni caso prevista la rideterminazione delle tariffe di riferimento e delle opzioni tariffarie per l'anno 2010, qualora in sede di rideterminazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2009 (da effettuarsi entro il 31 luglio 2010) non sia verificata la sussistenza delle condizioni per l'attivazione del meccanismo di gradualità previsto dalla RTDG.

Ambiti territoriali minimi di distribuzione del gas naturale

Con il documento per la consultazione 3 giugno 2008, DCO 15/08, l'Autorità ha proposto, in via preliminare, sia i propri orientamenti in relazione alle proposte che avrebbe dovuto formulare (ai sensi delle disposizioni dell'art. 46-bis del decreto legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito con modifiche dalla legge 29 novembre 2007, n. 222, e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244) per l'identificazione di bacini ottimali di utenza, in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi, sia la successiva definizione degli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas.

Nel documento DCO 15/08 l'Autorità ha individuato, in 250.000-350.000 punti di riconsegna per ambito, la soglia minima per l'avvio di un percorso di razionalizzazione del sistema distributivo del gas naturale. Tale valutazione è scaturita: dall'esame delle esperienze internazionali; dall'evidenza della presenza di economie di scala molto significative per le imprese medio-piccole e deboli per le imprese di dimensione maggiore, derivante dall'analisi della letteratura economica disponibile; dai risultati di un'analisi svolta su una *cross section* di dati forniti da imprese distributrici italiane, relativi all'anno 2006.

In relazione a tali considerazioni di natura economica e tenendo conto dei vincoli tecnici derivanti dall'esame dello sviluppo degli impianti di distribuzione esistenti e delle loro interconnessioni, nonché della contiguità geografica, nel documento DCO 15/08 l'Autorità ha formulato una prima concreta proposta che prevede l'individuazione di 44 ambiti minimi per l'organizzazione del servizio di distribuzione del gas naturale.

In esito alla consultazione, l'Autorità ha affinato la propria proposta iniziale e nel documento *Considerazioni finali relative alle proposte in materia di individuazione di bacini ottimali di utenza*, inviato al Ministero dello sviluppo economico in data 30 gennaio 2009, alla luce delle osservazioni ricevute ha consolidato la propria posizione provvedendo ad alcuni aggiustamenti dell'ipotesi iniziale esposta nel documento DCO 15/08 e portando a 59 il numero di ambiti minimi proposti.

L'Autorità ha ritenuto di introdurre modifiche rispetto alla proposta iniziale sulla base delle seguenti assunzioni:

- prevedere una fase intermedia di aggregazione che non stravolga il concetto di efficienza, ma mantenga un numero sufficiente di imprese in grado di proseguire con successive operazioni di *merger and acquisition* le dimensioni ottimali prospettate nel primo documento per la consultazione;

- individuare gli aggregati rispettando i confini regionali in modo che le Regioni possano eventualmente esercitare il potere sostitutivo a esse riconosciuto;
- far riferimento ad ambiti territoriali in cui già si stia sperimentando lo svolgimento in forma aggregata di servizi tra Comuni, sia nella prospettiva di avere un tavolo di confronto già aperto, sia al fine di poter sperimentare economie di scopo con altri servizi. L'esperienza del settore idrico potrebbe intercettare queste esigenze;
- ove altre ragioni non lo consentano, considerare una dimensione minima dei punti di riconsegna attualmente forniti superiore al limite di 100.000, con un potenziale di penetrazione nell'ambito tale da raggiungere dimensioni minime superiori a 250.000.

In particolare, nel considerare una dimensione minima di punti di riconsegna forniti superiore al limite di 100.000 unità, l'Autorità ha tenuto conto degli esiti di studi disponibili, secondo cui guardando ai soli costi operativi relativi alla gestione tecnica delle reti, l'effetto delle economie di scala diminuisce sensibilmente a partire da 100.000 punti di riconsegna.

Successivamente, in osservanza delle disposizioni previste dall'art. 30, comma 26, della legge 23 luglio 2009, n. 99, l'Autorità ha partecipato al tavolo di lavoro istituito presso il Ministero dello sviluppo economico, e ha fornito parere favorevole rispetto all'ipotesi presentata in una bozza di decreto dallo stesso Ministero; essa prevede l'identificazione di 127 ambiti territoriali minimi, individuati in coerenza con i principali criteri indicati nella comunicazione del 30 gennaio 2009.

Sebbene il numero di ambiti individuati nello schema di decreto sia superiore a quanto valutato tramite la consultazione e sebbene l'Autorità ritenga che un numero inferiore di ambiti sia preferibile ai fini di una maggiore efficienza ed efficacia del servizio di distribuzione del gas, sempre l'Autorità valuta che il numero indicato possa essere considerato ancora accettabile ma come transitorio verso un assetto ottimale; quest'ultimo potrà essere perseguito anche attraverso gli strumenti incentivanti previsti dal decreto medesimo.

Tariffa sociale gas

Il decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, e in particolare l'art. 3, comma 9, convertito con modificazioni dalla legge 28 gennaio 2009, n. 2, a decorrere dall'1 gennaio 2009 ha esteso alle famiglie economicamente svantaggiate, aventi diritto all'applicazione delle tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica, il diritto alla compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale. Lo stesso ha affidato all'Autorità il compito di quantificare l'ammontare della compensazione e di definire le modalità applicative della stessa.

Nell'ambito della riforma delle tariffe di distribuzione del gas per il nuovo periodo di regolazione avviatosi l'1 gennaio 2009, introdotta con il TUDG, Allegato A alla delibera dell'Autorità ARG/gas 159/08, l'Autorità, aveva abrogato i precedenti meccanismi di tutela sociale disciplinati dalla delibera 29 settembre 2004, n. 170/04. Coerentemente con le disposizioni del decreto legge n. 185/08, l'Autorità ha definito le modalità operative del meccanismo di compensazione per la spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale con la delibera 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09. Quest'ultima prevede:

- che la compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale venga differenziata per zone climatiche e parametrata al numero di componenti della famiglia anagrafica;
- che si effettui la distinzione tra clienti domestici diretti, titolari di un contratto di fornitura di gas naturale per uso domestico, e clienti domestici indiretti non titolari di un contratto di fornitura di gas naturale per uso domestico ma che utilizzano, sempre per uso domestico, impianti condominiali alimentati a gas naturale, eventualmente anche gestiti da società di gestione calore;
- che nel caso dei clienti domestici diretti la compensazione venga erogata in bolletta, tramite l'impresa di distribuzione di gas, sotto forma di componente tariffaria compensativa con segno negativo, mentre nel caso di clienti indiretti venga erogata *una tantum* da un soggetto erogatore, individuato successivamente in Poste Italiane con delibera 6 agosto 2009, ARG/com 113/09;
- che la gestione dell'ammissione alla compensazione e lo scambio, tra i Comuni, le imprese distributrici e il soggetto erogatore, delle informazioni necessarie alla verifica del rispetto delle condizioni di ammissione al bonus avvengano tramite il sistema informatico già utilizzato per la gestione delle compensazioni sulla spesa per la fornitura di energia elettrica (sistema SGAte);
- che per presentare la richiesta di ammissione alla compensazione si utilizzi un'apposita modulistica.

Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del regime di compensazione, l'Autorità ha previsto l'istituzione, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, della componente G_S a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati. Tale componente, posta a carico dei clienti diversi dai clienti domestici, è stata transitoriamente fissata pari a zero ed è stata attivata a tutti gli effetti dall'1 gennaio 2010, in concomitanza con l'avvio del sistema di raccolta delle istanze di ammissione al regime di compensazione.

Il sistema di gestione dell'agevolazione sulla fornitura di gas naturale (SGAte) è attivo per la raccolta delle istanze di bonus gas dal 15 dicembre 2009, con applicazione retroattiva a tutto l'anno 2009. Alla data del 30 marzo 2010 le istanze di bonus presentate presso i Comuni sono oltre 200.000. Le prime erogazioni, a partire dalle quote di bonus retroattive per l'anno 2009, verranno effettuate dal mese di maggio 2010.

Gli importi della compensazione per gli anni 2009 e 2010 sono indicati nella tavola 3.1. Il valore della compensazione per l'anno 2010 è stato definito contestualmente all'aggiornamento tariffario dello scorso dicembre.

TAV. 3.1

Ammontare della compensazione per i clienti in stato di disagio economico

€/anno per punto di prelievo

COMPOSIZIONE	ZONA CLIMATICA				
	A/B	C	D	E	F
ANNO 2009					
Famiglie fino a 4 componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	25	25	25	25	25
Riscaldamento	35	50	75	100	135
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	60	75	100	125	160
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	40	40	40	40	40
Riscaldamento	45	70	105	140	190
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	85	110	145	180	230
ANNO 2010					
Famiglie fino a 4 componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	26	26	26	26	26
Riscaldamento	36	52	77	103	138
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	62	78	103	129	164
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	41	41	41	41	41
Riscaldamento	46	72	108	143	195
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	87	113	149	184	236

Procedimenti in materia di separazione contabile e amministrativa

Come meglio precisato nel Capitolo 2 di questo Volume, con la delibera 9 ottobre 2009, ARG/com 145/09, l'Autorità ha dato avvio al procedimento relativo alla formazione di provvedimenti al fine di ottemperare alle decisioni del Consiglio di Stato, in materia di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas. Precedentemente era stata avviata la raccolta dei dati di separazione contabile, per gli esercizi 2007 e 2008, per i soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas in modalità telematica, così come previsto dalla delibera dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07. Con delibera 19 febbraio 2010, VIS 8/10, l'Autorità ha intimato ai numerosi soggetti che non avevano presentato i dati di ottemperare al suddetto obbligo oppure di trasmettere apposita comunicazione circa le ragioni in forza delle quali le imprese si ritengono non obbligate a fornire i dati.

Regolamentazione non tariffaria

Relativamente alla promozione della concorrenza e dei mercati, l'Autorità ha adottato una serie di provvedimenti volti a garantire disposizioni relative alla regolazione dell'accesso alla rete nazionale dei gasdotti e a determinare le relative procedure funzionali alla realizzazione di nuove infrastrutture di importazione o di esportazione, come previsto dal Ministero delle attività produttive con il decreto 28 aprile 2006.

Riguardo al mercato all'ingrosso, l'Autorità ha definito le condizioni e le modalità delle procedure concorrenziali di cui all'art. 3 del decreto legge n. 78/09, c.d. "anticrisi". Attraverso tali procedure, l'Autorità ha stabilito che il *gas release* sia svolta secondo criteri non discriminatori e che l'offerta venga suddivisa in lotti, caratterizzati da quantitativi giornalieri costanti in tutto il periodo di consegna.

In relazione al mercato al dettaglio, l'Autorità ha proposto le linee di intervento in merito sia alla riforma delle tutele dei clienti finali nel mercato del gas naturale, sia alle modalità di determinazione e aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura relative al servizio di tutela. L'Autorità ha inoltre adottato il *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e di GPL* (TIVG), che raccoglie in modo organico le disposizioni relative all'attività di vendita nel mercato della vendita al dettaglio del gas naturale e dei gas diversi. Il TIVG ha apportato nel contempo le modifiche relative alla riforma dell'assetto del regime di tutela e ha definito le modalità di determinazione e aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela.

L'individuazione dei fornitori di ultima istanza relativamente all'anno termico 2009-2010 è stata effettuata nell'ambito delle nuove previsioni di cui alla legge n. 99/09. L'Autorità è quindi intervenuta in materia, definendo i criteri per l'individuazione dei singoli fornitori di ultima istanza e stabilendo in particolare: i requisiti minimi di partecipazione alle procedure, le 5 macroaree di prelievo sulle quali vengono effettuate le procedure e le modalità di selezione, le garanzie da versare al momento della partecipazione all'asta e, per i soggetti che vengono individuati quali fornitore di ultima istanza, la disciplina dell'incarico, le procedure di subentro, comprese quelle di subentro al precedente fornitore di ultima istanza, nonché gli obblighi di comunicazione dei soggetti selezionati ai fini del monitoraggio, i tempi e le modalità per l'espletamento, da parte dell'Acquirente unico, delle procedure concorsuali.

Relativamente alla regolamentazione delle infrastrutture, l'Autorità ha proposto alcune possibili soluzioni per adeguare la disciplina del bilanciamento e l'offerta dei servizi di stoccaggio del gas naturale alle previsioni dell'art. 3 del decreto legge n. 78/09. Le proposte sono state formulate con la principale finalità di aumentare la flessibilità disponibile per gli operatori del mercato del gas naturale, anche attraverso il miglioramento degli strumenti per lo scambio del gas naturale, che si inquadrano nel più ampio processo di revisione della regolazione, pure tramite l'introduzione di uno specifico mercato per l'approvvigionamento delle risorse per il bilanciamento.

L'Autorità ha approvato i criteri di definizione e di attribuzione delle partite inerenti l'attività di bilanciamento del gas naturale che insorgono a seguito di rettifiche dei dati di misura successive alla chiusura del bilancio di trasporto. L'individuazione dei criteri per il trattamento di eventuali rettifiche dei dati di misura dei punti di riconsegna che avvengono successivamente alla chiusura del bilancio definitivo delle imprese di trasporto prevedono una valorizzazione economica della partita fisica, determinata dalla rettifica per l'utente interessato con la conseguente emissione di fattura/nota di credito di conguaglio. La valorizzazione economica è legata a un indice di prezzo mensile della componente all'ingrosso della materia prima più una quota di trasporto al Punto di scambio virtuale (PSV). La determinazione di tali criteri costituisce un primo importante tassello nella prevista riforma dei meccanismi di bilanciamento del sistema gas.

In tema di regolazione dei processi informativi e del *settlement*, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti del sistema. L'attività di ricognizione presso gli operatori sui processi di allocazione del gas naturale a livello sia delle reti di trasporto sia delle reti di distribuzione, ha fornito un quadro completo degli aspetti critici in tema di allocazione e costituisce la base per l'adozione dei conseguenti provvedimenti di riforma. L'Autorità considera il procedimento

in corso uno dei più urgenti in materia di definizione delle regole del mercato gas.

Riguardo alla regolamentazione delle infrastrutture, sono state approvate modifiche e integrazioni ai Codici di rete di distribuzione, trasporto, stoccaggio e rigassificazione, presentate dagli operatori.

L'attività di regolazione della qualità e della sicurezza dei servizi gas ha riguardato:

- la qualità dei servizi di distribuzione e di vendita (sicurezza, continuità e qualità commerciale);
- la qualità del servizio di trasporto (sicurezza, continuità e qualità commerciale);
- la qualità del gas;
- la qualità del servizio di stoccaggio;
- la sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas.

Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente

Import – Accesso al sistema nazionale dei gasdotti in relazione a nuove infrastrutture

Con la delibera 21 gennaio 2010, ARG/gas 2/10, l'Autorità ha definito le disposizioni di accesso alla rete nazionale dei gasdotti e le relative procedure funzionali a nuove infrastrutture di importazione o di esportazione, come previsto dal Ministero delle attività produttive con il decreto 28 aprile 2006. Le norme ministeriali hanno disciplinato i criteri per l'accesso alla rete nazionale dei gasdotti per le nuove infrastrutture di importazione oggetto di esenzione dalla disciplina di accesso dei terzi o di diritto di allocazione prioritaria, accordate ai sensi dell'art. 1, commi 17 e 18, della legge 23 agosto 2004, n. 239; le stesse norme ministeriali prevedono che il soggetto interessato all'accesso in funzione della nuova capacità da realizzare per l'importazione ne faccia apposita richiesta all'impresa maggiore di trasporto, la quale è tenuta ad avviare una procedura aperta alla partecipazione di tutti i soggetti interessati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto nel Paese ai fini dell'importazione o dell'esportazione.

Per l'adozione delle suddette disposizioni l'Autorità ha espresso i propri orientamenti con il documento per la consultazione 15 giugno 2009, DCO 15/09. Sulla base di tali indirizzi i soggetti interessati hanno potuto presentare le proprie osservazioni. Gli orientamenti espressi nel DCO 15/09 e le disposizioni della successiva delibera ARG/gas 2/10 riguardano, con riferimento agli ordinamenti del citato decreto ministeriale, le modalità di richiesta di accesso, del successivo svolgimento della procedura aperta e di conferimento della capacità da realizzare, nonché i relativi obblighi di imprese di trasporto.

Il provvedimento costituisce un contributo rilevante alla definizione di un quadro regolamentare certo e non discriminatorio, necessario per lo sviluppo del sistema nazionale del gas e per il potenziamento delle infrastrutture, anche con riferimento all'obiettivo di progressiva integrazione del mercato europeo.

Gas release

Con la delibera 7 agosto 2009, ARG/gas 114/09, l'Autorità ha

definito le condizioni e le modalità delle procedure concorrenziali, di cui all'art. 3 del decreto legge n. 78/09.
Attraverso le procedure concorrenziali disciplinate dalla delibera dell'Autorità, Eni ha offerto al mercato un volume di gas pari a 5 miliardi di metri cubi per l'anno termico 2009-2010. L'Autorità ha stabilito che il *gas release* sia svolta secondo criteri non discriminatori e che l'offerta venga suddivisa in lotti, caratterizzati da quantitativi giornalieri costanti in tutto il periodo di consegna. In particolare, sono previsti: lotti annuali (per consegna da ottobre 2009 a settembre 2010) e lotti semestrali (per consegna da ottobre 2009 a marzo 2010). Le procedure di assegnazione dei lotti prevedono la definizione di un prezzo unico per ciascuna tipologia di prodotto. Uno dei principali elementi innovativi del *gas release* è stato il fatto che i corrispettivi riconosciuti a Eni fossero indipendenti da quanto pagato dai soggetti acquirenti. Il valore di tali corrispettivi, differenziati per tipologia di prodotto e determinati dal Ministero dello sviluppo economico su proposta dell'Autorità, costituiva tuttavia il prezzo di riserva, ovvero il prezzo più basso al di sotto del quale non potevano essere ceduti i lotti. La differenza positiva tra quanto pagato dagli acquirenti e quanto riconosciuto a Eni è stata destinata, come previsto dal decreto legge n. 78/09, ai clienti finali tramite l'individuazione di una apposita procedura (definita dalla stessa delibera ARG/gas 114/09) che individua criteri, modalità e termini attraverso i quali i clienti medesimi possono usufruire di tali importi.

Provvedimenti inerenti le cessioni del gas naturale

Con le delibere 4 marzo 2009, ARG/gas 24/09, e 30 luglio 2009, ARG/gas 108/09, l'Autorità ha disciplinato le modalità economiche di cessione dei volumi di gas, di cui è prevista l'offerta presso il mercato regolamentato delle capacità e del gas, in base all'art. 11 del decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, e dei successivi decreti ministeriali di attuazione 12 luglio 2007 e 19 marzo 2008, rispettivamente per la cessione di aliquote del prodotto di coltivazione e per le quote di gas importato. I provvedimenti dell'Autorità disciplinano:

- la modalità di offerta delle quote di gas importato da offrire, e non ancora offerte nell'ambito delle procedure concorsuali di cui alla delibera 4 agosto 2008, ARG/gas 112/08, entro l'anno termico 2008-2009 (delibera ARG/gas 24/09);
- le modalità di offerta sia delle aliquote dovute da ciascun titolare di concessione di coltivazione allo Stato per l'anno 2008, sia delle quote da importazione di gas naturale importato da offrire entro l'anno termico 2009-2010 (delibera ARG/gas 108/09).

Le disposizioni definite non presentano elementi significativi di novità rispetto alle modalità stabilite per le precedenti offerte con la delibera ARG/gas 112/08, illustrata nel dettaglio nella *Relazione Annuale* dell'anno scorso.

Emergenza del sistema del gas – Corrispettivi di stoccaggio

In relazione alla gestione delle emergenze del sistema del gas naturale, oltre agli interventi regolamentari riferiti nella edizione 2009 della *Relazione Annuale*, da segnalare quest'anno sono le disposizioni introdotte con la delibera 9 ottobre 2009, ARG/gas 146/09, con la quale l'Autorità ha integrato le disposizioni della delibera 21 giugno 2005, n. 119/05, in materia di corrispettivi dell'utilizzo dello stoccaggio strategico. Le disposizioni introdotte sono state definite tenendo conto delle osservazioni ricevute nell'ambito della consultazione aperta con il documento DCO 15/09, tramite il quale l'Autorità aveva precedentemente illustrato i propri orientamenti in materia. L'esigenza delle integrazioni è emersa proprio al fine di disciplinare gli scostamenti di utilizzo delle capacità di stoccaggio, avvenuti per effetto della riduzione delle forniture russe verificatasi a gennaio 2009. Le disposizioni di cui sopra prevedono una particolare disciplina nei casi in cui l'utente utilizzi capacità di stoccaggio in eccesso, in presenza di gas in stoccaggio nella propria disponibilità e in conseguenza di situazioni per le quali l'utente sia autorizzato all'utilizzo dello stoccaggio strategico. Per tali casi, e nei limiti dei quantitativi autorizzati, sono stati introdotti la possibilità di prelevare gas oltre all'obbligo di giacenza minima, prevista dalla delibera 4 dicembre 2007, n. 303/07, e corrispettivi di bilanciamento ridotti per l'utilizzo di capacità di erogazioni in eccesso rispetto alla capacità conferita.

Monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas

Con la delibera 28 novembre 2009, ARG/gas 161/09, l'Autorità ha avviato un procedimento per la regolazione delle attività di

monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale, in sostituzione di quanto precedentemente previsto dalla delibera 18 ottobre 2000, n. 193/00. L'obiettivo dell'Autorità è quello di adeguare, a più di sei anni dall'apertura del mercato della vendita del gas naturale, l'attività di vigilanza e monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale; ciò approntando nuovi e più articolati strumenti di monitoraggio analoghi a quelli previsti, *mutatis mutandis*, dalla delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, per il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.
Nell'attesa di definire, a valle del procedimento avviato, gli obblighi informativi a carico degli operatori del mercato e le procedure e gli strumenti di acquisizione dei dati e delle informazioni richieste, l'Autorità ha previsto un insieme di informazioni minime che i soggetti che cedono gas al PSV sono tenuti a comunicare sin dal mese di novembre 2009. Tale obbligo è stato articolato su base mensile e, più precisamente, prevede l'invio delle informazioni relative al gas ceduto in ciascun mese entro il giorno 15 del mese successivo.

Mercato al dettaglio – Testo integrato della vendita del gas (TIVG)

Con il documento per la consultazione 1 aprile 2009, DCO 05/09, l'Autorità ha proposto le linee di intervento in merito sia alla riforma delle tutele dei clienti finali nel mercato del gas naturale, sia alle modalità di determinazione e aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura relative al servizio di tutela. Per quanto riguarda la riforma dell'assetto delle tutele, l'Autorità ha posto in consultazione l'intenzione di:

- definire i criteri e le modalità di individuazione dei clienti domestici, prevedendo per questi il mantenimento del regime di tutela che consiste nell'obbligo, posto in capo a ciascun esercente la vendita, di offrire a tali clienti unitamente alle proprie proposte commerciali, le condizioni economiche stabilite dall'Autorità;
- rimuovere la tutela individuale ovvero l'obbligo, posto in capo all'esercente la vendita controparte dei contratti di fornitura con un cliente finale servito nell'allora mercato vincolato, di continuare ad applicare le condizioni economiche stabilite dall'Autorità, fintanto che tale cliente non abbia concluso un contratto nel mercato libero;
- introdurre uno specifico regime (il servizio di salvaguardia) che assicuri la continuità della fornitura anche ai clienti finali che non hanno titolo a beneficiare del fornitore di ultima istanza e che, per cause indipendenti dalla loro volontà, si trovano senza un venditore;
- definire un quadro certo delle responsabilità nei casi in cui il cliente finale prelevi gas dal sistema nazionale in assenza di un venditore e per il quale non è attivato il fornitore di ultima istanza o l'esercente la salvaguardia gas.

Con riferimento, invece, alle modalità di determinazione e aggiornamento delle condizioni economiche, l'Autorità ha formulato proposte in tema di:

- diversa articolazione della componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso (CCI), nonché previsione di una semplificazione dell'algoritmo di aggiornamento e modifica del paniere di riferimento;
- diversa articolazione per i nuovi ambiti territoriali previsti per le tariffe del servizio di distribuzione, con riferimento alle componenti relative al servizio di trasporto;
- revisione del livello e dell'articolazione della componente relativa alla commercializzazione al dettaglio (QVD), prevedendo altresì una non differenziazione di tale componente per ambiti territoriali.

Infine, per definire un quadro certo e trasparente l'Autorità ha proposto di adottare in un unico testo la disciplina del servizio di vendita al dettaglio del gas naturale e dei gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane.
In esito alla consultazione, con la delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, è stato adottato il TIVG. Esso, oltre a raccogliere in modo organico le disposizioni relative all'attività di vendita nel mercato della vendita al dettaglio del gas naturale e dei gas diversi, ha apportato, anche tenuto conto delle osservazioni pervenute in consultazione, le modifiche relative alla riforma dell'assetto del regime di tutela; inoltre ha definito le modalità di determinazione e aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela. Il perimetro dei clienti finali che potranno usufruire del servizio di tutela, ridisegnato dal TIVG, comprende i clienti domestici e i condomini per uso domestico con consumi non superiori a 200.000 S(m^3) annui. Per gli altri clienti non domestici in tutela individuale, in quanto mai passati al mercato libero, sono stati effettuati interventi con la finalità di accompagnare, con la dovuta gradualità, i medesimi clienti al mercato libe-

ro. In particolare, si è prevista la possibilità di continuare a usufruire delle condizioni economiche definite dall'Autorità:

- fino al 30 settembre 2009, nel caso di clienti non domestici con consumi superiori a 200.000 S(m^3) l'anno;
- fino al 30 settembre 2010, nel caso dei restanti clienti non domestici.

Al fine dell'identificazione della categoria di appartenenza dei clienti finali (domestici, condomini uso domestico o altri clienti) è stato dato obbligo ai venditori di identificare tale categoria, avvertire i clienti attraverso una comunicazione nella prima bolletta utile e comunicare l'esito dell'identificazione alle imprese distributrici. Rispetto alle condizioni economiche di fornitura, il TIVG ha introdotto maggiori semplificazioni e trasparenza, nel segno della continuità. Considerando le diverse componenti che contribuiscono alla definizione del prezzo finale di fornitura:

- per quanto concerne la CCI, il TIVG conferma sostanzialmente i criteri di calcolo e il livello in essere, semplificando la formula di aggiornamento trimestrale dall'1 ottobre 2009 e prevedendo la pubblicazione trimestrale del livello della componente CCI;
- per quanto riguarda la componente per il servizio di distribuzione (QV), che risulta pari alle tariffe per i servizi di distribuzione e di misura stabilite dall'Autorità;
- per quanto riguarda la componente relativa al servizio di trasporto (QT), essa è stata determinata, a partire dall'1 luglio 2009, per ambiti tariffari del servizio di distribuzione; con l'entrata in vigore all'1 luglio 2009 è stata altresì introdotta una componente della tariffa del servizio di distribuzione (UG_2) tale da garantire, ai clienti con bassi consumi, il mantenimento di una spesa contenuta, tenuto conto della diversa articolazione prevista per la componente QVD;
- per quanto riguarda la componente (QVD), è stata definita una diversa articolazione del corrispettivo unitario. A partire dall'1 luglio 2009, tale componente risulta infatti non più articolata per ambito territoriale, garantendo così ai venditori una copertura più coerente dei costi di commercializzazione e parità di trattamento a tutti i clienti, anche di minori dimensioni.

Il TIVG ha inoltre mantenuto gli obblighi, in capo agli operatori, di comunicare i prezzi medi praticati e di pubblicare, nel proprio sito Internet, le condizioni economiche del servizio di tutela per ciascuna località in cui operano, evidenziandone le diverse componenti. Su tali aspetti, l'Autorità è intervenuta con la delibera 29 dicembre 2009, ARG/gas 209/09, da un lato adeguando le disposizioni concernenti gli obblighi di comunicazione ai mutamenti del quadro regolatorio nazionale e mantenendo al contempo coerenza con le disposizioni previste a livello comunitario in materia di rilevazione dei prezzi; dall'altro, modificando le disposizioni concernenti gli obblighi di pubblicazione delle condizioni economiche del servizio di tutela, al fine di assicurare la piena accessibilità a tali informazioni da parte dei clienti finali, attraverso il sito Internet degli esercenti la vendita.

Relativamente alla fornitura di gas diversi da gas naturale, il TIVG ha confermato i criteri di determinazione e aggiornamento delle condizioni di fornitura attualmente in essere, avviando un procedimento per la revisione della quota di vendita al dettaglio e della componente relativa all'approvvigionamento dei gas di petrolio liquefatti.

Con la delibera 26 marzo 2010, ARG/com 44/10, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare il valore della componente tariffaria φ[5] in vigore nel trimestre gennaio-marzo 2010, di cui al comma 5.1 della delibera 29 dicembre 2009, ARG/com 211/09; tale valore è confermato per il trimestre aprile-giugno 2010, mentre i valori delle componenti tariffarie UG_1 (a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e di eventuali conguagli per i servizi di distribuzione e misura), GS (a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati), RE (a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale) e RS (a copertura degli oneri gravanti sul Conto per la qualità dei servizi gas) in vigore nel trimestre gennaio-marzo 2010, di cui alla tabella 7 della delibera ARG/com 211/09, sono confermati per il trimestre aprile-giugno 2010.

5 Si tratta del corrispettivo a copertura degli eventuali squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di capacità CRr unico a livello nazionale (CRr è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulle reti regionali relativo ai conferimenti nel punto di riconsegna r delle reti regionali di gasdotti).

Con la delibera 26 marzo 2010, ARG/gas 46/10, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare l'Allegato B della delibera 27 novembre 2009, ARG/gas 182/09, pubblicando i valori dell'indice IR[6] e delle sue componenti, relativamente ai mesi di febbraio, marzo e aprile 2010.

A fronte delle recenti e importanti evoluzioni nei mercati internazionali del gas naturale (contrazione dei consumi di gas per l'effetto crisi; sviluppo della produzione di gas non convenzionale, in particolare negli USA, come conseguenza di nuove tecnologie), l'Autorità ha avviato un procedimento (delibera 26 marzo 2010, ARG gas 47/10) per riformulare i metodi di aggiornamento dei prezzi del gas, con l'obiettivo di trasferire tempestivamente ai clienti finali gli effetti positivi dei cambiamenti che stanno emergendo.

A livello internazionale questi cambiamenti hanno dato il via a processi di revisione dei contratti pluriennali *take or pay* e di formulazione dei contratti di più breve durata o addirittura *spot*. A livello nazionale occorrerà tener conto anche della possibile evoluzione del contesto normativo (per esempio, avvio della Borsa del gas e altre misure proconcorrenziali).

Questa prima evoluzione normativa, già disposta o in via di definizione da parte del Parlamento e del Governo, potrà permettere all'Autorità di definire proattivamente coerenti evoluzioni anche per le modalità di determinazione dei prezzi di riferimento; tutto ciò tenendo conto dei risultati dell'Indagine avviata già a fine 2009 sulle modalità e le condizioni di approvvigionamento del gas in Italia.

Il procedimento sarà concluso con adeguato anticipo rispetto all'aggiornamento dei prezzi previsto per il prossimo 1 ottobre, cioè prima dei maggiori consumi invernali. Per garantire la massima trasparenza del procedimento, l'Autorità ha diffuso un documento per la consultazione pubblica sul tema (26 marzo 2010, DCO 5/10).

Mercato al dettaglio – Aggiornamenti delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale

Ai sensi della delibera 4 dicembre 2003, n. 138/03, e a partire dall'1 luglio 2009, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare con cadenza trimestrale, per quanto riguarda la componente dei costi di commercializzazione all'ingrosso (CCI), e con cadenza annuale, per quanto riguarda altre componenti, le condizioni economiche di fornitura del TIVG sopra descritto. In particolare, con riferimento agli aggiornamenti con cadenza annuale:

- il livello della componente relativa ai costi di stoccaggio (Qs) è stato aggiornato per il periodo 1 aprile 2009 – 31 marzo 2010 con la delibera 30 marzo 2009, ARG/gas 39/09;
- il livello della componente relativa ai costi di trasporto (Qt) è stato fissato, per il periodo 1 ottobre 2009 – 31 dicembre 2009, pari al livello applicato dagli esercenti la vendita a partire dall'1 luglio 2009 e modificato dall'1 gennaio 2010, contestualmente alla determinazione delle tariffe per il servizio di trasporto, di dispacciamento e di misura del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013. Con la delibera ARG/gas 209/09 l'Autorità ha infatti aggiornato i livelli della componente Qt, differenziandola in un elemento fisso (da aggiornare annualmente) e in un elemento variabile (da aggiornare trimestralmente) al fine di tenere conto delle modalità di determinazione delle tariffe di trasporto, dispacciamento e misura del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013; con la stessa delibera l'Autorità ha aggiornato anche i nuovi criteri per il trattamento delle partite di gas naturale non oggetto di misura (gas di autoconsumo, perdite di rete, svaso/invaso della rete e gas non contabilizzato) nell'ambito del servizio di bilanciamento.

Con riferimento invece agli aggiornamenti trimestrali, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare la componente CCI: per il trimestre gennaio-marzo 2009, con delibera 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08; per il trimestre aprile-maggio 2009, con delibera 30 marzo, ARG/gas 40/09; per il trimestre giugno-settembre, con delibera 30 giugno 2009, ARG/gas 82/09; per il trimestre ottobre-dicembre 2009, con delibera 28 settembre 2009, ARG/gas 136/09; per il trimestre gennaio-marzo 2010, con delibera 29 dicembre 2009, ARG/gas 207/09. (Per maggiore dettaglio dei valori assunti nel periodo, vedi il Capitolo 3 del Volume 1).

Con la delibera ARG/gas 40/09 sono altresì stati modificati i corrispettivi relativi alla componente QT, al fine di tenere conto:

6 Indice di riferimento per la valorizzazione economica delle partite fisiche oggetto di rettifica tardiva.

della definizione del nuovo valore della componente tariffaria ϕ, applicata come maggiorazione del corrispettivo unitario variabile CV, prevista dalla delibera 30 marzo 2009, ARG/com 36/09; della definizione del corrispettivo aggiuntivo C_{CONR} per la compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili di cui alla delibera ARG/gas 192/08. A partire dall'entrata in vigore del TIVG, la citata componente ϕ e il corrispettivo C_{CONR} non sono più compresi nella componente QT, ma costituiscono elementi della componente relativa agli oneri aggiuntivi QOA.

Con il documento per la consultazione 15 giugno 2009, DCO 14/09, l'Autorità ha posto in consultazione i criteri per il riconoscimento degli oneri non altrimenti recuperabili, corrispondenti agli oneri derivanti dalla rimozione, nella formula del calcolo della componente CCI, della soglia di invarianza a partire dall'aggiornamento relativo al trimestre gennaio-marzo 2009, effettuata con delibera ARG/gas 192/08. Quest'ultima, nell'introdurre il sistema di compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili, ha previsto sia che a esso partecipassero gli esercenti la vendita al dettaglio del gas naturale, nonché gli esercenti la vendita all'ingrosso per i quali i ricavi di competenza del trimestre non consentono la copertura dei costi, sia che fossero escluse le partite infragruppo.

Nell'ambito della consultazione: sono state indicate le procedure per il riconoscimento degli oneri non altrimenti recuperabili nonché per l'erogazione degli importi riconosciuti; sono stati definiti i termini che l'Autorità intendeva prevedere per l'adempimento all'obbligo relativo alla rimozione della clausola di invarianza e proposti i criteri per il riconoscimento degli oneri non altrimenti recuperabili, prevedendo in particolare un ruolo attivo delle parti acquirenti. In esito alla consultazione, con la delibera 30 luglio 2009, ARG/gas 106/09, è stato definito il meccanismo di compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dagli esercenti la vendita del gas naturale, in conseguenza della rimozione della clausola di invarianza. In particolare è stato:

- definito l'ambito di applicazione del sistema di compensazione;
- fissato al 15 settembre 2009 il termine per l'adempimento dell'obbligo di rimozione della clausola di invarianza da parte degli esercenti la vendita all'ingrosso, prevedendo altresì azioni in capo alla parte acquirente volte a favorire l'adempimento dell'obbligo di rimozione della clausola;
- in conformità con il disposto della delibera ARG/gas 192/08, sono state anche previste modalità di quantificazione degli oneri non altrimenti recuperabili, differenziate per gli esercenti la vendita al dettaglio e all'ingrosso.

Nel provvedimento si sono inoltre definite specifiche procedure per il riconoscimento degli oneri non altrimenti recuperabili, prevedendo la presentazione di apposita istanza la quale, con riferimento a ciascun contratto, l'esercente la vendita che intende partecipare al meccanismo di compensazione è tenuto a presentare. Infine sono stati indicati i termini per la determinazione e l'erogazione degli importi a titolo di compensazione per gli oneri non altrimenti recuperabili, prevedendo in particolare che la Cassa conguaglio per il settore elettrico comunichi all'Autorità l'esito delle verifiche entro il 15 dicembre 2009 e provveda a erogare gli importi da riconoscere entro il 30 aprile 2010.

Con delibere 26 marzo 2010, ARG/gas 42/10, ARG/gas 43/10, ARG/gas 44/10 e ARG/gas 46/10, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare la componente CCI e le condizioni economiche di fornitura per il trimestre aprile giugno 2010.

Mercato al dettaglio – Procedure per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza

L'individuazione dei fornitori di ultima istanza relativamente all'anno termico 2009-2010 è stata effettuata nell'ambito delle nuove previsioni di cui alla legge n. 99/09. L'art. 30, commi 5 e 8, della legge n. 99/09, prevede infatti che l'Acquirente unico garantisca la fornitura ai clienti finali domestici con consumi annui fino a 200.000 m^3 in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio e che entro 60 giorni dall'entrata in vigore della medesima legge il Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità, adotti gli indirizzi ai quali si attiene l'Acquirente unico al fine di garantire la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti di gas per i clienti finali per i quali è prevista la garanzia della fornitura. Con il decreto 3 settembre 2010, il Ministro dello sviluppo economico ha disposto una prima attuazione della citata legge stabilendo che, per l'anno termico 2009-2010, l'Acquirente unico individui i singoli fornitori di ultima istanza attraverso procedure concorsuali e che l'Autorità ne stabilisca le modalità, attendendosi ai medesimi indirizzi seguiti per l'espletamento delle procedure concorsuali relative all'anno termico 2008-2009.

Con la delibera 4 settembre 2009, ARG/gas 119/09, l'Autorità è quindi intervenuta in materia, definendo i criteri per l'indivi-

duazione dei singoli fornitori di ultima istanza e stabilendo in particolare:

- i requisiti minimi di partecipazione alle procedure, le 5 macroaree di prelievo sulle quali vengono effettuate le procedure, e le modalità di selezione;
- le garanzie da versare al momento della partecipazione all'asta per i soggetti che vengono individuati quali fornitori di ultima istanza;
- la disciplina dell'incarico, le procedure di subentro, comprese quelle di subentro al precedente fornitore di ultima istanza, nonché gli obblighi di comunicazione dei soggetti selezionati ai fini del monitoraggio;
- i tempi e le modalità per l'espletamento, da parte dell'Acquirente unico, delle procedure concorsuali.

Ai sensi del citato provvedimento, l'Acquirente unico, successivamente alla pubblicazione sul proprio sito Internet del Regolamento per le procedure, ha effettuato la selezione dei soggetti e ha pubblicato l'avviso sugli esiti della procedura di individuazione dei fornitori di ultima istanza del gas naturale per l'anno termico 2009-2010. In particolare, per ciascuna macroarea è stata pubblicata la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come fornitori di ultima istanza per l'anno termico 2009-2010 e il relativo quantitativo annuo di gas offerto (Tav. 3.2).

TAV. 3.2

Fornitori di ultima istanza per l'anno 2009-2010

MACROAREA DI PRELIEVO	N.	OPERATORE	QUANTITÀ (m^3)
AREA 1	1	Enel Energia	30.000.000
Nord Piemonte (E1), Sud Piemonte e Liguria (E2)	2	Eni Gas Power	30.000.000
AREA 2	1	Gas Plus	40.000.000
Lombardia orientale (C), Lombardia occidentale (D)	2	Enel Energia	30.000.000
	3	Eni Gas Power	30.000.000
AREA 3	1	Gas Plus	40.000.000
Friuli Venezia Giulia (A), Trentino Alto Adige	2	Enel Energia	30.000.000
e Veneto (B) Basso Veneto (C)	3	Eni Gas Power	30.000.000
AREA 4	1	Gas Plus	40.000.000
Emilia e Liguria (F), Romagna (I), Toscana e Lazio (H),	2	Enel Energia	30.000.000
Umbria e Marche (L)	3	Eni Gas Power	30.000.000
AREA 5			
Lazio (N), Marche e Abruzzo (M), Basilicata e Puglia (O),	1	Enel Energia	30.000.000
Campania (P), Calabria (Q) e Sicilia (R)	2	Eni Gas Power	30.000.000

Regolamentazione delle infrastrutture

Mercato per l'approvigionamento delle risorse per il bilanciamento

Il documento per la consultazione 5 agosto 2009, DCO 28/09, ha proposto alcune possibili soluzioni per adeguare la disciplina del bilanciamento e l'offerta dei servizi di stoccaggio del gas naturale alle previsioni dell'art. 3 del decreto legge n. 78/09.

Le proposte sono state formulate con la principale finalità di aumentare la flessibilità disponibile per gli operatori del mercato del gas naturale, anche attraverso il miglioramento degli strumenti per lo scambio del gas naturale, e si inquadrano nel più ampio processo di revisione della regolazione delineato dal documento per la consultazione 18 aprile 2008, DCO 10/08; in esso sono state illustrate alcune proposte per l'incremento dell'efficienza del sistema anche attraverso l'introduzione di uno specifico mercato per l'approvvigionamento delle risorse per il bilanciamento.

Gli adeguamenti proposti nel documento riguardano due misure parallele. La prima incide sull'organizzazione delle cessioni di gas naturale al PSV con la previsione dell'introduzione di una sessione di registrazione avente per oggetto transazioni di gas naturale, con riferimento a un periodo settimanale precedente e con la principale finalità di consentire agli utenti la compensazione delle proprie posizioni nel bilancio giornaliero. La seconda misura proposta ha prefigurato la definizione di servizi di stoccaggio accessibili su base mensile o settimanale sulla base di capacità rese disponibili dall'impresa di stoccaggio oppure dai suoi utenti.

Con la delibera 2 novembre 2009, ARG/gas 165/09, l'Autorità ha introdotto disposizioni funzionali all'adeguamento del servizio di stoccaggio prospettato dall'art. 3 del decreto legge n. 78/09, che avevano formato oggetto della consultazione proposta nel documento per la consultazione DCO 28/09. Tali disposizioni hanno previsto l'introduzione di un nuovo servizio di stoccaggio, funzionale al bilanciamento degli utenti del trasporto. Al fine dell'accesso al servizio, le imprese di stoccaggio mettono a disposizioni degli utenti del trasporto capacità di stoccaggio (capacità di spazio e punta di erogazione e iniezione, di tipo sia continuo sia interrompibile) che si rendono disponibili nel corso dell'anno termico anche a seguito di ottimizzazioni e potenziamenti o che risultino comunque disponibili sulla base delle previsioni di utilizzo del sistema di stoccaggio. Le capacità di stoccaggio sono conferite tramite procedure concorsuali aperte anche all'offerta di capacità da parte degli utenti dello stoccaggio. La delibera stabilisce pure il prezzo massimo cui le imprese di stoccaggio sono tenute a rendere disponibili le capacità, nonché la destinazione di eventuali proventi in eccesso.

Le disposizioni della delibera ARG/gas 165/09 hanno trovato una formulazione applicativa nelle modifiche del Codice di stoccaggio della società Stogit, approvate con delibera 19 novembre 2009, ARG/gas 178/09, in base alla quale l'impresa di stoccaggio ha reso disponibili le capacità per il nuovo servizio a decorrere dal mese di dicembre 2009. Le procedure di conferimento sinora espletate hanno registrato una crescente partecipazione da parte degli utenti in qualità sia di offerenti sia di acquirenti e i loro esiti possono costituire un'utile informazione al mercato circa il valore delle capacità di stoccaggio a vantaggio della trasparenza del mercato. Il servizio di stoccaggio è stato sinora offerto su base mensile nelle more delle modifiche dei sistemi informativi necessari per la gestione del servizio su base settimanale.

Bilanciamento del gas naturale a seguito di rettifiche dei dati di misura successive alla chiusura del bilancio di trasporto

La delibera ARG/gas 182/09, provvedimento in esito al procedimento avviato con delibera 10 giugno 2008, ARG/gas 75/08, e sottoposto ad AIR, è stata emanata al termine di due consultazioni (documenti per la consultazione 4 febbraio 2009, DCO 1/09, e 1 luglio 2009, DCO 17/09) e ha approvato i criteri di definizione e attribuzione delle partite inerenti l'attività di bilanciamento del gas naturale, precisati a seguito di rettifiche dei dati di misura successive alla chiusura del bilancio di trasporto. La delibera costituisce un primo importante tassello nella prevista riforma dei meccanismi di bilanciamento del sistema gas. Infatti, l'attuale problematica legata alla chiusura definitiva dei bilanci delle imprese di trasporto, riferita ogni mese al terzo mese precedente, definisce un tempo troppo breve in relazione alle tempistiche di raccolta delle misure da parte delle imprese di trasporto e di distribuzione, per cui può accadere che modificazioni o rettifiche dei dati di misura avvengano anche successivamente alla chiusura del bilancio definitivo. Gli utenti della rete di trasporto, a seguito di tali rettifiche, non vedono riconosciuta con il segno appropriato la nuova attribuzione sotto alcun profilo (né la rideterminazione dei corrispettivi per il trasporto, né la revisione delle posizioni per il bilanciamento, né il valore della partita gas) e, nel contempo, sono tenuti a effettuare i conguagli, a credito o a debito, conseguenti la rettifica nei confronti dei propri clienti.

La delibera ARG/gas 182/09 individua criteri per il trattamento di eventuali rettifiche dei dati di misura dei punti di riconsegna che avvengono successivamente alla chiusura del

bilancio definitivo delle imprese di trasporto, prevedendo una valorizzazione economica della partita fisica determinata dalla rettifica per l'utente interessato, con la conseguente emissione di fattura/nota di credito del conguaglio. La valorizzazione economica è legata a un indice di prezzo mensile della componente all'ingrosso della materia prima, più una quota di trasporto al PSV.

Al momento il provvedimento è limitato nell'ambito di applicazione alle rettifiche delle misure sulle cabine REMI[7] che alimentano un unico cliente finale.

Allocazioni giornaliere agli utenti delle reti di trasporto a partire dai dati mensili trasmessi dalle imprese di distribuzione

La delibera ARG/gas 27/10 impone alle imprese di trasporto un criterio unico per il calcolo delle allocazioni giornaliere agli utenti delle reti di trasporto, a partire dai dati mensili trasmessi dalle imprese di distribuzione. Il provvedimento garantisce uniformità e certezza agli *shipper* sui criteri di allocazione, con riferimento in particolare ai clienti che non dispongono di misure giornaliere. Il criterio infatti permette una "quadratura" del gas giornalmente misurato in cabina con il gas prelevato. L'algoritmo utilizzato consente di minimizzare la differenza tra i valori di ciascun giorno del mese relativi a ciascuna tipologia di prelievo e a ciascun utente della distribuzione, e i valori giornalieri ottenuti applicando il corrispondente profilo standard al quantitativo di gas mensile comunicato dall'impresa di distribuzione.

La delibera prevede anche una revisione retroattiva, da ottobre 2007, in base ai nuovi criteri di calcolo dei corrispettivi pagati per il superamento delle capacità impegnate sulla rete di trasporto e in immissione o erogazione da stoccaggio.

Aggiornamenti dei Codici dei servizi – Trasporto

Con la delibera 30 giugno 2009, ARG/gas 85/09, l'Autorità ha approvato l'aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas, in relazione al recepimento delle disposizioni contenute nella delibera 6 settembre 2005, n. 185/05, che ha definito le disposizioni generali in tema di qualità del gas naturale.

Con la delibera 15 settembre 2009, ARG/gas 121/09, l'Autorità ha approvato l'aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas in relazione al recepimento delle disposizioni contenute nella delibera ARG/gas 114/09, la quale ha definito le condizioni e le modalità delle procedure concorrenziali in base a quanto previsto dal decreto del Ministero dello sviluppo economico che dà attuazione al decreto legge n. 78/09.

Con le delibere 18 settembre 2009, ARG/gas 126/09 e ARG/gas 127/09, l'Autorità ha approvato l'aggiornamento dei Codici di rete delle società Gasdotti Italia e Snam Rete Gas in relazione al recepimento delle disposizioni contenute nella delibera 26 maggio 2009, ARG/gas 62/09, che ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di allocazione, prorogando i termini previsti dall'art. 29 della delibera n. 138/04 relativi alla determinazione, da parte delle imprese di distribuzione, dei dati funzionali all'allocazione.

Con le delibere 27 ottobre 2009, ARG/gas 157/09 e ARG/gas 158/09, e con la delibera 23 marzo 2010, ARG/gas 36/10, l'Autorità ha approvato l'aggiornamento dei Codici di rete di Società Gasdotti Italia, Edison Stoccaggio e Snam Rete Gas, in relazione al recepimento delle disposizioni contenute nella delibera 7 maggio 2009, ARG/gas 55/09, che ha sia approvato apposite disposizioni atte a integrare e a modificare la regolazione in tema di adozione e aggiornamento dei Codici di rete, di stoccaggio e di rigassificazione, sia regolato la costituzione e il funzionamento dei Comitati di consultazione.

Con la delibera 3 febbraio 2010, ARG/gas 11/10, l'Autorità ha approvato l'aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas, in relazione al recepimento delle disposizioni contenute nella delibera ARG/gas 146/09, con cui l'Autorità ha integrato le disposizioni della delibera n. 119/05 in materia di corrispettivi dell'utilizzo dello stoccaggio strategico.

Aggiornamenti dei Codici dei servizi – Stoccaggio

Con la delibera 3 febbraio 2009, ARG/gas 13/09, l'Autorità ha approvato l'aggiornamento del Codice di stoccaggio della società Edison Stoccaggio in relazione al recepimento delle disposizioni contenute nella delibera n. 185/05, in tema di qualità del gas naturale, rafforzando la tutela dei clienti finali. Con le delibere 27 ottobre 2010, ARG/gas 159/09 e ARG/gas

7 Cabine di regolazione e misura site nel punto più vicino possibile sia alle prese del metanodotto sia alla connessione del cliente.

160/09, è stato approvato l'aggiornamento dei Codici di stoccaggio delle Società Edison Stoccaggio e Stogit, in relazione al recepimento delle disposizioni contenute nella delibera ARG/gas 55/09, che ha sia approvato apposite disposizioni atte a integrare e a modificare la regolazione in tema di adozione e aggiornamento dei Codici di rete, di stoccaggio e di rigassificazione, sia regolato la costituzione e il funzionamento dei Comitati di consultazione.

Con la delibera 3 febbraio 2010, ARG/gas 12/10, l'Autorità ha approvato l'aggiornamento del Codice di stoccaggio della società Stogit, in relazione al recepimento delle disposizioni contenute nella delibera ARG/gas 146/09, con cui l'Autorità ha integrato le disposizioni della delibera n. 119/05 in materia di corrispettivi dell'utilizzo dello stoccaggio strategico.

Accesso al servizio di rigassificazione del GNL

Con il documento per la consultazione 14 dicembre 2009, DCO 39/09, l'Autorità ha proposto alcune modifiche alle disposizioni relative all'accesso ai terminali di rigassificazione contenute nella delibera 1 agosto 2005, n. 167/05. Le modifiche proposte riguardano la disciplina che si applica nei casi di mancato utilizzo della capacità di rigassificazione conferita su base pluriennale (art. 11 della delibera n. 167/05), con l'obiettivo di meglio qualificare l'obbligo per l'utente del servizio di rigassificazione di rendere disponibile per il conferimento a terzi la capacità che non ha utilizzato. Anche in considerazione dell'evoluzione del mercato mondiale del GNL, il documento ha prospettato a tale fine l'inserimento di alcune flessibilità a disposizione dell'utente del terminale, attraverso l'introduzione di margini operativi nella quantificazione della capacità non utilizzata e della deduzione della capacità non utilizzata, che viene resa disponibile per il conferimento a terzi con adeguato preavviso.

Aggiornamenti dei Codici dei servizi – Rigassificazione

Con la delibera 21 dicembre 2009, ARG/gas 147/09, l'Autorità ha approvato l'aggiornamento del Codice di rigassificazione della società GNL Italia, in relazione alle proposte di aggiornamento del Codice ricevute dalla sopra citata società, funzionali alla gestione del servizio di rigassificazione dopo la temporanea e parziale indisponibilità di capacità di rigassificazione del terminale di Panigaglia; questa è stata comunicata da GNL Italia al Ministero dello sviluppo economico a seguito della messa fuori servizio di uno dei quattro vaporizzatori, resasi necessaria dopo alcune verifiche sull'impianto, allineando in tal senso le previsioni contenute nel Codice di rigassificazione rispetto ai vincoli di gestione del servizio determinati dalla temporanea indisponibilità dell'impianto.

Con la delibera 23 marzo 2010, ARG/gas 37/10, l'Autorità, ha approvato l'aggiornamento del Codice di rigassificazione della società GNL Italia, in relazione al recepimento delle disposizioni contenute nella delibera ARG/gas 55/09, che ha sia approvato apposite disposizioni atte a integrare e a modificare la regolazione in tema di adozione e aggiornamento dei Codici di rete, di stoccaggio e di rigassificazione, sia regolato la costituzione e il funzionamento dei Comitati di consultazione.

Regolazione dei processi informativi, del settlement e dei Codici dei servizi

La delibera ARG/gas 62/09 ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti del sistema.

Il primo provvedimento in questo ambito, il documento per la consultazione 6 agosto 2009, DCO 30/09, è una ricognizione presso gli operatori sui processi di allocazione del gas naturale, a livello sia delle reti di trasporto sia delle reti di distribuzione. La ricognizione ha fornito un quadro completo degli aspetti critici in tema di allocazione e costituisce la base per l'adozione dei conseguenti provvedimenti di riforma. L'Autorità considera senz'altro il procedimento in corso uno dei più urgenti in materia di definizione delle regole del mercato gas: infatti la creazione di un sistema di *load profiling* efficiente è un elemento strutturale per permettere di estendere a tutte le categorie di consumatori, anche quelli di minori dimensioni, i benefici derivanti dalla liberalizzazione del settore.

Aggiornamenti dei Codici dei servizi – Distribuzione

Con la delibera 21 settembre 2009, ARG/gas 128/09, l'Autorità ha approvato l'aggiornamento del Codice di rete tipo del servizio di distribuzione del gas, in relazione al recepimento delle disposizioni contenute nella delibera ARG/gas 62/09, che ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in

materia di allocazione, prorogando i termini, previsti dall'art. 29 della delibera n. 138/04, relativi alla determinazione, da parte delle imprese di distribuzione, dei dati funzionali all'allocazione. Con le delibere 18 settembre 2009, ARG/gas 123/09, ARG/gas 124/09 e ARG/gas 125/09, l'Autorità ha approvato l'aggiornamento dei Codici delle società Italgas, Toscana Energia e Napoletana Gas, relativi al recepimento delle disposizioni contenute nella sopra citata delibera ARG/gas 62/09.
Con la delibera 14 dicembre 2009, ARG/gas 193/09, l'Autorità ha approvato l'aggiornamento del Codice di rete tipo del servizio di distribuzione gas, in relazione all'esigenza di recepire nel predetto Codice: le disposizioni della delibera ARG/gas 159/08, in materia di responsabilità del servizio di misura, intestate alle imprese di distribuzione e in tema sia di modalità di correzione dei volumi di gas riconsegnato, sia di obblighi di comunicazione relativi alla trasmissione del coefficiente di conversione dei volumi di gas C mediante i documenti di fatturazione; le disposizioni della delibera 18 dicembre 2006, n. 294/06, relative alla razionalizzazione e alla standardizzazione dei flussi informativi tra imprese di distribuzione e venditori di gas naturale; le disposizioni della delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, in tema di sicurezza, qualità nei servizi di distribuzione e misura del gas.

Misura del gas

Con la delibera 5 giugno 2009, ARG/gas 69/09, l'Autorità ha adottato misure urgenti in tema di servizio di misura del gas naturale, integrandone la consistenza della definizione con particolare riferimento a obblighi in materia di raccolta, validazione, messa a disposizione dei dati, nonché di trattamento degli esiti delle procedure di autolettura in capo alle imprese di distribuzione e agli esercenti la vendita, a partire dall'1 luglio 2009. La medesima delibera ha altresì avviato un procedimento al fine del completamento della disciplina del servizio di misura stesso.
Tutto ciò è stato necessario a seguito di quanto disposto dalla delibera ARG/gas 159/08, che ha interamente riportato il servizio di misura nell'ambito dei servizi regolati, attribuendone l'esclusiva competenza all'impresa di distribuzione.

Misura del gas – Attività di normazione a cura del Comitato italiano gas

A seguito della pubblicazione della delibera 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08, riguardante gli obblighi di messa in servizio di contatori elettronici del gas, caratterizzati da requisiti funzionali minimi, da parte di ogni impresa di distribuzione del gas naturale per le famiglie e le aziende allacciate alle reti di bassa pressione del gas naturale, il Comitato italiano gas (CIG) ha svolto nel corso del 2009 gran parte delle attività di normazione richieste dall'Autorità nell'ambito del Protocollo d'intesa tra l'Autorità e il CIG, stipulato con la delibera 15 febbraio 2008, GOP 9/08. In data 24 febbraio 2010 è stata pubblicata la norma UNI/TS 11291, parti da 1 a 5 e 8, riguardante i protocolli di comunicazione e i requisiti dei gruppi di misura di classe superiore o uguale a G10. Nella prima parte del 2010 è attesa la pubblicazione anche delle parti 6 e 7 della stessa norma UNI/TS 11291, riguardanti i requisiti dei gruppi di misura di classe inferiore a G10 e del sistema di telegestione.

Regolamentazione della qualità e della sicurezza

Qualità dei servizi di distribuzione e di vendita

Il 2009 è stato il primo anno di attuazione della nuova *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RQDG) approvata dall'Autorità con la delibera ARG/gas 120/08.

La RQDG contiene tutte le norme regolatorie applicabili ai servizi di distribuzione e misura del gas, per quanto concerne la qualità di tali servizi e sostituisce il *Testo integrato della qualità dei servizi gas per il periodo di regolazione 2005-2008* (Allegato A alla delibera 29 settembre 2004, n. 168/04, e successive modifiche e integrazioni). Nel 2009 hanno tuttavia continuano ad applicarsi, per esigenze di gradualità o per la regolazione di partite economiche relative al 2008, alcune norme del *Testo integrato della qualità dei servizi gas* approvato con la delibera n. 168/04.

La RQDG, illustrata nel dettaglio nella *Relazione Annuale* 2009, è stata emanata nel quadro del procedimento che si è svolto in parallelo all'analogo procedimento per le tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas, per il medesimo periodo di regolazione. La delibera ARG/gas 120/08 dispone l'emanazione del TUDG di cui la RQDG costituisce la Parte I.

La revisione della regolazione della qualità commerciale della vendita di energia elettrica e di gas è stata invece demandata a un separato procedimento per ambedue i settori concluso con l'emanazione della delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, con la quale è stato approvato il *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (vedi il Capitolo 2 di questo Volume).

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

Alla fine del 2005 l'Autorità ha introdotto un sistema di incentivi per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale che premia i comportamenti virtuosi di chi eroga un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza migliori rispetto ai livelli minimi definiti. Per il primo triennio di applicazione del meccanismo incentivante (2006-2008), l'accesso da parte dei distributori al sistema degli incentivi è avvenuto su base volontaria.

Con la RQDG l'Autorità ha realizzato il passaggio, nel terzo periodo di regolazione, dal sistema di adesione volontaria al sistema degli incentivi all'applicazione obbligatoria e graduale per tutti i distributori di gas naturale di un sistema che preveda, in aggiunta agli incentivi, penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo obbligatorio predefinito dall'Autorità stessa.

In particolare la partecipazione al sistema incentivante i recuperi di sicurezza decorre:

- dall'1 gennaio 2010 per le imprese distributrici di gas naturale che al 31 dicembre 2007 servivano almeno 50.000 clienti finali;
- dall'1 gennaio 2011 per le imprese distributrici di gas naturale che al 31 dicembre 2007 servivano meno di 50.000 e almeno 10.000 clienti finali;
- dall'1 gennaio 2012 per le imprese distributrici di gas naturale che al 31 dicembre 2007 servivano meno di 10.000 clienti finali.

Le imprese distributrici di gas naturale con almeno 50.000 clienti finali hanno potuto partecipare in via volontaria al sistema incentivante i recuperi di sicurezza anche per l'anno 2009, dandone comunicazione scritta all'Autorità entro il 31 marzo 2009. A differenza del sistema volontario previgente, la nuova regolazione prevede però che la partecipazione al sistema incentivante i recuperi di sicurezza debba riguardare tutti gli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa distributrice.

Per un'illustrazione dei risultati dell'applicazione del sistema incentivante i recuperi di sicurezza nella distribuzione si rimanda al Capitolo 3 del Volume 1.

Dall'inizio del 2008 l'Autorità e il CIG hanno siglato un Protocollo di intesa con l'obiettivo di avviare ulteriori iniziative a sostegno della sicurezza e dell'efficienza del mercato. Il CIG è l'organismo federato all'Ente nazionale italiano di unificazione (UNI) che ricopre ruoli istituzionali in materia di normazione, prevenzione, formazione e informazione per la sicurezza negli utilizzi dei gas combustibili. L'attività del CIG costituisce un naturale complemento di dettaglio tecnico delle disposizioni emanate dall'Autorità. L'accordo, valido per tre anni, prevede un rafforzamento del coordinamento e della collaborazione per le attività di comune interesse nel settore del gas, al fine dello sviluppo di un lavoro organico di elaborazione di un quadro normativo sempre più avanzato.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

La regolazione della qualità commerciale, introdotta sin dall'1 gennaio 2001, con l'entrata in vigore della delibera 2 marzo 2000, n. 47/00, per il terzo periodo di regolazione, è confluita nella Parte I del TUDG, *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* o RQDG.

Rinviando alla *Relazione Annuale* dello scorso anno per un'illustrazione delle principali novità introdotte, ricordiamo che nel corso del 2009 sono state apportate modifiche in materia di ricostruzione dei consumi a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura; a questo riguardo si è ritenuto opportuno procedere a una fase di consultazione, formulando proposte per l'individuazione di una metodologia unica a livello nazionale, ma tenendo conto del parere presentato dalle associazioni degli operatori, in quanto valido punto di partenza visto l'elevato contenuto tecnico dell'argomento, ai sensi del comma 43.12 del *Testo integrato della qualità dei servizi gas*. In particolare, nel documento per la consultazione 29 ottobre 2009, DCO 33/09, sono state esplicitate soluzioni circa la determinazione:

- del volume annuale, ai sensi della delibera 28 dicembre 1999, n. 200/99;
- delle percentuali di errore riconosciute, rispettivamente alle portate massima e minima;
- del volume erroneamente misurato;
- di disposizioni correttive e integrative di quelle vigenti, con specifico riguardo all'eliminazione dell'inderogabilità a effettuare la verifica in loco ogni volta che sia tecnicamente possibile, però senza ulteriori aggravi di costo per il consumatore, ossia estendendo l'importo previsto per la verifica presso il cliente finale anche a quella condotta da un laboratorio qualificato;
- di regole complementari da definire nel caso in cui la verifica sia effettuata presso un laboratorio qualificato;
- di eventuali ulteriori elementi da considerare al fine di pervenire a una metodologia di ricostruzione dei consumi applicabile a entrambe le casistiche di verifica del gruppo di misura.

In esito al processo di consultazione, l'Autorità ha adottato la delibera 27 gennaio 2010, ARG/gas 7/10, con la quale ha approvato sia le Disposizioni generali in tema di ricostruzione dei consumi di gas naturale a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura, sia alcune integrazioni e modifiche all'art. 41 della RQDG, con valenza a partire dall'1 aprile 2010.

Standard di comunicazione tra gli operatori del settore del gas

Per il completamento della regolazione degli standard di comunicazione tra i soggetti operanti nel settore del gas definiti dall'Autorità, sin dal 2006, è stato istituito un gruppo di lavoro con le associazioni dei distributori, dei venditori e dei grossisti di gas, successivamente esteso al settore dell'energia elettrica. Nel corso del 2008 l'Autorità aveva ritenuto opportuno modificare e integrare le Disposizioni in tema di standard di comunicazione e approvare le Istruzioni operative, definendo la sequenza minima obbligatoria dei messaggi, i contenuti minimi di ciascuno scambio informativo, nonché alcune regole complementari necessarie al buon esito del processo (vedi la *Relazione Annuale* 2009).

Nel corso del 2009 si è provveduto al perfezionamento della disciplina, completando le Istruzioni operative tramite l'aggiunta delle seguenti prestazioni:

- attivazione della fornitura in seguito a sospensione per potenziale pericolo;
- messa a disposizione di dati tecnici su richiesta del venditore.

Successivamente, al fine di evitare possibili inefficienze derivanti dalle evidenti criticità collegate all'implementazione di soluzioni diverse da parte dei distributori, sono stati approvati i format digitali da utilizzare per gli scambi informativi previsti dalle Istruzioni operative a partire dall'1 luglio 2009. Infine, le Istruzioni operative sono state ulteriormente modificate e integrate, così come i rispettivi format digitali, sia per allineare i flussi già approvati con le nuove disposizioni del TIVG e del servizio di misura più sopra illustrate, sia per includere nella disciplina la prestazione di verifica della pressione di fornitura su richiesta del cliente finale.

Qualità del servizio di trasporto del gas e qualità del gas

La *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013* (RQTG) è stata approvata con la delibera dell'Autorità 1 ottobre 2009, ARG/gas 141/09. Il procedimento sulla qualità del servizio di trasporto del gas si è svolto in coerenza con l'analogo procedimento in materia di tariffe per l'attività di trasporto di gas naturale per il terzo periodo di regolazione, avviato con la delibera ARG/gas 50/08.

La delibera ARG/gas 141/09 ha disposto l'emanazione di un *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013* (TUTG) di cui la RQTG costituisce la Parte I. La RQTG contiene tutte le norme regolatorie applicabili al servizio di trasporto del gas naturale, ai servizi di distribuzione e di misura del gas, per quanto concerne la qualità di tale servizio.

L'Autorità si è posta come principale obiettivo quello di uniformare la regolazione degli aspetti generali in tema di qualità del servizio di trasporto del gas naturale ai quali devono attenersi *tutti gli operatori interessati, tenuto conto di eventuali differenze* tra il trasporto nazionale e quello regionale del gas naturale. Più in generale l'Autorità, anche in riferimento ai nuovi soggetti che si affacciano nel servizio di trasporto regionale del gas naturale, si è prefissata:

- l'ulteriore miglioramento della qualità del servizio di trasporto del gas naturale erogata da ciascuno degli operatori coinvolti;
- l'omogeneizzazione dei livelli minimi di qualità erogati dalle diverse aziende di trasporto;
- il rafforzamento della tutela degli utenti del servizio e dei clienti finali allacciati alle reti di trasporto anche attraverso una maggiore accessibilità alle informazioni e la pubblicazione comparativa dei dati di qualità forniti dai trasportatori.

Il procedimento si è articolato in tre fasi per la consultazione, corrispondenti all'emanazione di tre distinti documenti per la consultazione e alla raccolta di osservazioni da parte dei soggetti interessati sulle proposte presentate dall'Autorità. Le proposte di regolazione sono state riformulate ogni volta tenendo ampiamente conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati e degli obiettivi, in relazione agli specifici temi di volta in volta trattati. Si è registrata un'ampia partecipazione al processo di consultazione da parte di tutti i soggetti interessati, in particolare da parte delle imprese e degli utenti del servizio di trasporto del gas naturale, delle società di distribuzione e vendita del gas naturale e delle loro associazioni.

Le nuove regole rafforzano la sicurezza, la continuità e la qualità commerciale del servizio di trasporto del gas, prevedendo soprattutto una più stringente regolamentazione in tema di sorveglianza delle reti, gestione delle emergenze di servizio, disciplina delle interruzioni e un sistema di indennizzi automatici a carico delle imprese del trasporto.

La nuova regolazione, pur riguardando prevalentemente gli operatori, avrà effetti positivi anche sui clienti finali. In particolare, il provvedimento rafforza le tutele per gli utenti del servizio di trasporto introducendo, per esempio, indennizzi automatici (con valore base di 500 €) che aumentano in funzione del ritardo nell'effettuazione della prestazione richiesta. Gli indennizzi sono a carico delle imprese di trasporto, se responsabili di mancato rispetto delle scadenze indicate dall'Autorità per l'effettuazione delle prestazioni commerciali più frequentemente richieste. I trasportatori dovranno anche garantire una maggiore accessibilità alle informazioni in loro possesso.

La RQTG disciplina inoltre in maniera puntuale gli eventuali casi di interruzione del servizio con disposizioni che mirano a garantire una maggiore continuità dello stesso per gli utenti e introduce una classificazione delle reti in base al livello di rischio sismico e idrogeologico.

Gli obblighi di registrazione e di comunicazione imposti a carico delle imprese di trasporto sono stati formulati in modo tale da favorire la funzione di vigilanza da parte dell'Autorità sui

dati che verranno comunicati dalle aziende, al fine di assicurare una piena attuazione della nuova regolazione.

Il provvedimento dovrà essere recepito nei Codici di rete di tutte le imprese di trasporto, sia nazionali (Snam Rete Gas, Società Gasdotti Italia) sia regionali, ed entrerà in vigore dal 2010 secondo un meccanismo di gradualità che consenta tempi sufficienti per l'adozione, da parte dei trasportatori, delle necessarie misure di sviluppo organizzativo e tecnologico.

Con la delibera ARG/gas 184/09 l'Autorità ha approvato la Parte II, *Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale* (RTTG), e la Parte III, *Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale* (RMTG), del TUTG. Con la stessa delibera è stato avviato un procedimento in materia di qualità del servizio di gestione dei dati di misura nel trasporto del gas naturale, con riferimento sia alla misura dei quantitativi sia alla composizione chimica del gas.

Per quanto concerne la qualità del gas, l'Autorità ha regolato la materia con la delibera n. 185/05 e successive modifiche e integrazioni, individuando obblighi di servizio e livelli generali di disponibilità della misura del PCS,[8] nonché obblighi di registrazione e di comunicazione annuale all'Autorità di alcuni dati minimi rilevanti. Da approfondimenti successivi all'analisi dei dati comunicati da Snam Rete Gas, sono emersi elementi tali da poter essere considerati presupposti utili per l'avvio di un'istruttoria formale ai fini dell'irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria per violazione della regolazione della disponibilità delle misure del potere calorifico superiore del gas naturale (delibera 2 settembre 2009, VIS 85/09).

Qualità del servizio di stoccaggio del gas

Con la delibera 2 luglio 2009, ARG/gas 86/09, è stato avviato un procedimento per regolare aspetti generali in tema di qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale tra i quali almeno la sicurezza, la continuità e la qualità commerciale, in coerenza con quanto già definito in precedenza dall'Autorità ed in modo più puntuale rispetto a quanto già previsto dai codici di stoccaggio di Stogit S.p.A. e di Edison Stoccaggio S.p.A. (approvati dall'Autorità per quanto di competenza rispettivamente con le delibere 16 ottobre 2006, n. 220/06 e 15 maggio 2007, n. 116/07).

Il procedimento si svolge in parallelo a quello inerente le tariffe per l'attività di stoccaggio di gas naturale per il terzo periodo di regolazione, avviato dall'Autorità con la delibera ARG/gas 72/09. Entrambi i procedimenti sono sottoposti ad AIR. Gli obiettivi dell'intervento mirano a:

- garantire che standard di qualità, indennizzi agli utenti del servizio e incentivi per il miglioramento della qualità dei servizi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di tariffe e corrispettivi, nonché di condizioni di accesso e di erogazione del servizio di stoccaggio;
- assicurare, da una parte, la coerenza con gli obiettivi generali di promozione della sicurezza del sistema gas nazionale e di un mercato concorrenziale del gas e, dall'altra, livelli di qualità nei servizi comparabili con i livelli di qualità raggiunti o proposti in altri Stati membri dell'Unione europea, e omogenei sull'intero territorio nazionale per gli utenti del servizio;
- contribuire a promuovere la concorrenza, la non discriminazione tra i soggetti interessati, la trasparenza e la completezza dell'informazione, tenuto conto altresì delle possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale.

Nel corso del 2009, nella fase propedeutica alla consultazione, sono stati organizzati alcuni incontri tecnici di ricognizione dei possibili ambiti di intervento sia con le due principali imprese di stoccaggio, sia con gli utenti del servizio.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas: gli accertamenti documentali degli impianti di utenza

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico, 22 gennaio 2008, n. 37, entrato in vigore dal 27 marzo 2008, ha introdotto una sostanziale revisione della legislazione in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas e ha reso necessarie modifiche del Regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas in vigore sin dal 2004 (delibera 18 marzo 2004, n. 40/04).

8 Potere calorifico superiore.

Per tale motivo, con delibera 25 marzo 2009, ARG/gas 32/09, l'Autorità ha deciso di rinviare l'entrata in vigore del Titolo III della delibera n. 40/04, relativo agli impianti di utenza riattivati e modificati, a successivo provvedimento da emanarsi una volta che sia stata completata la legislazione vigente in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas.

Inoltre, con delibera 2 settembre 2009, ARG/gas 116/09, l'Autorità ha emanato disposizioni urgenti in deroga alla delibera n. 40/04 nei comuni danneggiati dagli eventi sismici che hanno colpito la regione Abruzzo il giorno 6 aprile 2009.

Dal momento che l'approssimarsi della stagione autunnale rendeva urgente l'esigenza di garantire il funzionamento in tempi rapidi dei nuovi impianti di riscaldamento alimentati a gas nelle aree terremotate, l'Autorità ha definito disposizioni urgenti in deroga al Regolamento al fine di consentire modalità semplificate per l'attivazione della fornitura ai nuovi impianti di utenza a gas realizzati nei comuni danneggiati dagli eventi sismici. Le modalità provvisorie, valide fino al 30 aprile 2010, hanno consentito una più rapida attivazione della fornitura garantendo comunque le esigenze di sicurezza.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas: l'assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

Circa 20 milioni di famiglie godono automaticamente della copertura assicurativa nazionale per incidenti eventualmente dovuti all'uso del gas (infortuni, incendi e responsabilità civile) grazie alla delibera 12 dicembre 2003, n. 152/03, con cui l'Autorità ha inteso tutelare i consumatori (e con essi tutti coloro che fossero coinvolti nei singoli incidenti) tramite un contratto assicurativo nazionale, stipulato dal CIG e coperto, sin dal 1991, da una apposita componente tariffaria contenuta entro 40 c€/anno[9].

Il 30 settembre 2010 si concluderà il secondo triennio termico di applicazione della normativa introdotta dall'Autorità nel 2003. Con il documento per la consultazione 25 febbraio 2010, DCO 1/10, l'Autorità ha formulato alcune proposte di miglioramento e integrazione dell'attuale copertura che mirano a rafforzare la tutela dei cittadini attraverso:

- l'aumento a 10-12 milioni di euro del massimale per la responsabilità civile verso terzi, al fine di cautelarsi dal rischio che incidenti rilevanti possano in futuro non trovare adeguata copertura;
- l'introduzione di un eventuale programma di tipo assistenziale, specificatamente rivolto alle esigenze derivanti dalla perdita della dimora e dalle immediate necessità di carattere sanitario nel caso di incidenti rilevanti;
- l'erogazione garantita di un anticipo sui risarcimenti che consenta di far fronte almeno alle necessità più urgenti;
- la previsione di penali a carico della compagnia di assicurazione per i casi di ritardo nei rimborsi a essa imputabili.

9 La copertura assicurativa nazionale, disposta dall'Autorità a partire da dicembre 2003, prevede i seguenti importi massimali:
- per responsabilità civile verso terzi, 6.500.000 € per ogni sinistro per danni a persone, beni immobili e cose;
- per incendio, 110.000 € per sinistro per danni a immobili o porzioni degli stessi e 45.000,00 € per sinistro per danni a cose;
- per infortuni, 130.000 € in caso di morte o di invalidità permanente totale.

Le amministrazioni condominiali e i consumatori singoli possono comunque stipulare volontariamente assicurazioni integrative (per esempio per aumentare i massimali) rispetto all'assicurazione obbligatoria di base ricordata, già disposta dall'Autorità e già compresa in tariffa.

PAGINA BIANCA

Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali

Tutela dei consumatori

Nell'anno 2009 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha proseguito la propria attività nella direzione di una sempre più intensa tutela di consumatori e utenti sia del mercato elettrico sia del mercato del gas. In particolare, gli interventi di regolazione hanno contribuito sia all'effettivo rafforzamento della capacità del cliente finale di effettuare scelte consapevoli tra le diverse offerte presenti sul mercato, sia alla progressiva armonizzazione e omogeneizzazione della regolazione settoriale degli aspetti commerciali, pur nel rispetto delle differenze strutturali che caratterizzano i settori dell'energia elettrica e del gas.

In quest'ottica è stata approvata la direttiva per l'armonizzazione e la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di energia elettrica e di gas distribuito a mezzo di rete urbana, a conclusione del procedimento sottoposto ad Analisi di impatto della regolazione (AIR). Con la nuova direttiva, che entrerà in vigore dall'1 gennaio 2011, le bollette sono state rese ancora più comprensibili e trasparenti. Il nuovo schema di bolletta si presenta omogeneo per le forniture sia di energia elettrica sia di gas, nonché per le forniture congiunte di energia elettrica e gas, agevolando così il confronto fra le bollette per la fornitura di energia elettrica e quelle per la fornitura di gas.

Sempre relativamente all'armonizzazione settoriale, è stato pubblicato un documento per la consultazione teso all'adozione di un Codice di condotta commerciale della vendita integrato per i due settori del servizio, con estensione degli strumenti di confrontabilità anche al settore del gas e alle offerte di vendita congiunte di elettricità e gas (c.d. *dual fuel*, contratti sempre più diffusi nel mercato libero).

Di notevole rilevanza per entrambi i settori è stato anche l'avvio dello Sportello per il consumatore di energia elettrica e gas. L'attivazione e la gestione dello Sportello, inizialmente affidate alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), sono state successivamente trasferite all'Acquirente unico, in applicazione della legge 23 luglio 2009, n. 99, la quale all'art. 27, comma 2, prevede che l'Autorità si avvalga delle società Gestore dei servizi elettrici (GSE) e Acquirente unico per il rafforzamento delle attività di tutela dei consumatori (vedi "Gestione dei reclami e informazioni ai clienti finali: lo Sportello per il consumatore di energia"). Lo Sportello è divenuto operativo dall'1 dicembre 2009 sulla base di un progetto che ha come primo riferimento il periodo 1 dicembre 2009 – 31 dicembre 2012. Tale struttura, che esercita le attività a essa assegnate con riferimento alla gestione dei reclami in base a uno specifico Regolamento di funzionamento adottato dall'Autorità, soddisfa l'esigenza, evi-

denziata dalla recente apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas, di assicurare una tempestiva risposta alle segnalazioni e ai reclami scritti inviati dai consumatori, in un contesto che ne vede aumentare in modo significativo la numerosità. Lo Sportello, attraverso il *call center* dedicato, favorisce inoltre l'accesso a tutte le informazioni relative ai mercati liberalizzati dell'energia, le quali consentono al consumatore di conoscere i propri diritti e di provvedere a una scelta consapevole del proprio fornitore di energia.

Il 2009 ha visto poi un utilizzo maggiore da parte dei consumatori del c.d. "Trova offerte", cioè dello strumento *on line* che l'Autorità ha messo a disposizione dei clienti finali dall'aprile 2009, per confrontare le caratteristiche delle diverse offerte e cogliere i vantaggi che possono essere ottenuti con la stipulazione di un nuovo contratto.

Per assicurare un livello di informazione sempre più completo e trasparente, l'Autorità ha inoltre predisposto nuove iniziative dedicate ai consumatori tra cui l'*Atlante dei diritti del consumatore di energia elettrica e gas*. Sono state poi poste in essere diverse iniziative di informazione a favore dei clienti finali domestici di energia elettrica serviti nel servizio di maggior tutela, per accompagnarli con la dovuta gradualità e consapevolezza al momento dell'entrata in vigore, l'1 luglio 2010, delle condizioni economiche differenziate per fasce orarie e per raggruppamenti di mesi.

Nell'ambito della modifica della disciplina della morosità dei clienti finali di energia elettrica, sono state adeguate alcune disposizioni contrattuali riguardanti il servizio di maggior tutela (illustrate nel dettaglio nel Capitolo 2 di questo Volume), prevedendo anche l'aggiornamento dell'ammontare del deposito cauzionale, fissato nell'anno 1999 e mai adeguato rispetto all'evoluzione del mercato.

Infine, a seguito dell'imputazione dell'attività di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura in capo alle imprese distributrici, si è reso necessario porre in essere interventi di adeguamento normativo del Codice di condotta commerciale per la vendita di gas naturale, relativamente alle clausole contrattuali riguardanti le modalità e la periodicità di utilizzo dei dati di lettura, comunque rilevati ai fini della fatturazione.

Mercato elettrico e del gas

Trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità e di gas

L'integrazione e l'armonizzazione delle direttive dell'Autorità in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di energia elettrica e di gas distribuito a mezzo di rete urbana[1], rispondono all'esigenza di una chiara e completa informazione ai clienti finali mediante i documenti di fatturazione; questi sono lo strumento principale per verificare la corretta applicazione delle condizioni contrattuali ed economiche sottoscritte con il proprio venditore e per confrontarle con le offerte proposte dai nuovi venditori. Stante l'importanza strategica dell'obbiettivo perseguito, si è previsto che gli interventi in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione fossero sottoposti ad AIR. Nello specifico, la metodologia AIR ha avuto l'obiettivo di tendere al miglioramento della qualità del processo regolatorio, già ispirato a criteri di semplificazione ed efficacia, al fine di rendere trasparente il percorso decisionale

1 Con delibera 15 ottobre 2008, ARG/com 148/08, l'Autorità aveva avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti aventi a oggetto l'integrazione e l'armonizzazione delle previsioni in tema di modalità di redazione dei documenti di fatturazione, previste dalla delibera 19 luglio 2006, n. 152/06, e dalla delibera 14 aprile 1999, n. 42/99.

che conduce alla scelta di una determinata opzione di intervento, nel confronto tra una pluralità di alternative, anche attraverso la valutazione dei principali effetti delle regole sui loro destinatari.

Nel corso del 2009 sono stati creati specifici *focus group* di consumatori, che hanno permesso e facilitato l'emergere delle preferenze e delle esigenze dei consumatori stessi sia in tema di trasparenza delle informazioni che ricevono dai documenti di fatturazione, sia nelle fasi di contatto con il personale commerciale, preventive alla sottoscrizione di un contratto di fornitura. Sono stati inoltre pubblicati due documenti per la consultazione che hanno permesso l'acquisizione di tutti gli elementi informativi e valutativi provenienti dai soggetti potenzialmente coinvolti.

Con la delibera 28 dicembre 2009, ARG/com 202/09, è stata infine approvata la nuova direttiva per l'armonizzazione e la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di energia elettrica e di gas distribuito a mezzo di rete urbana. Il nuovo schema di bolletta è comune per le forniture di energia elettrica e di gas, nonché per le forniture congiunte di energia elettrica e gas.

Al fine di facilitare la lettura, i clienti finali riceveranno una bolletta composta da un quadro sintetico e da un quadro di dettaglio. Il primo conterrà solo le principali informazioni: caratteristiche della fornitura, riepilogo dei consumi del periodo e dell'importo da pagare, scadenza del pagamento, numeri per i reclami e per il servizio guasti. Il secondo quadro, invece, spiegherà nel dettaglio la spesa per i consumi, distinguendo tra le varie voci. In particolare la distinzione tra servizi di vendita, liberalizzati, e servizi di rete, tariffati, consentirà alle aziende di vendita di chiarire le diverse componenti previste nei contratti sottoscritti dai clienti e ai consumatori stessi di controllare e verificare meglio la corretta applicazione del contratto.

Le nuove bollette conterranno anche informazioni aggiuntive per agevolare i clienti nel rapporto con i fornitori (per esempio, spiegheranno come inoltrare un reclamo, come procedere in caso di mancato o tardivo pagamento della bolletta ecc.), oltre che informazioni sulle fonti utilizzate per la produzione di elettricità e sulla tipologia degli impianti (per esempio, centrali idroelettriche, a carbone, a olio combustibile o a gas), secondo quanto previsto dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 31 luglio 2009.

La novità riguarderà le famiglie e i clienti non domestici di piccole dimensioni. Per consentire alle imprese di vendita di adeguare i propri sistemi di emissione delle bollette, il nuovo schema dovrà essere adottato dalle imprese entro la fine di quest'anno e comunque per tutte le bollette da emettersi a partire dall'1 gennaio 2011. L'Autorità mette inoltre a disposizione, sul proprio sito e su quelli delle imprese di vendita, un glossario che spiega con un linguaggio semplificato i termini comunemente utilizzati nelle bollette (per esempio, "quota potenza", "standard metri cubi" ecc.).

Codice di condotta commerciale unico per la vendita di energia elettrica e di gas

Con il documento per la consultazione 25 marzo 2010, DOC 4/10, l'Autorità ha formulato alcune proposte volte all'adozione di un unico Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas, che unifica e armonizza le norme contenute nei due Codici settoriali in vigore[2].

Il procedimento, avviato nel 2008 dall'Autorità, mira sia a risolvere le criticità riscontrate e segnalate dai clienti finali e dalle loro associazioni circa l'applicazione dei Codici di condotta commerciale settoriali, sia a rispondere alle segnalazioni degli esercenti operanti in tali settori. L'intervento risponde anche agli obiettivi di semplificazione e armonizzazione dei predetti provvedimenti, nonché all'opportunità di meglio orientare le disposizioni dei Codici di condotta commerciale alle previsioni delle Direttive comunitarie 2009/72/CE e 2009/73/CE; ciò con particolare riferimento al contenuto dell'Allegato I alle medesime Direttive (per maggiori dettagli vedi il Capitolo 1 di questo Volume). Le principali proposte soggette alla consultazione riguardano:

- l'introduzione nel contratto di una sezione che illustra le condizioni economiche in cui siano non solo descritti i costi per l'acquisto dell'energia, ma anche richiamati i costi connessi con il trasporto e la misura;

2 Si tratta del Codice di condotta commerciale per la vendita di gas naturale ai clienti finali, di cui alla delibera 22 luglio 2004, n. 126/04, e del Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica ai clienti idonei finali, di cui alla delibera 30 maggio 2006, n. 105/06.

- la previsione che gli agenti commerciali, cioè il personale impiegato per la commercializzazione delle nuove offerte, da un lato forniscano informazioni trasparenti circa gli effetti del passaggio al mercato libero, dall'altro si rendano identificabili anche inserendo il proprio nome e/o codice identificativo in una "Nota informativa" (che sono tenuti a consegnare al cliente insieme con il contratto pure nel caso in cui i contratti vengano conclusi per telefono), al fine della maggiore trasparenza e dell'agevolazione alla soluzione di eventuali controversie riguardanti le modalità di conclusione dei contratti;
- la limitazione, alla luce dell'evoluzione del quadro legislativo e regolatorio, delle condizioni contrattuali regolate nel settore del gas naturale ai soli clienti finali domestici, assicurando la piena coerenza tra condizioni economiche e condizioni contrattuali regolate;
- l'estensione al settore elettrico sia della previsione delle clausole minime obbligatorie che devono essere contenute nei contratti di mercato libero e il cui contenuto viene liberamente definito dalle parti (già previste per il gas naturale), sia del ricorso agli indennizzi automatici, limitando tuttavia l'applicabilità di questi ultimi, per entrambi i settori, al caso di mancato rispetto, da parte dell'esercente, delle procedure previste in caso di modifica unilaterale delle clausole contrattuali, laddove ne sussistano i presupposti;
- estensione a 3 mesi dei termini di preavviso per la variazione unilaterale di clausole contrattuali a mezzo di apposita e autonoma informativa diversa dalla bolletta, in modo da agevolare la ricerca di un diverso fornitore e l'esercizio del diritto di recesso in coerenza con le tempistiche di *switching*;
- l'integrazione, nel Codice di condotta commerciale unico, delle previsioni della delibera 26 ottobre 2007, n. 272/07 (*i.e.* qualora in contratti, documenti di fatturazione, comunicazione e corrispondenza con i clienti finali, sia del mercato libero sia del servizio di maggior tutela, venga utilizzato un unico marchio per identificare il soggetto erogatore del servizio o dell'attività, deve essere riportata, nell'immediata prossimità del marchio e con la dovuta evidenza, l'indicazione del servizio o dell'attività per cui il documento oppure l'informazione viene fornito, distinguendo tra maggior tutela e mercato libero);
- la riduzione del set di informazioni che l'esercente la vendita deve fornire ai clienti finali unitamente alle condizioni contrattuali liberamente definite dall'esercente stesso, ferme restando le informazioni necessarie che il cliente deve ricevere prima della conclusione del contratto, in base alla normativa primaria;
- la messa a disposizione dei clienti finali, in relazione al decreto 31 luglio 2009 del Ministero dello sviluppo economico, delle informazioni sia sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita, sia sull'impatto ambientale della produzione, nonché delle informazioni che devono essere rese disponibili ai sensi della delibera 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, e della delibera 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09, relativamente ai bonus sociali elettrico e gas.

L'Autorità ha altresì proposto di definire, anche per la fornitura di gas naturale, una scheda riepilogativa della spesa annua, per dotare i consumatori finali di adeguati strumenti di confronto, utilizzando e adattando lo schema per le forniture elettriche già definito dalla delibera 9 maggio 2007, n. 110/07.
In riferimento alla scheda di confrontabilità della spesa elettrica va rilevato che con l'applicazione dei nuovi prezzi biorari la spesa complessiva potrà variare a seconda di come sono allocati nelle diverse fasce orarie i consumi del cliente. Pertanto, è sembrato opportuno ripensare la struttura delle schede di riepilogo, in modo da dare al cliente uno strumento che gli consenta di effettuare un corretto e significativo confronto tra l'offerta che l'esercente gli sta proponendo e la spesa cui andrebbe incontro nell'ambito del servizio di maggior tutela; ciò a seconda del possibile profilo di consumo e dei prezzi che possono essere applicati nel regime di maggior tutela ovvero: il prezzo monorario (che continuerà a esistere fino alla completa riprogrammazione dei misuratori), i prezzi biorari transitori (applicabili fino a dicembre 2011) e i prezzi biorari a regime.
Sempre al fine di semplificare e snellire tali schede, si è optato per la visualizzazione dei diversi livelli di spesa associati a tre livelli di consumo annuo (2.700 kWh, 3.500 kWh e 4.500 kWh), rappresentativi:

- del cliente domestico residente con 3 kW di potenza impegnata;
- del cliente domestico non residente con 3 kW di potenza impegnata;
- del cliente domestico con 4,5 kW di potenza impegnata.

Sono state proposte anche scelte alternative a quella sopra riportata e la sostituzione dei dati numerici con grafici, in modo da consentire un facile confronto tra i diversi livelli di spesa. Per quanto riguarda le schede di riepilogo dei clienti non domestici elettrici, l'Autorità ritiene che queste possano essere adeguatamente sostituite dagli obblighi generali in materia di condizioni economiche dell'offerta all'interno dei contratti.

Strumenti di confrontabilità dei prezzi per i servizi elettrico e del gas

Ad aprile 2009 l'Autorità ha attivato sul proprio sito Internet un sistema di ricerca e confronto delle offerte commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e di gas (Trova offerte) – inizialmente realizzato solo in relazione alle offerte di energia elettrica per i clienti domestici – per meglio diffondere la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi, al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi o finali.

Le offerte messe a confronto sono quelle delle imprese che hanno aderito al Trova offerte: fino a marzo 2010 risultano essere state accreditate 18 imprese tra cui tutte le principali aziende di vendita di energia elettrica. Per poter partecipare al Trova offerte, le imprese di vendita devono essere iscritte all'elenco volontario delle imprese che soddisfano alcuni requisiti di affidabilità stabiliti dall'Autorità. L'elenco, anch'esso a iscrizione volontaria, è consultabile nel sito Internet dell'Autorità; dato che l'iscrizione non è obbligatoria, sul mercato potrebbero essere presenti proposte di altre imprese non presenti nel Trova offerte.

Dalla prima pubblicazione del Trova offerte sono stati registrati circa 445.000 accessi del pubblico alla pagina iniziale, con una media per l'intero periodo di oltre 1.100 accessi giornalieri. Tra le offerte pubblicate, la maggior parte delle quali hanno validità estesa a tutto il territorio nazionale, prevalgono quelle a prezzo "bloccato", cioè le offerte che prevedono che i corrispettivi per la componente energia rimangano fissi per la durata del contratto, seguite per numerosità dalle offerte che offrono uno sconto sulle condizioni economiche del servizio di maggior tutela (sconto su corrispettivo energia, PE, o su corrispettivo energia e corrispettivo dispacciamento, PE + PD). Queste ultime utilizzano, come prezzo di riferimento della componente energia, le condizioni economiche di fornitura fissate dall'Autorità, alle quali vengono applicati sconti che variano fra il 5% e il 20%. Altre offerte sono a prezzo "tutto compreso", prevedono cioè l'applicazione di un corrispettivo unico comprensivo delle componenti di vendita e di quelle di rete; altre infine sono indicizzate e utilizzano criteri diversi da quelli utilizzati dall'Autorità.

Nel corso dei primi mesi del 2010 è stato completato l'intervento tecnico di sviluppo delle funzionalità del sistema necessarie alla gestione delle offerte per la fornitura di gas e delle offerte congiunte di elettricità e gas, attivate il 15 aprile 2010. Sono stati inoltre realizzati: un intervento di *restyling* dell'interfaccia pubblica del Trova offerte, finalizzato a uniformarne l'aspetto grafico a quello del portale dell'Autorità; nonché l'inserimento nel nuovo formato grafico del Trova offerte di una funzione multilingua, con la possibilità di visualizzare una versione del sistema di ricerca che presenta testi tradotti in lingue da identificare (a vantaggio delle minoranze linguistiche riconosciute).

Atlante dei diritti del consumatore di energia elettrica e gas

L'*Atlante dei diritti del consumatore di energia elettrica e gas*, pubblicato dall'Autorità in forma cartacea e digitale sul proprio sito web nei primi mesi del 2010, intende essere uno strumento di agevole consultazione caratterizzato da aggiornamento costante, tramite il quale il consumatore domestico possa conoscere e verificare, in modo sistematico e per ognuno degli aspetti del servizio che lo interessano in una determinata circostanza, quali sono le regole previste dall'Autorità per tutelarlo e quali sono i diritti che può far valere.

L'*Atlante* vuole anche essere uno strumento utile alle associazioni dei consumatori, per fornire indicazioni ai cittadini riguardo le diverse forme di tutela definite dall'Autorità e le operazioni necessarie per soddisfare l'approvvigionamento di energia elettrica e gas: dall'attivazione di una nuova fornitura, alla stipula di un contratto, al cambio di fornitore, al pagamento delle bollette, ai servizi post fornitura ecc.

Attualmente l'*Atlante* è articolato in due sezioni che trattano rispettivamente della liberalizzazione dei mercati (e dei conseguenti effetti sui consumatori) e delle principali tutele in tema di qualità commerciale della vendita, oltre che in due parti più prettamente settoriali (una per il gas naturale e una

per l'energia elettrica) in cui vengono approfonditi gli aspetti contrattuali e quelli tecnici legati alle prestazioni (allacciamento della fornitura, attivazione, disattivazione, sicurezza ecc.).

Lo Sportello per il consumatore di energia

Sulla base delle prime evidenze nel nostro Paese, nonché dell'esperienza già maturata in altri Paesi, sin dai primi mesi del 2007 è apparso evidente che la completa apertura del mercato elettrico avrebbe implicato, in particolare per la clientela domestica:

- la necessità di una maggiore informazione sugli effetti dell'apertura dei mercati al fine di coglierne le opportunità;
- un incremento del contenzioso tra clienti finali e fornitori del servizio.

Ciò ha indotto l'Autorità a sviluppare, sin dal 2007, strumenti volti ad affrontare tali problematiche, approvando il progetto dell'Acquirente unico che prevedeva l'istituzione di un *call center* in grado di fornire ai consumatori informazioni relative alla liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica (a partire dall'1 luglio 2007) e del gas (a partire da ottobre 2007). L'Autorità ha inoltre deciso di avvalersi della CCSE per lo svolgimento di attività materiali, informative e conoscitive, anche preparatorie e strumentali, nell'ambito della valutazione di reclami, istanze e segnalazioni, presentati dai clienti finali. In un'ottica di economicità, sinergia e uso efficiente delle risorse, l'Autorità si è successivamente posta l'obiettivo di riunire il *call center* dell'Acquirente unico e la gestione dei reclami mediante la CCSE in un'unica struttura denominata "Sportello per il consumatore di energia".

In applicazione della legge n. 99/09 – che all'art. 27, comma 2, prevede che l'Autorità si avvalga del GSE e dell'Acquirente unico per il rafforzamento delle attività di tutela dei consumatori di energia, anche con riferimento alle attività relative alle funzioni di cui all'art. 2, comma 12, lettere l) e m), della legge 14 novembre 1985, n. 481 – la gestione in avvalimento dello Sportello è stata attribuita alla società Acquirente unico.

Lo Sportello è divenuto operativo dall'1 dicembre 2009 ed è composto da un *call center* e da un'Unità reclami.

Il *call center* (dotato di un numero verde gratuito per chi chiama da numero fisso) rappresenta un canale di immediato accesso, che consente al consumatore di ricevere informazioni sulle modalità di svolgimento dei servizi elettrico e del gas, sulle opportunità della liberalizzazione dei mercati e sui diritti dei consumatori stessi. Esso rappresenta, inoltre, un utile riferimento sia per ricevere informazioni sulle modalità di presentazione di reclami, istanze e segnalazioni, sia per conoscere lo stato di avanzamento di una pratica già istruita. Infine, lo Sportello funge da punto di diffusione delle informazioni su iniziative di interesse generale dei clienti o di determinate categorie degli stessi, messe in atto dall'Autorità anche in accordo con altri soggetti istituzionali (per esempio, il bonus elettrico, il bonus gas, le tariffe biorarie ecc.).

Per quanto riguarda l'Unità reclami, il suo compito è gestire i reclami scritti dei clienti che non hanno ricevuto una risposta soddisfacente ai reclami già presentati ai loro fornitori o che non hanno ricevuto alcuna risposta. I reclami vengono trattati sulla base di un Regolamento approvato dall'Autorità con delibera 14 maggio 2008, GOP 28/08, e seguenti modifiche e integrazioni, per fornire le corrette risposte al cliente reclamante e per segnalare all'Autorità i casi in cui si presentino i presupposti per un intervento di competenza.

Con l'istituzione dello Sportello l'Autorità ha inteso costituire una struttura che migliori la possibilità del cliente finale di trovare una modalità semplice e rapida di risoluzione delle controversie con l'esercente il servizio di distribuzione e vendita di energia elettrica e/o gas e che, al contempo, favorisca il corretto dispiegarsi della concorrenza, grazie alla diffusione dell'informazione e alla riduzione delle forti asimmetrie informative che penalizzano il cliente finale. Lo Sportello consente altresì di potenziare la capacità dell'Autorità di verificare il buon funzionamento degli strumenti di tutela introdotti e il corretto andamento del mercato, agevolando anche la crescita delle associazioni dei consumatori e della loro interlocuzione strutturale con l'Autorità.

L'attività di informazione svolta dal call center dello Sportello per il consumatore di energia

L'attività svolta dal call center *dall'1 aprile 2009 al 31 marzo 2010 è sintetizzata sia nella tavola 4.1, che riporta il dettaglio delle chiamate pervenute al* call center *complessivamente per i due settori, sia nella tavola 4.2, che evidenzia i principali argomenti oggetto delle chiamate stesse. I picchi delle chiamate sono stati registrati nel mese di aprile 2009, in coincidenza con la campagna informativa sul bonus elettrico, nonché nei mesi di gennaio e febbraio 2010 a seguito della campagna informativa dell'avvio delle attività dello Sportello.*

I quesiti rivolti al call center *dai clienti finali domestici e non domestici hanno avuto principalmente a oggetto richieste di informazioni e di chiarimenti sul bonus elettrico e sulle problematiche relative ai mercati liberi, alle modalità per presentare reclamo e, in particolare dal mese di febbraio 2010, ai prezzi biorari elettrici per i clienti domestici. Le domande in materia di mercato hanno avuto principalmente a oggetto richieste di informazioni generali sulle caratteristiche del mercato libero e, in particolare, sulle conseguenze per i clienti derivanti dalla liberalizzazione, sulle modalità per poter confrontare le offerte e sulle modalità per accedere al Trova offerte nel sito dell'Autorità. Le domande in materia di prezzi biorari hanno avuto a oggetto informazioni sui prezzi biorari stabiliti dall'Autorità e sull'esistenza di condizioni biorarie diverse da quelle dell'Autorità, sulla maggiore o minore convenienza delle biorarie standard rispetto ai prezzi monorari sempre dell'Autorità, sui soggetti aventi diritto alle condizioni standard e sulle relative tempistiche.*

Nello svolgimento della propria attività il call center *ha rispettato gli standard di qualità previsti per i* call center *dei venditori dalla delibera 11 novembre 2008, ARG/com 164/08, conseguendo i seguenti risultati prestazionali:*

- *accessibilità del servizio, 99,6% rispetto allo standard richiesto del 90%;*
- *tempo medio di attesa, 128" rispetto al livello standard richiesto di 240";*
- *livello di servizio, 87% rispetto allo standard richiesto di 80%.*

Da dicembre 2009, inoltre, il call center *ha aderito al protocollo "Mettiamoci la faccia", promosso dal Ministero per l'innovazione pubblica per la rilevazione della customer satisfaction per i servizi offerti dall'Amministrazione pubblica, con i seguenti risultati:*

- *servizio buono 78%;*
- *servizio sufficiente 14,4%;*
- *servizio insufficiente 6,7%.*

TAV. 4.1

Chiamate pervenute al call center dell'Acquirente unico e dello Sportello

Numero di chiamate e tempo medio di attesa in secondi

	CHIAMATE PERVENUTE		CHIAMATE GESTITE						
	TOTALI	DI CUI IN ORARIO DI SERVIZIO	TOTALI	DI CUI CON OPERATORE	DI CUI CON RISPONDITORI AUTOMATICI	CHIAMATE ABBANDONATE	CHIAMATE FUORI ORARIO DI SERVIZIO	TEMPO MEDIO DI ATTESA	TEMPO MEDIO CONVERSAZIONE
Anno 2009									
Aprile	117.206	95.606	86.882	43.090	894	8.724	21.600	43	135
Maggio	12.841	11.115	10.732	9.838	6.689	383	1.726	19	175
Giugno	38.797	31.758	30.291	23.602	239	1.467	7.039	43	174
Luglio	10.328	8.919	7.787	7.548	197	1.132	1.409	18	183
Agosto	10.151	8.570	6.808	6.611	174	1.762	1.581	19	179
Settembre	11.892	10.428	8.417	8.243	361	2.011	1.464	24	204
Ottobre	16.605	14.440	11.480	11.119	223	2.960	2.165	30	216
Novembre	11.189	9.877	8.059	7.836	800	1.818	1.312	20	224
Dicembre	19.156	16.526	13.107	12.307	15.205	3.419	2.630	49	182
Anno 2010									
Gennaio	38.293	35.447	31.528	16.323	22.984	3.919	2.846	78	183
Febbraio	72.021	68.143	63.146	40.162	3.197	4.997	3.878	63	175
Marzo	58.722	46.060	44.379	44.245	134	1.681	12.662	11	191
Totale periodo	**417.201**	**356.889**	**322.616**	**230.924**	**51.097**	**34.273**	**60.312**	**35**	**185**

TAV. 4.2

Argomenti delle chiamate pervenute al call center dell'Acquirente unico e dello Sportello

	TIPOLOGIA SERVIZIO					
	BONUS GAS	BONUS ELETTRICO	PREZZI BIORARI	MERCATI	RECLAMI	TOTALE CAMPIONE
Anno 2009						
Aprile	-	36.329	-	3.739	3.022	43.090
Maggio	-	5.883	-	1.713	2.242	9.838
Giugno	-	19.579	-	1.770	2.253	23.602
Luglio	1.526	3.565	-	1.104	1.353	7.548
Agosto	1.317	3.273	-	974	1.047	6.611
Settembre	1.697	3.605	-	1.316	1.625	8.243
Ottobre	2.715	4.954	-	1.690	1.760	11.119
Novembre	1.958	2.904	-	1.387	1.587	7.836
Dicembre	4.297	4.386	-	1.535	2.089	12.307
Anno 2010						
Gennaio	5.896	4.813		2.497	3.117	16.323
Febbraio	9.551	9.774	7.139	5.450	8.248	40.162
Marzo	16.972	9.104	3.868	4.512	9.789	44.245
Totale periodo	**45.929**	**108.169**	**11.007**	**27.687**	**38.132**	**230.924**
% servizio/totale	20%	47%	5%	12%	16%	100%

Mercato elettrico

Morosità e revisione della disciplina del deposito cauzionale per i clienti finali del mercato elettrico serviti in maggior tutela

Nell'ambito della modifica della disciplina della morosità dei clienti finali di energia elettrica (delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09,[3] vedi anche il Capitolo 2 di questo Volume), resasi necessaria a fronte delle problematiche poste dalla rilevanza che tale fenomeno ha assunto con la completa liberalizzazione del mercato della vendita al dettaglio, sono state inserite anche specifiche previsioni a tutela dei consumatori.

In primo luogo, al fine di non penalizzare i clienti, si è messa a punto una definizione di "cliente cattivo pagatore" che consenta di escludere che la morosità derivi, anche solo in parte, da comportamenti non pienamente efficienti degli esercenti stessi. In particolare, è stata definita la categoria del cliente "cattivo pagatore", identificato in colui che non ha provveduto nei termini di scadenza al pagamento di almeno 2 fatture, anche non consecutive, emesse nell'arco degli ultimi 365 giorni di fornitura da parte del medesimo esercente purché:

- per almeno una delle due sia stata tempestivamente avviata una procedura di sospensione della fornitura;
- nessuna fattura contabilizzi corrispettivi per la ricostruzione dei consumi in seguito ad accertato malfunzionamento del contatore;
- il venditore abbia già liquidato tutti gli eventuali crediti (o li abbia portati in detrazione della bolletta di cui si richiede il pagamento);
- il venditore abbia provveduto, nei tempi previsti dalla delibera ARG/com 164/08, a fornire una risposta motivata a una eventuale richiesta di rettifica di fattura o a un reclamo inerente i corrispettivi non pagati.

In tale contesto si è ritenuto altresì opportuno rivedere in generale le modalità di determinazione e aggiornamento dell'ammontare del deposito cauzionale, stabilito nell'anno 1999 e mai rivisto rispetto all'evoluzione del mercato, in modo tale da commisurarlo anche al merito di credito di ciascun cliente finale che richiede l'attivazione del servizio di maggior tutela. Più specificamente, l'ammontare del deposito cauzionale richiesto al cliente già servito in maggior tutela è stato adeguato a 11,5 € per ogni kW di potenza impegnata per i clienti domestici (per esempio, un cliente domestico con 3 kW di potenza impegnata paga 34,5 € di deposito cauzionale) e a 15,5 € per ogni kW di potenza impegnata per i clienti non domestici; ciò con la precisazione che:

- l'aumento non viene richiesto ai clienti che usufruiscono del bonus elettrico e ai clienti che hanno la domiciliazione bancaria, postale o su carta di credito;
- in considerazione dell'attuale situazione economica, sono state previste misure di gradualità nell'applicazione della revisione dell'ammontare del deposito cauzionale;
- i clienti domestici già serviti in maggior tutela pagano la differenza tra il deposito versato e il nuovo ammontare, in forma rateizzata nelle successive 12 bollette;
- i clienti domestici per i quali viene attivato il servizio di maggior tutela versano 5,2 € per ogni kW di potenza impegnata al momento dell'attivazione (per esempio, un cliente con 3 kW di potenza impegnata versa 15,6 €) e pagano la differenza, rispetto all'ammontare dovuto, in forma rateizzata nelle successive 12 bollette;
- nel caso di clienti "cattivi pagatori", la maggiorazione del deposito viene restituita se al termine dei successivi 12 mesi il cliente risulti buon pagatore.

Tariffe biorarie: obblighi informativi a favore dei clienti finali serviti in maggior tutela e strumenti di ricostruzione dei consumi

Per garantire a tutti i clienti finali, in particolare alle famiglie,

3 In sintesi, per i clienti morosi che chiedono il rientro nel servizio di maggior tutela, si è stabilito che il rientro sia subordinato al pagamento dei debiti pregressi e al versamento di un deposito cauzionale in misura doppia rispetto a quella prevista per i clienti non cattivi pagatori.

la necessaria gradualità di adattamento e tutte le utili informazioni in materia di abitudini di consumo, in vista della applicazione dei prezzi biorari a tutti i clienti domestici serviti in maggior tutela (cioè alle condizioni economiche e contrattuali stabilite dall'Autorità) con contatore elettronico in servizio, l'Autorità ha direttamente realizzato (anche attraverso interventi sui mass media nazionali), nonché posto in capo ai venditori, un ampio ventaglio di iniziative di informazione a favore dei consumatori.

In primo luogo agli esercenti è stato prescritto di inserire nelle bollette dei clienti domestici (il cui misuratore sia stato riprogrammato ai sensi dell'art. 19, comma 19.7, dell'Allegato A alla delibera 27 giugno 2007, n. 156/07, *Testo integrato della vendita* – TIV) informazioni relative alle letture e ai propri consumi, con la ripartizione percentuale nelle diverse fasce orarie.

In secondo luogo è stato stabilito che il cliente debba ricevere nelle ultime tre bollette prima dell'applicazione dei prezzi biorari alcune informazioni, necessarie affinché possa meglio apprezzare i cambiamenti che l'applicazione dei nuovi prezzi potrebbe determinare sulla sua spesa. A fine di garantire un livello generale e uniforme di informazione – e tenuto conto anche delle richieste di miglioramento manifestate dalle associazioni rappresentative dei consumatori – l'Autorità ha fornito agli esercenti il *format* della comunicazione ai clienti domestici.

In terzo luogo, nel sito Internet dell'Autorità è stato inoltre pubblicato un sistema di calcolo interattivo (Pesa consumi) in grado di fornire all'utente informazioni personalizzate relative all'impatto, in termini di spostamento dei consumi tra le diverse fasce orarie, che può essere ottenuto, a parità di consumi totali, spostando l'uso dei principali elettrodomestici in una diversa fascia oraria. Il sistema richiede all'utente di impostare i dati relativi al consumo annuo suddiviso per fasce orarie, reperibili in bolletta, e di definire il profilo di utilizzo attuale dei principali apparecchi elettrici (a esclusione degli apparecchi che sono destinati a un uso continuo, come per esempio il frigorifero, o il cui utilizzo non può essere ragionevolmente spostato nel tempo, come per esempio l'illuminazione). Una volta inserite queste informazioni, il sistema consente di modificare il profilo di impiego di ciascun elettrodomestico, simulando uno spostamento totale o parziale degli utilizzi settimanali da una fascia oraria all'altra; in seguito a ogni modifica viene ricalcolata la ripartizione per fasce orarie dei consumi totali, che può quindi essere confrontata con la ripartizione attuale.

Mercato del gas

Modifiche alle condizioni contrattuali per i clienti finali serviti nel regime di tutela

Con la delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, l'Autorità ha approvato la *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RTDG), in virtù della quale si è intestata alle imprese di distribuzione l'intera responsabilità del servizio di misura, compresa quindi l'attività di rilevazione e validazione dei dati di misura, riconducendo l'intero servizio nell'ambito dei servizi regolati. Ai sensi della delibera 22 dicembre 2008, ARG/gas 197/08, è stato peraltro stabilito che l'intestazione della responsabilità del servizio di misura alle imprese di distribuzione, con riferimento all'attività di lettura dei contatori, decorresse dall'1 luglio 2009.

Con la delibera 5 giugno 2009, ARG/gas 69/09, sono state estese a tutti i clienti finali (cioè anche a quelli serviti sul mercato libero) le tempistiche di rilevazione dei dati di misura già previste dalla delibera 18 ottobre 2001, n. 229/01, per i clienti finali serviti alle condizioni economiche e contrattuali stabilite dall'Autorità. La delibera ARG/gas 69/09 ha inoltre apportato modifiche, tra l'altro, alla stessa delibera n. 229/01, contenente le condizioni contrattuali minime obbli-

gatorie per i clienti finali di gas serviti nel regime di tutela. Le modifiche hanno fatto in particolare riferimento alle *modalità di utilizzo dei dati di lettura, rilevati dal distributore*, da parte del venditore e alle comunicazioni in fattura in caso di mancata lettura del contatore, in accordo alla periodicità stabilita.

Più in particolare si è meglio definito il carattere di accessibilità, di non accessibilità e di parziale accessibilità dei misuratori; è stato altresì previsto che gli esercenti la vendita provvedano a utilizzare, ai fini della fatturazione, i dati di misura rilevati dall'impresa di distribuzione, in accordo alle tempistiche di cui all'art. 14 dell'Allegato A alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 (*Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e di GPL* – TIVG).

Inoltre, in caso di mancata raccolta della misura da un misuratore non accessibile o con accessibilità parziale, l'esercente la vendita è tenuto a fornire, nella prima bolletta utile, informazioni al cliente sulle cause che hanno impedito la raccolta della misura, in accordo a quanto trasmesso dall'impresa di distribuzioni. Nel caso di mancata raccolta della misura da un misuratore accessibile, il cliente deve ricevere, sempre nella prima bolletta utile, un indennizzo automatico pari a 25,00 € (previsione attualmente sospesa nelle more dell'introduzione di uno standard specifico di rilevazione del dato di misura da parte del distributore, in presenza di un contatore accessibile). Il riferimento alla prima bolletta utile deriva dalla circostanza che il venditore riceve i suddetti dati dall'impresa di distribuzione e quindi potrebbe non averli ancora recepiti al momento dell'emissione della prima bolletta successiva alla mancata lettura.

Procedimenti individuali a tutela dei clienti finali del mercato del gas

Nel corso del 2009 è pervenuta all'Autorità una serie di segnalazioni, da parte sia di singoli consumatori sia di associazioni, aventi a oggetto la difficile individuazione del codice PDR e del codice POD (cioè dei codici alfanumerici identificativi del punto di consegna/prelievo), rispettivamente nei documenti di fatturazione per le forniture di gas e di energia elettrica.

Poiché la conoscenza di detti codici da parte dei clienti finali è fondamentale nei rapporti con il venditore, con particolare riferimento alle richieste di *switching* e di alcune tipologie di prestazione, nonché per il riconoscimento del bonus sociale, l'Autorità, mediante chiarimento pubblicato sul proprio sito Internet, ha invitato tutte le società di vendita a collocare nella prima pagina dei documenti di fatturazione i codici POD e PDR, indicandoli in modo chiaramente leggibile e in un campo visivo di facile e immediata individuazione, da parte sia degli operatori sia dei clienti finali.

Inoltre, sempre nel corso del 2009, a seguito di segnalazioni da parte di singoli clienti finali aventi a oggetto la mancata indicazione del codice PDR nelle fatture per la fornitura di gas, l'Autorità ha provveduto a effettuare un controllo sulle fatture emesse da alcune società di vendita di gas (vedi il Capitolo 6 di questo Volume).

Rapporti con le associazioni dei consumatori

Con la delibera 1 aprile 2009, GOP 15/09, è stato approvato un nuovo Protocollo d'intesa tra l'Autorità e il Consiglio nazionale consumatori e utenti (CNCU), sottoscritto il 13 maggio 2009 e che costituisce un'evoluzione del Protocollo di intesa sottoscritto il 17 ottobre 2001, per tenere conto in particolare dell'avvenuta liberalizzazione dei mercati elettrici e del gas, oltre che della sistematizzazione delle norme di tutela dei consumatori mediante l'emanazione del Codice del consumo.[4] Il nuovo Protocollo di intesa ha tra i propri obbiettivi: migliorare l'informazione dei clienti finali attraverso la diffusione delle informazioni utili per la comprensione del nuovo assetto dei mercati energetici; promuovere l'educazione al consumo attraverso attività orientate a favorire la consapevolezza dei clienti finali relativamente ai propri diritti e a un uso consapevole dell'energia. Con delibera 1 dicembre 2009, GOP 56/09, in relazione alle attività da realizzare nell'ambito del nuovo Protocollo di intesa per il periodo 2009-2010, sono state approvate le seguenti attività:

- la predisposizione di una guida operativa dei diritti dei consumatori nei settori dell'energia elettrica e del gas, rivolta agli operatori delle associazioni dei consumatori che svolgono attività di informazione e assistenza al pubblico, e destinata alla pubblicazione *on line* ed eventualmente cartacea;
- l'elaborazione di una guida alla consultazione del sito Internet dell'Autorità, al fine di approntare un ulteriore strumento di ausilio per l'individuazione e la ricerca delle fonti regolatorie, oltre che ulteriori informazioni pubblicate nel sito Internet medesimo;
- il monitoraggio delle condizioni contrattuali proposte nel mercato per la fornitura di energia elettrica e di gas, anche in forma congiunta, al fine di individuare da un lato eventuali difformità rispetto al quadro regolatorio oppure non sufficiente trasparenza, dall'altro *best practices* in merito alla struttura e alla formulazione dei relativi contenuti;
- la formazione del personale delle associazioni dei consumatori attraverso un'attività di aggiornamento periodico, oltre che il potenziamento dell'accesso dei consumatori a forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie.

Con delibera 19 giugno 2009, ARG/com 75/09, anche per il 2009 è stato confermato il sostegno finanziario (con un impegno di 80.000 €), alle attività di formazione e aggiornamento del personale designato dalle associazioni di consumatori per l'implementazione e la diffusione di procedure conciliative nei settori regolati. L'intervento ha inteso garantire continuità per il 2009 all'attività di formazione, in attesa della definizione del quadro normativo volto alla destinazione delle sanzioni comminate dall'Autorità a progetti a vantaggio dei consumatori, ai sensi dell'art. 11-bis del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35 (convertito con legge 14 maggio 2005, n. 80). Quest'ultimo prevede che l'ammontare riveniente dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità sia destinato a un fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas, approvati dal Ministero dello sviluppo economico su proposta dell'Autorità stessa.

4 Il Codice del consumo è stato emanato con il decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206, in base all'art. 7 della legge delega 29 luglio 2003, n. 229, relativo al riassetto delle disposizioni vigenti in materia di tutela dei consumatori che comprende la maggior parte delle disposizioni emanate dall'Unione europea nel corso degli ultimi venticinque anni per la protezione del consumatore. Per gli obblighi derivanti dalla partecipazione all'Unione europea, tali norme sono state gradualmente recepite anche dallo Stato italiano.

A tale scopo, con la delibera GPO 44/09 l'Autorità ha proposto al Ministero dello sviluppo economico (ai sensi dell'art. 2, comma 142, della legge 24 dicembre 2007, n. 244) l'approvazione di una serie di Progetti di conciliazione stragiudiziale (PCS), di Progetti di qualificazione sportelli delle associazioni (PQS) e di Progetti di divulgazione territoriale (PDT), rispettivamente finalizzati a promuovere:

- la diffusione di procedure stragiudiziali di soluzione delle controversie tra clienti finali dei servizi elettrico e gas e imprese di vendita (PCS);
- la qualificazione degli sportelli territoriali delle associazioni di consumatori (PQS);
- iniziative sia per la divulgazione territoriale presso i consumatori delle tematiche sottostanti le opportunità connesse con la liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas e con la tutela degli utenti, sia per la diffusione di informazioni puntuali sulle tariffe sociali, nonché sulla prossima introduzione della tariffa bioraria (PDT).

I PCS riguardano sia l'attività di formazione di primo livello e di aggiornamento di conciliatori già formati con precedenti progetti finanziati dall'Autorità, sia il contributo ai costi connessi con il lavoro svolto dal conciliatore delle associazioni dei consumatori. In entrambi i casi le procedure devono essere definite nell'ambito di Protocolli di intesa stipulati tra imprese oppure associazioni rappresentative di imprese esercenti l'attività di vendita di energia elettrica o di gas a clienti finali e associazioni rappresentative dei consumatori e degli utenti iscritte al CNCU.
I PQS hanno la finalità di promuovere, per il biennio 2010-2011, la qualificazione di sportelli fisici e di *call center* gratuiti delle associazioni dei consumatori, dotati di personale con adeguate conoscenze in tema di energia, per la risposta a clienti finali dei servizi elettrico e del gas, nonché di siti Internet delle associazioni dei consumatori in grado di amplificare e divulgare maggiormente le iniziative e gli strumenti messi in campo a tutela di questi, al fine di:

- fornire informazioni utili ai consumatori per orientarsi fra le diverse proposte commerciali, per cogliere le opportunità offerte dall'introduzione delle tariffe biorarie, per l'attivazione del bonus sociale elettrico o gas;
- favorire la risoluzione dei problemi presentati dal consumatore di energia;
- fornire informazioni utili ad avviare la conciliazione stragiudiziale per risolvere l'eventuale controversia tra il consumatore di energia e il suo fornitore.

Questi progetti non hanno la finalità di attivare nuovi sportelli fisici sul territorio, ma mirano a qualificare quelli già esistenti riguardo alle tematiche energetiche di interesse dell'Autorità. Per quanto riguarda i *call center*, i progetti mirano a qualificare quelli eventualmente già attivi e, ove necessario, contribuiscono all'attivazione di nuovi *call center*. In ogni caso, è obbligatoria la previsione, all'interno di ogni Progetto presentato dai soggetti attuatori, della presenza di almeno un *call center* gratuito (già esistente e da qualificare oppure da istituire) che affianchi e supporti l'attività degli sportelli fisici.
I PDT riguardano attività di formazione di personale delle associazioni dei consumatori che, a loro volta, saranno impiegati dalle associazioni sia nelle attività di formazione degli sportellisti, sia nelle attività di divulgazione presso i cittadini dei temi connessi con la liberalizzazione dei mercati elettrico e del gas (cambio fornitore, Trova offerte ecc.), con la tutela dei consumatori, con l'introduzione delle tariffe biorarie, nonché con la tariffa sociale.
Poiché nel suo operato l'Autorità tiene conto di criteri di economicità e di impiego efficiente delle risorse, potendo in base a tali criteri avvalersi dell'attività di altri organi o enti, è stato proposto al Ministero dello sviluppo economico di individuare nella CCSE il soggetto destinatario delle risorse finanziarie dei suddetti Progetti ai fini della loro erogazione ai soggetti attuatori; alla CCSE vengono affidate le attività materiali, amministrative, contabili, di rendicontazione e, in generale, strumentali alla gestione dei Progetti medesimi, in quanto essa è il soggetto pubblico funzionalmente preposto allo svolgimento di compiti strumentali all'esercizio dei poteri e delle attività dell'Autorità (fermo restando l'esercizio delle attività di vigilanza sulla CCSE medesima, da parte dell'Autorità).
Con il decreto ministeriale 23 dicembre 2009, il Ministero dello sviluppo economico ha approvato i progetti a vantaggio dei consumatori proposti dall'Autorità, mentre con delibera 1 febbraio 2010, GPO 7/10, l'Autorità ha dettato alla CCSE gli indirizzi per l'attivazione delle procedure a evidenza pubblica per l'avvio dei Progetti, individuando tra l'altro le metodologie, i tempi e i criteri per lo svolgimento di attività di monitoraggio sullo stato di avanzamento dei Progetti, nonché specifici indi-

catori di efficienza ed efficacia quantitativi e qualitativi, utili a valutare i risultati delle attività finanziate.

Dopo la comunicazione del Ministero dello sviluppo economico in merito all'approvazione di due distinti decreti di impegno di spesa per i fondi (a favore della CCSE) per il finanziamento dei Progetti proposti dall'Autorità per un importo complessivo di 881.240,00 € – e stante l'interesse dell'Autorità a garantire l'effettivo avvio e la realizzazione dei Progetti anche in assenza di integrale copertura finanziaria degli importi previsti – in coerenza con la priorità di finanziamento dei PCS stabilita nella delibera 16 ottobre 2009, GOP 44/09, con delibera 22 marzo 2010, GOP 13/10, l'Autorità ha approvato gli schemi di bando di gara (Progetto PCS1) e di avviso pubblico (Progetto PCS2) proposti dalla CCSE. Tali bandi sono stati pubblicati dalla CCSE in data 31 marzo 2010.

Regolamentazione della qualità dei servizi telefonici

La regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali, disciplinata dal *Testo integrato della qualità dei servizi di vendita* (TIQV), delibera ARG/com 164/08, è in vigore dal 2008. Gli standard di qualità sui servizi telefonici commerciali sono stati introdotti con il duplice scopo di tutelare i clienti che contattano i venditori tramite *call center* e contemporaneamente di venire incontro alle esigenze di differenziazione e competitività degli operatori, dato che l'attività di vendita di energia elettrica e di gas è libera. Detti standard includono obblighi di servizio minimi, nonché standard generali per l'accessibilità al servizio fissati dall'Autorità, i quali si applicano a tutte le imprese di vendita di energia elettrica e di gas, dall'1 gennaio 2009 per i venditori con più di 50.000 clienti finali alimentati in bassa tensione e/o in bassa pressione.

Nel corso del 2009, sul sito Internet dell'Autorità sono state pubblicate, per la prima volta nei mesi di maggio e novembre, le "graduatorie" dei *call center*, così come previsto dal TIQV. La classifica rappresenta il risultato della verifica semestrale della regolazione ed è strutturata su una serie di punteggi assegnati ai singoli *call center* per i livelli di qualità effettivamente offerti ai consumatori, così da consentire una valutazione comparativa dei servizi forniti dalle singole aziende di vendita. In particolare, i punteggi parziali per il calcolo della graduatoria fanno riferimento ai seguenti aspetti del servizio:

- *accesso al servizio*; riguarda la disponibilità delle linee telefoniche, i periodi di accessibilità per le chiamate (ampiezza degli orari e numero dei giorni di apertura dei *call center*), la gratuità delle telefonate anche per chi chiama da rete mobile;
- *qualità del servizio*; valuta i tempi medi di attesa per riuscire a parlare con un operatore, la percentuale di chiamate con risposta di un operatore, la possibilità per il cliente di essere richiamato, la segnalazione del numero di chiamate che precedono in coda o del tempo stimato di attesa, la semplicità dell'albero di navigazione in fase di accesso, l'eventuale presenza di un portale Internet, l'adozione di iniziative con le associazioni dei consumatori;
- *grado di soddisfazione* dei clienti che si rivolgono ai *call center*; questo punteggio è ricavato da un'indagine statistica che l'Autorità effettua semestralmente, e che consiste nel richia-

mare un *campione* di clienti di ogni impresa di vendita che hanno telefonato ai *call center*, al fine di verificarne il livello di soddisfazione in relazione alle chiamate appena effettuate.

Le graduatorie semestrali riportano anche il confronto con i punteggi globali assegnati nel semestre precedente a ciascun venditore, evidenziando l'eventuale miglioramento o peggioramento del punteggio conseguito.

Nella prima fase di attuazione della regolazione della qualità dei servizi telefonici, che nel complesso ha mostrato di essere adeguata alle nuove condizioni del mercato, sono risaltate alcune criticità su aspetti divenuti poi oggetto di revisione con il documento per la consultazione 7 luglio 2009, DCO 19/09. La consultazione ha dato luogo a delle modifiche alla disciplina in vigore, con la delibera 11 novembre 2009, ARG/com 170/09, per quanto riguarda:

- l'applicazione della regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali per i venditori con meno di 10.000 clienti finali elettrici e gas in un ambito territoriale limitato, che possono scegliere se adottare il *call center* o dotarsi di uno o più sportelli con orario di apertura pari ad almeno 25 ore settimanali;
- la riduzione del punteggio aggiuntivo previsto per l'apertura del *call center* con operatore nella fascia 22:00-8:00, così da renderla congruente e commisurata all'effettivo traffico telefonico registrato dai venditori nell'orario di apertura notturno;
- l'individuazione dei criteri oggettivi con i quali identificare i casi di grave violazione degli standard generali di qualità (mancato rispetto per due semestri consecutivi dello stesso standard generale);
- l'introduzione di un punteggio aggiuntivo per i venditori che offrono ai clienti modalità di espressione di un giudizio sintetico del servizio, ricevuto al termine della telefonata tramite *emoticons*, con strumenti che rispettino determinate caratteristiche.

La disciplina della qualità dei servizi telefonici si applica a tutte le imprese di vendita. Le imprese con più di 50.000 clienti finali sono inoltre coinvolte nella pubblicazione della graduatoria semestrale, se hanno una media giornaliera di chiamate uguale o superiore a 200. Le aziende hanno l'obbligo di comunicare a cadenza semestrale (entro la fine di settembre e febbraio) i dati sulla qualità dei servizi telefonici. Alle aziende che nel corso del 2009 non hanno ottemperato agli obblighi di comunicazione entro le scadenze previste dal TIQV, è stato intimato, tramite la delibera 8 maggio 2009, VIS 45/09, e la delibera VIS 134/09, di comunicare i dati. Le aziende di vendita Acel Service e Con Energia che, nonostante l'intimazione, non hanno provveduto a presentare i dati sono state oggetto di istruttorie formali (delibere 17 luglio 2009, VIS 74/09 e VIS 75/09).

Indagine sulla qualità dei servizi telefonici nel primo e nel secondo semestre 2009

Nel primo e nel secondo semestre 2009 sono state effettuate due indagini semestrali sui call center *dei principali venditori di energia elettrica e di gas con più di 50.000 clienti finali, che hanno ricevuto una media di almeno 200 telefonate al giorno.*

Le indagini sono state effettuate da una società incaricata dall'Autorità[5] *attraverso il campionamento, da liste fornite dai singoli venditori partecipanti all'indagine, dei clienti che si sono rivolti ai* call center *e che hanno parlato effettivamente con un operatore* (call back).

Le interviste telefoniche sono stata gestite con il metodo CATI (Computer Aided Telephone Interviewing) *nei periodi 20 marzo – 29 maggio e 5 ottobre – 1 dicembre 2009.*

Complessivamente le aziende coinvolte nella rilevazione sono state 28 per il primo semestre e 30 per il secondo; il numero totale di interviste realizzate è stato di 17.653 nel primo semestre e di 16.703 nel secondo semestre.

L'universo sulla base del quale si sono estratti i diversi campioni di indagine è costituito da oltre un milione di chiamate telefoniche.

5 A seguito di gara europea pubblica con procedura aperta, è risultata aggiudicataria del servizio di effettuazione dell'indagine la società di ricerca *Customers Asset Improvement* (CAI) in associazione temporanea di impresa con la società *TeleSurvey*.

Efficienza energetica negli usi finali

Il 2009 è stato il quinto anno di attuazione del meccanismo dei c.d. "certificati bianchi" o Titoli di efficienza energetica (TEE), introdotto con i decreti ministeriali 24 aprile 2001, successivamente sostituiti dai decreti ministeriali 20 luglio 2004, che hanno affidato all'Autorità il compito di definirne la regolazione attuativa, gestirne la realizzazione, monitorarne i risultati e identificare modifiche o integrazioni della normativa tese ad aumentarne l'efficacia.

Il meccanismo è stato ulteriormente revisionato e aggiornato nel 2007 e nel 2008 a seguito dell'emanazione del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, e di alcuni provvedimenti regolatori emanati dall'Autorità, al fine di risolvere le criticità evidenziatesi nei primi anni di funzionamento.

L'attività svolta dall'Autorità nel corso dell'anno è stata rivolta:

- all'attuazione del sistema, attraverso la valutazione, la certificazione e la verifica degli interventi presentati dagli operatori per l'ottenimento dei TEE a documentazione dei risparmi energetici conseguiti;
- al monitoraggio dei risultati raggiunti, anche attraverso la raccolta di nuovi dati e l'adozione di nuovi strumenti di analisi;
- all'aggiornamento e all'integrazione della regolazione.

Attività di regolazione

Determinazione degli obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori nell'anno 2009

Con delibera 21 dicembre 2009, EEN 25/09, successivamente modificata con delibera 11 gennaio 2010, EEN 1/10, l'Autorità ha determinato gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria in capo ai distributori obbligati per l'anno 2010, ossia ai distributori di energia elettrica e di gas naturale alle cui reti di distribuzione erano connessi almeno 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2008.

In applicazione dei criteri di ripartizione dell'obiettivo nazionale individuati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e dei dati comunicati dai soggetti interessati in adempimento alla delibera 28 dicembre 2007, n. 344/07, l'obiettivo complessivo di 4,3 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) è stato ripartito tra 13 distributori di energia elettrica (per un totale di 2,4 Mtep) e 59 distributori di gas naturale (per un totale di 1,9 Mtep). Nell'ambito di questa attività si è rivelato altresì necessario avviare istruttoria formale nei confronti della società Si.Di.Gas, per violazione dell'obbligo di comunicazione dei dati necessari per la determinazione degli obiettivi di risparmio energetico di gas naturale dell'anno 2010 (delibera 18 gennaio 2010, VIS 2/10).

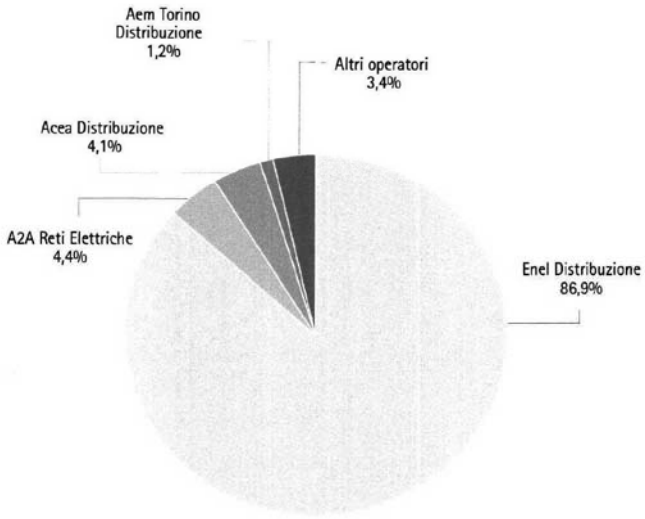


FIG. 4.1

Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica nell'anno 2010

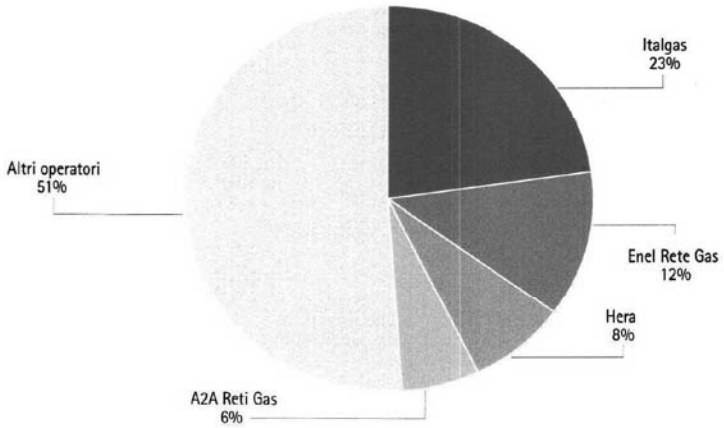


FIG. 4.2

Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di gas naturale nell'anno 2010

Aggiornamento del contributo tariffario

In attuazione di quanto stabilito dalla delibera 29 dicembre 2008, EEN 36/08, relativamente alle modalità per l'aggiornamento annuale del valore del contributo tariffario unitario da riconoscere ai distributori soggetti agli obblighi di risparmio energetico, con delibera 24 novembre 2009, EEN 21/09, l'Autorità ha fissato tale valore pari a 92,22 €/tep per gli obiettivi di risparmio energetico relativi al 2010.

Tale valore risulta dunque più elevato di 3,30 €/tep rispetto a quello del contributo per l'anno precedente, in ragione della lieve riduzione registrata nei prezzi medi dell'energia nel periodo ottobre 2008 – settembre 2009 rispetto ai dodici mesi precedenti (–3,7%). Si ricorda come la formula definita dalla delibera EEN 36/08 correli inversamente il nuovo valore del contributo tariffario a quello in vigore l'anno precedente, oltre che alle variazioni intervenute nei prezzi dell'energia per i clienti finali domestici (energia elettrica, gas naturale e gasolio per riscaldamento).

Proposte di nuove schede tecniche

Nell'ultimo anno è proseguita l'attività di studio orientata a valutare la fattibilità di sviluppo di metodologie semplificate di quantificazione dei risparmi energetici di tipo standardizzato e analitico, le c.d. "schede tecniche".

Per promuovere la presentazione di proposte di schede tecniche da parte di tutti i soggetti interessati e dell'ENEA (nel quadro della Convenzione di avvalimento dell'ente approvata con la delibera 11 gennaio 2006, n. 4/06, e rinnovata con la delibera 26 maggio 2009, GOP 26/09), nel mese di aprile 2009 sono state pubblicate *Linee guida* relative ai contenuti di tali proposte. La struttura dei requisiti minimi richiesti per le proposte è stata predisposta in analogia con quella seguita dall'Autorità stessa nello sviluppo di proposte di schede tecniche da presentare alla consultazione. L'auspicio è che queste *Linee guida* facilitino e diano impulso alla presentazione di proposte metodologiche elaborate anche con il supporto degli operatori del mercato dei prodotti e dei servizi energetici; essi hanno infatti un accesso privilegiato alle informazioni necessarie per valutare sia la fattibilità di tali metodologie, sia i benefici potenziali che potrebbero derivare dalla loro adozione nell'ambito del meccanismo dei TEE.

Con il documento per la consultazione 17 aprile 2009, DCO 6/09, l'Autorità ha avanzato alcune proposte di nuove schede tecniche con riferimento ai seguenti interventi di risparmio energetico:

- la sostituzione di lampade semaforiche a incandescenza con lampade semaforiche a LED;
- la sostituzione di lampade votive a incandescenza con lampade votive a LED;
- l'installazione di dispositivi di spegnimento automatico di apparecchiature in modalità *stand-by* in ambito domestico;
- l'installazione di dispositivi di spegnimento automatico di apparecchiature in modalità *stand-by* in ambito alberghiero;
- l'installazione di sistemi centralizzati per la climatizzazione invernale e/o estiva di edifici a uso civile (scheda impostata in modo tale da consentirne l'applicazione a varie tipologie di intervento).

Alcune delle proposte sono state sviluppate a partire dal contributo pervenuto all'Autorità da operatori interessati al funzionamento del meccanismo dei TEE e con il successivo supporto tecnico della società ERSE nell'ambito della Ricerca di sistema per il sistema elettrico. Con il medesimo documento si sono inoltre avanzate proposte per la riformulazione delle schede tecniche n. 21 e n. 22, in materia di sistemi di cogenerazione e teleriscaldamento, pubblicate con delibera 4 agosto 2005, n. 177/05, e in un secondo tempo annullate a seguito di ricorso di un operatore e successiva sentenza definitiva del Consiglio di Stato. Le nuove proposte di schede tecniche sono state sviluppate dall'Autorità nelle more dell'emanazione del decreto ministeriale attuativo di quanto previsto in materia di cogenerazione ad alto rendimento e certificati bianchi dall'art. 6 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, di recepimento della Direttiva 2004/8/CE. In tal modo, l'Autorità ha inteso contribuire all'ampliamento delle opportunità per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di risparmio energetico, previsti dal legislatore per i prossimi anni.

A seguito delle osservazioni e dei commenti ricevuti dalla consultazione, con la delibera 27 gennaio 2010, EEN 2/10, l'Autorità ha proceduto all'approvazione delle prime quattro schede sopra elencate.

Aggiornamento di schede tecniche standardizzate

In data 17 luglio 2009 l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 17 luglio 2009, DCO 21/09, con il quale ha proposto l'aggiornamento di due schede tecniche (n. 1-bis, *Installazione in ambito residenziale di lampade fluorescenti compatte di alta qualità con alimentatore incorporato*; n. 8*, *Impiego di collettori solari per la produzione di acqua calda sanitaria*) e alcune modifiche puntuali ad altre tre schede (n. 3*, *Nuova installazione di caldaia unifamiliare a 4 stelle di efficienza alimentata a gas*; n. 13b*, *Installazione di erogatori per doccia a basso flusso in alberghi e pensioni*; n. 13c*, *Installazione di erogatori per doccia a basso flusso in impianti sportivi*).

Per quanto riguarda la scheda n. 1-bis, l'aggiornamento è stato ritenuto necessario in considerazione delle evoluzioni intervenute o previste nel mercato dell'illuminazione residenziale a seguito della pubblicazione del Regolamento (CE) 244/09, recante *Modalità di applicazione della Direttiva 2005/32/CE del Parlamento europeo e del Consiglio in merito alle specifiche per la progettazione ecocompatibile delle lampade non direzionali per uso domestico*, che prevede tra l'altro un divieto a immettere sul mercato lampade non direzionali a bassa efficienza, con entrata in vigore scaglionata in sei fasi, cadenzate tra l'1

settembre 2009 e l'1 settembre 2016. Per quanto riguarda la scheda n. 8*, l'aggiornamento è stato ritenuto necessario a seguito dell'emanazione di nuova normativa tecnica di riferimento relativa alle prestazioni dei collettori solari, e in base all'esperienza maturata nella valutazione di alcune particolari tipologie di progetti rendicontati per mezzo di tale scheda tecnica (per esempio, l'utilizzo di collettori sottovuoto, l'installazione di collettori in impianti sportivi o in edifici serviti da reti di teleriscaldamento urbano oppure da impianti a biomassa). Per quanto riguarda le schede n. 13b* e n. 13c*, le modifiche proposte hanno riguardato, in particolare, i requisiti relativi alle modalità di realizzazione degli interventi, al fine di garantire la qualità e la completa verificabilità delle iniziative realizzate e imponendo, per esempio, che progetti per l'installazione di erogatori a basso flusso possano essere attuati solo laddove questi vengano esplicitamente richiesti dai gestori delle strutture alberghiere o degli impianti sportivi; ciò sottoscrivendo anche una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà con la quale si certifica il numero di punti doccia presenti nella struttura considerata. Per la scheda n. 3* è stata proposta una semplice modifica al titolo della scheda, al fine di chiarirne meglio l'esatto campo di applicazione.

Tenuto conto delle osservazioni e dei commenti pervenuti, con delibera 28 settembre 2009, EEN 17/09, l'Autorità ha approvato le nuove schede tecniche (n. 1-tris, n. 8-bis, n. 13b-bis, n. 13c-bis), che hanno sostituito le precedenti, a decorrere dall'1 febbraio 2010 e ha modificato il titolo della scheda n. 3*, come proposto.

Modalità di misurazione dei consumi energetici

Con la delibera 14 maggio 2009, ARG/com 56/09, è stato avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di gestione e controllo della domanda, oltre che di promozione dell'uso efficiente dell'energia, con particolare riferimento alla messa a disposizione ai clienti finali di informazioni e di dati di consumo tramite i misuratori di energia elettrica di bassa tensione e di gas naturale di classe inferiore a G10, in considerazione di quanto disposto dall'art. 17, comma 1, lettera c), del decreto legislativo n. 115/08. Tale disposizione prevede che i clienti finali ricevano a prezzi concorrenziali contatori individuali i quali riflettano con precisione il loro consumo effettivo e forniscano informazioni sul tempo effettivo d'uso, rafforzando le disposizioni di cui all'art. 13 della Direttiva 2006/32/CE e stabilendo che «*le imprese di distribuzione* [omissis] *provvedono a individuare modalità che permettano ai clienti finali di verificare in modo semplice, chiaro e comprensibile le letture dei propri contatori, sia attraverso appositi display da apporre in posizioni facilmente raggiungibili e visibili, sia attraverso la fruizione dei medesimi dati attraverso ulteriori strumenti informatici o elettronici già presenti presso il cliente finale*».

Il provvedimento è orientato, tra l'altro, a valutare la possibilità di incrementare l'efficacia delle informazioni e dei segnali di prezzo ai consumatori finali, sia per la gestione dei carichi, sia per la promozione dell'uso efficiente dell'energia.

Attività di gestione e divulgazione

Valutazione di proposte di progetto e di programma di misura

L'attività di valutazione delle proposte di progetto e di programma di misura, condotta con il supporto di ENEA, ha comportato l'analisi puntuale della rispondenza dei contenuti delle proposte al disposto dei decreti ministeriali e delle *Linee guida* dell'Autorità. In alcuni casi è stato effettuato un supplemento di istruttoria, richiedendo ai soggetti interessati chiarimenti,

approfondimenti, integrazioni e modifiche relativamente a parti specifiche delle proposte, prima di notificare l'esito definitivo della valutazione.
Nel complesso si sono valutate 105 proposte, di cui circa il 92% è stato approvato.

Convenzione con ENEA

Con delibera GOP 26/09, l'Autorità ha rinnovato, aggiornandola, la Convenzione con l'ENEA (delibera n. 4/06), in materia di attività di verifica e certificazione dei risparmi energetici nell'ambito del meccanismo dei TEE. La nuova Convenzione è stata adottata ai sensi dell'art. 7, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e nelle more dell'adozione dei provvedimenti previsti dall'art. 4, comma 3, e dall'art. 7, comma 1, del decreto legislativo n. 115/08. Tale decreto assegna infatti all'Agenzia nazionale per l'efficienza energetica, da istituirsi presso l'ENEA, anche compiti di verifica dei progetti realizzati nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi e di compiti di proposta ai competenti ministeri in materia di metodologie di quantificazione dei risparmi energetici conseguiti, con particolare riferimento allo sviluppo di metodologie di tipo standardizzato. La nuova Convenzione prevede, in particolare:

- la delega amministrativa all'ENEA di tutte le fasi dei procedimenti di verifica e certificazione dei progetti presentati nell'ambito del meccanismo, ivi inclusi i controlli a campione e l'adozione dei relativi provvedimenti finali;
- la prosecuzione dell'avvalimento di ENEA per il supporto allo sviluppo di nuove schede tecniche per la quantificazione semplificata dei risparmi energetici e per l'aggiornamento di quelle esistenti, già previsto dalla precedente Convenzione;
- l'estensione dell'avvalimento di ENEA anche per lo sviluppo di *Linee guida* per la redazione di proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo relative a specifiche tipologie di intervento, anche sulla base dell'esperienza maturata dall'ente nella valutazione di progetti a consuntivo nell'ambito della precedente Convenzione, avviata nel gennaio 2006.

Lo svolgimento, tra l'altro, delle attività di valutazione e certificazione da parte di ENEA è disciplinato, oltre che dalla Convenzione, dalle disposizioni di cui alla delibera GOP 26/09. La Convenzione prevede alcuni successivi passaggi operativi, propedeutici all'affidamento a ENEA di tali attività. La piena operatività della Convenzione, per quanto riguarda l'affidamento all'ente di tutte le fasi dei procedimenti di verifica e certificazione dei progetti presentati nell'ambito del meccanismo, consentirà all'Autorità di focalizzare la propria attività sui compiti di regolazione e di monitoraggio complessivo del sistema.

Verifica e certificazione dei risparmi energetici

Dall'avvio del meccanismo, 1 gennaio 2005, all'1 aprile 2010 sono pervenute agli Uffici dell'Autorità circa 3.600 richieste di verifica e certificazione dei risparmi, relative a circa 5.400 interventi realizzati presso i consumatori finali. Le richieste sono state presentate nel 23% dei casi da distributori obbligati (ottenendo la certificazione del 16% dei risparmi totali) e nel restante 77% dei casi da soggetti non obbligati (ottenendo la certificazione dell'84% dei risparmi), con una predominanza di società di servizi energetici. Nell'ultimo anno sono state presentate all'Autorità circa 800 richieste.
All'1 aprile 2010 i risparmi di energia primaria complessivamente certificati dagli Uffici dell'Autorità, con il supporto di ENEA, ammontano a 6.297.519 tep, rispetto a un obiettivo cumulato da conseguirsi entro la fine di maggio dello stesso anno pari a 6.501.054 tep. I risparmi certificati (Fig. 4.3) sono stati conseguiti attraverso:

- interventi sui consumi elettrici nel settore domestico (per esempio, illuminazione, scalda acqua elettrici, piccoli sistemi fotovoltaici, elettrodomestici, pompe di calore, sistemi di condizionamento: 61% circa);
- interventi sui consumi per riscaldamento nell'edilizia civile e terziaria (per esempio, caldaie e scalda acqua ad alta efficienza, isolamenti termici degli edifici, solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria: 24% circa);
- interventi di varia natura nel settore industriale (per esempio, sistemi di cogenerazione per usi di processo, sistemi di decompressione del gas, motori ad alta efficienza, installazione di inverter, gestione calore: 9% circa);

- interventi di miglioramento dell'efficienza energetica degli impianti di illuminazione pubblica (4% circa);
- interventi su sistemi di generazione e distribuzione di vettori energetici in ambito civile (per esempio, interventi su sistemi di cogenerazione e teleriscaldamento: 2% circa).

Il confronto di questa ripartizione percentuale con quelle registrate nel corso degli anni precedenti evidenzia come, pur rimanendo predominanti gli interventi nel settore domestico, nel corso del tempo sia raddoppiata la quota di risparmi ottenuti grazie a interventi nel settore industriale.

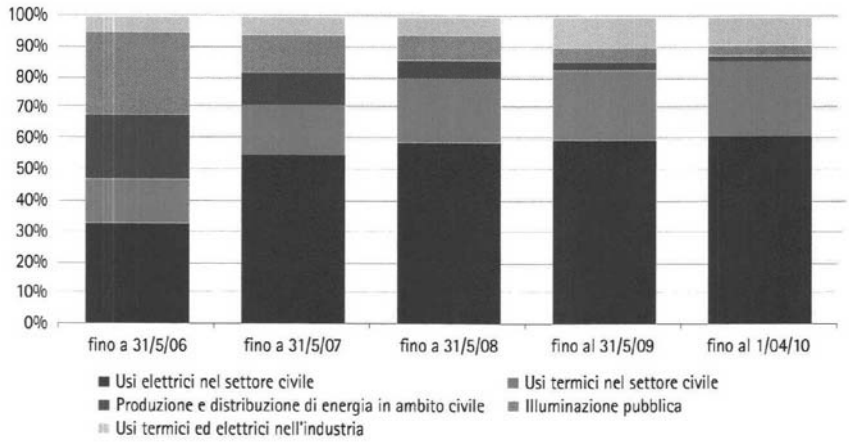


FIG. 4.3

Evoluzione nel tempo della ripartizione tra settori d'intervento dei risparmi certificati dall'avvio del meccanismo

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas.

A seguito di tali certificazioni, gli Uffici dell'Autorità hanno autorizzato il Gestore dei mercati energetici (GME) all'emissione di TEE equivalenti, in volume, ai risparmi certificati. Nel complesso, nel periodo di tempo indicato è stata autorizzata l'emissione di 4.713.579 TEE di tipo I (attestanti cioè risparmi di energia elettrica), di 1.309.204 TEE di tipo II (attestanti cioé risparmi di gas naturale), di 254.984 TEE di tipo III (attestanti cioè risparmi di combustibili solidi e liquidi non utilizzati per autotrazione), di 0 TEE di tipo IV (attestanti cioè risparmi di combustibili solidi e liquidi utilizzati per autotrazione).

Sulla base del disposto dei decreti ministeriali 20 luglio 2004, i TEE emessi hanno potuto essere negoziati nell'ambito delle sessioni del mercato dei TEE, organizzate periodicamente dal GME sulla base di regole approvate dall'Autorità, ovvero tramite contrattazione bilaterale.

Verifica del raggiungimento degli obiettivi specifici per l'anno 2008 ed erogazione del contributo tariffario

I TEE emessi dal GME su autorizzazione dell'Autorità sono validi ai fini del conseguimento degli obiettivi annuali di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale. Entro il 31 maggio 2009, ai sensi della delibera 23 maggio 2006, n. 98/06, parte dei TEE fino ad allora emessi sono stati consegnati all'Autorità dai distributori obbligati ai fini della verifica di conseguimento dell'obiettivo per l'anno 2008. Otto dei 76 distributori obbligati non hanno consegnato TEE sufficienti al pieno raggiungimento del proprio obiettivo e due non hanno adempiuto del tutto. Sulla base del disposto del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, i sei distributori risultati solo parzialmente inadempienti all'obiettivo 2008 potranno compensare l'inadempienza nell'anno successivo senza

incorrere in sanzioni mentre, nei confronti dei due distributori totalmente inadempienti, con delibera 15 febbraio 2010, VIS 7/10, sono state avviate istruttorie formali.

A valle delle verifiche di cui sopra, con la delibera 21 dicembre 2009, EEN 24/09, l'Autorità ha autorizzato la CCSE a erogare ai distributori soggetti agli obblighi un totale di circa 207 milioni di euro (circa 158 milioni di euro a valere sul Conto efficienza energetica nel settore elettrico e circa 49 milioni di euro a valere sul Conto efficienza energetica nel settore gas naturale), pari a 100 € per ogni TEE di tipo I, II o III consegnato all'Autorità.

Accreditamento di società di servizi energetici e di soggetti con energy manager

Nel corso dell'anno è proseguita l'attività di accreditamento delle società operanti nel settore dei servizi energetici all'utilizzo del sistema informativo per la presentazione di proposte di progetto e di richieste di verifica, oltre che di certificazione dei risparmi energetici nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi. In base a quanto stabilito dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, così come recepito nell'ambito della regolazione dalla delibera 18 novembre 2008, EEN 34/08, è stata altresì avviata un'analoga attività di accreditamento dei soggetti che hanno proceduto alla nomina del responsabile per la gestione dell'energia (c.d. *energy manager*) ai sensi della legge 9 gennaio 1991, n. 10.

All'1 aprile 2010 risultavano accreditati, sulla base di un'autocertificazione sostitutiva di atto di notorietà presentata ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445, circa 2.040 società di servizi energetici, con una crescita del 52% rispetto all'anno precedente, e 14 soggetti che hanno provveduto alla nomina dell'*energy manager* (9 in più rispetto all'anno precedente). Complessivamente, il 10% di tutti i soggetti accreditati ha ottenuto l'emissione di TEE a certificazione dei risparmi conseguiti tramite interventi realizzati presso i consumatori finali, ed è dunque incluso in un apposito elenco, pubblicato e regolarmente aggiornato sul sito Internet dell'Autorità.

Riesame di richieste di verifica e certificazione di risparmi energetici anche per l'eventuale esercizio di poteri di autotutela

Nel 2007 (delibera 12 luglio 2007, n. 173/07), l'Autorità aveva avviato un procedimento di riesame di 30 richieste di verifica e di certificazione presentate con riferimento a progetti realizzati tramite l'invio di buoni omaggio ai consumatori. I progetti avevano accesso a un regime di rendicontazione forfettaria fortemente semplificato, in vigore alla data della loro realizzazione, ma successivamente eliminato dall'Autorità in considerazione degli inadeguati risultati conseguiti. Il riesame dei 30 progetti è stato pertanto orientato a verificare che essi non fossero stati realizzati con finalità speculative e artatamente elusive della regolazione, ma coerentemente con il quadro normativo di riferimento e secondo diligenza nonché buona fede. Nel corso del 2008 si è conclusa l'istruttoria su tutti i progetti interessati, 7 dei quali sono stati approvati, 3 sono stati approvati con un riconoscimento di risparmi energetici inferiore a quelli richiesti dai proponenti e 20 sono stati rigettati.

Nel corso del 2009 si sono avviati i rinnovi di 12 dei procedimenti di cui sopra per i casi in cui il TAR della Lombardia ha accolto i ricorsi degli operatori, salvo e impregiudicato l'esito del giudizio in corso avverso le suddette sentenze. Con la delibera 16 dicembre 2009, EEN 23/09, è stato altresì avviato un procedimento per il riesame di provvedimenti di verifica e certificazione di progetti di risparmio energetico, ai fini dell'esercizio dei poteri di autotutela e dell'adozione di provvedimenti prescrittivi nei confronti della società Escoitalia.

Rapporti statistici intermedi

In attuazione di quanto previsto dall'art. 8, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, l'Autorità ha predisposto e pubblicato nel luglio 2009 due *Rapporti statistici intermedi*, relativi rispettivamente ai periodi giugno 2008 – dicembre 2008 e gennaio 2009 – maggio 2009. I rapporti contengono informazioni e statistiche riguardo all'andamento delle certificazioni dei risparmi energetici, dettagliate per regione e divise per ciascuna delle schede standardizzate e analitiche in vigore, nonché un elenco delle certificazioni dei risparmi effettuate per interventi a consuntivo con i risparmi ottenuti o attesi.

Entrambi i *Rapporti* presentano, nella prima parte, i dati relativi ai risparmi energetici conseguiti e certificati complessivamente a livello nazionale e, nella seconda parte, 20 schede regionali, nelle quali i dati nazionali vengono declinati per ogni regione italiana.

Quarto Rapporto Annuale sul meccanismo dei Titoli di efficienza energetica

Nel mese di dicembre 2009, l'Autorità ha pubblicato il *Quarto Rapporto Annuale sul funzionamento del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica*, la cui diffusione è prevista dai decreti ministeriali del 20 luglio 2004. Il documento, oltre a sintetizzare l'evoluzione del quadro normativo e regolatorio di riferimento, analizza i risultati conseguiti al termine del quarto anno di attuazione (31 maggio 2009, data di chiusura della verifica di conseguimento dell'obiettivo di risparmio energetico 2008) e le principali tendenze evolutive rispetto a quanto registrato negli anni precedenti.

In particolare, le analisi contenute nel *Rapporto* consentono di confermare le principali tendenze già evidenziate in passato in merito al continuo incremento dei risparmi energetici certificati annualmente, del numero e del livello di attività delle società di servizi energetici, della preferenza per gli scambi di TEE in Borsa rispetto alla contrattazione bilaterale, a vantaggio della trasparenza complessiva del sistema.

Tuttavia, il *Rapporto* evidenzia anche che la crescita dei volumi di risparmi certificati nell'ultimo anno non è risultata proporzionata al contestuale incremento degli obiettivi nazionali, con la conseguenza che, al 31 maggio 2009, l'ammontare dei TEE disponibili per l'adempimento degli obblighi risultava solo del 20% superiore all'obiettivo assegnato per il 2008, diversamente da quanto avvenuto nei tre anni precedenti, durante i quali la disponibilità era mediamente pari a più del doppio del fabbisogno.

In relazione al funzionamento del mercato dei TEE, il *Rapporto* fuga inoltre ogni dubbio in merito alla risoluzione delle criticità che erano state affrontate con gli interventi normativi e regolatori di fine 2007: bassi prezzi di scambio e, conseguentemente, bassi incentivi allo sviluppo di nuovi progetti di diffusione di tecnologie efficienti, scarsa liquidità e scarsa trasparenza del mercato, alta concentrazione sul fronte della domanda dei TEE. Ulteriori segnali di miglioramento del sistema riguardano:

- il graduale incremento del carattere strutturale degli interventi;
- la riduzione della volatilità dei prezzi di scambio dei TEE e, dunque, dell'incentivo allo sviluppo di nuovi progetti;
- il graduale "irrobustimento" del settore delle società di servizi energetici, possibilmente anche in ragione dei benefici economici generati dai progetti presentati nei primi anni di funzionamento del meccanismo.

I componenti fondamentali del meccanismo sono oggetto di una dettagliata analisi finalizzata a comprendere che cosa abbia determinato la netta riduzione dell'ammontare di certificati bianchi disponibili rispetto all'obiettivo 2009, in contrasto con quanto avvenuto negli anni precedenti, e perché alcuni distributori non abbiano raggiunto l'obiettivo malgrado i certificati emessi fossero in ammontare superiore a quelli necessari. Le analisi evidenziano che:

- il netto incremento applicato dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 all'entità degli obiettivi nazionali di risparmio energetico, se da un lato è stato importante per riequilibrare domanda e offerta dei TEE, dall'altro ha imposto uno sforzo incrementale molto intenso, al quale molti distributori obbligati non hanno fatto fronte efficacemente;
- la maggior parte dei nuovi soggetti obbligati ha tardato a inserirsi attivamente nel meccanismo, preferendo nella maggior parte dei casi strategie di *compliance* basate sul semplice acquisto dei TEE, concentrate negli ultimi mesi disponibili, con conseguenti possibili difficoltà nel reperimento dei TEE;
- parte della riduzione registrata nel tasso di nuovi investimenti in interventi di efficienza energetica può essere spiegata dal fatto che non sono ancora stati fissati obiettivi di risparmio per gli anni successivi al 2012, con conseguente forte incertezza sul valore economico che i TEE potranno assumere dopo tale data e ridotta appetibilità degli investimenti in nuovi interventi, per i quali l'emissione dei TEE avrebbe luogo *ex lege* per 5, 8 o 10 anni;
- il fronte dell'offerta dei TEE è risultato fino a ora caratterizzato da un grado di frammentazione tanto alto da rendere più complesso e oneroso l'incontro tra domanda e offerta in quanto, in assenza di soggetti che fungano da aggregatori, ogni distributore obbligato che non realizza in proprio progetti deve acquistare TEE da un alto numero di venditori;
- nel caso di alcune importanti tipologie di intervento la produzione di nuovi TEE è in larga misura frenata dal verificar-

si di una sorta di "cannibalizzazione reciproca" tra meccanismi di incentivazione fra loro mutuamente esclusivi, come è avvenuto, per esempio, in conseguenza del riconoscimento dei certificati verdi alla cogenerazione abbinata al teleriscaldamento, previsto dall'art. 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239, e opportunamente abrogato dalla legge 27 dicembre 2006, n. 296.

Nel complesso, il *Rapporto* conferma il giudizio positivo sul funzionamento del sistema, soprattutto in considerazione del livello di maturazione raggiunto da molti degli elementi che lo compongono.

Tuttavia, guardando al futuro, l'analisi evidenzia l'urgenza di alcuni interventi normativi correttivi, necessari per rendere lo strumento dei TEE efficace sia nel conseguire gli obiettivi già fissati, sia nel contribuire al rispetto degli impegni assunti a livello europeo. In particolare, viene sottolineata la necessità di definire obiettivi nazionali di risparmio per il periodo successivo al 2012, di eliminare sovrapposizioni e conflitti tra diverse forme d'incentivo e di dare attuazione a quanto previsto dal decreto legislativo n. 20/07, in merito al sostegno economico da riconoscere ai sistemi di cogenerazione ad alto rendimento.

Per quanto riguarda il contesto europeo, i TEE si stanno dimostrando uno strumento flessibile, efficiente e in grado di dare un contributo significativo al conseguimento degli obiettivi "20-20-20" definiti con il c.d. *Climate Package*. Il miglioramento dell'efficienza nell'uso dell'energia, sebbene sia l'unico obiettivo non vincolante del "pacchetto 20-20-20", dovrà necessariamente assumere un ruolo determinante nella strategia nazionale per rispettare gli impegni comunitari, in considerazione del fatto che:

- limitare il consumo di energia elettrica riduce il parametro di riferimento su cui calcolare l'obiettivo di diffusione delle rinnovabili;
- consumare meno energia a parità di PIL è il modo più efficiente per ridurre le emissioni;
- l'esperienza italiana con i TEE dimostra che un euro speso per incentivare l'efficienza "rende" in media circa dieci volte tanto in termini di risparmio;
- gli investimenti tecnologici per l'efficienza energetica determinano ricadute estremamente positive sia sui comparti industriali interessati direttamente allo stesso efficientamento, sia sui settori che a tale efficientamento provvedono; si tratta quindi di investimenti che, anche dal punto di vista dei tempi di attuazione, hanno una evidente funzione anticiclica.

Fare del meccanismo dei TEE lo strumento di punta per il conseguimento dell'obiettivo di miglioramento dell'efficienza energetica dei consumi consentirebbe, in prima battuta, di sfruttare la capacità di questo strumento di selezionare gli interventi con il migliore rapporto costo-efficacia nel conseguire un obiettivo prefissato. È inoltre importante rilevare il contributo che questo strumento potrebbe fornire per lo sviluppo delle fonti rinnovabili termiche, il cui apporto al raggiungimento del citato obiettivo è stato completamente equiparato, dalla Direttiva europea 2009/28/CE, a quello fornito dalle fonti rinnovabili elettriche.

PAGINA BIANCA

Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

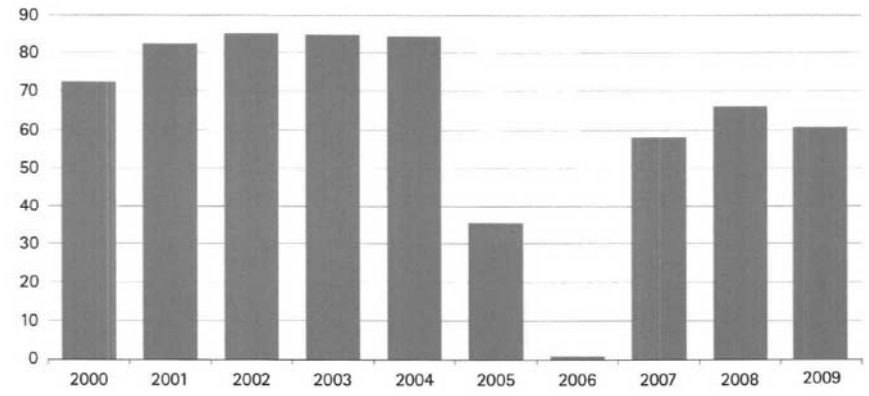
Ricerca di sistema

Quadro normativo della ricerca di sistema

All'Autorità per l'energia elettrica e il gas è stato affidato l'incarico di svolgere, in via transitoria, le funzioni del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE) in materia di ricerca di sistema elettrico. Come previsto dal decreto del Ministro delle attività produttive 8 marzo 2006, il CERSE esercita funzioni consultive e propositive nei confronti del medesimo ministero, in particolare:

- la predisposizione e l'aggiornamento di un Piano triennale nel quale si inquadrano le attività di ricerca di sistema elettrico;
- la definizione dei criteri per la predisposizione, da parte della Segreteria operativa di cui all'art. 10 dello stesso decreto, degli schemi dei bandi di gara per i progetti di ricerca di sistema elettrico;
- l'organizzazione dell'attività di valutazione sui progetti di ricerca e la predisposizione delle conseguenti graduatorie, ove presentati nell'ambito delle procedure concorsuali;
- la formazione e l'aggiornamento della lista di esperti per la valutazione dei progetti di ricerca nel settore elettrico.

I costi relativi alle attività di ricerca e sviluppo finalizzate all'innovazione tecnica e tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico (che costituiscono onere generale afferente al sistema elettrico), sono coperti attraverso stanziamenti a carico di un fondo istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), alimentato dal gettito della componente A_5 della tariffa elettrica, il cui ammontare, fissato dall'Autorità, è attualmente pari a circa 0,02€/kWh consumato dai clienti finali.



Fonte: CCSE.

FIG. 5.1

Disponibilità finanziarie per la ricerca del sistema elettrico

Gettito componente A_5 (milioni di euro)

Le attività di ricerca possono essere a totale beneficio degli utenti del sistema elettrico oppure a beneficio di questi e contestualmente di interesse specifico di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica. Nel primo caso, le attività possono essere interamente finanziate dal Fondo e i risultati non diventano oggetto di alcun diritto di uso esclusivo o prioritario, né di alcun vincolo di riservatezza; nel secondo caso le attività sono cofinanziate e i risultati formano oggetto di privativa. Il decreto 8 marzo 2006 prevede inoltre che, per le prime, il ministero possa stipulare accordi di programma con soggetti pubblici o organismi a prevalente partecipazione pubblica, mentre per le seconde i finanziamenti debbano essere concessi attraverso apposite procedure concorsuali.

Con decreto del Ministro delle attività produttive 23 marzo 2006 e con decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 marzo 2009 sono stati approvati i primi due Piani triennali della ricerca di sistema elettrico. Il decreto di approvazione del Piano triennale 2006-2008 identificò in ENEA, CNR ed ERSE (allora CESI Ricerca) i soggetti beneficiari degli accordi di programma poi formalizzati nel giugno dello stesso anno, e previde che parte della disponibilità del Fondo fosse assegnata tramite procedura concorsuale. Il Piano triennale 2009-2011, predisposto dall'Autorità nelle funzioni del CERSE, mette a disposizione risorse per 210 milioni di euro nell'arco del triennio, ripartite secondo tre aree prioritarie di intervento:

- governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale (79 milioni di euro, 64 per accordi di programma, 15 per attività cofinanziate da assegnare mediante procedura concorsuale);
- produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente (56 milioni di euro, 26 per accordi di programma e 30 da assegnare per procedura concorsuale);
- razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica (75 milioni di euro, 40 per accordi di programma e 35 da assegnare per procedura concorsuale).

Attività di ricerca di sistema elettrico svolte dall'Autorità nelle funzioni del CERSE

Bandi di gara per la selezione di progetti di ricerca di sistema

Con decreto 12 dicembre 2008, il Ministero dello sviluppo economico ha approvato il bando di gara per la selezione di progetti di ricerca di sistema elettrico, predisposto dalla Segreteria operativa del CERSE sulla base dei criteri definiti dall'Autorità. Il bando, dotato di risorse per 54,1 milioni di euro, era destinato al cofinanziamento di attività di ricerca a beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale e, contestualmente, di interesse specifico di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica.

In risposta al bando, sono pervenute 81 proposte di progetto, 61 delle quali ammesse alla valutazione di merito. L'attività di valutazione delle proposte di progetto è stata organizzata dall'Autorità, che si è avvalsa della Segreteria operativa e dei 19 esperti nominati con propria delibera 5 agosto 2009, RDS 9/09. Le proposte di progetto sono state valutate con riferimento all'innovazione nella conoscenza e nello sviluppo tecnologico, alla qualità scientifica e tecnologica dei proponenti, alla coerenza e alla qualità della proposta, ai benefici attesi per gli utenti del sistema elettrico nazionale e alla capacità di valorizzazione dei risultati.

Al termine di questa fase, svoltasi nel periodo settembre-novembre 2009, sono risultati adeguati e ammessi alle graduatorie 26 progetti, per un costo complessivo di circa 77 milioni di euro, 22,4 dei quali finanziati a carico del Fondo per la ricerca di sistema elettrico. Le graduatorie dei progetti ammessi al finanziamento, predisposte e trasmesse dal CERSE, sono state approvate dal Ministero dello sviluppo economico con decreto 16 febbraio 2010.

TAV. 5.1

Bando di gara per selezione di progetti di sistema elettrico – Temi di ricerca, progetti ammessi alle graduatorie e contributo concesso

€

TEMI DI RICERCA	N. PROGETTI AMMESSI	CONTRIBUTO CONCESSO
Area Governo del sistema		
Modelli di riferimento delle reti di distribuzione MT-BT	1	817.699
Sistemi ICT per l'interazione utente-sistema-mercato per piccole utenze	3	2.302.174
Area Produzione e fonti energetiche		
Tecnologie innovative di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili	8	6.096.753
Area Trasmissione e distribuzione		
Contributo delle masse estranee estese alla "rete di terra globale"	1	831.329
Nuove tecnologie di posa di linee interrate in sedi stradali o autostradali	2	2.169.025
Apparati e impianti innovativi per l'evoluzione delle reti di distribuzione	2	1.761.206
Evoluzione nella struttura e nella gestione delle reti di distribuzione	3	3.203.204
Area Usi finali		
Sviluppo di componenti e impianti innovativi per la razionalizzazione dei consumi elettrici negli edifici con particolare riferimento al condizionamento estivo	1	790.702
Componenti efficienti per impianti elettrici	1	926.422
Sviluppo di componenti per la cogenerazione distribuita di piccola taglia	2	2.043.174
Sviluppo di componenti e impianti innovativi per la trigenerazione distribuita di piccola taglia	2	1.447.377

La disponibilità di risorse finanziarie non assegnate nell'ambito del bando 12 dicembre 2008, o comunque disponibili sul Fondo per la ricerca di sistema elettrico, ma soprattutto la necessità di mettere a disposizione del sistema elettrico risorse per la ricerca e l'innovazione tecnologica, rendono opportuna la predisposizione di un nuovo bando, inteso a finanziare i progetti rispondenti ai temi di ricerca contenuti nel Piano triennale 2009-2011, orientato a promuovere un sistema energetico più sicuro e con maggiore efficienza, a più basso contenuto di carbonio, che non rallenti lo sviluppo economico e sociale, che tuteli il consumatore. Lo stimolo alle attività di ricerca può infatti favorire: lo sviluppo di tecnologie energetiche innovative, efficienti e competitive, integrabili nel sistema energetico nazionale; la diversificazione delle fonti energetiche; la protezione dell'ambiente; la competitività del sistema economico; la promozione della concorrenza; la tutela dei consumatori. Si intende quindi dare priorità alle analisi sullo sviluppo del sistema elettrico, alle ricerche sul trasporto, la distribuzione e l'accumulo dell'energia elettrica, allo sviluppo e alla diffusione dell'uso delle fonti rinnovabili, alle tecnologie di risparmio elettrico, al risparmio di energia nei settori pubblico e civile e nei mezzi di trasporto, all'utilizzo di energia elettrica e solare per il condizionamento estivo.

In tale contesto, alla fine dello scorso anno l'Autorità ha avviato le attività per la definizione dei criteri per la predisposizione dello schema di bando di gara, che dovrà essere sottoposto al Ministero dello sviluppo economico ai fini della sua approvazione.

Aggiornamento dell'elenco degli esperti per la valutazione dei progetti di ricerca di sistema del settore elettrico

Previo esame delle domande pervenute in seguito all'invito alla presentazione di candidature pubblicato il 9 aprile 2009 dalla Segreteria operativa, l'Autorità, con propria delibera 26 giugno 2009, RDS 6/09, ha aggiornato, con 29 nuovi nominativi, l'elenco degli esperti per la valutazione dei progetti di ricerca di sistema del settore elettrico. L'elenco conta ora 151 esperti di comprovata competenza nel settore elettrico o nei settori collegati.

Attività di valutazione e verifica dei Piani annuali presentati da ERSE, ENEA, CNR nell'ambito degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico

Gli accordi di programma tra il Ministero dello sviluppo economico ed ENEA, CNR, ed ERSE, derivanti dall'approvazione del Piano triennale 2006-2008, sono stati attivati il 22 giugno 2007, mentre con decreto 30 luglio 2009 è stato approvato l'accordo di programma tra lo stesso ministero ed ERSE per quanto riguarda le attività del Piano triennale 2009-2011.

Le attività di vigilanza e controllo sulla realizzazione degli accordi e sul raggiungimento degli obiettivi sono svolte dai Comitati di sorveglianza istituiti dalla Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie (ora Direzione Generale per l'Energia Nucleare, le Energie Rinnovabili e l'Efficienza Energetica) del Ministero dello sviluppo economico, che esprimono pareri e proposte di cui il soggetto affidatario dell'accordo tiene conto nella definizione dei Piani annuali di realizzazione e nell'eventuale rimodulazione temporale delle attività. L'Autorità partecipa ai lavori dei tre Comitati di sorveglianza con un proprio rappresentante.

La stessa Autorità, nelle funzioni del CERSE, organizza l'attività di valutazione sui progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma, avvalendosi del contributo determinante della Segreteria operativa oltre che degli esperti appartenenti all'elenco formato con delibera 19 settembre 2007, n. 214/07, e aggiornato con delibera RDS 6/09.

Nel corso del 2009, ERSE ha portato a termine le attività del Piano annuale 2008 e avviato le attività relative al successivo Piano annuale 2009, incentrato sulle tematiche del Piano triennale 2009-2011.

La verifica dei risultati finali conseguiti nel Piano annuale 2008, avviata nell'aprile 2009 a seguito della presentazione da parte di ERSE del consuntivo delle attività svolte, si è conclusa con la conferma, da parte degli esperti nominati con delibera 22 aprile 2009, RDS 4/09, del raggiungimento degli obiettivi prefissati, dell'ammissibilità, della pertinenza e della congruità delle spese documentate. L'Autorità, con propria delibera 2 luglio 2009, RDS 7/09, ha quindi approvato gli esiti delle verifiche e determinato il costo complessivo ammissibile delle attività sostenute.

Nei mesi successivi, ERSE ha presentato all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico il Piano annuale 2009, avviato a valutazione nel novembre 2009. Il 27 gennaio 2010, lo stesso ministero, acquisite le relazioni degli esperti nominati con delibera dell'Autorità 17 novembre 2009, RDS 10/09, e il parere positivo del Comitato di sorveglianza dell'accordo di programma, ha ammesso al finanziamento il Piano annuale 2009 di ERSE, per un importo complessivo di 35 milioni di euro.

L'attività di valutazione del Piano annuale 2006 di ENEA, avviato nel 2007 e conclusosi nell'aprile del 2009, si è articolata in due fasi:

- la verifica intermedia conclusasi con la delibera 28 gennaio 2009, RDS 1/09;
- la verifica finale dei risultati conseguiti nell'ambito dei progetti del Piano annuale, avviata a seguito della presentazione da parte di ENEA, nel luglio 2009, del consuntivo delle attività svolte e conclusasi con la delibera 25 febbraio 2010, RDS 1/10.

Le verifiche sono state svolte avvalendosi degli esperti nominati con delibera 27 novembre 2008, RDS 9/08. Dopo la conclusione del Piano annuale 2006, ENEA ha presentato all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico il Piano annuale 2007, per la sua valutazione ai fini dell'ammissione al finanziamento da parte dello stesso ministero. Il processo di valutazione è stato avviato con delibera 27 luglio 2009, RDS 8/09, con la quale sono stati nominati gli esperti per la valutazione del Piano. Il 14 ottobre 2009, il Ministero dello sviluppo economico, acquisite le relazioni degli esperti e il parere positivo del Comitato di sorveglianza dell'accordo di programma, ha ammesso al finanziamento il Piano annuale 2007 di ENEA, per un importo complessivo di 20 milioni di euro.

Per quanto riguarda il CNR, la verifica conclusiva dei risultati conseguiti nell'ambito dei progetti del Piano annuale 2006, articolatosi tra il 2007 e il 2008, avviata a marzo 2009 a seguito della presentazione da parte del Direttore del Dipartimento Energia e Trasporti del consuntivo delle attività svolte, si è conclusa con la delibera 12 giugno 2009, RDS 5/09. Le verifiche sono state effettuate avvalendosi degli esperti nominati con delibera 9 marzo 2009, RDS 3/09. Nel luglio 2009, il CNR ha quindi inviato all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico il proprio Piano annuale 2007, ai fini dell'ammissione al finanziamento da parte dello stesso ministero. Il processo di valutazione è stato avviato con delibera dell'Autorità RDS 8/09, attraverso la quale sono stati nominati gli esperti per la valutazione. A conclusione dell'attività, il 20 ottobre 2009 il Ministero dello sviluppo economico, acquisite le relazioni degli esperti e il parere positivo del

Comitato di sorveglianza dell'accordo di programma, ha ammesso al finanziamento il Piano annuale 2007 del CNR, per un importo complessivo di 6 milioni di euro.

Nel corso del 2009, nell'ambito degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico sono stati erogati contributi per circa 41 milioni di euro, di cui 24.479.357 a ERSE, 11.845.888 a ENEA e 4.815.324 al CNR.

Progetti di ricerca e risultati tecnico-scientifici

Nel corso del 2009 si sono concluse le attività relative ai Piani annuali 2006 di ENEA e CNR e al Piano annuale 2008 di ERSE; sono stati inoltre avviati i Piani annuali 2007 di ENEA e CNR e il Piano annuale 2009 di ERSE.

Complessivamente, si sono conclusi o sono in corso di realizzazione 31 progetti: 11 a opera di ERSE, 17 a opera di ENEA (sulle due annualità 2006 e 2007) e 5 a opera del CNR. Due di questi sono stati svolti in modo indipendente, ma coordinato, da ENEA e CNR. I risultati tecnico-scientifici ottenuti nell'ambito di tali progetti sono di pubblico dominio e liberamente consultabili in apposite sezioni dei siti web di ERSE, ENEA e CNR.

TAV. 5.2

Progetti realizzati o in corso di realizzazione nel 2009 e organismi di ricerca/società responsabili dei progetti

TEMI DI RICERCA	ORGANISMO/ SOCIETÀ
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	
Studi sullo sviluppo del sistema elettrico e della rete elettrica nazionale	ERSE
Ricerche su reti attive, generazione distribuita e sistemi di accumulo di energia elettrica	ERSE
Collaborazioni internazionali e sviluppo di competenze in materia nucleare	ERSE
Produzione, fonti energetiche e protezione dell'ambiente	
Tecnologie innovative per migliorare le prestazioni ambientali delle centrali a polverino di carbone	CNR
Valutazione e utilizzazione dei biocombustibili ottenuti da residui o scarti agricoli di scarso valore intrinseco e di alghe per l'applicazione in impianti di cogenerazione basati su microturbine	CNR
Censimento del potenziale energetico nazionale delle biomasse	ENEA[1]
Tecnologie innovative per migliorare i rendimenti di conversione delle centrali a polverino di carbone	ENEA[1]
Tecnologie innovative che consentono una riduzione dei costi di investimento delle centrali a polverino di carbone	ENEA[1]
Celle a combustibile per applicazioni stazionarie cogenerative	ENEA[1]/CNR
Nuovo nucleare da fissione	ENEA[1+2]
Centrali elettriche per la coproduzione di energia elettrica e idrogeno	ENEA[1+2]
Sviluppo di un sistema innovativo di oxicombustion – di tipo *flameless* – di carbone per impianti di produzione di elettricità con ridottissimi livelli di emissione, predisposti per la cattura della CO_2	ENEA[2]
Tecnologie di gassificazione del carbone con cattura e sequestro della CO_2	ENEA[2]
Sviluppo di tecnologie avanzate per componenti fotovoltaici innovativi	ENEA[2]
Sviluppo di tecnologie innovative per applicazioni stazionarie cogenerative delle celle a combustibile anche con l'utilizzo di biogas e biomasse	ENEA[2]
Studi sui potenziali sviluppi delle energie rinnovabili	ERSE
Studi sul fotovoltaico con concentrazione solare	ERSE
Studi sulla produzione elettrica locale da biomasse e scarti	ERSE
Studi sull'utilizzo pulito dei combustibili fossili e su la cattura e il sequestro della CO_2	ERSE
Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica	
Studi e valutazioni sull'uso razionale dell'energia elettrica nei settori industria, servizi e civile	ERSE
Studi per lo sviluppo di materiali innovativi per il risparmio di energia nel settore elettrico, con particolare attenzione ai materiali per mezzi di trasporto collettivi elettrici	ERSE
Usi finali	
Sistemi elettrochimici per l'accumulo di energia	CNR
Sviluppo delle *Linee guida* e indici di riferimento per il legislatore	ENEA[1]
Promozione delle tecnologie elettriche innovative negli usi finali	ENEA[1]
Determinazione dei fabbisogni e dei consumi energetici dei sistemi edificio-impianto, in particolare nella stagione estiva e per uso terziario e abitativo e loro razionalizzazione. Interazione condizionamento e illuminazione.	ENEA[1+2]
Studio e dimostrazione di forme di finanza innovativa e sviluppo di strumenti di programmazione e pianificazione per promozione di tecnologie efficienti per la razionalizzazione dei consumi elettrici a larga scala territoriale e urbana	ENEA[1+2]
Elettrotecnologie innovative per i settori produttivi: applicazioni su scala reale	ENEA[2]
Tecnologie per il risparmio energetico nell'illuminazione pubblica	ENEA[2]
Sistemi di climatizzazione estiva e invernale assistita da fonti rinnovabili	ENEA[2]/CNR

1) Attività ENEA relative al Piano annuale 2006, concluse entro il 30 aprile 2009.

2) Attività ENEA relative al Piano annuale 2007, avviate dopo l'ammissione al finanziamento del Piano, avvenuta il 14 ottobre 2009.

PAGINA BIANCA

Attuazione della regolamentazione, vigilanza e reclami

Attività propedeutica alla regolamentazione

Attività di consultazione

Nel periodo compreso tra aprile 2009 e marzo 2010 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato ben 42 consultazioni, producendo, con riferimento a tre aree tematiche, più di un documento per la consultazione (consultazioni plurime).
Il tempo medio complessivo di questa attività è aumentato, raggiungendo circa 53 giorni per ciascuna consultazione.
La crescita, rispetto agli anni precedenti, delle consultazioni – sia del loro numero, sia della loro durata – volta a garantire ai soggetti interessati la possibilità di elaborare osservazioni e formulare proposte, conferma la sempre maggiore centralità riconosciuta dall'Autorità a tali attività. La consultazione costituisce, infatti, un imprescindibile ed efficace strumento di partecipazione ai processi decisionali, che consente, tra l'altro, di far emergere e di comporre i differenti interessi di volta in volta implicati.

TAV. 6.1

Sintesi delle attività di consultazione

Aprile 2009 – Marzo 2010

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DI DIFFUSIONE
Testo integrato dell'attività di vendita al dettaglio del gas naturale: meccanismi di tutela dei clienti finali e criteri per il calcolo e l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura	1.04.09
Proposte di nuove schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria relativi agli interventi di cui all'art. 5, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004	17.04.09
Compensazioni per la spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale ai clienti domestici economicamente disagiati connessi con le reti di distribuzione del gas naturale	17.04.09
Regolazione tariffaria delle connessioni temporanee con le reti di distribuzione di energia elettrica in media e bassa tensione	27.04.09
Continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica – Riesame urgente di alcune disposizioni della regolazione del numero delle interruzioni senza preavviso e dei livelli tendenziali per il periodo 2008-2011	27.04.09
I contratti a termine per l'adeguatezza della capacità di generazione elettrica	7.05.09
Disposizioni in materia di determinazione dei quantitativi di gas da allocare giornalmente da parte dell'impresa di trasporto ai sensi dell'art. 29 della delibera n. 138/04	7.05.09
Regolazione degli aspetti generali della qualità del servizio di trasporto del gas naturale – Proposte finali	10.06.09

TAV. 6.1 SEGUE

Sintesi delle attività di consultazione

Aprile 2009 – Marzo 2010

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DI *DIFFUSIONE*
Opzioni per l'armonizzazione e la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di energia elettrica e gas	12.06.09
Sistemi di compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dalle imprese di vendita in applicazione degli artt. 1 e 2 della delibera ARG/gas 192/08	15.06.09
Integrazioni alle disposizioni della delibera 21 giugno 2005, n. 119/05, *in materia di stoccaggio* strategico	15.06.09
Disposizioni per l'accesso alla rete nazionale dei gasdotti in applicazione del decreto del Ministro delle attività produttive 28 aprile 2006	1.07.09
Criteri di definizione e di attribuzione delle partite inerenti l'attività di bilanciamento del gas *naturale insorgenti* a seguito di eventuali rettifiche dei dati di allocazione e misura successive alla chiusura del bilancio di trasporto	1.07.09
Criteri e modalità dell'analisi di secondo livello per l'accertamento della traslazione sui prezzi al consumo della maggiorazione d'imposta (art. 81, commi da 16 a 18, del DL n. 112/08)	6.07.09
Revisione di alcune disposizioni relative alla qualità dei servizi telefonici di cui al Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)	7.07.09
Procedura di definizione *ex ante* della qualifica di cogenerazione ad alto rendimento per gli impianti di microgenerazione	14.07.09
Aggiornamento di schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria (modifica della delibera 27 dicembre 2002, n. 234/02, e s.m.i., della delibera 14 luglio 2004, n. 111/04, e s.m.i. e della delibera 31 marzo 2008, EEN 4/08)	17.07.09
Modalità di effettuazione dei controlli per l'erogazione dell'incentivo per l'utilizzo dei misuratori elettronici ai fini della rilevazione dei clienti BT coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico	17.07.09
Strumenti volti al contenimento del rischio creditizio per i venditori del mercato dell'energia elettrica e proposte di modifica della delibera Arg/elt 4/08 in tema di clienti non disalimentabili	23.07.09
Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il terzo periodo di regolazione – Orientamenti finali	23.07.09
Orientamenti per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili	27.07.09
Meccanismo di controllo della vendita ai clienti finali di energia elettrica da fonti rinnovabili	27.07.09
Modifica alla disciplina del dispacciamento dell'energia elettrica: nuove modalità di gestione delle unità di consumo e determinazione degli sbilanciamenti effettivi	27.07.09
Interventi urgenti di adeguamento della disciplina del bilanciamento e della regolazione dei servizi di stoccaggio del gas naturale ai sensi del decreto legislativo 1 luglio 2009, n. 78	5.08.09
Criteri per la determinazione dei corrispettivi da riconoscere agli impianti essenziali	5.08.09
Ricognizione sui processi di allocazione nell'ambito del servizio di bilanciamento del gas naturale	6.08.09
Orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per la regolamentazione delle cooperative elettriche nell'ambito del mercato elettrico liberalizzato	7.10.09
Ottemperanza alle decisioni del Consiglio di Stato nn. 699/09, 701/09, 702/09, 703/09, 778/09, 785/09, 786/09, 787/09, 788/09, 790/09, 792/09, 749/09 e 1191/09, in materia di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*). Integrazione della delibera dell'Autorità n. 11/07 in materia di limitazioni agli obblighi di separazione funzionale	9.10.09
Metodologia di ricostruzione dei consumi di gas a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura	29.10.09
Orientamenti finali per l'armonizzazione e la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di energia elettrica e di gas	29.10.09
Standard nazionale di comunicazione tra distributori e venditori di energia elettrica: prima consultazione	11.11.09
Corrispettivi di vendita differenziati per fasce orarie ai clienti finali domestici serviti in maggior tutela: definizione di strumenti di gradualità	19.11.09
Ipotesi di incremento della potenza prelevabile nelle ore a basso carico per utenze domestiche con rilevazione dei prelievi per fasce orarie	19.11.09
Meccanismo di reintegrazione degli oneri sostenuti dagli esercenti la salvaguardia transitori relativi ai crediti non altrimenti recuperabili	10.12.09
Modifiche all'art. 11 della *delibera 1 agosto 2005, n. 167/05, in materia di disposizioni in caso* di mancato utilizzo della capacità di rigassificazione	14.12.09
Attuazione della delibera n. 113/06: riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7-bis, del provvedimento CIP6, degli oneri derivanti dall'adempimento all'obbligo di cui all'art. 11 del decreto legislativo n. 79/99 per l'anno 2008	22.12.09
Regolazione dell'aggregazione delle misure di energia elettrica e relativi elementi di incentivazione	28.12.09
Rinnovo delle disposizioni in materia di assicurazione dei clienti finali civili del gas distribuito a mezzo di gasdotti locali e reti di trasporto	25.02.10

TAV. 6.1 SEGUE

Sintesi delle attività di consultazione

Aprile 2009 – Marzo 2010

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DI DIFFUSIONE
Predisposizione della *check list* funzionale alla effettuazione dei controlli relativi all'erogazione dell'incentivo per l'utilizzo dei misuratori elettronici ai fini della rilevazione dei clienti BT coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico	8.03.10
Orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas nelle funzioni del Comitato di esperti per la ricerca di sistema elettrico in merito ai criteri per la predisposizione del bando di gara per progetti di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico di cui al DM 8 marzo 2006	11.03.10
Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale	25.03.10
Criteri per la determinazione e l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela	26.03.10

Analisi di impatto della regolazione

Nel corso del 2009 è entrata a pieno regime la metodologia di Analisi di impatto della regolazione (AIR) così come definita nella *Guida operativa per l'analisi dell'impatto della regolazione* (*Guida operativa*), adottata dall'Autorità con delibera 3 ottobre, GOP 46/08.

L'Autorità, che è stata la prima fra le Autorità indipendenti italiane ad adempiere formalmente al dettato dell'art. 12 della legge 29 luglio 2003, n. 229 (che contiene l'obbligo di adottare «*forme o metodi di Analisi di impatto della regolamentazione per l'emanazione di atti di competenza e, in particolare, di atti amministrativi generali, di programmazione, o pianificazione, e, comunque, di regolazione*»), intende lo svolgimento dell'AIR quale «*miglioramento della qualità del proprio processo regolatorio, già ispirato a criteri di semplificazione, trasparenza ed efficacia.* [...] *L'AIR rende trasparente il percorso decisionale che conduce alla scelta di una determinata opzione di intervento, descrivendo i motivi per cui si intende modificare lo* status quo, *indicando gli obiettivi da perseguire, confrontando una pluralità di opzioni alternative ed esaminando la necessità e l'efficacia dell'intervento proposto, anche attraverso la valutazione dei principali effetti delle regole sui loro destinatari*».

Nel suo primo anno di applicazione, la metodologia prescelta ha dimostrato di poter contribuire al miglioramento della qualità dei provvedimenti. Risulta positiva in particolare la scelta effettuata dall'Autorità di adottare un impianto flessibile. La *Guida operativa* infatti non impone una serie di passaggi rigidi, né un blocco di contenuti inderogabili ma si limita a indicare alcuni requisiti minimi necessari per ogni analisi, lasciando poi la possibilità di procedere in maniera diversa e più ampia a seconda delle caratteristiche del singolo provvedimento. Anche per quanto riguarda la valutazione quantitativa/qualitativa delle opzioni selezionate – aspetto fondamentale della metodologia – la *Guida operativa* illustra una pluralità di tecniche senza fissarne una specifica: spetta alla Direzione responsabile dello svolgimento dell'AIR scegliere di caso in caso quella che assicuri il maggior grado di completezza.

Dato che la realizzazione dell'AIR comporta, a fronte di indubbi vantaggi dal punto di vista dell'efficacia e della trasparenza del processo decisionale, un notevole impegno delle strutture amministrative che la realizzano, l'Autorità ne ha riservato l'applicazione solo ad alcuni dei provvedimenti "rilevanti". La selezione dei provvedimenti è stata effettuata dal Collegio, sulla base dei criteri indicati nella *Guida operativa*, all'interno del Piano strategico triennale e del Piano operativo annuale dell'Autorità. Rispetto a queste scelte, i soggetti interessati hanno potuto esprimere le proprie osservazioni e i propri suggerimenti durante le audizioni periodiche.

Nel corso del 2009 sono stati sottoposti ad AIR i provvedimenti riguardanti:

- il *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia*

elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement) (TIS) comprensivo di modalità per la determinazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche ai dati di misura (con modifiche alla delibera n. 111/06), predisposto dalla Direzione mercati e approvato con delibera 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09;

- la *Approvazione dei criteri di definizione e attribuzione delle partite inerenti l'attività di bilanciamento del gas naturale insorgenti a seguito di rettifiche dei dati di misura successive alla chiusura del bilancio di trasporto*, predisposto dalla Direzione mercati e approvato con delibera 27 novembre 2009, ARG/gas 182/09;
- il *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013* (TUTG): approvazione della Parte II *Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013* (RTTG); approvazione della Parte III *Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RMTG), disposizioni in materia di corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2010 e modifiche all'Allegato A della delibera n. 11/07*, predisposto dalla Direzione tariffe e approvato con delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09;
- la *Direttiva per l'armonizzazione e la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di energia elettrica e di gas distribuito a mezzo di rete urbana*, predisposto dalla Direzione consumatori e qualità del servizio e approvato con delibera 28 dicembre 2009, ARG/com 202/09.

Pur con qualche disomogeneità di forma e di contenuto, i procedimenti relativi ai provvedimenti citati hanno seguito le indicazioni della *Guida operativa*. In particolare sono stati predisposti: il piano AIR con i tempi previsti per le diverse fasi di attività; il primo documento per la consultazione con l'indicazione delle opzioni di regolazione; il secondo documento per la consultazione con l'indicazione dell'opzione preferita. Sono state messe a disposizione le sintesi delle osservazioni ricevute in sede di consultazione.

Per il 2010 sono già in corso di svolgimento due procedimenti AIR riguardanti:

- il provvedimento in materia di tariffe per l'attività di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2014, di competenza della Direzione tariffe, avviato con delibera 15 giugno 2009, ARG/gas 72/09;
- il provvedimento in materia di qualità del servizio di stoccaggio di gas naturale, di competenza della Direzione consumatori e qualità del servizio, avviato con delibera 2 luglio 2009, ARG/gas 86/09.

Provvedimenti assunti

L'attività provvedimentale dell'Autorità ha segnato, anche per l'anno 2009, una rilevante crescita, confermando l'andamento tendenziale che si è registrato e consolidato già negli ultimi anni. Rispetto al 2008 il numero complessivo delle delibere e dei documenti per la consultazione ha infatti evidenziato un incremento di circa il 22%.

Analizzando il dettaglio dei dati riportati nella tavola 6.2, si riscontra innanzitutto un ulteriore rilevante aumento dei provve-

dimenti relativi all'esercizio delle attività di vigilanza e controllo, nonché dei provvedimenti relativi all'esercizio del potere sanzionatorio (+51%). È questo uno degli effetti principali sia della scelta strategica dell'Autorità di rafforzare e potenziare tali attività di vigilanza, volte principalmente a garantire l'attuazione e il rispetto della disciplina regolatoria vigente, sia delle cresciute competenze in materia di vigilanza, quali quelle recentemente attribuite con riguardo al divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo. Il potenziamento della vigilanza e dei controlli ha conseguentemente determinato anche una crescita del numero dei provvedimenti sanzionatori, che vengono adottati qualora siano acclarate violazioni, da parte dei soggetti obbligati, della disciplina regolatoria di riferimento (vedi oltre).

Gli atti di regolazione generale, sia di nuova regolazione sia di manutenzione di impianti regolatori già esistenti, segnano un andamento stabile, così come i provvedimenti relativi alla ricerca di sistema e i provvedimenti adottati per la gestione operativa amministrativa. In rilevante crescita risultano invece le attività consultive e di segnalazione, che hanno fatto segnare, rispetto al 2008, un importante incremento (+53%).

Alla crescita della produzione provvedimentale si accompagna tuttavia lo sviluppo di un progetto per la semplificazione della regolazione in linea con le più recenti normative nazionali e comunitarie, e finalizzato a offrire agli operatori, ai consumatori e a tutti i soggetti interessati, un quadro regolatorio di riferimento sempre più razionale, trasparente e certo. Nel corso del 2009, il Nucleo per la semplificazione, appositamente istituito per promuovere tale progetto, ha, tra le varie iniziative intraprese, terminato la ricognizione di tutti i provvedimenti adottati dall'Autorità dal 1996 al 2007, individuandone circa 800 non più produttivi di effetti. Tale ricognizione consente ora una più agevole ricerca, nel sito Internet dell'Autorità, della disciplina di riferimento vigente.

Le attività per la semplificazione della regolazione proseguiranno anche in futuro, come previsto dal Piano strategico triennale, non solo con riferimento alla ricognizione delle ulteriori delibere divenute via via inefficaci, ma altresì attraverso la promozione di Testi unici.

TAV. 6.2

Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2008-2009

TIPOLOGIA		2008		2009	
		NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
ARG	Regolazione generale	206	42,7	214	36,5
	Settore elettrico - ARG/elt	*128*	*62,1*	*109*	*50,9*
	Settore gas - ARG/gas	*66*	*32,0*	*93*	*43,5*
	Rilevanza comune - ARG/com	*12*	*5,8*	*12*	*5,6*
VIS	Vigilanza, istruttorie, sanzioni	115	23,9	173	29,5
PAS	Pareri, segnalazioni	9	1,9	26	4,4
AGI	Attività giurisdizionale	5	1,0	25	4,3
EEN	Efficienza energetica	36	7,5	25	4,3
DCO	Consultazioni	38	7,9	41	7,0
GOP	Gestione operativa	62	12,9	72	12,3
RDS	Ricerca di sistema	11	2,3	11	1,9
TOTALE		**482**	**100**	**587**	**100**

Gestione dei reclami, istanze, segnalazioni, conciliazioni e arbitrati

Settore elettrico

Il numero dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni, provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori, ha visto un aumento del 51%, confermando l'andamento già evidenziato negli anni precedenti, pur riducendosi lievemente il relativo trend di crescita. Nel periodo compreso tra l'1 aprile 2009 e il 31 marzo 2010 il totale delle comunicazioni all'Autorità è stato pari a 16.791 (Tav. 6.3), di cui 11.143 riguardano il settore elettrico (pari a circa il 67% del totale). L'incremento dei reclami nel solo settore elettrico è stato del 55% (Fig. 6.1): si segnala che per 244 comunicazioni, a causa delle scarse informazioni in esse fornite, non è stato possibile stabilire il settore di appartenenza. Si conferma, in linea di massima, rispetto all'anno passato, la proporzione tra numero di reclami (94%), richieste di informazioni (5%) e segnalazioni (1%). Tra i reclami relativi al settore elettrico, poco più del 53% è stato avanzato nei confronti di venditori che operano esclusivamente nel mercato libero. Si tratta di un fenomeno tipico nelle prime fasi di apertura dei mercati, osservato anche in altri Paesi in cui il segmento della vendita è stato aperto alla concorrenza.

TAV. 6.3

Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dall'Autorità

1 Aprile 2009 – 31 Marzo 2010

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONE	SEGNALAZIONI	TOTALE COMUNICAZIONI
Settore elettrico	10.490	564	89	11.143
TOTALI (ELETTRICO-GAS E ALTRO)	**15.757**	**911**	**123**	**16.791**

La statistica non comprende i reclami inerenti particolari problematiche tariffarie e i reclami inviati più volte dallo stesso cliente. Inoltre, non sono oggetto di registrazione a fini statistici le comunicazioni archiviate in quanto relative ad alcune materie non rientranti nelle competenze dell'Autorità. Infine, numerose richieste di informazioni sono state avanzate ed evase telefonicamente o con l'utilizzo della posta elettronica: i dati relativi alle risposte fornite via e-mail non sono tuttavia considerati ai fini statistici. Per il numero e la tipologia delle informazioni richieste si rinvia al Capitolo 4 di questo Volume. Si ricorda, a ogni modo, che nel periodo considerato sono pervenute in totale 417.201 telefonate.

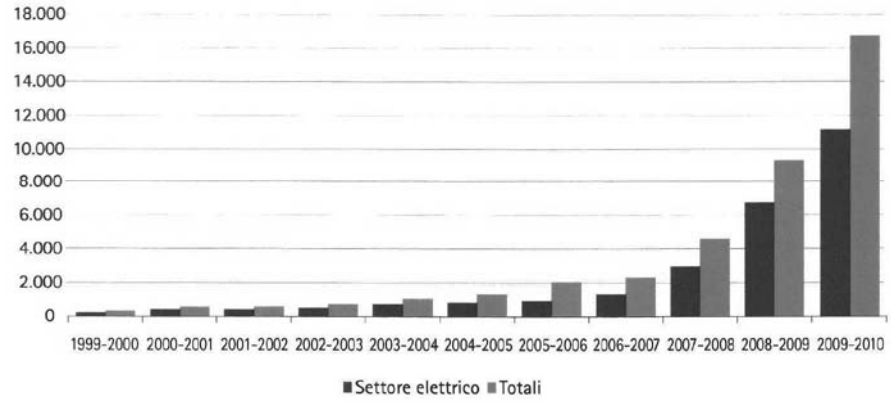


FIG. 6.1

Andamento delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dall'Autorità

Maggio 1999 – Marzo 2010

La tavola 6.4 evidenzia la ripartizione nei principali argomenti delle comunicazioni ricevute a titolo di reclamo, di richiesta di informazioni o di segnalazione; i dati confermano che le problematiche più frequenti (e oggetto di sensibile crescita), emergenti dai reclami, sono: la fatturazione (31,89%); il mercato (24,76%); l'applicazione di clausole contrattuali sia nell'ambito del mercato libero sia nel servizio di maggior tutela e la qualità commerciale (13,42%); gli allacciamenti (7,27); i distacchi per morosità (6,90); i prezzi e le tariffe (5,51%). Sono altresì presenti altre problematiche residuali (anch'esse in sia pur minore aumento), tra cui: le questioni relative alla continuità del servizio elettrico (interruzioni) e alla qualità della tensione; la misura.

Per quanto riguarda la fatturazione, i principali argomenti di contestazione sono stati: i consumi fatturati in acconto dai venditori; la mancata considerazione di letture e autoletture del misuratore; le bollette miste; i conguagli; le richieste di rettifica; la tempistica di emissione delle bollette. Le comunicazioni relative al mercato riguardano principalmente: le modalità di conclusione dei contratti; il cambio di fornitore; la corretta presentazione delle offerte; la doppia fatturazione; il rispetto del Codice di condotta commerciale. Le comunicazioni relative ai prezzi e alle tariffe, invece, hanno avuto a oggetto la corretta applicazione dei prezzi per le fasce biorarie, del mercato libero, delle tariffe di distribuzione e della tariffa sociale.

Relativamente ai contratti e alla qualità commerciale, invece, i principali argomenti di contestazione hanno riguardato: le variazioni contrattuali come volture e subentri; l'esercizio del diritto di recesso; il deposito cauzionale; la morosità; i distacchi e i tempi di riattivazione; gli indennizzi automatici.

Le attività di classificazione, registrazione e successiva valutazione dei reclami e delle segnalazioni costituiscono un importante serbatoio di informazioni circa le problematiche che più frequentemente si verificano nell'erogazione del servizio; consentono inoltre di individuare le aree in cui si rendono necessari interventi regolatori e/o di vigilanza. L'analisi delle problematiche relative a clienti passati al mercato libero permette di identificare le aree di maggiore criticità, per le quali possono rendersi opportuni aggiustamenti della regolazione già esistente e/o inserimenti di nuove regole, a presidio del buon funzionamento dei mercati.

TAV. 6.4

Argomenti delle comunicazioni sul settore elettrico ricevute dall'Autorità negli ultimi due anni

ARGOMENTI OGGETTO DI COMUNICAZIONE	PERIODO APRILE 2009 – MARZO 2010		PERIODO APRILE 2008 – MARZO 2009	
	NUMERO	%	NUMERO	%
Interruzioni e tensione (qualità tecnica)	419	3,76	322	5,0
Allacciamenti	811	7,27	522	8,2
Fatturazione	3.554	31,89	2.303	36,4
Contratti e qualità commerciale	1.496	13,42	1.239	19,6
Misura	187	1,67	24	0,4
Prezzi e tariffe	614	5,51	135	2,1
Mercato	2.670	23,6	1.090	17,2
Distacchi	679	6,09	267	4,2

Settore gas

L'attività di valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni, provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori, ha visto un aumento del 51%, confermando l'andamento già evidenziato negli anni precedenti, anche se il relativo trend di crescita si è lievemente ridotto. Nel periodo compreso tra l'1 aprile 2009 e il 31 marzo 2010, come abbiamo detto, il totale delle comunicazioni pervenute all'Autorità è stato pari a 16.791; tra queste, 5.404 riguardano il settore gas (pari a circa il 33% del totale). L'incremento dei reclami nel solo settore gas è stato del 44/% (Fig. 6.2), quindi con un saggio di crescita ridotto rispetto all'anno precedente; si segnala che per 244 comunicazioni, a causa delle scarse informazioni in esse fornite, non è stato possibile stabilire il settore di appartenenza (Tav. 6.5). Rispetto all'anno trascorso, si conferma, in linea di massima, la proporzione tra il numero di reclami (89%), delle richieste di informazioni (6%) e delle segnalazioni (5%). Dei reclami relativi al settore gas il 79% è stato avanzato nei confronti di due operatori della vendita. Come già detto per il settore elettrico, anche per quello del gas la statistica non comprende i reclami inerenti particolari problematiche tariffarie e i reclami inviati più volte dallo stesso cliente. Inoltre, non sono oggetto di registrazione a fini statistici le comunicazioni archiviate in quanto relative ad alcune materie non rientranti nelle competenze dell'Autorità. Infine, numerose richieste di informazioni sono state avanzate ed evase telefonicamente o con l'utilizzo della posta elettronica: i dati relativi alle telefonate e alle risposte fornite via e-mail non sono tuttavia considerati ai fini statistici.

TAV. 6.5

Comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità

1 Aprile 2009 – 31 Marzo 2010

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONE	SEGNALAZIONI	TOTALE COMUNICAZIONI
Settore Gas	5.074	303	27	5.404
TOTALI (ELETTRICO - GAS E ALTRO)	**8.044**	**429**	**218**	**8.691**

Il numero di comunicazioni inerenti il settore gas risulta nettamente inferiore rispetto a quelle del settore elettrico (circa la metà), sia per il minor numero di clienti coinvolti, sia per il minore grado di sviluppo del mercato. Il numero meno elevato

di reclami, in special modo riguardanti lo *switching* e l'applicazione del Codice di condotta commerciale, è infatti probabilmente dovuto anche alla minore propensione al cambio di fornitore e alla minore diffusione di offerte sul mercato.

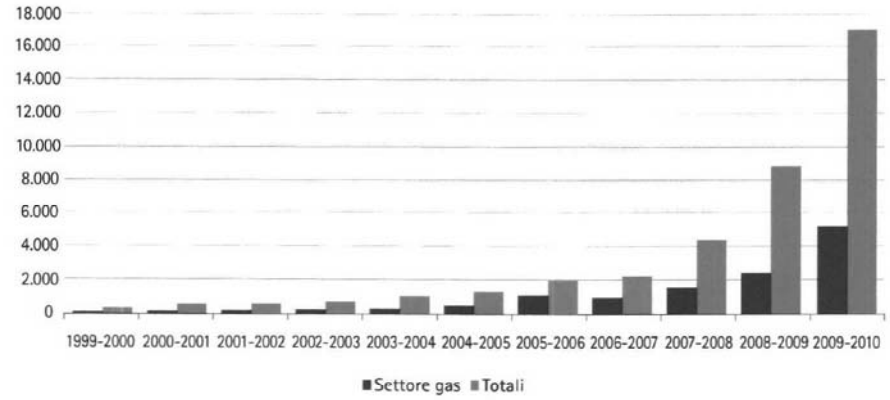


FIG. 6.2

Andamento delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità

Maggio 1999 – Marzo 2010

L'analisi delle problematiche (Tav. 6.6) evidenzia che gli argomenti più ricorrenti sono: la fatturazione (42,3%); il mercato (14,9%); i contratti e la qualità commerciale (10,5%); gli allacciamenti (10,5%); i prezzi e le tariffe (5,7%); i distacchi (3,7%). Da un confronto con l'anno precedente, si osserva un aumento delle comunicazioni su tutti i vari argomenti, in particolare in materia di fatturazione, mercato, prezzi e tariffe, nonché distacchi. Per quanto riguarda la fatturazione, gli argomenti di reclamo più ricorrente riguardano, come per l'elettrico: i consumi fatturati in acconto; la mancata considerazione di letture o autoletture; le bollette miste; i conguagli; le richieste di rettifica; la tempistica di emissione delle bollette. Le comunicazioni attinenti il mercato hanno invece riguardato principalmente: la stipula dei contratti nel mercato libero; il cambio di fornitore; la corretta presentazione delle offerte; la doppia fatturazione; il rispetto del Codice di condotta commerciale. Per quanto riguarda, invece, i contratti e la qualità commerciale, i principali argomenti di contestazione hanno avuto per oggetto: le condizioni contrattuali applicate; le variazioni contrattuali come volture e subentri; l'esercizio del diritto di recesso; la morosità; i distacchi e i tempi di riattivazione; gli indennizzi. Le comunicazioni relative ai prezzi e alle tariffe hanno avuto a oggetto la corretta applicazione dei prezzi del mercato libero o delle tariffe.

TAV. 6.6

Argomenti delle comunicazioni sul settore gas ricevute dall'Autorità negli ultimi due anni

ARGOMENTI OGGETTO DI COMUNICAZIONE	PERIODO APRILE 2009 – MARZO 2010		PERIODO APRILE 2008 – MARZO 2009	
	NUMERO	%	NUMERO	%
Contratti e qualità commerciale	545	10,5	422	17,8
Fatturazione	2.111	42,3	1.088	45,9
Allacciamenti	544	10,5	362	15,3
Prezzi e tariffe	298	5,7	32	1,4
Misura	197	0,3	36	1,5
Mercato	774	14,9	154	6,5
Distacchi	192	3,7	52	2,2

Si conferma, sostanzialmente, la consistenza dei reclami riguardanti la misura e i distacchi, se non per qualche lieve incremento. La statistica non comprende i reclami inerenti particolari questioni tariffarie né i reclami attinenti l'applicazione dell'IVA. Sono altresì presenti altre problematiche residuali, non riportate nella tavola 6.4, legate in particolar modo alla sicurezza. I dati riportati nella tavola 6.4 tengono conto del fatto che un'unica comunicazione può riguardare più di uno tra gli argomenti elencati.

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

Indagini e istruttorie conoscitive

Istruttoria sui prezzi elettrici in Sicilia

Con la delibera 22 gennaio 2009, VIS 3/09, l'Autorità ha avviato un'istruttoria finalizzata a valutare le dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica, nei mesi compresi da novembre 2008 a gennaio 2009, con riferimento alla Sicilia e alle zone con essa interconnesse. L'istruttoria traeva la sua origine da una duplice considerazione:

- i prezzi registrati nella zona Sicilia negli ultimi mesi avevano raggiunto livelli particolarmente elevati e sensibilmente superiori a quelli medi nazionali, sia su base media giornaliera, sia in particolari ore del giorno;
- le differenze tra i livelli di prezzo nella zona Sicilia e quelli medi nazionali non sembravano, a prima vista, completamente riconducili a corrispondenti differenze nella struttura di costo del rispettivo parco produttivo.

Onde conferire maggiore rigore analitico alle ipotesi di cui sopra, gli Uffici dell'Autorità hanno proceduto anzitutto a un'analisi sia dell'andamento dei prezzi riconosciuti all'energia elettrica venduta nel Mercato del giorno prima (MGP) nel trimestre novembre 2008 – gennaio 2009, sia dell'andamento della differenza assunta, nel medesimo periodo, tra detti prezzi e i costi variabili di generazione, con riferimento a specifiche tecnologie di generazione e ai profili tipici di utilizzo delle medesime. Le analisi svolte hanno confermato le evidenze che avevano portato all'apertura dell'istruttoria e hanno condotto a escludere che le elevate differenze accertate tra i prezzi nella zona Sicilia e quelli medi nazionali siano riconducibili a diversità nella struttura di costo del rispettivo parco produttivo nel medesimo periodo.
Al fine di investigare le effettive cause sottostanti i fenomeni osservati, si è provveduto, quindi, all'espletamento di opportune analisi di dettaglio che rientrano nelle due seguenti macrocategorie:

- analisi strutturale del mercato elettrico della macrozona Sicilia;

- analisi comportamentale dei principali operatori attivi nella macrozona Sicilia.

Al fine di espletare le opportune analisi di dettaglio, ci si è avvalsi della collaborazione degli Uffici di monitoraggio istituiti da Terna e dal Gestore dei mercati energetici (GME) in ottemperanza alle disposizioni di cui all'art. 3 del *Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato del servizio di dispacciamento* (TIMM, delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08).

Le analisi strutturali hanno evidenziato una situazione preoccupante sia in termini di adeguatezza del sistema nel suo insieme – in quanto non è trascurabile la frequenza relativa dei casi in cui la macrozona Sicilia è in condizioni prossime a quelle che costringerebbero Terna all'attivazione del Piano di emergenza sicurezza del sistema elettrico (PESSE) – sia in termini di dimensione e frequenza della pivotalità dei principali macrooperatori (Enel e il raggruppamento Edipower) e, quindi, dell'estremo potere di mercato detenuto dai primi produttori nell'isola. In un periodo come quello oggetto di analisi, caratterizzato da problemi di adeguatezza e, conseguentemente, di estremo potere di mercato detenuto dai principali produttori nell'isola, non sorprende che il trattenimento della capacità produttiva sia, in genere, contenuto. Ciò nonostante, le analisi comportamentali hanno evidenziato la presenza, per i *toller* di Edipower, di numerose situazioni nelle quali avere presentato offerte con prezzi allineati ai costi variabili sarebbe verosimilmente risultato più profittevole rispetto alla strategia effettivamente adottata. Tali contesti hanno una frequenza sensibilmente superiore a quella di situazioni analoghe calcolate per il raggruppamento Edipower nel suo insieme. Ciò induce un ragionevole dubbio circa un possibile coordinamento fra le strategie di offerta dei singoli *toller*.

L'Autorità ha ritenuto di comunicare tali esiti all'Autorità garante della concorrenza e del mercato per le valutazioni di competenza.

Istruttoria conoscitiva sul servizio di salvaguardia elettrica

Con la delibera 24 aprile 2009, VIS 35/09, è stata chiusa l'istruttoria conoscitiva aperta a seguito delle segnalazioni di anomalie nello svolgimento del servizio relativo al primo periodo di erogazione del servizio di salvaguardia (1 maggio – 31 dicembre 2008), inviate da alcuni operatori, associazioni di imprese e clienti finali. L'istruttoria era volta ad acquisire informazioni e dati sulle cause delle disfunzioni segnalate, con particolare riferimento a:

- il corretto trasferimento dei dati anagrafici e di consumo da parte degli esercenti la salvaguardia transitoria ai nuovi esercenti, selezionati attraverso procedure concorsuali;
- la corretta gestione delle procedure di *switching* e il rispetto degli obblighi informativi da parte delle imprese distributrici;
- l'erogazione del servizio da parte degli esercenti la salvaguardia, selezionati attraverso procedure concorsuali.

Il resoconto dell'istruttoria conoscitiva ha evidenziato un quadro piuttosto complesso, tenuto conto sia della quantità di dati acquisiti dagli esercenti stessi, sia della pluralità dei soggetti (esercente la salvaguardia, esercente transitorio, impresa distributrice) che devono concorrere, nelle varie fasi della filiera, ai fini della corretta erogazione del servizio. Dal punto di vista del metodo, nell'istruttoria conoscitiva sono stati verificati i comportamenti dei soggetti coinvolti rispetto alla normativa dell'Autorità e sono stati ricostruiti, anche nella loro implementazione pratica, i processi e i flussi informativi intercorsi tra gli esercenti, al fine di verificare la presenza di eventuali ostacoli non immediatamente riscontrabili dal puro esame dell'adempimento alle norme.

In esito all'istruttoria conoscitiva sono state avviate istruttorie formali sui principali soggetti coinvolti implicati, volte ad accertare violazioni della normativa dell'Autorità.

Indagine conoscitiva sull'attività di stoccaggio

Con la delibera 28 maggio 2009, VIS 51/09, l'Autorità ha chiuso l'istruttoria conoscitiva sull'attività di stoccaggio nel settore del gas naturale avviata con la delibera 22 novembre 2007, n. 287/07. L'istruttoria conoscitiva è stata condotta congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e ha esaminato il ruolo dello stoccaggio nel mercato del gas naturale, esaminando l'accesso sia all'attività di stoccaggio attraverso lo sviluppo di nuova capacità e di nuovi campi, sia ai servizi di stoccaggio come risorsa di flessibilità essenziale per lo sviluppo della concorrenza nel mercato del gas naturale.

Il quadro emerso dall'Indagine ha confermato l'attuale scarsità di questa risorsa per il Paese, situazione che non solo incide sul grado di sicurezza del sistema nazionale del gas ma costituisce anche una barriera alla contendibilità dei mercati della vendita del gas naturale, soprattutto nel settore dei clienti termoelettrici e industriali. Di conseguenza, l'Indagine ha evidenziato la necessità di rimuovere gli ostacoli che hanno sinora ritardato il potenziamento della capacità di stoccaggio, rinvenuti sia in un quadro autorizzativo che potrebbe essere reso più snello e certo, sia nell'attuale concentrazione della capacità di stoccaggio nelle disponibilità dell'operatore dominante. In questo contesto l'Indagine ha anche prospettato la cessione, da parte dell'operatore dominante, di una parte dei propri stoccaggi a favore dell'ingresso di nuovi operatori e di una maggiore concorrenzialità nell'offerta di servizi di stoccaggio.

Nell'esaminare l'accesso al servizio di stoccaggio nell'attuale contesto di disponibilità di risorse di flessibilità, l'Indagine ha approfondito l'analisi delle correlazioni fra i servizi di stoccaggio e lo sviluppo della concorrenza nell'attività di vendita, fornendo a tal fine utili considerazioni per l'evoluzione della regolazione del servizio di stoccaggio e a supporto dell'introduzione di un mercato di bilanciamento secondo le linee già prospettate dall'Autorità.

Istruttoria conoscitiva relativa all'attribuzione delle partite di energia elettrica immessa e prelevata

L'istruttoria conoscitiva avviata con delibera 16 luglio 2007, n. 177/07, mirava a individuare le cause che hanno determinato gravi anomalie nell'attribuzione delle partite di energia elettrica immessa e prelevata nel corso del primo trimestre 2007, indagando anche la possibilità che i medesimi errori avessero condizionato le partite fisiche ed economiche relative agli scambi di energia fin dall'apertura della Borsa elettrica, nonché la corretta determinazione delle partite economiche inerenti la remunerazione del servizio di trasmissione.

L'intera attività di correzione delle partite si è caratterizzata per i rilevanti ritardi nell'accertamento delle grandezze fisiche ed economiche. Questo ha comportato, oltre le già citate difficoltà verso gli utenti del dispacciamento, anche ritardi nella chiusura dei meccanismi della perequazione generale, imponendo all'Autorità interventi straordinari di regolazione per la definizione di criteri per la regolazione delle partite di conguaglio per gli anni 2005, 2006 e 2007; ciò ha determinato altresì l'effetto di protrarre di oltre due anni la definitiva quantificazione delle esigenze di gettito dei conti di gestione destinati a garantire l'equilibrio economico dei meccanismi di perequazione.

L'istruttoria è stata chiusa con la delibera 21 dicembre 2009, VIS 168/09, che ha portato all'avvio di istruttorie formali nei confronti di alcune imprese distributrici e di Terna.

Istruttoria conoscitiva in materia di gas non contabilizzato delle reti di trasporto

Con la delibera 3 febbraio 2009, VIS 8/09, l'Autorità, ha chiuso l'istruttoria conoscitiva avviata con la delibera 15 aprile 2008, VIS 41/08, per accertare le cause che hanno determinato, nel periodo 2004-2006, un andamento anomalo del gas non contabilizzato (GNC) nelle reti di trasporto del gas naturale. Nella relazione conclusiva dell'istruttoria, l'Autorità ha evidenziato che le principali determinanti dell'andamento anomalo del GNC sono riconducibili sia ad aspetti di carattere procedurale nella contabilizzazione dei termini che costituiscono l'equazione di bilanciamento della rete e del trasportatore, sia a problematiche attinenti l'adeguatezza prestazionale e la corretta manutenzione degli impianti di misura installati nei punti di consegna e di riconsegna della rete di trasporto.

Con la medesima delibera l'Autorità, considerato che l'istruttoria ha permesso di appurare che le problematiche riconducibili alla misura determinano un impatto, in termini di GNC, di un ordine di grandezza superiore rispetto agli aspetti procedurali, ha ritenuto opportuno approfondire tale tematica attraverso l'avvio di una specifica istruttoria conoscitiva per verificare l'adeguatezza prestazionale e di manutenzione di una parte del parco impianti di misura della rete di trasporto.

Stante la vastità e la complessità del tema e considerata la necessità di procedere a ulteriori analisi e approfondimenti, l'Autorità, anche attraverso sopralluoghi effettuati presso alcuni impianti di misura della rete di trasporto, con la delibera 7 ottobre 2009, VIS 96/09, ha prorogato il termine per la conclusione dell'istruttoria al 31 marzo 2010.

Vigilanza e controllo

Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

Le attività di vigilanza e controllo dell'Autorità sono orientate alla verifica delle condizioni di erogazione dei servizi di pubblica utilità (qualità del servizio, sicurezza, libero accesso alle reti, mercati, tariffe, integrazioni tariffarie, incentivi alla produzione ecc.), in modo tale da garantire miglioramenti nei servizi erogati ai clienti e ai consumatori finali. In esito alle attività ispettive, l'Autorità può adottare provvedimenti di tipo prescrittivo o sanzionatorio nei casi in cui siano state accertate inadempienze o violazioni della normativa.

Per svolgere le attività di accertamento e ispezione presso operatori, impianti, processi e servizi regolati, l'Autorità si avvale anche della collaborazione di soggetti di comprovata autorevolezza ed esperienza nelle attività ispettive e di verifica tecnica, nonché economica, nei settori regolati, quali:

- la Guardia di Finanza e in particolare il Nucleo speciale tutela mercati del Comando Unità speciali, ai sensi del Protocollo di intesa adottato nel settembre 2001 (delibera 14 settembre 2001, n. 199/01), rinnovato ed esteso nel dicembre 2005 (delibera 15 dicembre 2005, n. 273/05);
- la Stazione sperimentale per i combustibili, per i controlli tecnici della qualità del gas;
- la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), per le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti incentivati di produzione di energia elettrica (alimentati da fonti rinnovabili, assimilate alle rinnovabili e impianti di cogenerazione) e presso le imprese elettriche minori.

In particolare, il coinvolgimento della Guardia di Finanza risulta decisivo nello svolgimento degli accertamenti quando siano previsti contributi pubblici e oneri generali di sistema, anche in relazione alle peculiarità istituzionali del Corpo, quale organo di polizia economica e finanziaria.

Verifiche ispettive svolte nel periodo 2009-2010

Nel periodo 1 aprile 2009 – 31 marzo 2010, sono state effettuate 116 verifiche ispettive, a fronte di 113 complessivamente svolte nell'annualità precedente (Tav. 6.7).

TAV. 6.7

Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2003-2009

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo; anno mobile 1 aprile - 31 marzo

ARGOMENTO	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Qualità del servizio elettrico							
Continuità del servizio	12	11	10	8	11	12	12
Qualità commerciale	–	–	1	4	–	–	–
Qualità del servizio gas							
Grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione	–	38	57	52	51	56	63
Qualità commerciale	–	2	1	3	1	3	–
Sicurezza	–	–	2	5	3	3	5
Servizio pronto intervento gas	–	–	–	–	–	CT[A]	6 + CT[A]
Efficienza energetica							
Verifica progetti di risparmio energetico	–	–	–	–	–	3	–
Tutela consumatori							
Informazioni alla clientela in materia di condizioni economiche di fornitura dell'energia elettrica	–	–	–	–	C[B]	–	–
Distribuzione e vendita gas							
Libero accesso al servizio e condizioni economiche di fornitura	6	20	9	10	–	2	4
Verifica applicazione coeff. K di correzione dei volumi	–	–	–	–	15	18	2

TAV. 6.7 SEGUE

Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2003-2009

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo; anno mobile 1 aprile - 31 marzo

ARGOMENTO	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Tariffe							
Distribuzione gas	–	–	2	2	3	–	–
Distribuzione energia elettrica	–	–	–	–	3	–	3
Integrazione tariffaria alle imprese elettriche minori	–	–	–	–	2	–	1
c.d. *Robin Tax*							
Vigilanza sul divieto di traslazione dell'addizionale Ires *di cui alla legge n. 133/08*	–	–	–	–	–	10	–
Mercato							
Elenco venditori di energia elettrica	–	–	–	–	–	CD(C)	CD(C)
Messa a disposizione da parte dei distributori di energia elettrica dei dati di consumo nei confronti delle imprese di vendita	–	–	–	–	–	–	6
Altro							
Import di energia elettrica, reti di distribuzione comunali, ispezioni presso soggetti già sottoposti a provvedimenti prescrittivi o sanzionatori	–	–	1	6	3	–	–
Impianti incentivati							
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	1	–	50	33	22	6	14
TOTALE	**19**	**71**	**133**	**123**	**114**	**113**	**116**
Di cui in collaborazione con:							
Guardia di Finanza – Nucleo speciale tutela mercati	*2*	*58*	*83*	*88*	*92*	*107*	*104*
Stazione sperimentale per i combustibili	–	*38*	*57*	*52*	*51*	*56*	*63*
Cassa conguaglio per il settore elettrico	–	–	*50*	*35*	*24*	*6*	*15*

(A) CT = controlli telefonici.
(B) C = controlli ai *call center* dei venditori.
(C) CD = controlli documentali.

Delle 116 verifiche ispettive, 104, ossia circa il 90%, sono state svolte in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, praticamente in tutti i segmenti di indagine, mentre 12 sono state svolte direttamente dalla CCSE, nel settore degli impianti di produzione incentivati. Delle 104 verifiche ispettive svolte in collaborazione con la Guardia di Finanza, 3 hanno riguardato verifiche congiunte tra l'Autorità, la CCSE e la Guardia di Finanza su una impresa elettrica minore e su 2 beneficiari di incentivi CIP6 (delibera 22 dicembre 2009, VIS 172/09), mentre 63 hanno avuto per oggetto controlli tecnici effettuati anche in collaborazione con la Stazione sperimentale per i combustibili.

Le verifiche ispettive svolte in collaborazione con la CCSE in materia di impianti di produzione elettrica incentivati ammontano, a partire dal 2005, a 125, per una potenza installata complessiva di circa 9.300 MW.

In esito a tali verifiche, sono state avviate azioni di recupero amministrativo di incentivazioni indebitamente percepite per circa 166 milioni di euro. Di questi:

- circa 78 milioni di euro sono già stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti e portati a riduzione delle bollette (conto A_3);
- ulteriori 34 milioni di euro sono stati versati, ma soggetti agli esiti dell'azione di contenzioso intentato dalle parti.

I recuperi amministrativi operati, essendo relativi a maggiori oneri posti a carico del sistema elettrico e indebitamente percepiti, vanno a riduzione delle bollette elettriche e contribuiscono a ridurre il fabbisogno, attuale e prospettico (nel senso che producono effetti anche su periodi successivi a quelli oggetto di accertamento), dell'onere generale di sistema più rilevante oggi gravante sulla bolletta elettrica (componente tariffaria A_3).

Nel corso del 2009 sono state altresì avviate verifiche ispettive in nuovi segmenti di indagine, tra cui:

- la vigilanza sul divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo, di cui alla legge 6 agosto 2008,

n. 133, la c.d. *Robin Tax*, la quale ha inizialmente riguardato gli operatori che non hanno trasmesso la documentazione richiesta dall'Autorità con la delibera 4 luglio 2008, ARG/com 91/08; le prime 10 verifiche ispettive sono state completate entro il mese di marzo 2009 presso imprese dei settori interessati in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, che ha attivamente preso parte sia alla fase di impostazione della vigilanza sia alla fase di attuazione e controllo. Al termine delle verifiche di primo livello, sono state avviate indagini più approfondite di secondo livello che comporteranno l'effettuazione di ulteriori verifiche ispettive nel corso del 2010;

- il rispetto, da parte delle imprese distributrici di gas, degli obblighi di servizio introdotti dall'Autorità in tema di pronto intervento gas, effettuando sia controlli telefonici al servizio di pronto intervento delle imprese distributrici, sia verifiche ispettive con sopralluogo;
- la corretta rilevazione e la messa a disposizione, da parte dei distributori di energia elettrica, dei dati di consumo dei clienti in bassa tensione nei confronti delle imprese di vendita, nonché il rispetto degli obblighi legati all'installazione dei misuratori orari per i clienti in alta e media tensione.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di dati di continuità del servizio

Nel periodo ottobre 2009 – febbraio 2010 sono state effettuate, da funzionari dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 12 verifiche ispettive, ai sensi della delibera 2 settembre 2009, VIS 83/09, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di dati di continuità del servizio. Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al Titolo 2 del *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici*, sia per le imprese di distribuzione già soggette agli obblighi di cui al Titolo 4 del medesimo *Testo integrato*, sia per le imprese di distribuzione che in relazione a quanto definito dall'art. 30, comma 30.1, del *Testo integrato* si trovano soggette a tali obblighi a decorrere dal 2009;
- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità nell'anno 2009 ai sensi del Titolo 3 del *Testo integrato*, anche ai fini di quanto previsto, per le imprese di distribuzione già soggette alla regolazione incentivante, dagli artt. 25, 26, 27, 28 e 29 del Titolo 4 del medesimo *Testo integrato*.

Le verifiche ispettive sulla corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni e sul calcolo degli indicatori di continuità del servizio, per le imprese di distribuzione già soggette agli obblighi di cui al Titolo 4 del *Testo integrato*, sono state effettuate presso le sedi dei centri di telecontrollo degli esercenti e hanno interessato 2 esercizi di una grande impresa di distribuzione, una grande impresa di distribuzione e 2 medie imprese di distribuzione. Gli esercizi e le imprese oggetto di verifica sono stati individuati a campione e la metodologia di registrazione delle interruzioni è stata verificata tramite il controllo delle interruzioni relative all'anno 2008, anch'esse scelte a campione.

Per 2 esercizi di una grande impresa di distribuzione, oltre che per una grande impresa di distribuzione e per 2 medie imprese di distribuzione, l'applicazione, al campione di interruzioni verificate nel corso dei sopralluoghi, dell'indice di precisione (IP), dell'indice di correttezza (IC) e dell'indice di sistema di registrazione (ISR) ha evidenziato valori degli indici compresi nelle fasce di tolleranza.

Le verifiche ispettive sulla corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni e sul calcolo degli indicatori di continuità del servizio per le imprese di distribuzione che, in relazione a quanto definito dall'art. 30, comma 30.1, del *Testo integrato*, sono soggette a tali obblighi a decorrere dal 2009, sono state effettuate presso le sedi dei centri di telecontrollo di 7 medie imprese di distribuzione. Dette imprese rappresentavano la totalità di quelle soggette per la prima volta a regolazione a partire dal 2009: la metodologia di registrazione delle interruzioni è stata verificata tramite il controllo a campione delle interruzioni, con particolare riferimento all'anno 2008.

Per una media impresa è stata riscontrata una delle condizioni previste dalla delibera VIS 83/09 di non conformità dell'esito della verifica ispettiva, ovvero la non verificabilità di almeno 2 interruzioni per documentazione insufficiente o impossibilità di accedere al registro delle interruzioni. Con

delibera 10 dicembre 2009, VIS 144/09, l'Autorità ha pertanto avviato una istruttoria formale nei confronti della suddetta impresa di distribuzione dell'energia elettrica, che potrebbe concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie.

Complessivamente, l'esito dei controlli risulta soddisfacente e conferma la tendenza in atto da alcuni anni verso un progressivo miglioramento nella registrazione delle interruzioni da parte delle imprese di distribuzione dell'energia elettrica.
Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.8.

TAV. 6.8

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio
Ottobre 2009 - Febbraio 2010

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
2 esercizi di una grande impresa già in regolazione	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico	Verificati 6 ambiti, tutti con esito positivo
Una grande impresa già in regolazione	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico	Verificati 2 ambiti territoriali, tutti con esito positivo
2 medie imprese già in regolazione	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico	Verificati 3 ambiti territoriali, tutti con esito positivo
7 medie imprese in regolazione dal 2009	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico	Verificata la correttezza della registrazione delle interruzioni del servizio elettrico per 6 medie imprese. Riscontrata per una media impresa una delle condizioni previste dalla delibera VIS 83/09 di non conformità dell'esito della verifica ispettiva e avviata una istruttoria formale nei confronti della predetta impresa

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Controlli tecnici nei confronti di imprese di distribuzione *in materia di qualità e sicurezza del gas: grado di odorizzazione*, potere calorifico e pressione

Nel periodo 1 aprile 2009 – 31 marzo 2010 sono stati eseguiti, dai militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e dal personale della Stazione sperimentale per i combustibili, 63 prelievi di gas presso 43 imprese di distribuzione, ai sensi delle delibere 7 luglio 2008, VIS 63/08 (per il periodo novembre 2008 – ottobre 2009) e 27 luglio 2009, VIS 80/09 (per il periodo novembre 2009 – ottobre 2010).

Tali controlli, svolti senza preavviso, consistono in prelievi di gas effettuati sulla rete di distribuzione, al fine di verificare i principali parametri di qualità del gas fornito ai clienti finali, che sono: il grado di odorizzazione, il potere calorifico superiore e la pressione di fornitura. La legge 6 dicembre 1971, n. 1083, impone ai distributori (per il gas naturale) e ai produttori (per gli altri tipi di gas) l'obbligo di odorizzare il gas, mentre l'Ente nazionale italiano di unificazione (UNI), attraverso il Comitato italiano gas (CIG), ha emanato le norme tecniche per la corretta odorizzazione del gas. La mancata o insufficiente odorizzazione del gas comporta responsabilità penali per i soggetti che non hanno rispettato la normativa.

I prelievi del gas sono effettuati dalla Stazione sperimentale per i combustibili all'uscita dei gruppi di riduzione finale in bassa pressione, non dotati di impianto di odorizzazione e collocati in posizione distante dai punti di alimentazione della rete di distribuzione. Il controllo sul grado di odorizzazione e sul potere calorifico superiore del gas viene eseguito mediante analisi gascromatografica sul campo, eventualmente integrato da analisi di laboratorio nei casi dubbi, mentre quello sulla pressione di fornitura del gas viene eseguito in loco mediante manometro. La Stazione sperimentale per i combustibili, quale ente pubblico economico accreditato dal Sistema nazionale per l'accreditamento dei laboratori (SINAL) per l'esecuzione di prove riguardanti la valutazione dei combustibili (EN 45001), è riconosciuto e autorizzato da decreti e provvedimenti di Autorità pubbliche a effettuare rilevamenti e controlli in campo ambientale e per la sicurezza.

Nel corso dei 63 controlli effettuati sono stati accertati sul campo, e confermati anche dalle successive analisi di laboratorio, 6 casi di insufficiente grado di odorizzazione per i quali gli Uffici dell'Autorità hanno adottato i provvedimenti conseguenti. Gli esiti dei controlli tecnici sono sintetizzati nella tavola 6.9.

TAV. 6.9

Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici del gas in materia di qualità e sicurezza del gas: grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione

Aprile 2009 - Marzo 2010

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
63 prelievi, di cui: – 31 su impianti di 14 grandi imprese; – 23 su impianti di 20 medie imprese – 9 su impianti di 9 piccole imprese	Controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo e alla pressione di fornitura del gas	Risultati dei prelievi nella norma per 13 grandi, 17 medie e 7 piccole imprese. Accertati 6 casi di non conformità del grado di odorizzazione del gas per una grande, 3 medie e 2 piccole imprese

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di recuperi di sicurezza del servizio

Nel periodo luglio-ottobre 2009 sono state effettuate, da funzionari dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 5 verifiche ispettive, ai sensi della delibera 10 giugno 2009, VIS 56/09, nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di recuperi di sicurezza del servizio.

Le ispezioni avevano lo scopo di verificare la corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione di gas naturale, degli specifici obblighi dell'art. 33 della delibera 29 settembre 2004, n. 168/04, che le imprese devono rispettare per poter accedere, in modo volontario, al sistema degli incentivi per i miglioramenti della sicurezza del servizio. In particolare, la disciplina prevede che gli incentivi siano corrisposti alle imprese sulla base di due distinte componenti, correlate rispettivamente all'odorizzazione e alla riduzione delle dispersioni di gas.

Le verifiche ispettive sui dati di sicurezza delle reti di distribuzione hanno interessato 5 grandi imprese. L'analisi degli esiti dell'ispezione ha consentito di accertare, presso una grande impresa, il mancato rispetto per il 2008 dei requisiti generali per il servizio di pronto intervento, di cui all'art. 26, della delibera n. 168/04.

L'Autorità ha pertanto avviato, con la delibera 10 dicembre 2009, VIS 142/09, una istruttoria formale nei confronti della suddetta impresa di distribuzione, che potrebbe concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie e ha sospeso l'erogazione dell'importo complessivo dei recuperi di sicurezza totalizzato dalla predetta società.

Per quanto riguarda le altre 4 grandi imprese, sono state riconosciute le componenti degli incentivi spettanti. Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.10.

TAV. 6.10

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di recupero di sicurezza del servizio

Luglio - Ottobre 2009

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
5 grandi imprese	Verificare la corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione di gas degli obblighi di cui all'art. 33 della delibera n. 168/04	Verificata la corretta attuazione dell'art. 33 della delibera n. 168/04 per 4 grandi imprese. Riscontrate numerose carenze del sistema di pronto intervento per una grande impresa, con avvio di un'istruttoria formale e sospensione dell'erogazione dell'importo complessivo dei recuperi di sicurezza per la predetta impresa

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel mese di aprile 2009 sono stati conclusi, da militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, i controlli telefonici nei confronti di imprese distributrici di gas mediante chiamate al servizio di pronto intervento, relativamente al programma di controlli di 50 imprese previsto dalla delibera 23 febbraio 2009, VIS 12/09. Nel periodo luglio-novembre 2009, sono state altresì effettuate le successive verifiche ispettive con sopralluogo presso 6 imprese distributrici, individuate tra le suddette 50 in base agli esiti dei controlli già effettuati mediante chiamate telefoniche.

Le operazioni di controllo telefonico avevano lo scopo di verificare le modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice. L'attività si è svolta, in via preliminare, con la verifica della corrispondenza del numero di pronto intervento comunicato dalle imprese distributrici all'Autorità con quello indicato sul sito Internet delle imprese stesse e, quindi, con la verifica dell'effettiva funzionalità e accessibilità del centralino di pronto intervento; ciò tramite l'effettuazione di chiamate telefoniche senza preavviso ai numeri indicati dagli operatori, effettuate in giorni sia feriali sia festivi, e in orario sia diurno sia notturno. Le successive verifiche ispettive, in esito ai controlli telefonici, avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas, delle disposizioni dell'Autorità in materia di pronto intervento, previste dalle delibere n. 168/04 e 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08.

Le verifiche ispettive in materia di pronto intervento hanno interessato 2 grandi imprese, 2 medie imprese e 2 imprese di minori dimensioni. L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di accertare, presso 2 medie imprese e 2 piccole imprese, l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento, in violazione dell'obbligo previsto dall'art. 25 della *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RQDG) di cui alla delibera ARG/gas 120/08.

Con la delibera 10 dicembre 2009, VIS 143/09, l'Autorità ha pertanto avviato 4 istruttorie formali nei confronti delle suddette imprese di distribuzione, che potrebbero concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie. Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.11.

TAV. 6.11

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Aprile - Novembre 2009

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
Controlli telefonici: 50 imprese, di cui 11 grandi imprese, 24 medie imprese, 15 piccole imprese per un totale di 166 chiamate telefoniche	Verificare le modalità di accesso da parte del cliente finale al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice mediante chiamate al servizio di pronto intervento	Verificate criticità nelle modalità di accesso al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice per 2 grandi imprese, 2 medie imprese e 2 piccole imprese
Verifiche ispettive: 6 imprese, di cui 2 grandi imprese, 2 medie imprese, 2 piccole imprese	Verificare l'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento gas ai sensi delle delibere n. 168/04 e ARG/gas 120/08	Verificato il corretto funzionamento del servizio di pronto intervento per 2 grandi imprese. Riscontrata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento presso 2 medie imprese e 2 piccole imprese e avvio di 4 istruttorie formali nei confronti delle suddette imprese di distribuzione

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica per accertare la corretta rilevazione e la messa a disposizione delle imprese di vendita dei dati di consumo dei clienti in bassa tensione

Nel periodo aprile-luglio 2009 sono state effettuate, da funzionari dell'Autorità con la collaborazione di militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 6 verifiche ispettive, ai sensi della delibera 2 marzo 2009, VIS 16/09, nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica.

Le ispezioni avevano la finalità di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di energia elettrica, del trattamento orario per i punti di prelievo e la messa a disposizione dei venditori dei dati di misura relativi ai punti di prelievo non trattati su base oraria, in applicazione delle disposizioni previste dal *Testo integrato vendita* (TIV, allegato A alla delibera 27 giugno 2007, n. 156/07), dal *Testo integrato Load Profiling* (TILP, allegato A alla delibera 31 ottobre 2007, n. 278/07) e dalla delibera 16 ottobre 2003, n. 118/03. In particolare sono stati verificati il contenuto informativo delle comunicazioni inviate dalle imprese distributrici ai venditori, le tempistiche di invio di tali comunicazioni e il loro formato di invio. Inoltre è stata accertata la corretta applicazione delle disposizioni in merito all'installazione dei misuratori orari, secondo le tempistiche di cui alla delibera 30 gennaio 2004, n. 5/04.

Le verifiche ispettive sulla messa a disposizione dei dati di misura dei consumi in termini di tempestività, precisione e supporti informatici utilizzati hanno interessato 5 grandi imprese e una media azienda. L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di accertare, presso 4 grandi imprese e una media azienda, violazioni nella messa a disposizione dei dati di misura dei consumi in termini di tempestività e/o precisione e/o formato utilizzati.

Con le delibere 17 luglio 2009, VIS 71/09, VIS 72/09, VIS 73/09 e 14 ottobre 2009, VIS 98/09, l'Autorità ha pertanto avviato 4 istruttorie formali nei confronti delle suddette 4 grandi imprese di distribuzione e, con delibera 4 settembre 2009, VIS 88/09, un'istruttoria formale nei confronti di una media impresa di distribuzione, che potrebbero concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie. Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.12.

TAV. 6.12

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica per accertare la corretta rilevanza e la messa a disposizione delle imprese di vendita dei dati di consumo dei clienti in bassa tensione

Aprile - Luglio 2009

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
6 imprese, di cui 5 grandi imprese e una media impresa	Verificare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica, delle disposizioni relative al trattamento orario per i punti di prelievo e la messa a disposizione dei dati di misura relativi ai punti di prelievo non trattati su base oraria a favore dei venditori e la corretta applicazione delle disposizioni in merito all'installazione dei misuratori orari secondo le tempistiche previste	Verificata la corretta applicazione della normativa in merito alla messa a disposizione dei dati di misura dei consumi in termini di tempestività, precisione e supporti informatici utilizzati da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica per una grande impresa. Riscontrate violazioni nella messa a disposizione dei dati di misura dei consumi in termini di tempestività e/o precisione e/o formato utilizzati per 4 grande imprese e una media impresa di distribuzione

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive e controlli nei confronti di imprese di distribuzione e di vendita del gas naturale in materia di applicazione del coefficiente di correzione dei volumi

Nel periodo maggio-giugno 2009 sono state effettuate, da funzionari dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 2 verifiche ispettive, svolte ai sensi della delibera 27 marzo 2009, VIS 23/09, nei confronti di 2 imprese di distribuzione del gas naturale, in materia di applicazione del coefficiente di correzione dei volumi (c.d. "K"). Inoltre, in applicazione della medesima delibera, gli Uffici dell'Autorità hanno effettuato alcuni controlli documentali, senza sopralluogo, nei confronti di ulteriori 8 imprese di distribuzione e di una di vendita.

Le ispezioni e i controlli avevano lo scopo di verificare la corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione e di vendita del gas naturale, delle delibere 28 dicembre 2000, n. 237/00, 12 dicembre 2002, n. 207/02, 4 dicembre 2003, n. 138/03, 29 luglio 2004, n. 138/04, 29 settembre 2004, n. 170/04, e 6 giugno 2006, n. 108/06, con particolare riferimento alla disciplina prevista per il coefficiente di correzione dei volumi del gas fornito ai clienti finali.

Tali attività si sono rese necessarie a seguito di quanto emerso dall'aggiornamento, con delibera 29 gennaio 2009, VIS 7/09, dell'istruttoria conoscitiva, avviata con delibera 1 giugno 2007, n. 124/07, sull'applicazione da parte delle imprese di trasporto, distribuzione e vendita del gas naturale, del coefficiente tariffario (M) e del coefficiente di correzione dei volumi (K), di cui alle delibere dell'Autorità n. 237/00 e n. 138/04.

Le verifiche ispettive con sopralluogo sulla corretta applicazione del coefficiente di correzione dei volumi (K) hanno riguardato una grande e una media impresa di distribuzione gas. L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di accertare, per una grande impresa di distribuzione, errori nell'applicazione della normativa sulla correzione dei volumi di gas.

I controlli documentali hanno interessato 5 grandi imprese di distribuzione, 3 medie imprese di distribuzione e una piccola impresa di vendita. Dai controlli documentali è emerso che 2 grandi imprese di distribuzione e una media impresa di distribuzione avevano utilizzato valori del coefficiente di correzione dei volumi (K) difformi rispetto a quanto previsto dalla metodologia definita dall'Autorità.

Con delibere 14 ottobre 2009, VIS 99/09 e VIS 100/09, l'Autorità ha pertanto avviato 4 istruttorie formali nei confronti delle suddette imprese di distribuzione, che potrebbero concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie. Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.13.

TAV. 6.13

Verifiche ispettive e controlli documentali nei confronti di imprese di distribuzione del gas naturale in materia di applicazione del coefficiente di correzione dei volumi

Maggio - Giugno 2009

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
Verifiche ispettive: una grande impresa e una media impresa di distribuzione	Verifica della corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione del gas naturale, delle delibere n. 237/00, n. 207/02, n. 138/03, n. 138/04, n. 170/04 e n. 108/06, con particolare riferimento alla disciplina prevista per il coefficiente di correzione dei volumi del gas fornito ai clienti finali	Verificata la corretta applicazione della normativa sulla correzione dei volumi di gas per una media impresa di distribuzione. Riscontrate violazioni nell'applicazione della normativa sulla correzione dei volumi di gas per una grande impresa di distribuzione
Controlli documentali: 9 imprese, di cui 5 grandi imprese di distribuzione, 3 medie imprese di distribuzione, una piccola impresa di vendita	Verifica della corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione e di vendita del gas naturale delle delibere n. 237/00, n. 207/02, n. 138/03, n. 138/04, n. 170/04 e n. 108/06, con particolare riferimento alla disciplina prevista per il coefficiente di correzione dei volumi del gas fornito ai clienti finali mediante controlli documentali senza sopralluogo	Verificata la corretta applicazione della normativa sulla correzione dei volumi di gas per 3 grandi imprese di distribuzione, per 2 medie imprese di distribuzione per una piccola impresa di vendita. Riscontrate violazioni nell'applicazione della normativa sulla correzione dei volumi di gas per 2 grandi imprese di distribuzione e una media impresa di distribuzione

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione e di vendita in materia di libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale

Con l'effettuazione di 4 verifiche ispettive da parte di funzionari dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, nel periodo aprile-giugno 2009 è stato completato il programma di verifiche ispettive disposto dalla delibera 19 gennaio 2009, VIS 2/09, che riguardava complessivamente 6 verifiche ispettive nei confronti di esercenti le attività di distribuzione e di vendita del gas naturale.

Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione delle disposizioni relative alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale adottate con la delibera n. 138/04.

Le 4 verifiche ispettive svolte nel periodo aprile-giugno 2009 hanno interessato una grande impresa di vendita, una media impresa di distribuzione, una media impresa di vendita e una piccola impresa di distribuzione. Le ispezioni sono state effettuate per mezzo della visione e dell'acquisizione di elementi documentali e informativi relativi, in particolare: al Codice di rete; alle richieste di accesso al servizio di distribuzione, per attivazione o sostituzione nella fornitura; alla rilevazione dei prelievi presso i punti di riconsegna.

L'analisi degli esiti di queste 4 verifiche ispettive ha consentito di accertare, presso una media impresa di distribuzione, violazioni delle disposizioni relative alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale. Con delibera 17 luglio 2009, VIS 70/09, l'Autorità ha pertanto avviato una istruttoria formale nei confronti della suddetta media impresa di distribuzione.

Nel giugno 2009 l'Autorità ha altresì attivato, con le delibere 26 giugno 2009, VIS 61/09 e VIS 62/09, due istruttorie formali nei confronti di 2 medie imprese di distribuzione, già sottoposte a verifica ispettiva nell'annualità precedente (marzo 2009) nell'ambito del programma di cui alla delibera VIS 2/09.

Le tre istruttorie formali avviate con le delibere di cui sopra potrebbero concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie. Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.14.

TAV. 6.14

Verifiche ispettive nei confronti di esercenti le attività di distribuzione e di vendita in merito alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale

Aprile - Giugno 2009

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa di vendita, una media impresa di distribuzione, una media impresa di vendita e una piccola impresa di distribuzione	Verifica della corretta applicazione dei dispositivi relativi alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale	Verificata la corretta applicazione delle disposizioni relative alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale per 3 imprese (una grande e una media di vendita, una piccola di distribuzione). Per una media impresa di distribuzione, sono state riscontrate violazioni nell'applicazione delle disposizioni relative alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Controlli e verifiche ispettive nei confronti di società iscritte all'elenco venditori del mercato libero dell'energia elettrica

Nel periodo aprile 2009 – marzo 2010 sono stati completati, dai militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, i 25 controlli documentali nei confronti di altrettante società iscritte all'elenco venditori del mercato libero dell'energia elettrica, ai sensi della delibera 29 dicembre 2008, VIS 115/08.

I controlli documentali avevano lo scopo di accertare l'effettiva esistenza del possesso, da parte dei venditori, dei requisiti per l'iscrizione all'elenco di società qualificate per la vendita di energia elettrica ai clienti finali, domestici e non domestici, connessi in bassa tensione, del mercato libero dell'elettricità. Tale elenco è stato istituito con la delibera 11 giugno 2007, n. 134/07, che definisce, in modo dettagliato, i requisiti obbligatori fondamentali per l'iscrizione e la permanenza nello stesso. In particolare, gli accertamenti sono stati svolti tramite l'esame dei documenti trasmessi dalle società, nonché per mezzo di visure anagrafiche e/o camerali, al fine di riscontrare la corrispondenza tra quanto autocertificato dalle imprese e quanto invece effettivamente risultante.

Nel corso dell'anno 2009, 2 società si sono autonomamente cancellate dall'elenco venditori, 2 società sono state cancellate per mancato avvio dell'attività di vendita nei tempi massimi previsti, una società è stata cancellata perché confluita in altra società, mentre dai controlli documentali è emerso che tutti i rimanenti 20 venditori sono in possesso dei requisiti per l'iscrizione all'elenco di società qualificate per la vendita di energia elettrica ai clienti finali, connessi in bassa tensione, del mercato libero dell'elettricità. Gli esiti dei controlli documentali sono sintetizzati nella tavola 6.15.

TAV. 6.15

Controlli e verifiche ispettive nei confronti di società iscritte all'elenco venditori del mercato libero dell'energia elettrica

Aprile 2009 - Marzo 2010

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
25 imprese (di cui 5 cancellate dall'elenco venditori)	Verifica dell'esistenza del possesso dei requisiti e del rispetto degli obblighi previsti per l'iscrizione all'elenco venditori	Verificato il possesso dei requisiti e il rispetto degli obblighi previsti per l'iscrizione all'elenco venditori per 20 società iscritte all'elenco venditori del mercato libero dell'energia elettrica

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di tariffe elettriche

Nel mese di luglio 2009 sono state effettuate, da funzionari dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 3 verifiche ispettive in materia di tariffe elettriche, ai sensi della delibera 28 gennaio 2009, VIS 6/09, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione di energia elettrica.

Le verifiche ispettive avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica disciplinate dal *Testo integrato trasporto* (TIT) 2004-2007, ovvero delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura disciplinate dal TIT 2008-2011, nonché della normativa in materia di applicazione dei contributi di allacciamento e diritti fissi, cioè delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, disciplinate dal *Testo integrato connessioni* (TIC).

In particolare, le ispezioni avevano lo scopo di controllare la corretta applicazione dei corrispettivi tariffari a copertura dei servizi regolati, della normativa in materia di perequazione generale e della normativa in materia di prestazioni patrimoniali imposte. Sono stati effettuati inoltre controlli con riferimento all'applicazione dei meccanismi di verifica dei vincoli ai ricavi e al bilancio energetico della rete di distribuzione.

Le verifiche ispettive hanno interessato 2 medie aziende e una piccola azienda di distribuzione.

Le ispezioni sono state effettuate per mezzo della visione e della acquisizione di elementi documentali e informativi relativi, soprattutto:

- alla fatturazione dei corrispettivi tariffari con riferimento ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali;
- alle dichiarazioni relative a ricavi ammessi, effettivi ed eccedentari;
- ai meccanismi di perequazione generale;
- alle caratteristiche della rete di distribuzione gestita e al bilancio energetico della rete medesima;
- alla fatturazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica prelevata e ceduta nei punti di interconnessione.

È attualmente in corso la valutazione degli esiti per 2 ispezioni da parte degli Uffici competenti, mentre per una media impresa è stata riscontrata la corretta applicazione della normativa in materia di tariffe elettriche. L'elenco delle verifiche ispettive effettuate è sintetizzato nella tavola 6.16.

TAV. 6.16

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di tariffe elettriche

Luglio 2009

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
2 medie imprese di distribuzione e una piccola impresa di distribuzione	Verifica della corretta applicazione delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione	Verificata la corretta applicazione delle disposizioni dell'Autorità in materia di tariffe e connessione per una media azienda. Approfondimenti in corso per una media e una piccola impresa

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese elettriche minori non trasferite all'Enel in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie

Nel mese di aprile 2009 è stata effettuata, da funzionari dell'Autorità, della CCSE e con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, una verifica ispettiva ai sensi della delibera 23 febbraio 2009, VIS 14/09, nei confronti di un'impresa elettrica minore non trasferita all'Enel. L'ispezione aveva lo scopo di accertare la correttezza delle dichiarazioni relative alle integrazioni tariffarie negli anni 1999-2006, nonché l'esatta rilevazione e attribuzione di costi e ricavi al servizio elettrico oggetto di integrazione tariffaria. La verifica ispettiva aveva altresì lo scopo di accertare la presenza di sussidi incrociati tra attività oggetto di integrazione tariffaria e altre attività, la corretta applicazione della normativa in materia di tariffe e di separazione contabile e amministrativa e lo stato di efficienza dei sistemi di produzione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

La verifica ispettiva ha interessato una piccola impresa. L'ispezione è stata effettuata per mezzo della visione e dell'acquisizione di elementi documentali e informativi relativi, in particolare, a: documenti di fatturazione (bollette); contratti di fornitura dell'energia elettrica; dichiarazioni relative a ricavi, contratti, situazione finanziaria, compresi debiti e crediti, e verificando lo stato di efficienza dei sistemi di produzione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

È attualmente in corso la valutazione dell'esito della verifica ispettiva da parte degli Uffici competenti, anche alla luce della prospettata riforma del regime per le imprese elettriche minori. L'elenco delle verifiche ispettive effettuate è sintetizzato nella tavola 6.17.

TAV. 6.17

Verifiche ispettive nei confronti di imprese elettriche minori non trasferite all'Enel in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie

Aprile 2009

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
Una piccola impresa elettrica minore	Verifica della correttezza delle dichiarazioni relative alle integrazioni tariffarie negli anni 1999-2006 e della rilevazione e attribuzione di costi e ricavi al servizio elettrico oggetto di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel	Esiti in corso di valutazione

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive sugli impianti di produzione di energia elettrica incentivata

In considerazione della rilevanza economica degli oneri posti a carico del sistema elettrico dai meccanismi di incentivazione destinati alle fonti rinnovabili, alle c.d. "fonti assimilate" e agli impianti di cogenerazione, sin dal 2004 l'Autorità ha deciso di intensificare ed estendere le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione incentivati, avvalendosi della CCSE ai sensi della delibera 22 aprile 2004, n. 60/04.

La CCSE ha quindi costituito un Comitato di esperti che ha emanato un Regolamento per l'effettuazione delle verifiche e dei sopralluoghi, approvato con delibera 14 dicembre 2004, n. 215/04, e ha proceduto alla selezione, tramite bandi, di un pool di esperti verificatori provenienti dal mondo universitario e dall'industria.

La legge 23 luglio 2009, n. 99, prevede che l'Autorità si dovrà avvalere del Gestore dei servizi elettrici (GSE) per lo svolgimento delle attività tecniche sottese all'accertamento e alla verifica dei costi posti a carico dei clienti, come maggiorazioni e ulteriori componenti del prezzo finale dell'energia elettrica.

Per dare attuazione al trasferimento delle attività operative sinora svolte in avvalimento dalla CCSE al GSE, l'Autorità:

- con la delibera 14 ottobre 2009, GOP n. 42/09, ha avviato il procedimento per l'attuazione delle disposizioni in materia di avvalimento delle società GSE e Acquirente unico, prevedendo di confermare fino al 30 giugno 2010 la situazione corrente di avvalimento della CCSE ai sensi della delibera n. 60/04, per quanto concerne verifiche e sopralluoghi sugli impianti di produzione incentivata di energia elettrica, avviando contestualmente le attività propedeutiche al trasferimento di detto avvalimento alla società GSE con piena operatività dall'1 luglio 2010;
- con la delibera 28 dicembre 2009, GOP n. 71/09, ha adottato un Disciplinare di avvalimento del GSE che conferma, anche per il GSE, le modalità per l'effettuazione delle verifiche e dei sopralluoghi precedentemente stabilite con le delibere n. 60/04 e n. 215/04.

Dal 2005, anno di inizio di queste attività di verifica al 31 marzo 2010 sono state effettuate dalla CCSE, direttamente o in collaborazione con funzionari dell'Autorità, 125 ispezioni, per una potenza installata complessiva di circa 9.300 MW, di cui il 43,3% costituita da impianti assimilati, il 50,3% costituita da impianti cogenerativi puri e il 6,4% costituita da fonti rinnovabili (Tav. 6.18).

Dal punto di vista della tipologia del trattamento incentivante riconosciuto, le verifiche ispettive hanno riguardato i seguenti segmenti:

- 50 impianti assimilati, per una potenza installata pari a 4.020 MW, dei quali 27 impianti titolari di convenzioni di cessione destinata CIP6, 5 impianti con convenzioni ex provvedimento CIP 14 novembre 1990, n. 34, e 18 impianti con cessioni di eccedenze. Di questi, 23 impianti, per una potenza complessiva pari a 2.463 MW, hanno richiesto anche il riconoscimento della condizione di cogenerazione ai sensi della delibera 19 marzo 2002, n. 42/02;
- 41 impianti cogenerativi, per una potenza pari a 4.661 MW;
- 34 impianti rinnovabili, per una potenza pari a circa 600 MW, di cui 17 alimentati a biomasse, 14 a RSU, 2 a biogas, oltre a un impianto eolico.

I seguiti amministrativi, nonché i supplementi istruttori e di contenzioso posti dagli esiti relativi ad alcuni impianti particolarmente complessi, oltre che alcune disposizioni introdotte dalle leggi 27 dicembre 2006, n. 296, e 23 dicembre 2005, n. 266, hanno comportato un significativo rallentamento delle attività svolte in avvalimento dalla CCSE: nel periodo 1 aprile 2009 – 31 marzo 2010 la CCSE ha potuto effettuare verifiche, tramite sopralluogo, solo su 14 impianti, per complessivi 420 MW, a fronte di 111 impianti sottoposti a verifica nelle tre annualità precedenti.

Gli accertamenti finora conclusi hanno consentito di avviare procedure per il recupero amministrativo di circa 166 milioni di euro, di cui circa 83 connessi con importi indebitamente percepiti da impianti assimilati CIP6 e 82 relativi al mancato acquisto di certificati verdi per impianti che non sono risultati cogenerativi. Dei 166 milioni di euro relativi all'avvio di azioni di recupero amministrativo:

- circa 78 milioni di euro sono già stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti e portati a riduzione delle bollette, con sgravio del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (componente A_3, oggi l'onere generale di sistema più gravante sulle bollette);
- ulteriori 34 milioni di euro sono stati versati, ma soggetti agli esiti dell'inevitabile azione di contenzioso intentato dalle parti.

Tali recuperi, a valle degli inevitabili seguiti di contenzioso, sono destinati a produrre effetti anche con riferimento alle produzioni dei prossimi anni, successivi a quelli oggetto di accertamento e per tutta la durata delle convenzioni pluriennali di cessione destinata, contribuendo così a ridurre anche per il futuro il fabbisogno del conto A_3.

Oltre ai recuperi amministrativi sopra citati, la campagna di accertamenti sugli impianti di produzione incentivati ha consentito di riscontrare:

- un rilevante effetto di *moral suasion*, nel senso che la campagna di ispezioni ha indotto una maggior propensione alle verifiche interne e al rispetto delle norme;
- una miglior definizione del quadro normativo, soprattutto con riferimento agli aspetti applicativi e ai casi particolarmente complessi (utilizzo di combustibili fossili unitamente a quelli di processo, residui e fonti rinnovabili, definizione dei servizi ausiliari di centrale, definizione delle quanti-

tà di energia primaria annualmente immessa negli impianti, definizione del valore netto dell'energia elettrica e del valore utile dell'energia termica prodotta);

- l'efficacia di una formula di collaborazione con la CCSE che, attraverso il Comitato di esperti e la costituzione di nuclei ispettivi selezionati, ha visto la collaborazione delle migliori università e dei più accreditati esperti del settore.

TAV. 6.18

Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte in collaborazione con la CCSE

Gennaio 2005 - 31 Marzo 2010

	IMPIANTI			DI CUI ANCHE COGENERATIVI		
	NUMERO	MW	%	NUMERO	MW	%
Assimilati CIP6	27	3.200		12	2.134	
Assimilati ex CIP n. 34/90	5	532		3	237	
Assimilati eccedenze	18	288		8	92	
TOTALE ASSIMILATI	**50**	**4.020**	**43,3%**	**23**	**2.463**	**26,5%**
COGENERATIVI PURI	**41**	**4.661**	**50,3%**	**41**	**4.661**	**50,3%**
Biomasse	17	272				
Biogas	2	7				
Eolico	1	22				
RSU	14	290				
TOTALE RINNOVABILI	**34**	**591**	**6,4%**			
TOTALE	**125**	**9.272**	**100,0%**	**64**	**7.124**	**76,8%**

Verifiche ispettive sulla Robin Tax

Al fine di dare concreta attuazione alle disposizioni del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, relative all'assegnazione all'Autorità del compito di vigilare sull'effettivo comportamento degli operatori rispetto al divieto di traslazione della c.d. *Robin Tax* sui prezzi al consumo (per un approfondimento, vedi di seguito nel presente Capitolo), nelle delibere emanate per regolamentare detta attività (ARG/com 91/08, 11 dicembre 2008, VIS 109/08, e 25 novembre 2009, VIS 133/09), l'Autorità ha previsto la collaborazione della Guardia di Finanza per effettuare verifiche ispettive presso gli operatori, nel caso in cui si rendessero necessari ulteriori approfondimenti oppure l'acquisizione di specifici documenti o informazioni.

Per quanto concerne le ispezioni effettuate dal personale dell'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, si rammenta quanto segue:

- nel periodo gennaio-marzo (vedi la *Relazione Annuale*, 2009) erano state svolte 10 verifiche ispettive nei confronti di operatori che non avevano trasmesso la documentazione richiesta con la delibera ARG/com 91/08; le ispezioni hanno interessato 3 imprese del settore energia elettrica e gas e 7 imprese del settore dei prodotti petroliferi. Il risultato delle verifiche ispettive è stato che in 6 casi si è ottenuta la regolarizzazione della posizione delle imprese, in 2 la conferma da parte degli operatori della loro non assoggettabilità all'addizionale Ires e negli ultimi 2 la dichiarazione di cessazione dell'attività all'inizio del 2008;
- nel luglio 2009, a seguito delle risultanze della prima fase della procedura di validazione dati, attuata in relazione al disposto della delibera VIS 109/08, è emerso che altri 33 operatori non hanno trasmesso i dati richiesti e/o hanno dichiarato di non ritenersi soggetti alla vigilanza dell'Autorità; nei confronti di questi operatori l'Autorità, con delibera 13 luglio 2009, VIS 68/09, ha trasmesso i relativi nominativi alla Guardia di Finanza per le necessarie verifiche.

Per ulteriori informazioni sulle attività di verifica di primo e secondo livello condotte nell'ultimo anno si rinvia all'apposito paragrafo nel presente Capitolo.

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

La tendenza, registrata a partire dall'anno 2006, di progressivo incremento del numero dei procedimenti sanzionatori si consolida ulteriormente nel corso del 2009, al punto che l'attività sanzionatoria assume un rilievo sempre più centrale in coerenza con l'obiettivo strategico dell'Autorità di vigilare sulla corretta applicazione della normativa da parte dei soggetti regolati. La maturità della regolazione nel settore energetico giustifica infatti interventi volti a garantire l'effettivo rispetto delle norme da parte degli operatori a essa soggetti.

Il carico dei procedimenti sanzionatori gestiti nel 2009 conferma infatti la tendenza incrementale registrata negli ultimi anni: essa si attesta a 151 contro i 113 procedimenti del 2008[1]. L'aumento si riscontra indubbiamente nel numero dei procedimenti conclusi (80, contro i 56 del 2008), ma anche in quello dei procedimenti avviati (71, contro i 57 del 2008).

Fra i procedimenti conclusi, 43 sono culminati con l'accertamento delle responsabilità contestate, mentre per gli altri 37 l'Autorità ha accertato l'insussistenza delle violazioni. Malgrado la preferenza accordata al miglioramento delle condizioni dei mercati rispetto a un approccio puramente repressivo, facilitata dalle *Linee guida* sui criteri di quantificazione delle sanzioni di cui alla delibera 2 ottobre 2008, ARG/com 144/08, l'ammontare complessivo delle sanzioni irrogate è stato pari a circa 9.601.408 €, a fronte di 6.654.993 € dell'anno precedente.

Una lettura più analitica del dato quantitativo consente di evidenziare due tendenze di fondo: la prevalenza del numero dei procedimenti in materia di mercati e di servizi di rete, da un lato, e di tutela commerciale dei clienti finali, dall'altro.

Se la seconda tendenza riflette l'affinamento dell'attività repressiva nel segmento di tutela del consumatore, secondo una tendenza coerente con la completa liberalizzazione dei mercati dal lato della domanda, la prima tendenza riflette l'approccio squisitamente pro-concorrenziale ormai presente anche nell'attività di *enforcement* del regolatore.

In ragione degli interessi tutelati, la gestione dei procedimenti avviati o conclusi nel corso dell'anno consente di ricondurre le violazioni contestate e le condotte devianti ai macroprofili di seguito analizzati.

TAV. 6.19

Sanzioni irrogate dall'Autorità nell'anno 2009

SOCIETÀ SANZIONATA	IMPORTO SANZIONE (€)	DELIBERA SANZIONATORIA
Sidigas	529.600,00	VIS 05/09
Comune di Francavilla Sicilia	103.291,36	VIS 10/09
Comune di Castiglione Sicilia	51.645,68	VIS 11/09
E.On Energy Trading (ex Dalmine)	73.300,00	VIS 18/09
Metamer	25.822,84	VIS 19/09
Sime	25.822,84	VIS 20/09
Enel Distribuzione	2.053.000,00	VIS 22/09
Arcalgas Energie	25.822,84	VIS 38/09
Bluenergy Group	25.822,84	VIS 39/09
Libera Energia	25.822,84	VIS 40/09
Trentino Energia	25.822,84	VIS 41/09
Undis	25.822,84	VIS 42/09

1 Il dato 2007, 167 procedimenti, era enfatizzato dai procedimenti relativi al settore della misura del gas, ove l'Autorità aveva intrapreso una massiccia azione di verifica puntuale delle inadempienze riscontrate a seguito di un'istruttoria conoscitiva avviata nell'estate di 3 anni fa.

TAV. 6.19 SEGUE

Sanzioni irrogate dall'Autorità nell'anno 2009

SOCIETÀ SANZIONATA	IMPORTO SANZIONE (€)	DELIBERA SANZIONATORIA
Sac Petroli di Perotto Marco & C.	25.822,84	VIS 46/09
Colsam	30.000,00	VIS 47/09
Ottana Energia	2.984.103,00	VIS 48/09
Edison	659.000,00	VIS 49/09
Soresina Reti Impianti	30.933,00	VIS 52/09
AGSM Verona	112.411,36	VIS 53/09
Astea Spa	56.553,00	VIS 54/09
Evolve	25.822,84	VIS 63/09
Voghera Energia Vendita	32.000,00	VIS 86/09
Azienda Sondrinese Multiservizi	25.822,84	VIS 87/09
Eni	1.023.000,00	VIS 94/09
Toscana Energia Clienti	95.000,00	VIS 95/09
Plurienergia	25.822,84	VIS 102/09
Serenissima Energia	25.822,84	VIS 103/09
Sogas Service	25.822,84	VIS 104/09
Unicoge	25.822,84	VIS 105/09
Begas Energy International	25.822,84	VIS 107/09
Con Energia	25.822,84	VIS 108/09
Eneide	25.822,84	VIS 109/09
Gea Commerciale	25.822,84	VIS 100/09
Geo	25.822,84	VIS 111/09
Colsam Gas	25.822,84	VIS 113/09
Colsam Gas	25.822,84	VIS 114/09
Fucino Gas	42.000,00	VIS 120/09
Attiva	25.822,84	VIS 127/09
M.P. Mondino	25.822,84	VIS 128/09
Pomilia Energia	25.822,84	VIS 129/09
Verduci Energia	25.822,84	VIS 130/09
Metanalpi Valsusa	30.000,00	VIS 131/09
Metanalpi Valchisone	30.000,00	VIS 132/09
Enel Distribuzione	1.020.000,00	VIS 140/09
Totale sanzioni irrogate	9.601.408,40	

Violazione delle esigenze di sicurezza del sistema

Si sono conclusi 2 procedimenti avviati nel 2008 nei confronti di altrettanti esercenti per violazione della disciplina in materia di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica. Le istruttorie hanno accertato la responsabilità degli esercenti per la violazione degli obblighi sia di corretta registrazione delle interruzioni nell'alimentazione di energia elettrica, sia di conservazione della documentazione necessaria per la verifica della correttezza delle registrazioni. Nel quantificare le sanzioni (pari a 30.933 € e a 56.553 €) si è tenuto conto della circostanza che i due esercenti non sono ancora soggetti alla regolazione incentivante delle interruzioni del servizio, ragion per cui è stato pregiudicato soltanto l'interesse verso una corretta e omogenea registrazione delle interruzioni da parte delle imprese distributrici, in vista del loro ingresso nella anzidetta regolazione incentivante.

Per la stessa violazione si è anche avviato un nuovo procedimento nei confronti di un altro esercente il servizio di distribuzione di energia elettrica.

Sono stati inoltre attivati 5 procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante società di distribuzione di gas per il mancato rispetto dell'obbligo di risanare o sostituire, entro il 31 dicembre 2008, almeno il 30% delle condotte in ghisa con giunti in canapa e piombo in esercizio al 31 dicembre 2003.

L'Autorità ha infine avviato procedimenti nei confronti di 5 imprese distributrici di gas naturale per violazione delle disposizioni in materia di pronto intervento che impongono agli esercenti di dotarsi di adeguate risorse umane, materiali e tecnologiche per fronteggiare con tempestività le richieste di pronto intervento. Gli avvii sono stati approvati sulla base di alcuni controlli e verifiche ispettive effettuati presso le società che evidenziavano anomalie nel servizio di pronto intervento.

Violazione delle disposizioni in materia di accesso ed erogazione dei servizi di rete

Al termine di una lunga e complessa istruttoria, avviata in seguito alle conclusioni dell'Indagine conoscitiva sulle modalità di erogazione del servizio di connessione con le reti, condotta nel corso del 2007, l'Autorità ha irrogato nei confronti di una società distributrice di energia elettrica una sanzione di 1.020.000 € per ritardi nelle connessioni con la rete in bassa, media e alta tensione. Le disposizioni violate sono relative alle modalità e ai tempi di erogazione del servizio di connessione con le reti degli impianti di energia elettrica, con particolare riguardo agli impianti alimentati da fonti rinnovabili, e tutelano il diritto di chiunque ne faccia richiesta di essere connesso con le reti, in condizioni di trasparenza, economicità e non discriminazione. Oltre alla sanzione irrogata, il procedimento ha stimolato l'adozione, da parte dell'esercente, di una serie di iniziative per il miglioramento del servizio che l'Autorità ha considerato meritevoli di apprezzamento.

Inoltre, l'Autorità ha concluso un procedimento in merito a un rifiuto di accesso alla rete opposto nel 2004 da una società di distribuzione di gas naturale a un venditore. Il procedimento era stato avviato in seguito all'annullamento del provvedimento sanzionatorio già irrogato dall'Autorità per la medesima violazione, nella parte in cui non erano state prese in considerazione alcune circostanze attenuanti.

Si è infine concluso un procedimento, rinnovato nel 2008, avente a oggetto una controversia tra un'impresa distributrice di energia elettrica e un cliente finale, in materia di connessioni e oneri di vettoriamento. L'intervento dell'Autorità era diretto a verificare eventuali condotte lesive del distributore nei confronti del cliente finale, nell'ipotesi fossero emerse dai pregressi rapporti contrattuali alla luce della sopravvenuta regolazione dell'Autorità. L'intervento dell'Autorità ha indotto le imprese ad addivenire a un accordo transattivo.

Sul fronte dei nuovi procedimenti in materia di accesso ai servizi di rete, 5 presentano tra loro notevoli affinità. Quattro riguardano rifiuti di accesso alla rete opposti da altrettante società di distribuzione del gas naturale a un venditore, nuovo entrante, nei rispettivi mercati locali. Il rifiuto è stato motivato con argomenti incompatibili con il quadro normativo o sulla base di circostanze di fatto, che si sono rivelate infondate in seguito a specifiche ispezioni. Oltre all'accertamento della violazione, 3 dei 4 procedimenti hanno anche la finalità di adottare provvedimenti inibitori degli illegittimi rifiuti. Il quinto procedimento riguarda, invece, la disciplina dell'accesso al servizio di dispacciamento dell'energia elettrica nel caso di *switching* (sostituzione di un utente a un altro nel medesimo punto di prelievo). La violazione sarebbe stata commessa da una società di vendita, utente del servizio, la quale avrebbe chiesto e ottenuto di subentrare presso punti di prelievo intestati a clienti finali con cui la società, in realtà, non avrebbe concluso alcun contratto di fornitura di energia elettrica, presupposto essenziale per l'accesso alla rete. Il procedimento, avviato in seguito a numerose segnalazioni di clienti finali, è altresì volto ad adottare misure che garantiscano la rettifica degli *switching*, nonché la restituzione di eventuali somme indebitamente pagate alla società dai predetti clienti.

I risultati dell'Indagine conoscitiva sulle anomalie riscontrate nella determinazione delle partite di energia elettrica prelevata dalla Rete di trasmissione nazionale (RTN) e non correttamente attribuita agli utenti del dispacciamento, hanno consentito di avviare 10 procedimenti nei confronti del soggetto gestore della RTN e di 9 imprese distributrici di energia elettrica per violazioni in materia di erogazione dei servizi di trasmissione, dispacciamento e misura dell'energia elettrica. In particolare, al primo sono state contestate anomalie nell'aggregazione delle misure dell'energia elettrica e nei processi di riconciliazione e conguaglio dei corrispettivi di dispacciamento; alle imprese distributrici è stata contestata l'inosservanza delle disposizioni in materia di identificazione dei punti di interconnessione con la RTN e di gestione dell'anagrafica dei punti di prelievo.

Sono stati inoltre avviati 5 procedimenti nei confronti di altrettante imprese distributrici di energia elettrica per la mancata comunicazione a ciascun utente del trasporto (cioè ciascun venditore), nei tempi e con le modalità informatiche previste, di alcuni dati (riguardanti, per esempio, i consumi e le letture progressive dell'energia elettrica prelevata) che consentono al venditore la fatturazione e l'adempimento degli obblighi informativi verso i clienti finali. Nei confronti di uno dei distributori appena richiamati è stato altresì attivato un procedimento per contestare la mancata applicazione del trattamento su base oraria, ai fini della regolazione economica del servizio di dispacciamento, ai punti di prelievo in media tensione serviti nel mercato di salvaguardia e ai punti di prelievo

in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW, corrispondenti a clienti finali serviti in maggior tutela.

Sono stati infine avviati 2 procedimenti nei confronti di altrettante imprese di distribuzione elettrica per aver usato, per i punti di prelievo della propria rete di distribuzione, codici identificativi (c.d. "codici POD") non conformi a quanto previsto dalla regolazione di settore.

Violazione della disciplina dei mercati dell'energia

In primo luogo, sono stati chiusi 2 procedimenti – nei confronti di un'impresa distributrice e di una società di vendita di gas – relativi al servizio di fornitura di ultima istanza, istituito allo scopo di garantire ai clienti finali, segnatamente quelli di minori dimensioni, la continuità della fornitura di gas qualora si trovino senza un fornitore per cause a loro non imputabili. Il procedimento nei confronti dell'impresa distributrice si è concluso con l'archiviazione, essendo stata accertata la legittima attivazione della procedura di fornitura di ultima istanza (a seguito della risoluzione per morosità del contratto di vettoriamento), mentre si è risolto con l'irrogazione di una sanzione di 42.000 € quello nei confronti della società di vendita, che aveva illegittimamente omesso di comunicare al distributore alcuni dati necessari per il subentro del fornitore di ultima istanza.

Si è concluso con una sanzione di 659.000 € il procedimento avviato nei confronti di una impresa di coltivazione del gas naturale, tenuta per legge a cedere nel mercato regolamentato del gas i quantitativi di gas dovuti allo Stato (c.d. *royalties*), per violazione della disciplina dell'Autorità sulle condizioni economiche delle offerte formulabili da parte dei soggetti interessati all'acquisto. La società aveva condizionato l'ammissione delle offerte di acquisto a un prezzo minimo, non previsto dalla predetta disciplina. Ai fini della quantificazione della sanzione è stata considerata meritevole di apprezzamento l'iniziativa della società di offrire, nell'ambito della cessione delle *royalties* svoltasi nel 2008, quantitativi di gas ulteriori a quelli dovuti aumentando così, per quell'anno, la liquidità del mercato.

Per quanto riguarda il mercato dei certificati verdi, l'Autorità ha disposto l'archiviazione nei confronti di 5 produttori di energia elettrica e un importatore per l'inadempimento dell'obbligo previsto dall'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, dal momento che tali imprese hanno provveduto all'acquisto dei certificati verdi. Un'impresa produttrice di energia elettrica è stata sanzionata per un ammontare complessivo di 2.984.103 €, per il mancato acquisto dei certificati verdi relativi agli anni di produzione di energia elettrica 2003, 2004 e 2005.

Per la stessa violazione l'Autorità ha inoltre avviato 2 procedimenti nei confronti di società che producono o importano energia elettrica.

Infine, sono stati attivati 4 procedimenti per violazioni commesse nelle attività funzionali alla gestione e all'erogazione del servizio di salvaguardia dell'energia elettrica. Tre di tali procedimenti riguardano società che hanno transitoriamente svolto la funzione di esercente la salvaguardia sino al completamento delle procedure pubbliche per l'individuazione dei nuovi esercenti: a esse è contestato di aver violato alcune disposizioni previste dall'Autorità per garantire ai nuovi esercenti il corretto svolgimento del servizio. Il quarto procedimento è stato invece avviato nei confronti di un nuovo esercente il servizio di salvaguardia, che avrebbe violato la regolazione dell'Autorità sulle modalità di erogazione del servizio.

Violazione delle esigenze conoscitive dell'Autorità

È stato avviato un procedimento nei confronti di una impresa elettrica minore per l'omessa trasmissione di dati richiesti dall'Autorità, a seguito dell'istanza dell'esercente di modifica del meccanismo di adeguamento automatico del costo del combustibile.

Violazione della disciplina tariffaria o delle condizioni economiche di fornitura

Sono stati chiusi – con l'irrogazione di sanzioni ciascuna pari a 30.000 € – 2 procedimenti nei confronti di altrettanti esercenti il servizio di distribuzione di gas naturale per violazione delle disposizioni dell'Autorità, relative alla corretta definizione degli ambiti tariffari.

Sono state irrogate sanzioni per oltre 154.000 € nei confronti di 2 Comuni siciliani per violazione della disciplina tariffaria in materia di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, rispetto a contributi di allacciamento e diritti fissi, oltre che di perequazione dei costi.

Si sono conclusi 2 procedimenti avviati nel 2008 nei confronti di altrettanti esercenti il servizio di distribuzione e fornitura di gas diversi da quello naturale (GPL) a mezzo di rete urbana, per violazione delle previsioni relative alle procedure di approvazione delle proposte tariffarie e agli obblighi informativi, funzionali al monitoraggio da parte dell'Autorità riguardo alle modalità di svolgimento del servizio. La ridotta estensione territoriale delle violazioni e il circoscritto numero di utenti coinvolti hanno indotto l'Autorità ad applicare in un caso una sanzione pari al minimo edittale e nell'altro pari a 30.000 €.

È stata accertata la responsabilità di un venditore di energia elettrica per aver praticato ai clienti finali opzioni tariffarie ulteriori in violazione della disciplina dell'Autorità e per aver indebitamente presunto un tacito consenso degli utenti all'applicazione delle condizioni economiche biorarie per il servizio di maggior tutela. Nel quantificare le sanzioni (pari a 43.000 € per ciascuna delle prime due infrazioni e a 25.822,84 € per la terza) si è tenuto conto del numero contenuto di clienti finali concretamente coinvolti.

Con l'irrogazione di sanzioni pecuniarie per oltre 1.217.000 €, e in un caso anche con l'ordine all'esercente di restituire ai clienti finali le somme da questi indebitamente versate, si sono conclusi i procedimenti avviati nei confronti di 4 imprese di vendita del gas naturale per applicazione di un valore del coefficiente di correzione dei volumi (c.d. "coefficiente K") maggiore rispetto a quello utilizzato dal distributore, nella determinazione delle condizioni economiche di fornitura ai clienti finali.

Inoltre, si sono conclusi 14 procedimenti (avviati nel 2008) per la possibile violazione della disciplina sul coefficiente di correzione dei volumi K, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione che, in luogo di questo coefficiente, avevano dichiarato di aver applicato ai clienti finali il diverso coefficiente di adeguamento tariffario M. In realtà l'attività istruttoria ha consentito di accertare, in tutti i casi, l'insussistenza dei presupposti per l'irrogazione di sanzioni.

Oltre a ciò, sono stati avviati 8 procedimenti nei confronti di altrettanti esercenti il servizio di distribuzione e fornitura di gas diversi da quello naturale (GPL) a mezzo di rete urbana, per violazione delle previsioni relative alle procedure di approvazione delle proposte tariffarie e agli obblighi informativi funzionali al monitoraggio, da parte dell'Autorità, delle modalità di svolgimento del servizio.

Infine, a seguito della documentazione acquisita attraverso ulteriori verifiche ispettive e richieste di chiarimenti da parte degli Uffici dell'Autorità, sono stati avviati 3 procedimenti nei confronti di altrettante imprese di distribuzione del gas per contestare l'applicazione – per un punto di riconsegna – di un coefficiente di correzione dei volumi K superiore rispetto a quello risultante dall'applicazione della metodologia prevista dalla relazione tecnica della delibera n. 237/00.

Violazione della disciplina sul servizio di misura dell'energia

È stata conclusa un'istruttoria nei confronti di un Comune per accertare, fra l'altro, la violazione delle disposizioni relative al servizio di misura di energia elettrica. Nel caso di specie l'esercente non ha adempiuto all'installazione dei misuratori, cagionando un danno ai clienti finali costretti a provvedervi, né ha previsto particolari procedure per la scelta dei misuratori da installare e degli standard di qualità che i misuratori devono rispettare, con conseguente danno alla qualità del servizio svolto e potenziale danno all'efficienza del sistema elettrico.

Si è inoltre attivata un'istruttoria nei confronti di un'impresa di trasporto di gas naturale volta ad accertare la violazione delle norme dell'Autorità in materia di misura del potere calorifico superiore effettivo del gas, nelle aree di prelievo della rete di trasporto.

Violazione delle garanzie di tutela commerciale dei clienti finali

Sono stati conclusi 2 procedimenti congiuntamente avviati nei confronti di un distributore e di un venditore di gas naturale appartenenti al medesimo gruppo societario che, in violazione delle norme sulla separazione societaria, avevano il primo abusivamente esercito l'attività di vendita e il secondo non svolto affatto questa stessa attività. L'Autorità ha proposto al Ministero dello sviluppo economico la dichiarazione di decadenza della società dall'autorizzazione alla vendita, mentre la società di distribuzione è stata sanzionata per 529.600 € per violazione di una pluralità di norme in materia di qualità commerciale nell'esercizio abusivo dell'attività di vendita.

Si è concluso il procedimento sanzionatorio avviato nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica che, negli anni dal 2003 al 2005, non aveva effettuato il prescritto tentativo di lettura annuale presso alcuni clienti allacciati alla propria rete con potenza contrattualmente impegnata fino a

30 kW. In considerazione delle iniziative a favore degli utenti, assunte dall'esercente nel corso del procedimento e consistenti, tra l'altro, nella restituzione degli interessi dilatori applicati alle rateizzazioni delle bollette di conguaglio degli anni 2004-2007 e nella rateizzazione gratuita delle bollette di conguaglio 2008, l'Autorità ha applicato una sanzione pari a 2.053.000 €.

Sono state irrogate due sanzioni pari al minimo edittale e a 30.000 € ad altrettante società di vendita di energia elettrica per violazione di obblighi di trasparenza connessi con il servizio telefonico commerciale. In particolare, i servizi telefonici delle società non prevedevano un messaggio iniziale che chiarisse l'inerenza delle informazioni fornite al mercato libero dell'energia elettrica, anziché al servizio di maggior tutela.

Si sono conclusi alcuni dei procedimenti avviati fra il 2007 e il 2008 in esito all'istruttoria conoscitiva sull'applicazione del coefficiente di adeguamento delle tariffe di distribuzione e fornitura del gas naturale alla quota altimetrica e alla zona climatica (c.d. "coefficiente M").

In particolare, sono stati conclusi altri 17 dei 45 procedimenti sull'applicazione del coefficiente M per valori superiori rispetto a quelli definiti dall'Autorità. In 10 casi si è accertato che le imprese coinvolte, sebbene avessero dichiarato il contrario nell'Indagine conoscitiva, in realtà avevano correttamente applicato i provvedimenti dell'Autorità. Nei restanti casi, invece, sono state irrogate sanzioni per complessivi 180.760 € a carico delle società che comunque hanno collaborato attivamente restituendo ai clienti finali (nella quasi totalità dei casi) le somme da questi indebitamente versate. In seguito all'acquisizione di nuovi elementi sono stati avviati altri 6 procedimenti per la medesima violazione.

Sul "secondo filone" dei procedimenti attivati al termine della citata istruttoria, aventi a oggetto la presunta violazione dell'obbligo di esporre in bolletta il coefficiente M applicato, sono stati chiusi 20 dei 67 procedimenti avviati (66 nel 2007 e 1 nel 2008): in 14 casi si è accertata la violazione contestata con irrogazione di sanzioni per complessivi 361.519 €, mentre in 6 casi le società coinvolte hanno dimostrato la propria estraneità ai fatti. Sempre in materia di coefficiente M è stato avviato un procedimento nei confronti di un'impresa distributrice del gas per omessa applicazione di tale coefficiente.

L'Autorità ha attivato procedimenti nei confronti di 3 società per tardiva corresponsione degli indennizzi automatici in materia di livelli specifici di qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale.

Sono stati avviati procedimenti nei confronti di 5 società di vendita dell'energia elettrica, per inosservanza delle disposizioni in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione (bollette) che risulterebbero non conformi agli schemi predisposti dall'Autorità, e quindi non in grado di offrire agevolmente al cliente finale le informazioni essenziali per la verifica della correttezza dei corrispettivi applicati e per la valutazione della convenienza delle condizioni contrattuali pattuite con il fornitore, anche ai fini dell'eventuale cambio dello stesso.

L'Autorità ha avviato un'istruttoria nei confronti di un venditore di energia elettrica per non aver garantito, ai clienti che si trovino nelle condizioni di ottenere la rateizzazione delle bollette (tra questi, i clienti con gruppo di misura accessibile cui, a causa di una o più mancate letture, sia richiesto il pagamento di un conguaglio), il diritto di essere informati proprio nella bolletta relativa al pagamento rateizzabile.

Sono stati inoltre avviati 2 procedimenti nei confronti di altrettanti esercenti il servizio di vendita di gas naturale per violazione delle disposizioni dell'Autorità relative agli obblighi di comunicazione dei dati della qualità dei servizi telefonici.

Si è infine attivato un procedimento per la rideterminazione della sanzione inflitta a un'impresa di distribuzione del gas naturale, che aveva violato la disciplina regolatoria in materia di qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas.

Contenzioso

L'analisi dei dati relativi alle decisioni rese nell'anno 2009 e fino al 31 marzo 2010 conferma una tendenza favorevole degli esiti del contenzioso. Per i dati relativi al numero e agli esiti dei giudiz, sin dal 1997 si rinvia alle tavole 6.20 e 6.21, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 6.22, dalla quale si evince, in termini statistici, l'indicazione più significativa sull'elevata "resistenza" dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio giurisdizionale.

TAV. 6.20

Esito del contenzioso dal 1997 al 2010

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
– su istanza di sospensiva	296	91	51
– di merito	558	191	190
Decisioni del Consiglio di Stato			
– su appelli dell'Autorità	142	107	31
– su appelli della controparte	89	21	29

Su un totale di 3.931 delibere approvate dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997 – 31 marzo 2010), ne sono state impugnate 351, pari all'8,9% e ne sono state annullate, in tutto o in parte, 66, pari al 18,8% del totale delle delibere impugnate e all'1,7% di quelle adottate. In termini statistici, quindi, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale continua ad attestarsi intorno al 98,3%.

Nell'anno 2009, si è registrato un decremento del contenzioso. I ricorsi sono stati 116 per una media di 3,2 ricorsi per delibera impugnata (pari a 36, di cui 26 adottate nel 2009 e 10 nel 2008). Il provvedimento contestato con il maggior numero di ricorsi è la delibera VIS 109/08, impugnata da 27 ricorrenti.

Nel primo trimestre del 2010 il numero dei ricorsi è rimasto pressoché invariato rispetto al primo trimestre del 2009: sono stati presentati 62 ricorsi, a fronte dei 59 dell'anno precedente. Di questi 62, 15 sono avverso la delibera VIS 133/09, 13 avverso la delibera 17 novembre 2009, ARG/elt 175/09, e 12 avverso la delibera 22 dicembre 2008, ARG/gas 197/08. L'unico provvedimento finora impugnato dell'anno 2010 è la delibera 21 gennaio 2010, ARG/gas 2/10.

Dall'analisi delle pronunce depositate nel corso del 2009, si possono trarre utili indicazioni sull'ampiezza e i limiti dell'azione dell'Autorità, con riguardo alla regolazione sia delle infrastrutture sia pro-concorrenziale nei settori liberalizzati dell'energia elettrica e del gas.

TAV. 6.21

Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2010

Dati disponibili al 31 marzo 2010 numero di ricorsi accolti (A), accolti in parte (AIP) o respinti (R)

		SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
ANNO	N. RICORSI[A]	A	AIP	R	A	AIP	R	A	AIP	R	A	AIP	R
1997	13	–	2	7	–	1	6	3	–	1	–	–	5
1998	25	–	4	11	3	4	9	–	–	1	2	–	1
1999	66	–	–	24	–	4	25	–	–	–	–	–	10
2000	51	2	–	23	16	–	18	10	3	1	1	–	8
2001	81	2	–	16	30	3	32	5	1	17	4	5	5
2002	87	13	5	6	31	10	37	2	–	9	3	2	3
2003	49	5	1	24	2	6	38	2	–	1	–	–	2
2004	144	11	2	45	27[C]	58[E]	48	15	6	40	4	1	9
2005	172	3	31	24	45[D]	7	93	5	2	12[F]	3	–	9
2006	255	48[B]	–	88	5	4	10	20	–	3	–	–	2
2007	140	2	–	18	2	17[I]	28[L]	20[G]	–	36[H]	–	–	–
2008	131	2	–	5	11	17	74	21	–	7	2	–	17
2009	116[N]	1	6	3	18	58	128	2	18[M]	12	2	18[M]	10
2010	62[O]	2	–	2	1	1	12	2	1	2	–	3	8
TOTALE	1392	91	51	296	191	190	558	107	31	142	21	29	89

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito in relazione a quelli incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente relativi a provvedimenti adottati l'anno precedente.
(B) Tutti ricorsi avverso la medesima delibera 29 dicembre 2005, n. 298/05.
(C) Di cui 12 ricorsi avverso la medesima delibera 19 gennaio 2004, n. 20/04.
(D) Di cui 34 ricorsi avverso la medesima delibera 29 dicembre 2004, n. 248/04.
(E) Di cui 45 ricorsi avverso la medesima delibera n. 170/04 e 7 ricorsi avverso la delibera n. 5/04.
(F) Di cui 9 ricorsi su sentenza sfavorevole su medesima nota PB/M01/3356/md-mp.
(G) Tutti ricorsi avverso sentenze sfavorevoli rese su ricorsi avverso delibera 15 novembre 2006, n. 249/06.
(H) Di cui 32 ricorsi avverso sentenze sfavorevoli, rese su ricorsi avverso delibera n. 248/04.
(I) Di cui 13 ricorsi avverso la medesima delibera 18 gennaio 2007, n. 11/07.
(L) Di cui 10 ricorsi avverso la medesima delibera n. 11/07.
(M) Decisioni rese su appelli riuniti dell'Autorità e delle controparti avverso sentenze TAR Lombardia sulla delibera n. 11/07.
(N) Di cui 18 ricorsi avverso la delibera VIS 109/08 e 10 avverso la delibera 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08.
(O) Di cui 15 ricorsi avverso la delibera VIS 133/09, 12 avverso la delibera ARG/gas 197/08 e 13 avverso la delibera ARG/elt 175/09.

Il Consiglio di Stato ha confermato all'Autorità il potere di regolare l'*unbundling* (delibera n. 11/07), non solo con riguardo alla separazione contabile e amministrativa, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lett. f), della legge 14 novembre 1995, n. 481, ma anche con riguardo alla separazione funzionale, ai sensi dell'art. 1, comma 1, del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito in legge 3 agosto 2007, n. 125.

Anche le modalità con cui l'Autorità ha dato attuazione alle Direttive 2003/54/CE (elettricità) e 2003/55/CE (gas) sono state giudicate proporzionali e ragionevoli, in relazione all'obiettivo, individuato dal legislatore comunitario, di garantire «*l'assoluta indipendenza del gestore a tutela del completo dispiegarsi della concorrenza nei settori diversi da quelli di rete*». In riforma delle sentenze del TAR Lombardia, il Consiglio di Stato ha ritenuto legittimo che anche i Direttori Generali delle imprese siano assoggettati al regime di incompatibilità previsto per i componenti del gestore indipendente, in ragione di «*uno status caratterizzato da spiccate prerogative decisionali, unite a un regime di responsabilità assimilabile in buona parte a quello degli amministratori*». È stata invece esclusa anche dal Consiglio di Stato l'applicazione dell'*unbundling* all'attività di misura[2].

2 Sentenze del Consiglio di Stato nn. 699/09, 701/09, 702/09, 703/09, 778/09, 785/09, 786/09, 787/09, 788/09, 790/09, 792/09, 794/09 e 1191/09.

TAV. 6.22

Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2010

ANNO	DELIBERE EMESSE	DELIBERE IMPUGNATE[A]	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	DELIBERE ANNULLATE[B]	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE EMESSE	N. RICORSI[C]
1997	152	6	3,9	1	16,7	0,7	13
1998	168	11	6,5	2	18,2	1,2	25
1999	209	15	7,2	2	13,3	1,0	66
2000	250	16	6,4	5	31,3	2,0	51
2001	334	21	6,3	4	19,0	1,2	81
2002	234	27	11,5	14	51,9	6,0	87
2003	169	17	10,1	3	17,6	1,8	49
2004	254	34	13,4	8	23,5	3,1	144
2005	301	36	12,0	10	27,8	3,3	172
2006	332	40	12,0	10	25,0	3,0	255
2007	353	32	9,1	2	6,3	0,6	140
2008	482	56	11,6	5	8,9	1,0	131
2009	587	39	6,6	0	0,0	0,0	116
2010	106	1	0,9	0	0,0	0,0	62
TOTALE	**3931**	**351**	**8,9**	**66**	**18,8**	**1,7**	**1392**

(A) Numero di delibere emesse in quell'anno e impugnate nello stesso anno o in quello successivo.
(B) Numero di delibere annullate in tutto o in parte.
(C) Numero totale di ricorsi pervenuti, inclusi quelli plurimi.

In materia di aggiornamento del prezzo del combustibile per la determinazione del costo evitato di combustibile (CEC), ai sensi del Titolo II, punto 2, del provvedimento CIP6, il TAR Lombardia si è pronunciato sulla delibera 21 ottobre 2008, ARG/elt 154/08, di aggiornamento del CEC a partire dall'anno 2008, in attuazione dell'art. 2, comma 141, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 (legge finanziaria per il 2008). I giudici hanno condiviso la valutazione dell'Autorità «*sulla mancanza di una situazione di effettiva apertura del mercato del gas naturale, connotato dalla presenza di un operatore dominante e dalla mancanza di una Borsa liquida del gas*». Tuttavia, il TAR ha criticato l'utilizzo di clausole di salvaguardia correlate alla variazione del prezzo del petrolio, poiché «*il prezzo del combustibile risultante dall'applicazione di prestabilite percentuali di salvaguardia è strutturalmente diverso dal relativo costo presente sul mercato, perché non risulta che il mercato dia rilevanza a un prezzo modificato da percentuali fisse e predeterminate. Quindi, l'applicazione di simili coefficienti conduce ad attribuire rilevanza a un costo contrastante con i parametri posti dall'art. 2, comma 141, della legge 2007, n. 244, perché strutturato in modo non aderente al mercato del gas naturale*»[3].

In materia di corrispettivi per l'uso dello stoccaggio strategico (delibera 30 gennaio 2006, n. 21/06), il Consiglio di stato, in riforma della sentenza del TAR, ha affermato che «*la previsione di erogazioni autorizzate o meno e la correlata fissazione dei corrispettivi risulta distinta da quella relativa alle penali*», considerando che «*la determinazione dei corrispettivi non svolge perciò funzione surrogatoria delle penali ma quella, diversa, di assicurare il miglior perseguimento delle finalità complessive della disciplina in materia, consistenti nella garanzia del più rigoroso ed efficiente utilizzo dello stoccaggio strategico, in quanto risorsa ultima del sistema*». Per tali motivi la distinzione tra erogazioni autorizzate e non autorizzate non può essere interpretata nel senso di precludere all'Autorità il perseguimento di obiettivi generali di regolazione dell'uso dello stoccaggio strategico attraverso la determinazione dei corrispettivi, quando si tratti del primo tipo di erogazioni, «*poiché sarebbe immotivatamente limitata una potestà in materia che è espressamente conferita pure per tale caso*» (Consiglio di Stato, sentenza n. 8725/09).

Riguardo alla regolazione del servizio di dispacciamento, il Consiglio di Stato ha confermato il potere dell'Autorità in

3 Sentenze del TAR Lombardia nn. 3354/09, 3355/09, 3356/09, 3357/09, 3358/09, 3359/09.

materia di regolazione delle unità essenziali, affermando che l'art. 3 della legge 28 gennaio 2009, n. 2, ha integralmente recepito la disciplina delle unità essenziali dettata dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111/06: «*Si tratta, inoltre, di disposizioni che, nel porre a carico dell'AEEG un obbligo di "adeguamento" di pregressi deliberati, sono esplicative dei poteri già facenti capo all'Autorità, e non additive di nuovi, e che investono l'intero quadro regolatorio già esistente nella materia*».

Nel 2009 sono state definite numerose questioni in materia tariffaria. Il TAR ha nuovamente affermato la legittimità dell'imposizione di una garanzia fideiussoria per l'erogazione della misura tariffaria compensativa ex art. 11, comma 11, legge 14 maggio 2005, n. 80, in caso di decisione sfavorevole della Commissione europea sulla legittimità di un aiuto di Stato[4]. Tale decisione dell'Autorità, espressione dei propri poteri tariffari, «*è pienamente conforme al principio comunitario di leale cooperazione, attesa la primazia del diritto comunitario e la necessità per gli Stati membri della Comunità di assicurare la sua effettiva applicazione*»[5].

Inoltre, il TAR ha ritenuto legittimo il diniego dell'Autorità alla richiesta di rideterminazione delle tariffe di distribuzione del gas del primo e secondo periodo di regolazione per effetto dei giudicati Consiag (delibera 14 aprile 2008, ARG/gas 46/08). In particolare, il giudice ha negato che i giudicati formatisi sul caso Consiag legittimassero le ricorrenti a far valere la nullità delle delibere tariffarie approvate nel corso del primo e del secondo periodo di regolazione: «*nel caso di annullamento di atti regolamentari o generali, la portata della sentenza si estende* ultra partes *solo per ciò che riguarda gli effetti caducatori, ma non anche in relazione agli effetti ordinatori e conformativi del giudicato i quali, invece, rimangono circoscritti alle parti secondo la regola dettata dall'art. 2909 del Codice civile*».

Il giudice ha anche escluso che tutte le delibere tariffarie in questione siano venute meno automaticamente per effetto dell'annullamento della delibera n. 237/00, su ricorso di Consiag: «*in seguito a tale pronuncia, l'AEEG ha adottato la delibera n. 87 del 2003. Tale atto, destinato a colmare il vuoto prodotto* medio tempore *dalla sentenza di annullamento, ha sostanzialmente confermato la validità del metodo parametrico al quale ha affiancato quello basato sul prezzo storico*»[6].

Il Consiglio di Stato, in riforma della sentenza del TAR, ha riconosciuto natura tariffaria al provvedimento con il quale l'Autorità aveva previsto che il controvalore dell'avviamento relativo alle attività e ai rapporti giuridici trasferiti dal Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN) a Terna fosse destinato a coprire gli oneri generali inerenti a nuovi impianti da fonti rinnovabili (delibera 12 aprile 2006, n. 79/06), ritenendo che sia «*pienamente rientrante nella discrezionalità dell'Autorità emanante che si sia previsto che alla somma individuata quale "avviamento", e direttamente discendente dall'operazione unificativa, sia stato impresso un vincolo di destinazione*» (Consiglio di Stato, sentenza n. 258/09).

In materia di tariffe di trasmissione dell'energia elettrica, il Consiglio di Stato, in riforma della sentenza del TAR, ha negato che la delibera 8 marzo 2005, n. 40/05, avesse un illegittimo effetto retroattivo, precisando che «*postulare il vizio di illegittimità a cagione della retroattività della delibera, nella incontestata impossibilità di dare pedissequa applicazione a quella originaria n. 205/1999, equivale ad affermare che la voce di costo "vettoriamento dell'energia destinata al mercato vincolato" dovesse restare priva di soddisfacimento per il Gestore, con ingiusta (retroattiva a propria volta) locupletazione in favore delle distributrici che non si dotarono dei complessi di misura*» (Consiglio di Stato, sentenze nn. 8711/09, 8779/09, 8780/09).

Infine, in materia di tariffe di distribuzione dell'energia elettrica il TAR, avvalendosi delle risultanze del consulente tecnico d'ufficio ha affermato che l'impresa ricorrente, in ragione della peculiarità del suo allacciamento alla rete, non si avvale del servizio di distribuzione (se non in condizioni eccezionali) e che, pertanto, non è tenuta a corrispondere la relativa tariffa (delibera 28 dicembre 2007, n. 348/07) (TAR Lombardia sentenza n. 6269/09).

In materia di risparmio energetico, il TAR ha ritenuto legittimo il provvedimento di riesame con cui l'Autorità ha rigettato la richiesta di certificazione di risparmio energetico presentata dalla ricorrente (delibera 16 luglio 2008, EEN 18/08). In tali procedimenti, secondo i giudici, l'Autorità, pur salvaguardando

4 Alle garanzie fideiussorie fanno riferimento le delibere 30 marzo 2009, ARG/com 36/09, 19 dicembre 2008, ARG/elt 191/08, 29 settembre 2008, ARG/elt 138/08, 28 marzo 2008, ARG/elt 38/08, 4 agosto 2006, n. 190/06, 25 giugno 2007, n. 145/07.

5 Sentenze del TAR Lombardia nn. 5055/09, 5056/09, 5057/09, 5058/09, 5059/09, 5063/09.

6 Sentenze del TAR Lombardia nn. 1129/09, 1130/09, 1131/09, 1132/09, 1133/09, 3617/09, 4431/09, 4432/09, 4433/09, 4434/09.

l'affidamento riposto dalle imprese nel precedente sistema di rendicontazione forfetaria, «*ha inteso comunque sottoporre i progetti ancora in corso di approvazione a una verifica più attenta onde accertare se i risultati deludenti cui essi sono pervenuti, rispetto ai risparmi attesi, non siano imputabili a manovre speculative o alla scarsa diligenza profusa facendo affidamento su sistemi di controllo sommari*» (TAR Lombardia[7], sentenza n. 1885/09). In altri casi, invece, il TAR ha annullato le delibere di rigetto dell'istanza di certificazione dei risparmi energetici (delibere 16 luglio 2008, EEN 17/08 e EEN 22/08, e 16 ottobre 2009, EEN 20/09), perché l'Autorità non ha tenuto conto delle memorie e della documentazione presentate dalle società nel corso dell'audizione finale, né ha disposto gli approfondimenti istruttori necessari.

Con riguardo all'esercizio del potere sanzionatorio, il TAR ha ribadito l'applicabilità del termine di decadenza di 90 giorni, previsto dall'art. 14 della legge 24 novembre 1981, n. 689, ai procedimenti sanzionatori dell'Autorità, affermando altresì che la delibera di avvio del procedimento dovrebbe specificamente motivare le esigenze preistruttorie che non hanno consentito di contestare l'illecito nel termine di 90 giorni dall'accertamento (TAR Lombardia, sentenze nn. 4638/09 e 5048/09).

Peraltro, il TAR ha ritenuto che, ai fini della tempestiva contestazione dell'illecito, debba riconoscersi all'Autorità un ragionevole *spatium deliberandi* precisando che il giorno da cui decorre il suddetto termine «*non coincide con il momento nel quale l'amministrazione viene a conoscenza dell'esistenza della condotta illecita, ma con il momento in cui la stessa, dopo aver preso piena cognizione di tutti gli elementi costituitivi della fattispecie (compresi gli elementi soggettivi) ne abbia adeguatamente valutato la portata in tempi ragionevoli*» (TAR Lombardia, sentenza n. 1971/09). Peraltro, la giustificazione del tempo intercorso tra la notizia e la contestazione dell'illecito «*deve basarsi su dati oggettivi, tenendo conto, anche in base alla motivazione del provvedimento sanzionatorio, dell'attività istruttoria espletata e del tempo impiegato a tale fine dall'amministrazione, una volta acquisita la percezione materiale del fatto*» (TAR Lombardia, sentenza n. 5131/09). Nel caso di ispezioni, il termine per la contestazione dell'illecito non può decorrere dalla conclusione dell'attività ispettiva delegata alla Guardia di Finanza, poiché tale attività consiste nel raccogliere una serie di elementi che dovranno essere valutati dagli Uffici dell'Autorità (TAR Lombardia, sentenza n. 4314/09).

Sulla quantificazione della sanzione, il TAR ha confermato la legittimità del riferimento al fatturato rilevante della società, in quanto «*appare maggiormente idoneo a valutare la complessiva capacità economica dell'impresa, giacché tale dato rappresenta il totale della ricchezza che questa è stata in grado di produrre in un determinato arco temporale, e costituisce dunque un parametro ottimale e sicuro per individuare l'ordine di grandezza della sanzione da infliggere, tenendo conto della funzione afflittiva e specialpreventiva che questa svolge*» (TAR Lombardia, sentenza n. 3955/09).

Inoltre, il TAR ha escluso l'applicabilità del nuovo minimo edittale (2.500 €) introdotto dalla legge n. 99/09, agli illeciti commessi prima dell'entrata in vigore della modifica legislativa: «*alle sanzioni amministrative non sono automaticamente riferibili i principi propri delle sanzioni penali e, pertanto, restano sottoposte, in via generale, al principio di legalità e irretroattività, il quale comporta l'assoggettamento della condotta alla legge in vigore al tempo del suo verificarsi, con la conseguenza che, in mancanza di un'espressa previsione, non può trovare applicazione il principio di retroattività della legge successiva più favorevole (cfr. Cassazione civile, sez. lav., 25 giugno 2009, n. 14959). Ne deriva che nel caso di specie non può trovare applicazione l'art. 28, comma 4, della legge 2009 n. 99, in quanto norma più favorevole sopravvenuta rispetto al tempo di commissione della violazione*» (TAR Lombardia, sentenza n. 5131/09).

In merito alla vigilanza sul divieto di traslazione della maggiorazione d'imposta sui prezzi al consumo (c.d. *Robin Tax*), il TAR Lombardia ha affermato che l'Autorità può esercitare tutti i poteri istruttori, di indagine e di verifica che le ha conferito la legge n. 481/95. Per un dettaglio sul merito delle sentenze[8] si rinvia all'apposito paragrafo sulla *Robin Tax* più oltre in questo Capitolo.

In materia di attività ispettiva, il Consiglio di Stato, confermando la sentenza del TAR, ha escluso che si possa formare un legittimo affidamento dei titolari sul riconoscimento della

7 Sentenze del TAR Lombardia nn. 1101/09, 1102/09, 1105/09, e 1887/09.

8 Sentenze del TAR Lombardia nn. 4041/09, 4042/09, 4043/09, 4044/09, 4045/09, 4046/09, 4047/09, 4048/09, 4049/09, 4050/09, 4051/09, 4052/09 e 4053/09, 4473/09, 4474/09, 4475/09, 4476/09, 4477/09, 4478/09, 4479/09, 4481/09, 4482/09, 4483/09, 4732/09, 4734/09, 4735/09, 4736/09, 4737/09, 4738/09, 4739/09, 4740/09, 4741/09, 4742/09, 5118/09, 5119/09, 5120/09, 5121/09, 5122/09, 5123/09, 5124/09, 5125/09, 5126/09, 5130/09, 5132/09.

natura cogenerativa dell'impianto per il solo fatto che il GSE ha accettato le relative autocertifazioni, in quanto si tratta di un riconoscimento «*risolutivamente condizionato agli esiti della verifica*» da parte dell'Autorità. Il riconoscimento della condizione di cogenerazione, infatti, è «*una fattispecie a formazione successiva*», *all'interno della quale i riconoscimenti* annuali della natura cogenerativa non hanno carattere di definitività, ma risultano risolutivamente condizionati all'attività di verifica operata dall'Autorità (Consiglio di Stato, sentenza n. 4929/09).

Sul ruolo della CCSE per lo svolgimento delle verifiche ispettive, il TAR ha precisato che «*tale attività ausiliaria rimane imputata all'ente titolare della funzione* [l'Autorità] *senza alcuna deroga in punti di competenze*». Inoltre, sul termine per la conclusione dell'attività e per la redazione del rapporto ispettivo, i giudici hanno ribadito che esso ha natura meramente ordinatoria, in quanto «*nell'ordinamento, peraltro, non solo manca la previsione speciale di un termine di durata per i procedimenti sanzionatori dell'AEEG, ma anche una disposizione che preveda, in via generale, un termine perentorio (vale a dire da osservarsi a pena di decadenza), per la conclusione del procedimento di irrogazione delle sanzioni pecuniarie amministrative*» (Consiglio di Stato, sentenza n. 3720/09).

Infine, il TAR ha accolto un'interpretazione della nozione di "combustibile fossile commerciale" ai fini del calcolo dell'indice IEN, differente da quella applicata dall'Autorità. Secondo i giudici, tale nozione dovrebbe essere intesa in senso economico-funzionale, poiché questa impostazione sarebbe «*conforme alla* ratio *dell'incentivazione disposta dall'art. 22 della legge n. 9/91, dalla delibera CIP6, nonché dalla disciplina della cogenerazione prevista dal decreto legislativo n. 79/99*» (TAR Lombardia, *sentenze nn. 4913/09 e 4914/09*). In particolare, queste sentenze appaiono indicative della tendenza del TAR a effettuare un sindacato più penetrante sulla discrezionalità tecnica.

Infine, con una sentenza che ha riconosciuto all'Autorità il potere di ottenere la trasposizione in sede giurisdizionale dei ricorsi straordinari al Capo dello Stato, il TAR ha affermato alcuni importanti principi sull'indipendenza dell'Autorità. In tale sentenza, si dice a chiare lettere che l'Autorità è un'Autorità amministrativa indipendente e che «*l'ordinamento segna un "distacco" non solo organico ma, soprattutto, marcatamente funzionale dell'organo di regolazione rispetto al Governo, al cui indirizzo politico non soggiace*», poiché «*l'ordinamento ha inteso scongiurare il rischio (ampiamente inveratosi nel passato del nostro Paese) di una gestione "politica" della vita economica, gestione quest'ultima per sua intima natura "egoistica" giacché condizionata (secondo quanto, appunto, suggerito dall'esperienza) dall'interesse particolare delle formazioni politiche di volta in volta detentrici della maggioranza parlamentare relativa*» (TAR Lombardia, sentenza n. 3239/09).

Attività di verifica del rispetto del divieto di traslazione della Robin Tax

Nel corso del 2009 è proseguita l'attività di vigilanza che l'art. 81, comma 16 e seguenti, del decreto legge n. 112/08, convertito con modificazioni in legge n. 133/08, ha affidato all'Autorità per verificare che gli operatori del settore energia

elettrica e gas e del settore petrolifero con più di 25 milioni di euro di fatturato non traslino sui prezzi al consumo l'addizionale Ires (c.d. *Robin Tax*) posta a loro carico.

Sull'attività svolta nel 2009, come stabilito dall'art. 81, comma 18, del citato decreto legge, l'Autorità ha presentato in data 28 dicembre 2009 una Relazione al Parlamento e al Governo, che è stata pubblicata sul sito dell'Autorità e alla quale si rimanda per ogni ulteriore approfondimento.

Il quadro normativo relativo alla materia in argomento è stato modificato dalla legge n. 99/09, recante *Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*, che tra le altre disposizioni ha stabilito la modifica dell'art. 81 del decreto legge n. 112/08, prevedendo, da un lato, la semplificazione degli adempimenti per gli operatori con minor fatturato annuo e, dall'altro, l'aumento di un punto percentuale della maggiorazione Ires.

Nella cornice legislativa dettata dai citati provvedimenti, nel corso del 2009 la vigilanza richiesta all'Autorità è entrata nella piena fase operativa, sviluppando le attività relative: alla regolazione, all'organizzazione, alla comunicazione, al monitoraggio dei dati, alle verifiche di primo e secondo livello, al contenzioso amministrativo e alle ispezioni. Si descrivono di seguito gli aspetti più rilevanti delle suddette attività, a esclusione di quella inerente le ispezioni, che è stata già trattata nella sezione relativa a *Vigilanza e controllo* del presente Capitolo, cui si rinvia per le corrispondenti informazioni.

Attività di regolazione

A seguito della delibera VIS 109/08, adottata alla fine del 2008 per regolamentare le verifiche di primo livello sulla base dei criteri di *gradualità* (si procede per livelli di approfondimento) e di *semplicità* degli adempimenti richiesti (l'operatore trasmette dati desumibili dalla documentazione contabile o di bilancio obbligatoria per legge, senza fare elaborazioni), nel luglio 2009 l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 6 luglio 2009, DCO 18/09, al fine di acquisire le osservazioni degli operatori in merito ai criteri e alle modalità di svolgimento delle analisi di secondo livello. Il procedimento di consultazione è stato ultimato con l'emanazione della delibera VIS 133/09, con la quale l'Autorità ha stabilito che il secondo livello:

- riguarda gli operatori che si sono sottratti in tutto o in parte agli adempimenti richiesti e gli operatori che non hanno fornito adeguate motivazioni a fronte di variazioni positive riscontrate negli indicatori di primo livello;
- viene effettuato nell'ambito di un procedimento individuale;
- viene svolto procedendo secondo criteri di priorità basati sulla rilevanza economica, in termini assoluti e relativi, della presunta traslazione dell'addizionale Ires.

L'Autorità ha inoltre stabilito che per le semplificazioni di cui alla legge n. 99/09:

- il valore della soglia di fatturato per l'anno 2009 è pari a 461 milioni di euro, sotto i quali gli operatori possono fruire dei meccanismi di semplificazione degli adempimenti; tale valore sarà aggiornato annualmente dall'Autorità, secondo i criteri stabiliti dalla stessa delibera;
- gli operatori rientranti nel limite di fatturato annuo possono trasmettere i dati semestrali con un unico invio annuale e senza la ripartizione relativa alle transazioni con società infra o extra gruppo, nazionali ed estere.

Infine l'Autorità ha disposto l'ampliamento a 90 giorni dei tempi d'invio dei dati relativi al primo semestre e l'invio, entro 30 giorni dal termine civilistico di approvazione del bilancio di esercizio, per quelli relativi al secondo semestre.

Attività organizzativa e di comunicazione

L'organizzazione prevista per rendere operativa la vigilanza ha avuto piena attuazione nel corso del 2009 mediante la realizzazione di un complesso sistema informativo telematico, appositamente studiato per soddisfare le esigenze sia di raccolta, sia di elaborazione dei dati utili ai fini della vigilanza. Le correlate procedure esecutive sono state rese operative sin dai primi mesi dell'anno, provvedendo alla loro formalizzazione per quanto concerne la predisposizione dei *report* e dei *form* per la comunicazione all'esterno e per la gestione dei casi particolari (operatori con bilancio a cavallo d'anno, operatori con attività caratteristiche peculiari ecc.). Nello specifico, il sistema informativo è costituito da due sezioni:

- la prima (*front office*), destinata alla gestione dei rapporti con gli operatori, consente a questi di caricare i dati richie-

sti e di svolgere adempimenti connessi (invio del bilancio di esercizio, comunicazione dell'importo dell'addizionale Ires, rilascio delle dichiarazioni sostitutive di atti di notorietà) in modo agevole e immediato;
- la seconda (*back office*), destinata alle attività di verifica del Nucleo operativo, consente all'Autorità di effettuare raffronti ed elaborazioni finalizzati alla ricerca dei comportamenti anomali che richiedono approfondimenti.

Per la migliore attuazione dell'attività di acquisizione dei dati e delle informazioni, l'Autorità ha organizzato un sistema di continua comunicazione con gli operatori, sia preventiva alla trasmissione dei dati, sia concomitante (finalizzata ad assistere l'operatore nella fase di caricamento delle informazioni e dei dati richiesti), sia successiva (finalizzata ad avvisare gli operatori di incoerenze, difetti formali e sostanziali rintracciati nel corso della validazione dei dati).
Malgrado detta attività di comunicazione, l'ampio grado di libertà concesso agli operatori in occasione del primo caricamento dei dati (scelta della denominazione delle famiglie di prodotti e di indicazione dell'unità di misura), nonché la non eccessiva cura nella trasmissione dei dati richiesti (vi sono stati casi frequenti di lacune, anomalie o incongruità) hanno comportato rilievi nei confronti del 60% dei caricamenti effettuati (oltre 260 operatori).

Attività di monitoraggio

L'attività di monitoraggio svolta si può suddividere in due parti tra loro strettamente connesse e complementari:

- la prima riguarda la natura dei dati originari comunicati da ciascun operatore per ogni prodotto (o famiglia di prodotti) acquistato e venduto; nei casi in cui le informazioni fornite sono risultate complete vengono rilevati i prezzi medi ponderati di acquisto e di vendita dei prodotti soggetti a verifica, con un grado di analiticità che varia in base alla dimensione dell'operatore;
- la seconda consente di individuare i margini e le variazioni degli stessi sulla base delle informazioni originarie comunicate; elaborando tali informazioni l'Autorità può desumere indizi di anomalie per i quali occorre procedere a ulteriori approfondimenti (per esempio miglioramenti della marginalità attribuibili a particolari correlazioni tra la dinamica dei prezzi di acquisto e dei prezzi di vendita).

Il monitoraggio attivato consente non solo di effettuare confronti spazio-temporali tesi a leggere la dinamica dell'operatore nei più adeguati contesti di riferimento – quali famiglia di prodotti o classe di prodotti, segmento di appartenenza nella filiera, area territoriale ecc. – ma anche di ottenere una rappresentazione delle situazioni e delle dinamiche del comparto energia rispetto alle quali analizzare, ai fini della vigilanza sul divieto di traslazione, la posizione del singolo operatore.

Attività di verifica di primo e secondo livello

L'attività di verifica di primo livello è iniziata successivamente al momento in cui i dati sono divenuti effettivamente utilizzabili; essa ha comportato l'esame della documentazione trasmessa dagli operatori relativamente al biennio 2007-2008 ed è consistita nell'elaborazione dei dati forniti e nell'individuazione di tutti i casi in cui si è presentata una variazione positiva del margine, attraverso il confronto dei profili relativi al secondo semestre 2008 con quelli del corrispondente semestre 2007.
Nel mese di dicembre 2009 sono state completate le operazioni di verifica basate sui dati contabili nei confronti di 126 operatori rientranti tra quelli che avevano regolarmente trasmesso i dati richiesti (che nel complesso sono risultati poco più del 30% dell'intero campo da investigare).
Le risultanze hanno evidenziato che nel 43% dei casi si è verificata una variazione positiva del margine di contribuzione semestrale (crescita dei ricavi superiore a quella dei costi), riconducibile esclusivamente all'effetto prezzo. A tutti gli operatori per i quali si è riscontrata una variazione positiva è stata inoltrata la richiesta di motivare adeguatamente tale circostanza, conformemente a quanto previsto dalla delibera VIS 109/08.
Le analisi di primo livello basate sugli stacchi del "Prezzo Italia" hanno evidenziato variazioni positive degli stessi (per almeno un prodotto e per almeno un trimestre) nei confronti di tutti e 4 gli operatori che avevano scelto tale metodo di verifica. A questi operatori, ai sensi della delibera VIS 133/09, è stato fatto obbligo di trasmettere i dati contabili richiesti dalla delibera VIS 109/08, relativi agli anni 2007 e 2008. Sulla base delle informazioni fornite da 296 operatori, l'importo par-

ziale dell'addizionale Ires relativo al 2008 ammonta a complessivi 729,9 milioni di euro.

Le verifiche di secondo livello, ovvero i procedimenti individuali previsti dalla delibera VIS 133/09, consentono di svolgere gli accertamenti relativi all'eventuale violazione del divieto di traslazione richiedendo documenti e informazioni, disponendo audizioni, perizie e consulenze in ordine a qualsiasi elemento rilevante ai fini della vigilanza, nonché accessi e ispezioni. I procedimenti vengono svolti nel pieno rispetto del contraddittorio, così come previsto dal decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244.

Per gli operatori che si sono sottratti in tutto o in parte agli adempimenti previsti dalla delibera VIS 109/08, i procedimenti sono diretti prioritariamente all'acquisizione dei dati e delle informazioni necessari per il completamento delle analisi contabili e quindi per l'accertamento dell'eventuale traslazione. Nei confronti degli operatori che non hanno adeguatamente motivato le variazioni positive riscontrate con il primo livello di analisi, il procedimento è finalizzato alla verifica dell'eventuale violazione del divieto di traslazione d'imposta.

Con le delibere adottate in data 21 dicembre 2009 sono stati avviati i procedimenti individuali nei confronti di 23 soggetti, di cui 7 rientranti nella categoria degli operatori che si sono sottratti agli adempimenti disposti dalla delibera VIS 109/08 e 16 nella categoria degli operatori che non hanno fornito adeguate motivazioni ai riscontrati scostamenti dei margini di contribuzione.

Attività legate al contenzioso

Di particolare rilievo, per l'impegno e l'esito, è stato il contenzioso relativo ai provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di vigilanza sulla c.d. *Robin Tax* (delibere ARG/com 91/08, VIS 109/08 e 15 dicembre 2008, VIS 111/08). Tali provvedimenti sono stati oggetto di oltre 60 ricorsi da parte degli operatori dei tre settori energetici, con prevalenza di appartenenti al settore petrolifero.

Il TAR Lombardia[9] ha dichiarato improcedibili i ricorsi avverso la delibera ARG/com 91/08; ha parzialmente accolto i ricorsi avverso le delibere VIS 109/08 (limitatamente alle richieste di cui all'art. 2) e VIS 111/08 (limitatamente alla parte in cui estende le indagini ispettive all'acquisizione dei dati afferenti il margine operativo lordo); ha rigettato ogni altra domanda, comprese quelle di remissione alla Corte costituzionale e alla Corte di giustizia della Comunità europea.

In merito alla vigilanza sul divieto di traslazione, il TAR ha affermato che l'Autorità può esercitare tutti i poteri istruttori, di indagine e di verifica che le ha conferito la legge n. 481/95, in quanto «*la locuzione "per l'esercizio delle sue funzioni", di cui all'art. 2, comma 20, della legge n. 481/95, non necessariamente deve essere letta in riferimento ai soli compiti di regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, ma ben può essere intesa come un "rinvio dinamico" a qualunque altra funzione attribuita alla predetta Autorità da altre norme di legge*».

Pertanto, nello svolgimento della nuova funzione di vigilanza, l'Autorità «*può acquisire tutte le informazioni aziendali necessarie a comprendere i fattori che influenzano in concreto la formazione dei prezzi praticati da ciascuna società e valutarle al fine di verificare se eventuali scostamenti siano giustificabili in base alle ordinarie dinamiche del mercato (aumento dei costi, strategie aziendali ecc.), oppure appaiano riconducibili all'aggravio derivante dall'applicazione dell'addizionale Ires*».

In particolare, i giudici amministrativi hanno sottolineato che «*il metodo utilizzato dall'Autorità appare del tutto congruente con i compiti che le sono stati assegnati dal legislatore*», per quanto riguarda sia la scelta di articolare la vigilanza in più fasi di approfondimento successive, sia la scelta del parametro adottato come indicatore di primo livello (variazione del margine di contribuzione unitario o, in alternativa, dello stacco dei prezzi dell'operatore rispetto alla media europea). Il TAR ha inoltre precisato che da un eventuale inadempimento alle richieste istruttorie (dati, documenti, motivazioni relative alle variazioni dei margini ecc.) dell'Autorità «*possono scaturire conseguenze sanzionatorie o accertamenti ispettivi*».

Poiché le sentenze sono state appellate al Consiglio di Stato, solo all'esito dei relativi giudizi, tuttora pendenti, la materia troverà una definitiva sistemazione.

9 Sentenze pubblicate in data 17 giugno 2009 (nn. da 4041/09 a 4053/09), 28 luglio 2009 (nn. da 4473/09 a 4483/09), 25 settembre 2009 (nn. da 4732/09 a 4742/09), 6 novembre 2009 (nn. da 4968/09 a 4979/09) e 24 novembre 2009 (nn. da 5118/09 a 5132/09).

Organizzazione, comunicazione e risorse

Organizzazione e Piano strategico triennale

L'organizzazione delle attività che coinvolgono il Collegio, il coordinamento tra il Collegio e le Direzioni, la gestione delle riunioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, è stata assicurata, anche per l'anno 2009, dal Segretariato Generale, pure attraverso il ricorso agli ormai consolidati strumenti di pianificazione strategica e operativa, nonché di programmazione mensile.

Tali strumenti non solo consentono, a livello interno, un'ordinata ed efficiente definizione e gestione delle strategie da perseguire nel medio e breve periodo oltre che delle attività operative da svolgere – per le quali vengono preventivamente individuati gli Uffici competenti e fissate le relative tempistiche – ma altresì, a livello esterno, intendono garantire a tutti i possibili soggetti interessati la preventiva conoscenza dei principali orientamenti strategici dell'Autorità e della conseguente sua azione operativa.

L'aggiornamento periodico dei processi di pianificazione strategica ha così prodotto, anche per quest'anno, la redazione di un nuovo Piano strategico triennale, relativo al triennio 2010-2012, adottato e reso pubblico, come ormai per prassi, con la prima delibera dell'anno.

Attraverso tale strumento di pianificazione triennale l'Autorità, oltre a far conoscere i propri orientamenti strategici, continua a voler favorire la trasparenza e la chiarezza della propria azione, promuovendo la più ampia partecipazione, l'interlocuzione e il confronto, nonché perseguendo una sempre migliore qualità e una sempre più elevata stabilità della regolazione.

In attuazione del Piano strategico triennale 2010-2012, l'Autorità ha altresì provveduto a definire, in concomitanza con la predisposizione del bilancio di previsione, il Piano operativo annuale 2010, identificando le azioni programmatiche prioritarie sia di rilevanza esterna, sia di natura amministrativo-gestionale interna, da svolgere nell'anno di riferimento. Così come per il Piano strategico triennale, è stato reso pubblico anche un estratto del Piano operativo annuale, con la medesima prioritaria finalità di far conoscere le iniziative che l'Autorità intende realizzare nel corso del 2010.

Comunicazione

Tra i suoi compiti principali l'Autorità ha quello di «*pubblicizzare e diffondere la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi, al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi o finali*», come previsto dalla legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, all'art. 2, comma 12.1. Per adempiere a questo preciso compito istituzionale, nel periodo preso in considerazione da questa *Relazione Annuale*, l'Autorità ha proseguito e ampliato le attività di comunicazione e di informazione, anche attraverso lo sviluppo di nuove iniziative.

Le azioni di comunicazione hanno dato priorità a diversi aspetti per: garantire a un più vasto pubblico e ai media una maggiore conoscenza dell'azione dell'Autorità; consolidare la comunicazione e i rapporti con i mass media; sviluppare la comunicazione attraverso eventi; potenziare gli strumenti di consultazione e interlocuzione con operatori e consumatori dei settori regolati; estendere i rapporti con i soggetti istituzionali. In particolare, queste azioni sono state sviluppate attraverso due canali principali: la comunicazione verso l'esterno e la comunicazione interna.

Nel periodo di riferimento della presente *Relazione Annuale*, a queste si sono aggiunte nuove iniziative come la realizzazione delle due campagne multimediali sul bonus sociale (bonus elettrico e bonus gas), l'aiuto riservato alle famiglie in difficoltà o numerose, introdotto dal Ministero dello sviluppo economico e definito nelle modalità applicative dall'Autorità, con la collaborazione dei singoli Comuni e dell'ANCI (Associazione Nazionale Comuni Italiani). È stata anche avviata un'ulteriore campagna sulla progressiva e graduale applicazione, dal luglio 2010, dei nuovi prezzi biorari per tutti, mediante la distribuzione di materiale informativo al grande pubblico, anticipando la comunicazione multimediale prevista nella seconda metà di quest'anno.

Inoltre, vanno menzionati sia l'organizzazione dell'evento di lancio dello Sportello per il consumatore, che ha coinvolto la stampa, le associazioni dei consumatori, operatori ed esponenti delle istituzioni, sia la pubblicazione dell'*Atlante dei diritti del consumatore di energia elettrica e gas*, una guida di facile consultazione che, in modo chiaro e semplificato, riassume e presenta tutele, garanzie e diritti previsti dall'insieme delle norme finora stabilite dall'Autorità.

Comunicazione con i media

Al fine di poter disporre di un valido supporto nella strategia di comunicazione e per meglio valutare l'efficacia nella diffusione dei messaggi dell'Autorità, sono stati realizzati due studi di *media analysis*, nei settori della carta stampata e della radiotelevisione. Questi rapporti, realizzati da società terze specializzate, costituiscono un puntuale monitoraggio qualitativo-quantitativo dei risultati ottenuti a seguito dell'azione di comunicazione svolta.

Per quanto riguarda l'attività su quotidiani e periodici, gli studi di *media analysis* hanno confermato importanti risultati complessivi nel 2009, con un livello di quasi 900 milioni di contatti[1] per gli articoli che si riferiscono all'Autorità. L'interpretazione dei dati mette in rilievo la prevalenza di articoli che riprendono le notizie lanciate dai comunicati stampa diffusi dall'Autorità. Tra i principali messaggi dell'Autorità rivolti alle famiglie in modo più diretto, la stampa ha promosso in particolare il bonus elettrico e il bonus gas (rispettivamente circa 80 milioni e 55 milioni di contatti), il sito Internet (circa 54 milioni di contatti), il Trova offerte (circa 45 milioni di contatti), il numero verde dello Sportello per il consumatore (circa 27 milioni di contatti) e i nuovi prezzi biorari per tutti (circa 28 milioni di contatti). Non sono mancati articoli o editoriali su tematiche diverse da quelle oggetto dei comunicati stampa con valutazioni positive nei confronti dell'attività dell'Autorità; l'incidenza del numero di articoli che esprimono invece un minore apprezzamento verso l'attività dell'Autorità è diminuita sui quotidiani nazionali, limitandosi nel 2009 allo 0,7% rispetto all'1,2% dell'anno precedente.

1 Questo valore è riferito all'indice di visibilità, espresso in contatti i quali rappresentano una stima del numero di utenti che hanno letto gli articoli dedicati (la stima è basata sul numero medio giornaliero di lettori per testata, e pesata sulle caratteristiche degli articoli stessi).

Per quanto riguarda l'attività sulle emittenti radiotelevisive nazionali, gli studi di *media analysis* hanno confermato una rilevante visibilità dell'Autorità: è stato raggiunto un livello di oltre 45 milioni di contatti[2] sulle più importanti emittenti nazionali e di oltre 400.000 sul satellite, valore quasi analogo agli ottimi livelli di visibilità già raggiunti nel 2008 (47 milioni di contatti). L'analisi dei contenuti ha messo in evidenza un incremento del 4% dei servizi con valutazioni positive nei confronti dell'Autorità. I servizi di taglio meno favorevole sono ulteriormente scesi dall'1,8% all'1,6% rispetto al 2008. In termini di *format*, la presenza dell'Autorità risulta ancora particolarmente concentrata sui radio-telegiornali, ottenendo comunque ampi spazi nelle rubriche economiche e su alcune delle trasmissioni "contenitore" tra quelle maggiormente seguite dal grande pubblico. Gli indicatori più importanti hanno evidenziato un netto miglioramento nella visibilità dei messaggi dell'Autorità verso le famiglie, in crescita del 7,7% rispetto al 2008. I media hanno supportato in particolare il bonus elettrico e il bonus gas (rispettivamente quasi 29 milioni e 19 milioni di contatti nelle sole emittenti nazionali), il numero verde dello Sportello per il consumatore (circa 13 milioni di contatti), il sito Internet (circa 11 milioni di contatti), il Trova offerte (oltre 7 milioni di contatti) e i nuovi prezzi biorari per tutti (circa 5 milioni di contatti). Si noti comunque che questi valori sono riferiti ai soli casi di citazioni esplicite dell'Autorità: la visibilità effettiva di tali messaggi è da considerarsi nel complesso certamente superiore, in particolare se essi vengono ripresi anche da altre istituzioni (è il caso, per esempio, dei bonus elettrico e gas, citati in molte occasioni anche dal Governo).

Oltre ad aver incrementato i rapporti con i media e i contatti con la stampa ad ampia diffusione, nel periodo in esame è stato consolidato il dialogo con i media attraverso la realizzazione di *interventi*, interviste, *comunicati* stampa e tramite la partecipazione dei vertici dell'Autorità a trasmissioni radiotelevisive.

Su temi di particolare interesse sono stati organizzati incontri del Collegio e dei Direttori con i giornalisti e si sono consolidati i rapporti con le altre strutture di comunicazione delle principali istituzioni (per esempio, Consob, Antitrust, Garante privacy, ministeri ecc.) e con i responsabili delle maggiori associazioni dei consumatori e degli operatori.

Campagne di comunicazione multimediale

Per far conoscere al maggior numero di potenziali beneficiari – le famiglie a basso reddito, le famiglie numerose o i malati gravi che necessitino di apparecchiature salvavita – la possibilità di richiedere il bonus sociale, è stata sviluppata una strategia di comunicazione articolata su diverse iniziative e vari canali di comunicazione.

In occasione della campagna di comunicazione multimediale per l'annuncio del bonus elettrico, l'Autorità ha potuto trarre vantaggio da importanti collaborazioni istituzionali con il Ministero dello sviluppo economico (cofirmatario della campagna), la Presidenza del Consiglio dei ministri (che ha offerto gli spazi sulla RAI riservati ai messaggi di pubblica utilità), le Poste Italiane, le Ferrovie dello Stato e le associazioni dei consumatori. La campagna (8 marzo – 25 giugno 2009) ha sviluppato circa 270 milioni di contatti (di cui oltre 39 milioni sul target specifico degli adulti a basso reddito) mediante i soli spot televisivi sulla RAI, ai quali vanno aggiunti quelli ottenuti con: gli spot televisivi trasmessi sulle emittenti locali e sul circuito TV delle "Grandi Stazioni"; gli spot radio su RAI ed emittenti locali; la campagna stampa sulla *free press*; 5 milioni di brochure distribuite in 5.470 uffici postali "Sportello amico" e attraverso le associazioni dei consumatori; 28.000 pendolini e poster distribuiti sui treni intercity e regionali di Lombardia, Toscana, Lazio e Campania.

L'efficacia della campagna è stata confermata da alcuni dati: nel periodo di campagna sulla RAI, il numero di richieste del bonus sociale presentate ai Comuni è quasi raddoppiato, mentre il numero delle chiamate ricevute dal numero verde 800.166.654 (promosso dall'Autorità in collaborazione con l'Acquirente unico per dare informazioni e fornire assistenza e tutela ai consumatori) nelle quattro settimane di trasmissione dello spot hanno superato quota 140.000.

La positiva collaborazione istituzionale è proseguita in occasione dell'introduzione del bonus gas, la riduzione sulla bolletta del gas metano per le famiglie bisognose o numerose, avviata nel dicembre 2009.

L'annuncio del bonus e delle modalità per farne richiesta è stato diffuso attraverso: una campagna stampa sulla *free press*

2 Si tratta del dato di *coverage* (o copertura netta cumulata), ovvero il totale di individui diversi fra loro che hanno visto almeno un minuto di almeno un servizio nel periodo preso in considerazione.

e su alcuni settimanali di larga diffusione; una campagna radio su RAI; la distribuzione di 2,5 milioni di brochure in 5.268 uffici postali "Sportello amico" e attraverso le associazioni dei consumatori; circa un milione di lettere di annuncio del bonus gas inviate a coloro che hanno richiesto il bonus elettrico e ai residenti nei comuni metanizzati; l'affissione di 28.000 pendolini e poster sui treni intercity e regionali di Lombardia, Toscana, Emilia Romagna e Campania; la trasmissione di uno spot televisivo sul circuito delle "Grandi Stazioni" e sugli spazi della RAI riservati ai messaggi di pubblica utilità.

Per la diffusione dei messaggi sul bonus elettrico e il bonus gas, da segnalare è ancora la rafforzata collaborazione istituzionale con il Dipartimento informazione ed editoria della Presidenza del Consiglio.

Comunicazione attraverso eventi

Numerose sono state le iniziative a supporto dei progetti dell'Autorità volti a promuovere i servizi di tutela e informazione dei consumatori (vedi il Capitolo 4 di questo Volume).

Fra questi è da segnalare il lancio dello Sportello per il consumatore, che attraverso il suo *call center* fornisce informazioni, assistenza e tutela sulle tematiche dell'energia elettrica e del gas e sui reclami. Lo Sportello è stato ufficialmente presentato alla stampa, insieme con gli attori istituzionali coinvolti, ottenendo, per l'occasione, un'ottima copertura radiotelevisiva.

È da segnalare inoltre la presentazione alla stampa del Protocollo di intesa fra l'Autorità e il Ministro per la pubblica amministrazione e l'innovazione, per la rilevazione della *customer satisfaction* rispetto ai servizi offerti dal numero verde promosso dall'Autorità e gestito dall'Acquirente unico. Il Protocollo ha esteso anche ai settori dell'energia elettrica e del gas l'iniziativa "Mettiamoci la faccia", con l'utilizzo degli *emoticon*, le c.d. "faccette". Lo stesso strumento è stato promosso dall'Autorità anche per i numeri verdi delle società di vendita. Un *report* mensile sul numero complessivo dei clienti che hanno utilizzato il servizio di *call center* è disponibile mensilmente sul sito dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

L'Autorità ha inoltre partecipato, come di consueto, anche ai principali eventi e manifestazioni fieristiche di settore dedicati alla diffusione delle informazioni. In occasione della 20° edizione del Forum della Pubblica amministrazione, Mostra convegno dell'innovazione nella Pubblica amministrazione e nei sistemi territoriali, che si è svolta a Roma dall'11 al 14 maggio 2009 registrando oltre 36 mila visitatori, l'Autorità ha presentato il Trova offerte, lo strumento interattivo che permette di trovare e confrontare informazioni sulle offerte per la fornitura di elettricità rivolte ai clienti domestici, così da individuare l'offerta di energia elettrica più adatta alle proprie esigenze. Di rilievo è stata poi la partecipazione alla Fiera del consumo critico e solidale "Fa' la cosa giusta", che si è svolta a Milano dal 12 al 14 marzo 2010 registrando oltre 65.000 presenze. Nello stand dell'Autorità erano presenti esperti per dare informazioni e materiali esplicativi su alcune tematiche di maggiore attualità fra cui i prezzi biorari per tutti, lo Sportello per il consumatore, l'efficienza energetica, il Trova offerte, il risparmio, le fonti rinnovabili e le modalità di presentazione dei reclami.

Comunicazione via web

L'Autorità ha da tempo individuato nella comunicazione via web un canale sempre più strategico per poter svolgere un'efficace azione di informazione. Nel corso del 2009, l'intero sito è stato ridisegnato e sono stati ampliati contenuti e servizi agli utenti.

Nella nuova *home page* sono stati evidenziati, con specifiche icone di richiamo, le tematiche di maggiore attualità e interesse o i nuovi strumenti messi a disposizione dei cittadini-consumatori, con lo scopo di fornire un accesso più immediato alle pagine maggiormente richieste. Si è dato particolare rilievo al Trova offerte ed è stato evidenziato l'accesso dall'*home page* alle sezioni dedicate ai bonus elettrico e gas, ai prezzi biorari che verranno prossimamente applicati a tutti coloro che hanno un contratto di fornitura di energia elettrica alle condizioni stabilite dall'Autorità, e all'*Atlante dei diritti del consumatore di energia elettrica e gas*.

È inoltre stato migliorato il motore di ricerca interno del sito che permette ora di eseguire ricerche *full text* su specifiche tipologie di documenti presenti sul sito. L'utilizzo di strumenti statistici che tengano traccia delle parole introdotte come termini della ricerca permetterà di conoscere meglio le esigenze degli utenti del sito e di conseguenza consentirà di migliorare le informazioni e le possibilità di accesso a esse.

È infine stata arricchita e aggiornata la sezione del sito "Dati e documenti", contenente le informazioni sintetiche e i principali dati statistici relativi alla struttura, ai prezzi, alle tariffe e alla qualità del servizio dei due settori regolati.

Numeri del sito Internet

Grazie a un nuovo sistema di rilevazione degli accessi è disponibile un quadro esaustivo dei numeri del sito web dell'Autorità.
A oggi questo registra valori molto positivi, con circa 10.000 visite al giorno, ciascuna con la visione di 4,87 pagine e un tempo medio speso per la navigazione di oltre 4 minuti.
Circa la metà dei visitatori arriva sul sito dell'Autorità direttamente (digitando l'indirizzo www.autorita.energia.it), mentre un altro terzo vi giunge tramite i motori di ricerca e il restante 16% attraverso siti di riferimento fra i quali anche quello del Governo.
Le pagine che risultano più viste, oltre all'home page, sono nell'ordine: l'elenco con le delibere recenti, i dati statistici, i comunicati per gli operatori, le pagine sui bonus, il Trova offerte e i prezzi.
Le ricerche che invece vengono effettuate sul motore di ricerca interno del sito stanno segnando un incremento della parola chiave "prezzi biorari", seguita da "bonus", "scambio sul posto", "unbundling", "Esco", "fotovoltaico".
Per quanto riguarda la provenienza geografica, è significativo e crescente il numero di visite da Paesi esteri sia europei (Regno Unito, Germania, Svizzera, Francia), sia extraeuropei (USA, Giappone e India).

Pubblicazioni istituzionali e materiali informativi

Una novità di rilievo in tema di comunicazione istituzionale tramite Internet è costituita dalla decisione dell'Autorità di usufruire tempestivamente dell'opportunità offerta dalla legge 18 giugno 2009, n. 69, per la modernizzazione degli strumenti di pubblicità legale, eliminando da subito alcuni oneri legati alla pubblicazione cartacea, attraverso una piena digitalizzazione dei propri atti. Infatti, con la delibera 8 gennaio 2010, GOP 2/10, anticipando la scadenza legislativa del 30 giugno prossimo, l'Autorità ha stabilito che le delibere a contenuto generale verranno pubblicate esclusivamente sul proprio sito Internet, eliminando le pubblicazioni sulla *Gazzetta Ufficiale* e sul *Bollettino*, previste precedentemente dalla legge n. 481/95.
Con questa decisione, l'Autorità intende proseguire e rafforzare l'azione già avviata per la semplificazione e la razionalizzazione dei processi di comunicazione e diffusione della propria normativa. È stata così consolidata la sezione "Pubblicazioni" del sito Internet, oltre che il servizio di pubblicazione *on line* dei *Bollettini* dell'Autorità, divenuto ora l'unico mezzo di divulgazione per gli stessi.
Al fine di curare la diffusione dell'immagine e lo standard di comunicazione di tutte le pubblicazioni dell'Autorità, sono state coordinate le attività di grafica, impaginazione, *editing* e stampa.

Comunicazione interna

Sul fronte della comunicazione interna, oltre allo sviluppo dei servizi di diffusione di notizie stampa, nel periodo preso in considerazione sono stati resi disponibili due nuovi servizi: una Rassegna stampa estera, accompagnata da una sintesi degli articoli di maggior rilievo e una Rassegna audiovideo, entrambe pubblicate in Intranet. Allo stesso tempo, sono state incrementate la diffusione, tramite il sito Intranet, di notizie, studi, convegni e manifestazioni riguardanti altre istituzioni anche internazionali, la messa a disposizione di dati statistici sui settori, nonché presentazioni o altri strumenti operativi.
Si è inoltre avviato un percorso che ha come obiettivo finale

quello di un sostanziale rafforzamento della comunicazione interna che si inquadra, più in generale, nella progettazione di una nuova piattaforma Intranet. Il primo passo in questa direzione è stato quello di realizzare un'area web cooperativa per la gestione del sistema del flusso documentale, finalizzato alla predisposizione di documenti per uso esterno con i fornitori che partecipano al processo di pubblicazione e stampa e con le Direzioni che forniscono i contenuti.

Risorse umane e sviluppo del personale

Anche nell'anno di riferimento l'Autorità, con l'obiettivo dell'ottimale espletamento delle proprie finalità istituzionali, ha sviluppato azioni tese all'acquisizione e alla valorizzazione delle risorse umane sotto i profili della selezione, della gestione, della formazione e del confronto sindacale. Questo obiettivo, sempre più complesso da perseguire in presenza di un incremento di compiti a livello nazionale e internazionale senza che contestuali modifiche della legge istitutiva consentano un corrispondente incremento della dotazione di personale di ruolo e a tempo determinato, è stato, nel corso del 2009, perseguito tramite un insieme di interventi ispirati ai principi della pianificazione (assunzioni e formazione coerenti con gli obiettivi fissati dal Piano triennale), di una gestione e sviluppo del personale secondo criteri meritocratici (processo di valutazione) e della proposizione di un confronto sindacale, talvolta aspro, ma improntato a logiche costruttive della risoluzione dei problemi, nel rispetto di ciascun ruolo.

Per quanto riguarda l'esigenza di consolidare e completare la dotazione di personale (nel rispetto del tetto massimo di 120 unità di ruolo e 60 unità con contratto a tempo determinato previsto dalla legge istitutiva), nel periodo in riferimento si è proceduto all'assunzione di 5 nuove risorse con contratto a tempo determinato: un dirigente, in esito a procedura selettiva di tipo privatistico, e 4 funzionari in esito a procedure di selezione a evidenza pubblica. In tale contesto, inoltre, si è proceduto a completare – con l'immissione in ruolo di 18 unità di personale (9 operativi e 9 funzionari) – il percorso avviato negli anni precedenti di stabilizzazione, secondo procedure selettive, del personale non dirigenziale in possesso del requisito di 3 anni di servizio con contratto a tempo determinato in Autorità.

Nel corso del 2009, l'attività formativa si è sviluppata ricorrendo sia a interventi progettati e realizzati in collaborazione con qualificate istituzioni esterne, sia alla messa a punto di seminari interni. Tra i primi, vale la pena di citare due edizioni (l'una rivolta al personale funzionariale di più recente assunzione, l'altra ai funzionari assunti prima del 2008) di un corso, realizzato in collaborazione con la *Florence School of Regulation* (la scuola internazionale al servizio dei regolatori e degli operatori del settore energetico), sul tema dei sistemi energetici (gas ed elettricità) e della regolazione a livello nazionale e internazionale, valutata in tutti i suoi molteplici aspetti. Tra i secondi, va ricordata la realizzazione di una sessione seminariale, rivolta agli specialisti dell'Autorità, finalizzata all'illustrazione delle ricadute della nuova normativa comunitaria riguardante il settore di riferimento (il c.d. "terzo pacchetto energia"), di recentissima emanazione (anno 2009), sul ruolo, sulle funzioni e sulle attività dell'Autorità

stessa; a questa prima sessione è seguita una seconda edizione, di taglio più divulgativo, allargata al personale di tutte le carriere dell'Autorità. È stata inoltre favorita l'ampia partecipazione di personale a seminari monotematici su argomenti di interesse dell'Autorità, sia all'interno sia all'esterno (in genere presso sedi universitarie) e aventi come relatori personalità nazionali e internazionali di assoluto e riconosciuto prestigio. Le iniziative di cui sopra hanno riguardato complessivamente circa il 75-80% del personale in servizio.

Sotto il profilo gestionale, nel corso del 2009 si è concluso il procedimento relativo al processo valutativo per gli anni 2007-2008; esso da un lato si è posto in linea di continuità con il passato, consolidando la prassi in uso fin dal 2001 in Autorità; dall'altro ha rappresentato un processo "ponte" verso un nuovo sistema il quale, ancor più che in passato, si pone l'obiettivo di legare lo sviluppo di carriera alla verifica dei comportamenti organizzativi e il riconoscimento delle performance a profili di efficacia ed efficienza delle prestazioni stesse, secondo meccanismi di differenziazione della valutazione, più strettamente correlata alle linee di attività del Piano strategico triennale e dei Piani operativi annuali delle Direzioni. Nella logica del nuovo sistema si inserisce totalmente il processo valutativo per gli anni 2009 e 2010 finalizzato all'erogazione della componente di risultato delle gratifiche, oltre che al conferimento delle progressioni nelle carriere per il biennio 2009-2010. Vale la pena di rimarcare che quanto realizzato in Autorità nel 2009 anticipa, per gran parte, la riforma, per via legislativa, del sistema di valutazioni delle performance nel pubblico impiego, entrata in vigore verso la fine dell'anno di riferimento e da attuarsi negli anni a venire.

Nel corso del 2009 si è svolta un'intensa attività per dare una soluzione, il più stabile possibile, alla collocazione della sede di Milano e all'Ufficio di Roma. In tal senso si è proceduto sia a rinnovare il contratto di locazione della nostra sede milanese in P.za Cavour n. 5 per complessivi ulteriori 12 anni, a partire dall'1 luglio 2009, sia ad avviare la trattativa, in via di positiva conclusione, per la locazione degli Uffici in Via Turati n. 4 (contigui con i locali della sede di P.za Cavour), che consentirà un sostanziale riaccorpamento di tutto il personale dell'Autorità di Milano. L'Autorità ha inoltre approvato un rilevante progetto di ristrutturazione dell'immobile che ospita l'Ufficio di Roma, ideato in una logica di miglioramento delle condizioni lavorative dei dipendenti, con contestuale individuazione di una sede transitoria, (sede presso la quale il personale dell'Ufficio di Roma è stato trasferito nei primi giorni di marzo 2010) per il tempo strettamente necessario per l'espletamento di detti lavori di ristrutturazione.

Sotto il profilo sindacale va segnalato l'accordo recepito con la delibera 4 marzo 2009, GOP 2/09, relativo alla prima applicazione del nuovo sistema di valutazioni, che ha portato all'applicazione, sulla base di criteri meritocratici, delle gratifiche per gli anni 2007 e 2008 e dei livelli di progressione per lo stesso biennio. Nell'anno in riferimento è proseguito il confronto con le organizzazioni sindacali con le quali è stata prioritariamente affrontata la problematica dei contratti a tempo determinato dell'Autorità, con particolare riferimento ai profili connessi con la durata e la rinnovabilità degli stessi, addivenendo a un accordo relativo agli avvisi comuni, di cui all'art. 5 del decreto legislativo 6 settembre 2001, n. 368, e successive modifiche e integrazioni, e per l'introduzione di modifiche e integrazioni alla disciplina dei contratti a tempo determinato dell'Autorità. Tale accordo, pur rilevante, è stato successivamente superato dal parere (attivato dall'Autorità) del Consiglio di Stato che ha sottolineato, in coerenza con l'autonomia e l'indipendenza riconosciute all'Autorità dalla legge istitutiva, la specialità della nostra istituzione e della relativa disciplina, rispetto alla normativa generale in materia di contratti a termine, valida per il restante mondo pubblico e privato. Infine, nella parte finale del 2009 sono proseguiti i contatti con le Organizzazioni sindacali per focalizzare gli argomenti che saranno oggetto di negoziazione nel 2010.

Nella logica di attenzione al personale sono state consolidate le iniziative tese a supportare le esigenze familiari/sociali dei dipendenti, con particolare riferimento al contributo economico per gli asili nido, all'assistenza sanitaria integrativa, al contributo a forme di abbonamento annuale al trasporto pubblico locale, alla fruizione di attività sociali, culturali, sportive, ricreative e turistiche, al contributo finanziario per attività formative svolte dal dipendente fuori dall'orario di lavoro, aventi attinenza con le tematiche di interesse per l'Autorità.

Già nel corso del 2008 l'Autorità aveva pubblicato sul proprio sito i dati relativi alle assenze del personale, agli incarichi formalmente assegnati a soggetti esterni (medici del lavoro, Garante del Codice etico, Collegio dei Revisori dei

conti) e alle consulenze attivate, nonché agli emolumenti corrisposti al Presidente e ai Commissari dell'Autorità; nel 2009, sempre sulla scia del progetto di trasparenza nella Pubblica amministrazione lanciato dal Ministero della funzione pubblica, sono stai pubblicati anche i *curriculum vitae* e i recapiti istituzionali dei dirigenti, i cui emolumenti lordi annui di riferimento sono indicati nelle apposite tavole di cui ai paragrafi seguenti, riportanti i dati retributivi delle diverse carriere e qualifiche dell'Autorità. Nella stessa ottica di rendere sempre più trasparente il proprio operato, l'Autorità ha anche provveduto a pubblicare sul sito il "profilo di committente", ai sensi dell'art. 3, comma 35, del decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163, e successive modifiche e integrazioni, nel quale sono riportate tutte le procedure di gara (in corso o concluse), di importo pari o superiore a 100.000,00 €, finalizzate all'affidamento dei contratti pubblici di lavori, servizi e forniture.

In linea con la particolare attenzione da sempre posta ai temi della salute e della sicurezza sul posto del lavoro, è proseguito il percorso di implementazione delle novità introdotte in materia dal decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81 e delle conseguenti azioni presso le sedi di lavoro dell'Autorità, in Milano e Roma.

Compagine: analisi per età, qualifica e livelli retributivi

In coerenza con il limite della dotazione organica fissato dalla legge n. 481/95, così come modificata e integrata dalla legge 23 agosto 2004, n. 239, l'Autorità, con delibera 18 dicembre 2009, GOP 62/09, ha riconsiderato l'articolazione del personale di ruolo nelle diverse carriere, al fine di tenere adeguatamente conto del consolidarsi del nuovo assetto organizzativo, nonché dei nuovi e maggiori compiti derivanti all'Autorità per effetto di recenti disposizioni legislative; ha inoltre approvato la nuova pianta organica, come illustrata nella tavola 7.1.

TAV. 7.1

Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	14
Funzionari	77
Operativi	29
Esecutivi	-
TOTALE	**120**

La dotazione organica dell'Autorità risulta, all'1 aprile 2010 (Tav. 7.2), pari a 158 unità, delle quali 117 a tempo indeterminato e 41 a tempo determinato. A esse va aggiunto il personale reso disponibile mediante comandi e distacchi dalla Guardia di Finanza (nell'ambito di uno specifico Protocollo d'intesa) e da altre amministrazioni pubbliche, per un totale di 14 risorse.

TAV. 7.2

Composizione del personale all'1 aprile 2010 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI E DISTACCHI
Dirigenti	13	8	1
Funzionari	76	24	12
Operativi	29	8	0
Commessi	0	0	1
TOTALE	**118**	**40**	**14**

Il personale ha un'età media di poco superiore ai 40 anni e possiede un elevato grado di qualificazione professionale. Tutti i dipendenti sono in possesso di un diploma di scuola superiore e circa l'80% è laureato.

Le retribuzioni medie annue effettive (al lordo delle ritenute erariali, ma al netto della gratifica annuale e dei contributi previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità) sono riportate nella tavola 7.3.

TAV. 7.3

Retribuzione contrattuale lorda per carriera e grado

Livello base, al netto della gratifica annuale, in migliaia di euro

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore Generale	164,79	Primo Funzionario	86,10	Impiegato	50,88	-	-
Direttore Centrale	139,70	Funzionario I	70,63	Coadiutore	42,83	Commesso capo	38,97
Direttore	111,56	Funzionario II	55,04	Aggiunto	33,54	Commesso	29,56
Direttore Aggiunto	99,35	Funzionario III	47,08	Applicato	30,09	-	-

Gestione economico-finanziaria

Anche per l'esercizio 2009, la gestione finanziaria dell'Autorità è stata caratterizzata dall'utilizzo di un sistema contabile integrato (nel quale risultano collegate una contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio a una contabilità analitica ed economico-patrimoniale), che supporti la programmazione finanziaria e permetta la gestione delle risorse assegnate ai centri di responsabilità (individuati nelle Direzioni). Tale sistema contabile adottato autonomamente dall'Autorità, dapprima in via sperimentale e poi in via ordinaria, appare, peraltro, in linea con le più recenti evoluzioni della contabilità pubblica.

La gestione contabile-amministrativa dell'Autorità è in costante aggiornamento, pur avendo come ormai consolidata base il processo di *budgeting* iniziato con l'esercizio 2005, correlata alla pianificazione strategica triennale e a quella operativa annuale per obiettivi. L'esercizio finanziario trae origine da un bilancio annuale di previsione e si conclude con il rendiconto dell'esercizio (Tav. 7.4), che rappresenta le risultanze della gestione del relativo esercizio, coincidente con l'anno solare.

TAV. 7.4

Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto

Milioni di euro; esercizi finanziari

	2008	2009	VAR. %	COMP. %
ENTRATE	**41,45**	**54,27**	**30,93**	**100,0**
Contributo a carico dei soggetti regolati	39,39	53,10	34,80	97,8
Altre entrate	2,06	1,17	-43,20	2,2
SPESE	**32,69**	**42,15**	**28,94**	**100,0**
Spese correnti	**32,31**	**40,03**	**23,89**	**95,0**
- Funzionamento degli organi istituzionali	*0,93*	*1,05*	*12,90*	*2,5*
- Personale in servizio	*15,18*	*18,19*	*19,83*	*43,2*
- Oneri previdenziali e assistenziali per personale e organi istituzionali	*4,27*	*5,41*	*26,70*	*12,8*
- Prestazioni di servizi rese da terzi	*5,06*	*7,02*	*38,73*	*16,6*
- Canoni di locazione	*1,92*	*2,43*	*26,56*	*5,8*
- Altre spese per acquisto di beni e servizi	*4,44*	*5,38*	*21,17*	*12,8*
- Trasferimenti per rimborsi contributo	*0,51*	*0,55*	*7,84*	1,3
Spese in conto capitale	**0,38**	**2,12**	**457,89**	**5,0**
Variazione dei residui attivi	0,00	0,00-	0,00	
Variazione dei residui passivi	1,41	0,63	-55,32	
AVANZO DELL'ESERCIZIO	**10,17**	**12,75**	**-**	**-**

Con riferimento alle entrate, in via preliminare è utile rammentare come l'Autorità non gravi in alcun modo, diretto o indiretto, sul bilancio dello Stato, poiché ai suoi oneri di funzionamento si provvede mediante un contributo, versato dai soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, che la legge istitutiva fissa nella misura massima dell'1 per mille dei ricavi.

Anche per l'anno 2009 la misura del contributo dovuto dai soggetti regolati è stata mantenuta pari all'aliquota dello 0,3 per mille. In termini assoluti, il gettito derivante dal versamento del contributo, raffrontato con l'esercizio precedente, ha subito un incremento causato principalmente dalle forti turbolenze verificatesi sui mercati internazionali delle materie prime energetiche nel corso del 2008, anno che ha costituito la base di calcolo per le imprese del settore ai fini del calcolo del contributo da versare.

Per quanto riguarda le uscite, la principale voce è relativa al trattamento economico del personale, peraltro risorsa centrale e imprescindibile dell'Autorità per l'espletamento del proprio mandato e delle proprie funzioni. Le uscite per il personale dipendente, per il periodo di riferimento, comprensive di retribuzioni, accantonamenti per fine rapporto, straordinari e costi di trasferta, risultano pari a 18,19 milioni di euro.

L'entità del costo del personale risente, tra l'altro, del recepimento in Autorità degli aggiornamenti della retribuzione base intervenuti presso la Banca d'Italia e l'Autorità antitrust, al cui contratto collettivo la legge istitutiva dell'Autorità fa espresso riferimento. Altro elemento di rilievo che incide sul costo del personale va individuato nel proseguimento dell'azione di reclutamento, con le ordinarie procedure concorsuali o di selezione pubblica, di personale dipendente, attuate in un'ottica di completamento dell'organico nel rispetto dei contingenti previsti dalla legge.

Le indennità percepite dai componenti dell'organo istituzionale – che, come quelle degli organi di vertice di altre Autorità amministrative indipendenti, hanno carattere omnicomprensivo e valori parametrati, ai sensi di un decreto della Presidenza del Consiglio dei ministri del 1996, al trattamento economico del Presidente e dei Giudici della Corte costituzionale – ammontano a circa 1,05 milioni di euro.

Gli oneri previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità, sostenuti per il personale e per i componenti, sono risultati pari a 5,41 milioni di euro. Va segnalato al riguardo come – in esito ad atti normativi degli enti previdenziali coinvolti, a pronunce in sede, sia consultiva sia giurisdizionale, del massimo organo della magistratura amministrativa, e in esito da ultimo dal decreto legge 30 dicembre 2009, n. 194 (successivamente convertito in legge n. 25/10) – si è definito il trasferimento, entro l'1 luglio 2010, delle posizioni previdenziali e della relativa contribuzione arretrata del proprio personale dall'INPS all'INPDAP.

Il ricorso a forme esterne di consulenza e collaborazione è

stato effettuato esclusivamente a fronte di effettive e specifiche esigenze, quali per esempio quelle correlate ai controlli assegnati all'Autorità – in aggiunta a quelli previsti dalla legge istitutiva – dalla legge 6 agosto 2008, n. 133 (c.d. *Robin Tax*), cui non è stato possibile rispondere con l'utilizzo della dotazione di personale di ruolo e a tempo determinato.

Sono stati inoltre affidati all'esterno, sulla base di procedure di gara aperta, alcune tipologie di servizi tipici di funzionamento (pulizie, vigilanza ecc.) e taluni servizi specifici funzionali all'ottimale svolgimento delle attività istituzionali (per esempio, reingegnerizzazione dei sistemi informativi dell'Autorità). Fra questi si segnalano in particolare la realizzazione e l'avvio di una campagna informativa istituzionale, radiofonica e a mezzo stampa, relativamente all'azione dell'Autorità che ha istituito un bonus sociale sulle tariffe del gas naturale per i nuclei familiari a basso reddito.

Le ulteriori spese in conto capitale sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, mobili, impianti e materiale bibliografico. Non è in dotazione all'Autorità alcun veicolo di proprietà, né di uso esclusivo del Presidente e dei componenti del Collegio.

In prospettiva, sempre lato uscite, va segnalato che la legge 23 dicembre 2009, n. 191 (legge finanziaria 2010), ha previsto all'art. 2, comma 241, un onere economico rilevante per l'Autorità con riferimento al triennio 2010-2012. La legge in questione impone all'Autorità, in tale arco di tempo, di versare – nell'ambito di un finanziamento straordinario a favore di talune Autorità in difficoltà finanziaria, legislativamente individuate – l'importo complessivo di 32,5 milioni di euro. Più in dettaglio, tale norma ha disposto che l'Autorità eroghi, entro il 31 gennaio di ogni anno: 8,4 milioni di euro all'anno per gli anni 2010, 2011 e 2012 all'Autorità garante della concorrenza e del mercato; 3,2 milioni di euro all'anno per gli anni 2011 e 2012 al Garante per la protezione dei dati personali; 0,3 milioni di euro per gli anni 2010, 2011 e 2012 alla Commissione per l'attuazione della legge sullo sciopero nei servizi essenziali. Alla luce di quanto sopra, l'esborso dell'Autorità per il 2010 è quantificabile in 8,7 milioni di euro.

La medesima norma prevede inoltre che, a partire dal decimo anno successivo all'erogazione del contributo, possono essere stabilite con decreto del Presidente della Repubblica, su proposta del Ministro dell'economia e delle finanze e sentite le Autorità interessate, misure reintegrative in favore dell'Autorità nei limiti del contributo versato e comunque solo laddove le Autorità percipienti presentino avanzi di amministrazione.

Autorità per l'energia elettrica e il gas

2004-2010: L'ATTIVITÀ DI REGOLAZIONE E CONTROLLO

Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta
31 marzo 2010

PAGINA BIANCA

L'attività di regolazione e controllo dal 2004 ad oggi

Con le pagine di questo fascicolo e secondo distinte aree tematiche, si intende mettere a disposizione alcune sintetiche informazioni di consuntivo, riguardanti l'attività istituzionale dell'Autorità per l'energia nel periodo 2004-2010.

In coerenza con i Piani strategici via via adottati, sono state promosse concorrenza ed efficienza nei mercati dell'energia elettrica e del gas; sono state migliorate l'economicità e l'efficacia dei servizi infrastrutturali; sono state sostenute iniziative a favore della diversificazione delle coperture, anche facilitando l'utilizzo di fonti rinnovabili; sono state introdotte e monitorate varie forme di tutela per i consumatori, specie in termini di qualità tecnica e commerciale dei servizi, nonché di forme di assistenza sociale per i più deboli; sono stati incentivati i consumi energetici più virtuosi e più rispettosi dell'ambiente.

Sono state altresì sviluppate iniziative per una semplificazione ed ottimizzazione dei quadri regolatori, sostenendone il rispetto attraverso crescenti attività di monitoraggio, controllo e prescrittive o sanzionatorie: è stata valorizzata la comunicazione e l'interlocuzione con i diversi stakeholders, ampliando anche i processi di consultazione; sono state rafforzate la collaborazione istituzionale nazionale e la cooperazione internazionale fra Regolatori; è stata accresciuta l'efficienza organizzativa ed operativa interna.

Roma, 15 luglio 2010

PAGINA BIANCA

2004-2010: l'attività di regolazione e controllo
Indice

Capitolo 1
Tariffe

Interventi a sostegno dello sviluppo concorrenziale dei mercati
Interventi di razionalizzazione tariffaria
Interventi a tutela dei consumatori, compresi quelli più vulnerabili
Esiti dell'attività di regolazione tariffaria

Capitolo 2
Mercati dell'energia elettrica e del gas

Sviluppo della concorrenza nei mercati all'ingrosso
e completamento del disegno dei mercati
Sviluppo delle infrastrutture, sicurezza e adeguatezza delle forniture
Sviluppo dei mercati della vendita
Adeguamento alle politiche ambientali
Evoluzione dell'assetto dei mercati dell'elettricità e del gas

Capitolo 3
Qualità dei servizi

Meccanismi incentivanti per la regolazione della qualità dei servizi elettrici
Meccanismi incentivanti per la regolazione della qualità dei servizi gas
Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas e assicurazione
per gli incidenti da gas
Regolazione della qualità commerciale, dei call center
e delle comunicazioni fra operatori
Misura dell'energia elettrica: i contatori intelligenti
Esiti dell'attività di regolazione della qualità del servizio

Capitolo 4
Tutela dei consumatori ed efficienza energetica

Iniziative per l'informazione ai consumatori sui servizi energetici
Gestione dei reclami, del contenzioso e rapporti
con le associazioni dei consumatori
Tutela pre-contrattuale dei consumatori
Valutazione dell'efficacia della tutela dei consumatori nel settennato
Regolazione del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica
Gestione e monitoraggio del meccanismo dei TEE
Risultati conseguiti in tema di efficienza energetica

Capitolo 5
Ricerca di sistema elettrico

Capitolo 6
Vigilanza, reclami e contenzioso

Attività di consultazione
Attività di regolamentazione e segnalazione
Attività di vigilanza
Funzione sanzionatoria
Contenzioso

Capitolo 7
Attività in ambito europeo e internazionale

Capitolo 8
Organizzazione, comunicazione e gestione delle risorse

Organizzazione
Comunicazione
Risorse umane e sviluppo del personale
Evoluzione nella gestione economico-finanziaria
Evoluzione nella gestione amministrativa

Indice delle tavole

Tav. 1.1	Incentivi tariffari per i nuovi investimenti previsti nei periodi regolatori in vigore
Tav. 3.1	Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale elettrica dal 2004 al 2009
Tav. 3.2	Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale gas dal 2004 al 2009
Tav. 5.1	Progetti finanziati dal Fondo per la ricerca di sistema elettrico nel periodo 2003-2005
Tav. 5.2	Temi di ricerca sui quali sono stati finanziati progetti svolti da ENEA, CNR ed ERSE nel periodo 2006-2010 e temi di ricerca oggetto del bando di gara per la selezione dei progetti non compresi negli accordi di programma
Tav. 6.1	Attività di consultazione dal 2004 al 2010
Tav. 6.2	Attività provvedimentale dal 2004 al 2010
Tav. 6.3	Dettaglio dei provvedimenti di regolamentazione generale per grado di innovatività
Tav. 6.4	Dettaglio dei provvedimenti di regolamentazione generale per settore economico
Tav. 6.5	Dettaglio dell'attività consultiva e di segnalazione
Tav. 6.6	Dettaglio dell'attività conoscitiva
Tav. 6.7	Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo dal 2004 al 31 marzo 2010 per segmento di indagine
Tav. 6.8	Numero di collaborazioni alle verifiche ispettive svolte con sopralluogo dal 2004 al 31 marzo 2010 per tipo di collaborazione
Tav. 6.9	Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo dal 2004 al 31 marzo 2010 per settore
Tav. 6.10	Modalità di avvio dei procedimenti sanzionatori
Tav. 6.11	Numero e tipologia di violazioni riscontrate in sede di avvio
Tav. 6.12	Modalità di conclusione dei procedimenti sanzionatori per anno
Tav. 6.13	Ammontare delle sanzioni irrogate nel periodo 2004-2010
Tav. 6.14	Esito del contenzioso dal 2004 al 2010
Tav. 6.15	Riepilogo del contenzioso per anno dal 2004 al 2010
Tav. 6.16	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 2004 al 2010

Indice delle figure

Fig. 1.1	Andamento della tariffa media di trasmissione, distribuzione e misura dell'enegia elettrica
Fig. 1.2	Andamento delle immobilizzazioni materiali di Terna
Fig. 1.3	Rendita da congestione nel settore elettrico
Fig. 1.4	Andamento del PUN e differenziali dei prezzi zonali rispetto al PUN
Fig. 1.5	Andamento delle immobilizzazioni materiali nell'attività di distribuzione e misura elettrica
Fig. 1.6	Andamento della tariffa di trasporto, stoccaggio, distribuzione e misura del gas per il settore domestico
Fig. 1.7	Andamento della tariffa di trasporto del gas naturale per i settori termoelettrico e industriale
Fig. 1.8	Andamento degli investimenti di Snam Rete Gas
Fig. 1.9	Andamento degli investimenti di Stogit
Fig. 1.10	Evoluzione della capacità di stoccaggio del gas naturale
Fig. 1.11	Andamento degli investimenti nelle attività di distribuzione e misura del gas
Fig. 1.12	Andamento della rete, della rete di acciaio protetta catodicamente e della rete in ghisa nella distribuzione del gas naturale
Fig. 2.1	Evoluzione degli impianti di generazione elettrica e del fabbisogno di potenza alla punta
Fig. 2.2	Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi societari
Fig. 2.3	Produzione nazionale lorda di energia elettrica per i maggiori gruppi societari
Fig. 2.4	Evoluzione del prezzo per il cliente domestico tipo del settore elettrico
Fig. 2.5	Evoluzione del mercato libero e vincolato/tutelato nel settore elettrico
Fig. 2.6	Evoluzione delle importazioni di gas e quote dei principali gruppi societari
Fig. 2.7	Importazioni lorde di gas per area di provenienza
Fig. 2.8	Quote dei primi tre gruppi societari per disponibilità di gas
Fig. 2.9	Evoluzione del mercato libero e tutelato nel settore del gas
Fig. 2.10	Numero di imprese di vendita per dimensione d'impresa
Fig. 3.1	Durata delle interruzioni per cliente BT, anni 2004-2009
Fig. 3.2	Durata delle interruzioni per cliente BT di responsabilità delle imprese distributrici, anni 2004-2009
Fig. 3.3	Evoluzione dei controlli del grado di odorizzazione del gas naturale
Fig. 6.1	Numero di procedimenti sanzionatori avviati e chiusi tra il 2004 e il 2009

Tariffe

La legge 14 novembre 1995, n. 481, pone al centro dell'attività di regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas la definizione di un quadro tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, mantenendo come riferimento costante gli obiettivi fondamentali di promozione dell'efficienza e della concorrenza dei settori regolati, oltre che la tutela di utenti e consumatori. A partire dalla sua costituzione, l'Autorità si è mossa lungo queste linee direttrici, avviando un ampio processo di razionalizzazione e modifica del quadro regolatorio del settore elettrico e gas, che è sfociato in una completa riforma del sistema tariffario.

Con un primo insieme di interventi di natura strutturale, l'Autorità ha introdotto i tasselli fondamentali del futuro assetto dei settori elettrico e gas, definendo tariffe maggiormente aderenti ai costi di produzione e di erogazione dei servizi, prevedendo specifici meccanismi incentivanti che hanno determinato un progressivo recupero di efficienza produttiva degli operatori. In particolare, con la riforma tariffaria del primo settennato, 1997-2003, sono stati introdotti meccanismi di *price cap* e *revenue cap* per l'aggiornamento delle tariffe, abbandonando la logica del riconoscimento dei costi a piè di lista che, garantendo i ricavi degli operatori indipendentemente dalla loro efficienza, non forniva adeguati incentivi al contenimento dei costi stessi. Per evitare che il conseguimento dell'efficienza andasse a scapito della qualità del servizio, tali meccanismi sono stati affiancati, sin dal 2000, da incentivi specifici basati su una logica di premi e penali, finalizzati a garantire un incremento della qualità del servizio. L'attuazione di questa prima fase della regolazione, che ha rappresentato un periodo di grande innovazione rispetto al passato, ha richiesto anche l'adozione di meccanismi graduali di adeguamento, tali da consentire a clienti e operatori i necessari tempi di apprendimento.

Concluso il periodo iniziale della regolazione tariffaria del settore elettrico e gas, è iniziata la fase delicata di completamento del processo di liberalizzazione che ha caratterizzato l'attività di regolazione a partire dal 2004, anno di avvio della Borsa elettrica e di poco successivo alla completa apertura del mercato del gas (avvenuta nel 2003).

Nel settore elettrico, le crisi dell'estate 2003 e il *blackout* verificatosi nel corso del medesimo anno, hanno messo in evidenza l'esistenza di forti carenze infrastrutturali e di congestioni

riconducibili a una gestione integrata del servizio elettrico, quindi alla presenza di un conflitto di interessi tra gestione della rete e attività di vendita. Le carenze infrastrutturali hanno, da un lato, esposto il Paese ai rischi di sicurezza dell'offerta per il settore elettrico, dall'altro favorito l'adozione di comportamenti strategici da parte dei produttori che hanno contribuito a mantenere un elevato livello dei prezzi dell'energia elettrica per il consumatore finale. Ancora più critica appariva la situazione nel mercato del gas che, nonostante il completamento formale del processo di liberalizzazione, restava fortemente concentrato e scarsamente contendibile. Lo sviluppo concorrenziale del settore, caratterizzato da una domanda crescente, era fortemente ostacolato dai limiti sul fronte dell'approvvigionamento, riconducibili prevalentemente alla dipendenza dalle importazioni di gas estero, realizzate attraverso contratti a lungo termine stipulati prevalentemente dall'operatore dominante e attraverso infrastrutture da esso stesso controllate. In questo contesto, l'Autorità ha dato valore alla considerazione che, in una fase di avvio del processo di liberalizzazione, pur non potendo prescindere dal mantenimento di un'adeguata strategia di controllo dei costi e di incentivo all'efficienza degli operatori, l'attività di tutela del consumatore deve necessariamente passare anche attraverso un'adeguata politica di promozione della concorrenza e di garanzia dell'offerta. Nel secondo settennato, l'Autorità ha pertanto integrato le principali finalità di regolazione tariffaria fino a quel momento assunte, ossia la fissazione di tariffe *cost reflective* e la previsione di meccanismi volti alla riduzione dei costi di erogazione del servizio, con due ulteriori obiettivi, funzionali allo sviluppo della concorrenza e coerenti con un assetto completamente liberalizzato del mercato: l'incentivazione degli investimenti nelle infrastrutture di rete e la convergenza dei criteri tariffari tra i due settori regolati. L'Autorità ha anche accompagnato tale processo con l'adozione di specifici meccanismi volti a rafforzare forme di tutela per le fasce di consumo più deboli, secondo modalità compatibili con il nuovo assetto di mercato e il più possibile efficaci, pur in presenza di un contesto congiunturale caratterizzato negli ultimi anni da una profonda crisi economica e da forti aumenti del costo dell'energia. In questo quadro generale, gli interventi realizzati dall'Autorità che hanno toccato trasversalmente sia il settore elettrico sia il settore gas possono essere raggruppati, sulla base delle finalità perseguite, nei seguenti blocchi principali.

- Interventi a sostegno dello sviluppo concorrenziale dei mercati, che comprendono: i provvedimenti realizzati in materia di incentivazione tariffaria agli investimenti; la riforma della disciplina della separazione contabile e l'introduzione di norme per la separazione c.d. "funzionale" (o *unbundling*) per garantire la neutralità nella gestione delle infrastrutture; la definizione di tariffe uniche sul territorio, al fine di favorirne la gestione da parte di venditori e clienti.
- Interventi di razionalizzazione tariffaria, che includono le modifiche apportate al sistema tariffario elettrico e gas al fine di assicurare sia omogeneità di criteri tra i due settori, sia una struttura tariffaria applicata al cliente finale coerente con un assetto competitivo del mercato.
- Interventi a tutela dei consumatori di energia elettrica e gas, compresi quelli maggiormente vulnerabili.

In considerazione della complessità crescente e della necessità di perfezionamento del sistema tariffario, anche in una prospettiva pro-competitiva, nel corso dello sviluppo dei provvedimenti tariffari è stata data particolare enfasi al confronto partecipato con gli operatori e gli utenti, attraverso l'ampliamento dei processi di consultazione e l'applicazione dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR) ai provvedimenti maggiormente rilevanti.

Interventi a sostegno dello sviluppo concorrenziale dei mercati

L'esigenza di sostenere lo sviluppo competitivo dei mercati si è tradotta, nel corso di questo periodo, in una forte attenzione da parte dell'Autorità verso lo sviluppo delle reti, necessarie sia per garantire livelli di offerta sufficienti a consentire il pieno dispiegarsi della concorrenza nei mercati, sia per assicurare un servizio adeguato al cliente finale. A tal fine, l'Autorità ha ritenuto opportuno che il sistema tariffario contemplasse adeguati incentivi agli investimenti, pur nella consapevolezza che le decisioni di investimento delle imprese possono dipendere da un insieme ampio di fattori, attinenti alle strategie delle imprese o ai processi autorizzativi, ulteriori rispetto alla sola incentivazione delle infrastrutture, i cui costi incidono su una parte limitata del prezzo finale.

A partire dal 2004, l'Autorità ha pertanto modificato il preesistente sistema di incentivazione dei nuovi investimenti adottato per le infrastrutture di trasporto, rigassificazione e stoccaggio del gas[1], attraverso l'introduzione di uno schema di incentivi predefiniti, distinti in relazione alla tipologia di investimento (Tav. 1.1). Tale schema consente il riconoscimento di ricavi addizionali sui nuovi investimenti realizzati in misura pari a un incremento del tasso di remunerazione riconosciuto per un periodo superiore alla durata del periodo di regolazione. L'incremento e la durata dell'incentivo risultano essere crescenti in funzione sia della strategicità dell'investimento per lo sviluppo concorrenziale dei mercati, sia della situazione di carenza d'offerta che caratterizza uno specifico segmento della filiera. Seguendo questo criterio generale, i maggiori incentivi, in termini di incremento del tasso di remunerazione e di durata dell'incentivo, sono stati concessi agli investimenti destinati alla realizzazione di nuovi siti di stoccaggio del gas naturale.

L'extra remunerazione per tutti gli investimenti realizzati nel trasporto e nella rigassificazione del gas (indispensabili per garantire l'interconnessione con l'estero, migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti e incrementare l'offerta) è stata volta anche a promuovere le condizioni per fare dell'Italia un *hub* di rilevanza europea.

Riguardo alla trasmissione elettrica è stato invece previsto che, sempre al fine di favorire la competitività del mercato, la maggiore remunerazione sul capitale investito venga riconosciuta sia agli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto, volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato o intrazonali, sia agli investimenti volti a incrementare la *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche.

1 Il regime preesistente prevedeva, per i nuovi investimenti nel trasporto capitalizzati ed entrati in esercizio dall'anno 2001, un ricavo addizionale calcolato come il 12,44% del capitale investito (12,44% è la somma del WACC, pari a 7,94%, di un 2,5% per l'ammortamento e di un altro 2% per i costi operativi). Il ricavo addizionale andava a incrementare per il 60% i ricavi di *capacity* e per il 40% i ricavi relativi al volume, quest'ultimi riconosciuti per 6 anni. La stessa metodologia, al netto dei diversi valori di tassi, ammortamento e costi operativi, era applicata per la rigassificazione. Nel caso dello stoccaggio i nuovi investimenti venivano invece incentivati attraverso la possibilità, in un settore caratterizzato da forte eccesso di domanda, dalla possibilità per le imprese di fissare liberamente le tariffe per le nuove capacità rese disponibili.

TAV. 1.1

Incentivi tariffari per i nuovi investimenti previsti nei periodi regolatori in vigore

SETTORE	MAGGIORAZIONE DEL RENDIMENTO	DURATA	TIPOLOGIA DI INVESTIMENTO
Reti di trasmissione elettrica	+3%	12 anni	Investimenti finalizzati alla riduzione delle congestioni e all'aumento della capacità di interconnessione.
	+ 2%	12 anni	Investimenti di sviluppo non finalizzati alla riduzione delle congestioni.
Reti di distribuzione elettrica	+2%	8 anni	Nuove stazioni di trasformazione AT/MT e sostituzione dei trasformatori esistenti.
	+2%	12 anni	Nuove stazioni di trasformazione AT/MT che aumentano il livello di connettività della rete e per investimenti per progetti pilota in smart grids.
Reti di trasporto gas	+3%	15 anni	Nuova capacità in ingresso alle frontiere.
	+3%	10 anni	Capacità di trasporto nazionale per l'importazione.
	+1-2	5-10 anni	Altre tipologie.
Stoccaggio gas	+4%	16 anni	Nuova capacità di stoccaggio.
	+4%	8 anni	Sviluppo di stoccaggio già in esercizio.
Rigassificatori	+3%	16 anni	Nuova capacità o potenziamenti maggiori del 30%.
	+2%	8 anni	Potenziamenti minori del 30% e investimenti che portano a una maggiore utilizzazione del terminale.
Reti di distribuzione gas	+2%	8 anni	Ammodernamento dei sistemi di odorizzazione e sostituzione delle condotte in ghisa.

A fine 2007, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di indicatori di efficacia degli investimenti nel settore elettrico, finalizzati a misurare il beneficio relativo che ogni investimento è in grado di apportare al sistema, in modo da individuare criteri oggettivi sia per la definizione di un ordine di priorità degli investimenti nelle infrastrutture di rete, sia per graduare oggettivamente il livello di extra remunerazione riconosciuta ai nuovi investimenti di sviluppo. Tali indici saranno introdotti in via sperimentale nel corso dell'attuale periodo regolatorio.

L'altro strumento fondamentale, predisposto dall'Autorità nel corso di questi anni per favorire lo sviluppo concorrenziale dei mercati, è costituito dalla riforma della disciplina dell'*unbundling*. L'Autorità ha introdotto nuove norme in materia di separazione funzionale, in applicazione della Direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE, con l'obiettivo di:

- garantire l'indipendenza e la neutralità della gestione delle reti e, più in generale, delle infrastrutture regolate essenziali per lo sviluppo di un libero mercato energetico, rispetto agli interessi degli operatori degli altri segmenti liberalizzati delle filiere dell'energia elettrica e del gas; ciò attraverso disposizioni riguardanti gli operatori dei servizi in monopolio infrastrutturale, il profilo dell'organizzazione, il potere decisionale e gestionale e la disponibilità di informazioni commercialmente sensibili;
- garantire, tramite la corretta e trasparente disaggregazione e l'imputazione dei valori economici e patrimoniali alle diverse attività, l'assenza di sussidi incrociati tra le stesse attività, in particolare tra quelle soggette a regolamentazione tariffaria e quelle svolte sul mercato;
- garantire un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale delle imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, con particolare attenzione alla struttura dei costi, nonché coerente con le finalità di regolazione stabilite dalla legge n. 481/95, in materia di promozione della concorrenza e dell'efficienza, e di definizione di un sistema tariffario certo e trasparente.

L'Autorità ha previsto anche un approccio semplificato in materia di separazione contabile, attraverso l'adozione di un modello che – senza richiedere la creazione di tante contabilità generali quante sono le attività – assicuri comunque la significatività dei rendiconti a livello di ogni singola attività, in coerenza con i modelli organizzativi adottati dalle imprese e tramite il ricorso ad appositi strumenti quali la contabilità analitica. La disciplina dell'*unbundling*, e in particolare la normativa relativa alla separazione funzionale, dovrà essere in futuro modificata in applicazione delle nuove Direttive europee 2009/72/CE e 2009/73/CE che prevedono un ulteriore rafforzamento del modello di separazione funzionale, nel caso in cui lo Stato membro non attui la separazione proprietaria delle infrastrutture.

Sempre in una logica pro-competitiva, l'Autorità ha scelto di unificare le tariffe di distribuzione sul territorio in una tariffa obbligatoria unica per quanto riguarda la distribuzione elettrica e in una tariffa da applicarsi in sei macroambiti sovraregionali (con la contestuale introduzione di specifici meccanismi di perequazione), nella distribuzione del gas. La scelta di favorire la convergenza e la semplificazione tariffaria attraverso l'adozione, ove possibile, di tariffe di rete uniche traslabili in modo oggettivo sul cliente finale, rappresenta un mutamento di prospettiva rispetto a quanto realizzato nel precedente periodo regolatorio, quando erano gli esercenti a presentare le proprie tariffe e l'Autorità si limitava ad approvarle se conformi ai criteri previsti dalla metodologia tariffaria. Tale cambiamento risponde all'esigenza, in mercati oramai completamente aperti alla concorrenza, di favorire il confronto competitivo a valle, tramite l'adozione di tariffe facilmente verificabili e confrontabili nell'ambito della valutazione di un'offerta commerciale da parte del cliente e altrettanto agevolmente gestibili da parte del venditore.

Nel 2006 è stata introdotta una nuova disciplina per il servizio di stoccaggio del gas naturale con la definizione di una tariffa unica nazionale, accompagnata dalla previsione di un meccanismo di garanzia dei ricavi tale da fornire adeguati incentivi al potenziamento delle infrastrutture esistenti e allo sviluppo dei nuovi giacimenti di stoccaggio, necessari per superare le forti criticità di capacità esistenti. I nuovi stoccaggi risultano infatti caratterizzati da costi superiori rispetto a quelli già in essere e dunque la tariffa unica evita svantaggi competitivi ai nuovi operatori, altrimenti destinati, in applicazione del principio di *cost reflectivity* adottato dalla regolamentazione tariffaria, a offrire i propri servizi a tariffe più alte rispetto all'impresa dominante.

Tra gli interventi finalizzati a rafforzare la competitività del mercato rientra inoltre la recente previsione di incentivi per lo sviluppo delle c.d. *smart grids*, le reti di distribuzione integrate con sistemi telematici di misura e controllo che, tramite l'utilizzo di tecnologie digitali e flussi bidirezionali di comunicazione, permettono il risparmio energetico e la riduzione dei costi d'uso delle reti, mantenendo alti livelli di trasparenza e affidabilità. Tali "reti intelligenti" sono in grado di far interagire efficacemente produttori e consumatori anche favorendo lo sviluppo della generazione distribuita e della mobilità elettrica; inoltre, consentono di prevedere in anticipo le richieste di consumo e di bilanciare con flessibilità la produzione e la domanda di energia elettrica anche localmente.

Infine, possono essere ricondotti all'obiettivo di migliorare la competitività dei mercati, garantendone l'efficienza, gli interventi effettuati per favorire sia un'integrazione efficiente delle imprese minori di trasmissione nazionale da parte di Terna, sia l'aggregazione delle piccole imprese di distribuzione del gas e dell'energia elettrica. Rientrano in questo quadro il riconoscimento del differenziale dei costi operativi nel caso di aggregazione di imprese di distribuzione elettrica, gli interventi volti a favorire l'allargamento degli ambiti di distribuzione gas e il dimensionamento del fattore di recupero della produttività (*X factor*) sulle imprese più grandi e quindi più efficienti.

Interventi di razionalizzazione tariffaria

A partire dal 2004 l'Autorità, nell'ambito dei diversi periodi di regolazione, ha realizzato interventi di riforma e razionalizzazione del sistema tariffario elettrico e gas seguendo alcune direttrici principali, di seguito sintetizzate.

- Individuazione di distinte componenti tariffarie per ciascuna fase della filiera elettrica e rimozione graduale dei sussidi incrociati che caratterizzavano la tariffa degli utenti domestici nel precedente regime tariffario. È stata prevista, come già per il settore del gas, la separazione tra le componenti tariffarie a copertura dei servizi regolati e quelle relative alla copertura dei costi di acquisto dell'energia; sono state inoltre individuate tariffe distinte per i servizi di distribuzione, di misura e di commercializzazione dell'energia elettrica, successivamente enucleate anche nel settore gas; è inoltre proseguita la convergenza verso una tariffa di distribuzione elettrica maggiormente *cost reflective*, nonostante permangano ancora sussidi incrociati a favore dei clienti domestici residenti con livelli di consumo medio bassi. Tali modifiche si inseriscono in un più ampio processo di revisione dell'intero sistema tariffario che ha portato alla definizione di distinti meccanismi di tutela destinati alle utenze domestiche che versano in condizioni di disagio economico e/o fisico, superando il meccanismo di tutela generalizzata inglobato nella precedente struttura tariffaria elettrica (*vedi il Capitolo 4 di questo Volume*).
- Armonizzazione dei criteri tariffari applicati nel settore elettrico e gas. L'Autorità ha innanzitutto adottato sia per il settore elettrico sia per quello del gas naturale i criteri integrativi previsti per l'aggiornamento tariffario dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 (e già applicati nel settore gas): rivalutazione del valore delle infrastrutture; utilizzo di un tasso di rendimento delle attività prive di rischio almeno in linea con i Titoli di Stato a lungo termine; simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del *price cap*, applicato alle componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi operativi e degli ammortamenti. Successivamente, l'Autorità ha previsto di:

  - fissare il livello di recupero programmato di produttività (*X factor*) con l'obiettivo di completare in un certo arco temporale il trasferimento ai consumatori dei maggiori recuperi di efficienza già conseguiti, nella convinzione che i margini di efficientamento fossero ormai difficilmente prevedibili;
  - applicare il meccanismo del *price cap* ai soli costi operativi, nella previsione di una regolazione che riconosca gli investimenti sulla base di costi standard. Per quanto riguarda l'ammortamento, la relativa modalità di calcolo è stata uniformata a quella già utilizzata per le tariffe del settore gas (ammortamenti di tipo lineare con riferimento alla durata fisica effettiva delle diverse categorie di cespiti). La scelta di adottare un'identica metodologia tra settori ha riguardato anche altri aspetti, quali le modalità di calcolo del tasso di remunerazione (WACC), il trattamento dei contributi pubblici, il capitale circolante netto ecc. In particolare, l'Autorità ha perseguito anche l'obiettivo di progressiva riunificazione delle definizioni relative all'anno di riferimento, ai fini della determinazione e del calcolo delle tariffe, a favore dell'anno solare, già adottato nel settore elettrico, in modo da consentire il riallineamento tra valori tariffari e valori di bilancio.

Tra gli interventi di razionalizzazione tariffaria vanno incluse sia la definizione di un quadro coordinato di tutte le atti-

vità e le responsabilità del servizio di misura, che è stata attribuita in via prevalente ai distributori, sia l'individuazione di componenti tariffarie *ad hoc* a copertura del servizio stesso.

Infine, sempre nell'ambito del processo di razionalizzazione e riduzione degli oneri a carico dei consumatori finali, nel corso di questi anni l'Autorità ha avviato numerosi meccanismi di regolazione tariffaria, tra cui:

- la revisione della regolazione delle cooperative e delle imprese elettriche minori, al fine di garantire la compatibilità della regolazione di tali imprese con la completa liberalizzazione del servizio di vendita nel settore elettrico a partire dall'1 luglio 2007;
- l'implementazione di nuovi meccanismi di incentivo e regolazione per disciplinare e ridurre i costi sostenuti dalla Sogin per lo smantellamento di centrali e impianti nucleari.

Interventi a tutela dei consumatori, compresi quelli più vulnerabili

Nell'ambito del quadro normativo primario di riferimento definito con il decreto interministeriale 28 dicembre 2007, l'Autorità ha avviato il processo di revisione del sistema tariffario per le utenze domestiche elettriche in bassa tensione, implementando al contempo i meccanismi di tutela destinati alle utenze domestiche che versano in condizioni di disagio economico e/o fisico (utilizzo di apparecchiature elettromedicali salvavita). Tale processo di revisione implica il graduale superamento del criterio di tutela sociale generalizzata (in precedenza implicitamente inglobato nella struttura delle tariffe D2 applicate ai clienti domestici) con l'introduzione di meccanismi espliciti volti a garantire adeguata protezione unicamente ai clienti che versino in condizioni di disagio. Pertanto, sulla base delle indicazioni della normativa che individua nell'ISEE (l'indicatore della situazione economica equivalente) lo strumento per la selezione dei potenziali beneficiari, l'Autorità ha individuato i beneficiari della compensazione, ha quantificato l'entità e previsto le modalità di erogazione della stessa attraverso i distributori, mediante meccanismi non distorsivi della concorrenza nel mercato a valle, in grado al contempo di riflettere i costi del servizio e di evitare sprechi nei consumi. Il meccanismo di compensazione, che consente indicativamente di coprire il 20% della spesa dell'utente tipo al netto degli oneri fiscali ed è differenziato in base alla numerosità della famiglia anagrafica, è pienamente operativo da gennaio 2009, con applicazione retroattiva dall'1 gennaio 2008. Alla data del 15 giugno 2010 le richieste di bonus che hanno superato tutti i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità da parte dei Comuni e delle imprese distributrici di energia elettrica e sono ammesse all'agevolazione, risultano essere più di 1,2 milioni. Secondo le stime effettuate nei primi mesi dell'anno 2010, i sussidi concessi per gli anni 2008 e 2009 hanno complessivamente raggiunto un valore pari a circa 160 milioni di euro.

Nel corso del 2009, l'Autorità ha inoltre dato attuazione operativa alle disposizioni del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, che hanno esteso alle famiglie economicamente svantaggiate, aventi diritto all'applicazione delle tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica, il diritto alla compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale, affidando all'Autorità il compito di quantificare l'ammontare della compensazione e di definire le modalità applicative della stessa. Il nuovo meccanismo di compensazione introdotto dal decreto

legge n. 185/08 ha consentito il completo superamento del precedente sistema di tutela sociale, introdotto dall'Autorità nel settore gas nel 2000. Il sistema previgente affidava agli enti locali, in virtù della loro conoscenza diretta dei casi di disagio, l'attivazione delle misure di tutela sociale ed era basato su meccanismi a carattere facoltativo; tuttavia, a causa della limitata applicazione, tale strumento di protezione si è rivelato nel tempo scarsamente efficace. L'Autorità ha definito le modalità operative del meccanismo di compensazione per la spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale prevedendo una compensazione differenziata per zone climatiche, per tipologia di consumo e parametrata al numero di componenti della famiglia anagrafica. Il nuovo meccanismo determina una riduzione della spesa dell'utente tipo, al netto delle imposte, di circa il 15%. Il sistema di gestione dell'agevolazione sulla fornitura di gas naturale (SGAte) è attivo per la raccolta delle istanze di bonus gas dal 15 dicembre 2009. Alla data del 15 giugno 2010 le istanze presentate sono oltre 600.000.

Esiti dell'attività di regolazione tariffaria

Tenuto conto della necessaria ridefinizione delle priorità strategiche affidate alla regolazione tariffaria, alla luce dei risultati già raggiunti, dell'evoluzione dei mercati e delle criticità emerse, gli esiti di tale attività non possono essere valutati esclusivamente con riferimento all'andamento delle tariffe infrastrutturali: queste riflettono infatti il costo legato all'incentivazione dei nuovi investimenti e dunque vanno valutate sia tenendo conto del contributo alla sicurezza e alla concorrenzialità dell'offerta, sia guardando ai risultati in termini di investimenti realizzati, di tutela dei consumatori vulnerabili, oltre che di miglioramento della qualità del servizio (vedi il Capitolo 3 di questo Volume). Ulteriore e necessaria avvertenza è che i risultati in termini di investimenti risentono inevitabilmente dei tempi tecnici, necessari per la realizzazione, così come dei tempi associati all'espletamento delle relative procedure autorizzative. Tali risultati dipendono inoltre dalle strategie di medio-lungo periodo perseguite dalle imprese, guidate solo in parte dalla prospettiva dell'incentivazione tariffaria, e più spesso influenzate da comportamenti strategici nel caso di operatori verticalmente integrati, non interessati a sviluppare infrastrutture a vantaggio di propri concorrenti (vedi *infra* e il Capitolo 2 di questo Volume).

L'evoluzione dei dati relativi all'andamento delle tariffe per l'utilizzo delle infrastrutture e degli investimenti conferma comunque una dinamica positiva, seppur con alcune significative differenze, sia tra i due settori sia tra le diverse infrastrutture di rete.

Settore elettrico

Nello specifico il settore elettrico si caratterizza innanzitutto per una riduzione complessiva di circa il 5% in termini nominali e di circa il 14% in termini reali, dal 2004 a oggi, della parte regolata dei prezzi relativa all'utilizzo delle infrastrutture di rete (trasmissione, distribuzione e misura) (Fig. 1.1).

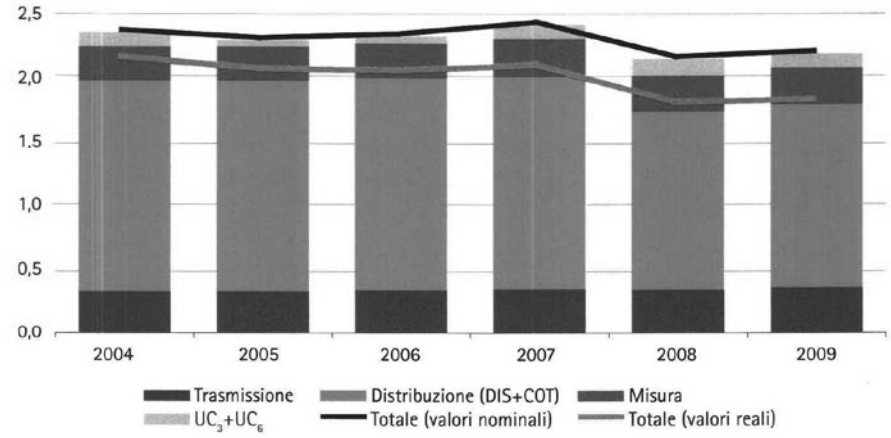


FIG. 1.1

Andamento della tariffa media di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica

c€/kWh; valori reali deflazionati con indice dei prezzi 2000 = 100

Con riferimento alle singole componenti di costo, quella relativa alla misura indica una significativa contrazione, in termini percentuali, dovuta essenzialmente all'ammortamento dei nuovi impianti di rilevazione elettronica dei consumi i cui investimenti si sono concentrati fino al 2006; la componente di trasmissione presenta un andamento in crescita, dovuto ai consistenti investimenti finalizzati alla riduzione delle congestioni di rete, mentre quella di distribuzione presenta un significativo contenimento dei costi, soprattutto operativi; tuttavia, in prospettiva, tali costi potrebbero registrare una ripresa, proporzionalmente agli investimenti per lo sviluppo delle reti di distribuzione intelligenti.

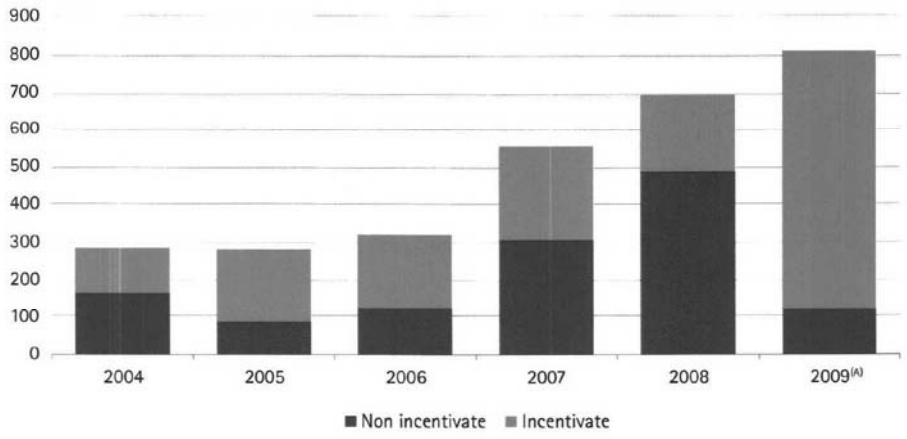


FIG. 1.2

Andamento delle immobilizzazioni materiali di Terna

Inclusi i lavori in corso; milioni di euro a valori reali deflazionati con il deflatore degli investimenti fissi lordi

(A) Il dato 2009 rappresenta una stima degli investimenti regolatori relativi alla sola attività di trasmissione (comprese l'attività di misura e le attività statistiche).

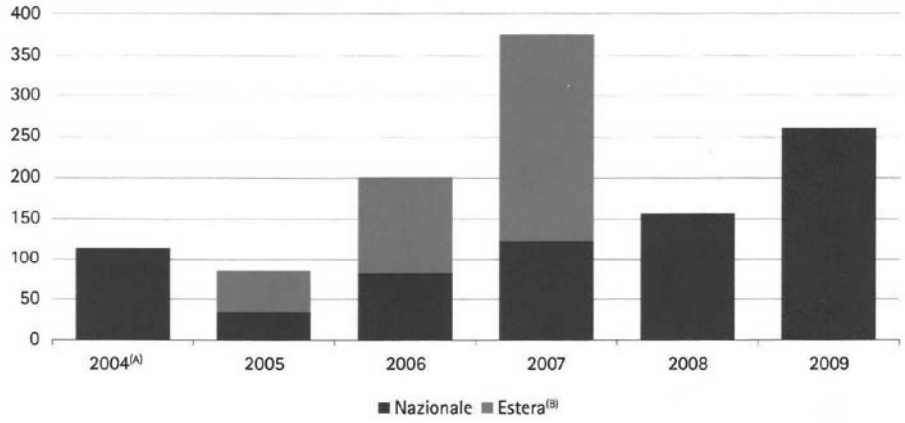
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

L'analisi di dettaglio dei risultati tariffari evidenziati in figura e la valutazione degli investimenti effettuati dalle imprese regolate consentono di rilevare un andamento difforme tra le attività di trasmissione e di distribuzione. Nel primo caso, la politica di incentivazione degli investimenti adottata dall'Autorità, più che portare a riduzioni della tariffa di rete (per altro di minor peso sul totale dei costi tariffati), ha indotto un rapido, sostanziale ed essenziale incremento degli investimenti realizzati, che nel 2009 sono risultati più che raddoppiati rispetto a quelli effettuati nel 2004 (Fig. 1.2). Ciò nonostante, permangono ancora forti problemi in termini di congestione sulla rete (la figura 1.3 evidenzia ancora una forte incidenza delle rendite da congestione nazionale, che a sua volta è un indicatore del differenziale del valore commerciale dell'energia prodotta nelle diverse zone del Paese). Tale situazione ha limitato, soprattutto nelle isole, le possibilità di confronto concorrenziale e ha determinato rilevanti rendite (la figura 1.4 evidenzia i differenziali di prezzo, rispetto al Prezzo unico nazionale (PUN) dell'energia elettrica prodotta nelle diverse zone nazionali, con una manifesta criticità per i prezzi relativi alle isole) che hanno reso evidente la necessità di ulteriori investimenti (vedi il Capitolo 2 di questo Volume). Risulta invece decisamente migliorata la situazione in alcune zone prima critiche del Paese, soprattutto nel Centro-Nord. Tutto ciò conferma la bontà della manovra tariffaria adottata, da sostenere, quindi, per superare le residue criticità citate che, in ultima analisi, consistono in un accesso al mercato di impianti di produzione non economici, solo per la mancata possibilità di trasportare nelle corrispondenti zone di consumo l'energia prodotta in altre aree da impianti più efficienti.

FIG. 1.3

Rendita da congestione nel settore elettrico

Milioni di euro



(A) Aprile-dicembre.

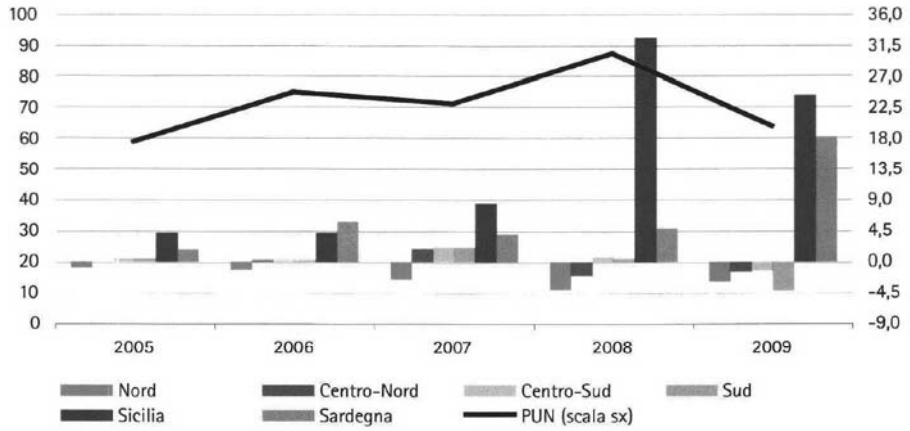
(B) A partire dal 2008 tutta la capacità di interconnessione sulle frontiere estere viene assegnata congiuntamente dai TSO confinanti mediante aste esplicite. Si azzera così, per definizione, la rendita da congestione sulle zone estere, essendo il costo delle congestioni pagato nelle aste esplicite.

Fonte: GSE.

FIG. 1.4

Andamento del PUN e differenziali dei prezzi zonali rispetto al PUN

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

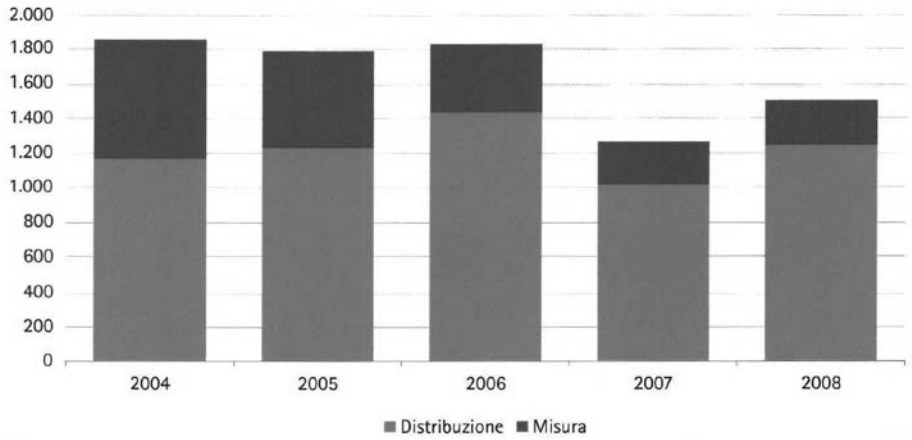
Diverso appare l'andamento delle tariffe di distribuzione, ambito nel quale si registra una contrazione degli investimenti realizzati nel 2007 (Fig. 1.5)[2] nonostante gli investimenti nell'attività di distribuzione, in particolare quelli finalizzati a garantire una migliore qualità del servizio, siano stati incentivati sin dalla fase di avvio della regolazione. Tale risultato potrebbe essere, almeno in parte, ricondotto a scelte strategiche di operatori che, trovandosi nel perimetro di società verticalmente integrate, vedono prevalere strategie di investimento di gruppo sugli interessi delle singole società, destinando la maggior parte delle risorse economiche allo sviluppo delle attività libere a scapito di quelle regolate. In parte la contrazione degli investimenti potrebbe essere ricondotta anche alla riduzione di quelli destinati a migliorare la qualità del servizio alla luce dei già raggiunti buoni risultati di qualità nel 2007. Per i prossimi anni ci si attende un incremento degli investimenti sia grazie all'applicazione della normativa dell'*unbundling* funzionale che mira a garantire una maggiore indipendenza nelle scelte di investimento degli operatori di rete, sia a seguito degli effetti incentivanti, tipicamente di medio-lungo periodo, derivanti dall'applicazione della nuova regolazione degli investimenti introdotta a partire dal 2008. Un ulteriore sviluppo degli investimenti nelle reti di distribuzione è atteso inoltre a seguito della recente previsione di incentivazione dei progetti pilota realizzati in tali reti per lo sviluppo di *smart grids*. Relativamente all'attività di misura, questa riflette la politica di sostegno al programma di installazione dei sistemi di misurazione intelligenti. Il nostro Paese è anche quello dove vi è stata la più diffusa introduzione di questi impianti (vedi il Capitolo 3 di questo Volume).

2 La figura riporta l'andamento dei cinque principali operatori di settore: Enel Distribuzione, Aem Milano, Aem Torino, Asm Brescia e Acea (corrispondenti a circa il 95% del totale).

FIG. 1.5

Andamento delle immobilizzazioni materiali nell'attività di distribuzione e misura elettrica

Inclusi i lavori in corso; milioni di euro a valori reali deflazionati con il deflatore degli investimenti fissi lordi[A]



(A) Il dato per il 2009 non è disponibile alla data di stesura della presente *Relazione Annuale*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Settore gas

Per quanto riguarda il settore gas, la figura 1.6 mostra una sostanziale stabilità delle tariffe in termini nominali (di trasporto, stoccaggio, distribuzione e misura) per il settore domestico fino al secondo semestre 2009, quando, limitatamente alla distribuzione, esse hanno subito un necessario adeguamento per il riconoscimento di alcuni maggiori costi del servizio; questi ultimi sono riconducibili principalmente a necessari e non rinviabili interventi di ammodernamento degli impianti finalizzati a migliorare in modo sostanziale la sicurezza e la qualità dei servizi. L'incremento delle tariffe di distribuzione è comunque subordinato a una serie di ispezioni e verifiche che l'Autorità ha avviato su base annuale; una volta stabilizzata definitivamente la nuova impostazione tariffaria, per gli anni futuri si può prevedere che gli andamenti ripercorrano le curve di efficientamento già riscontrate nelle altre tariffe dei servizi a rete, tenendo anche conto del potenziale di razionalizzazione dei costi connesso con la riduzione del numero degli ambiti di gara per le nuove concessioni di distribuzione. A fronte di un leggero aumento della tariffa di trasporto, si assiste invece a una diminuzione della tariffa di stoccaggio. I settori industriale e termoelettrico (Fig. 1.7) hanno potuto beneficiare di una riduzione della componente relativa al trasporto.

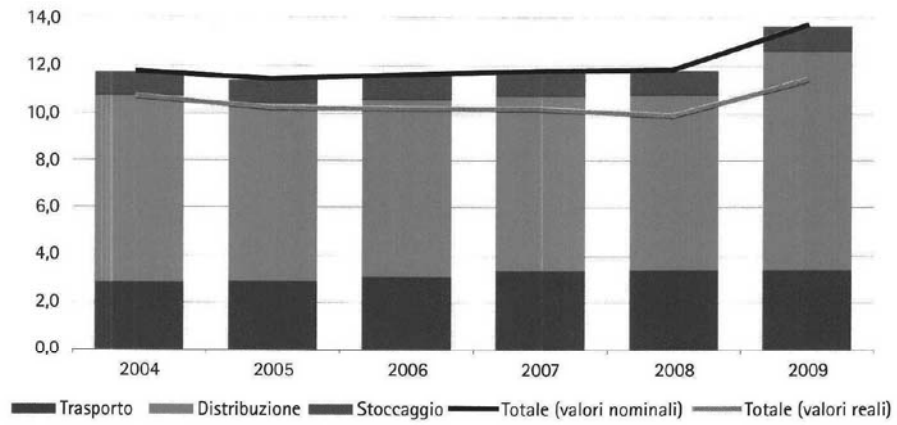


FIG. 1.6

Andamento della tariffa di trasporto, stoccaggio, distribuzione e misura del gas per il settore domestico

c€/m³; valori reali deflazionati con indice dei prezzi 2000 = 100

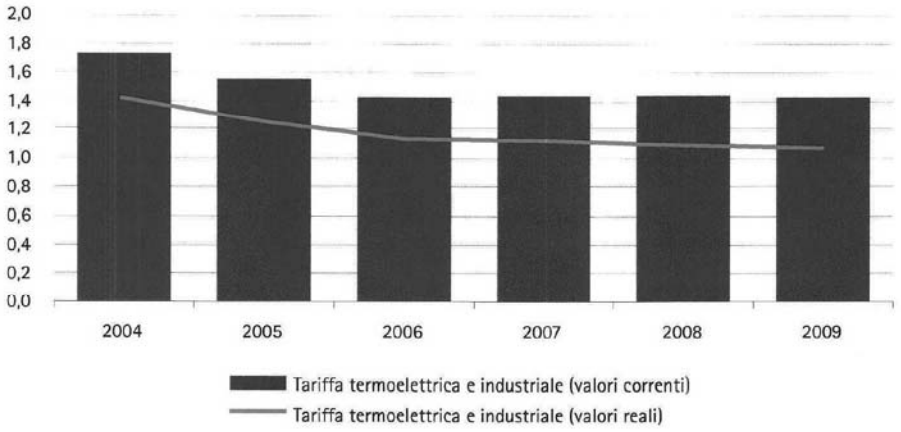


FIG. 1.7

Andamento della tariffa di trasporto del gas naturale per i settori termoelettrico e industriale

c€/m³; valori reali deflazionati con indice dei prezzi 2000 = 100

La figura 1.8 riporta l'andamento degli investimenti realizzati dal principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas[3]. Il grafico consente di evidenziare una crescita degli investimenti incentivati, soprattutto negli ultimi due anni, riconducibile in parte al peso rilevante assunto nel settore gas dagli investimenti strategici e alla quota molto contenuta degli investimenti di mera sostituzione, che non risultano incentivati.

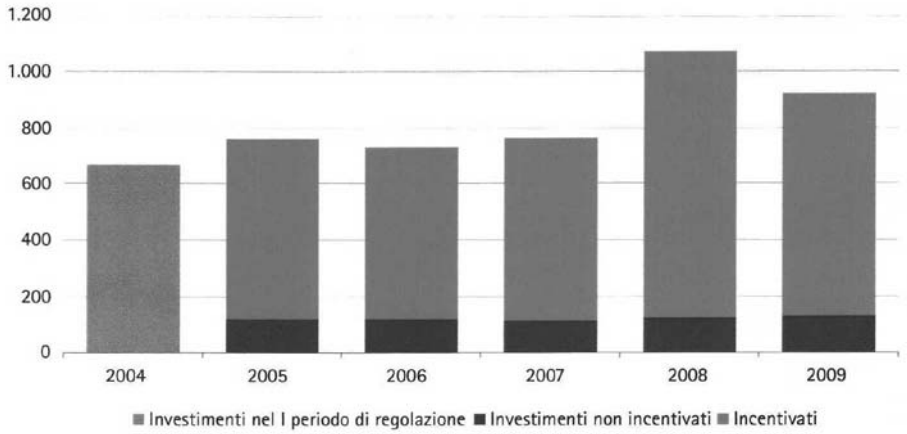
Alla crescita degli investimenti incentivati corrisponde un importante incremento della capacità di trasporto nei punti di ingresso della rete nazionale: gli investimenti realizzati negli anni termici 2003-2008 hanno permesso di incrementare la capacità di trasporto nei punti di importazione del 20,2% rispetto alla capacità di importazione di inizio periodo; la lunghezza delle reti è passata da circa 30.500 a 33.500 km.

3 Trattandosi di imprese per lo più costituite in forma societaria separata negli anni successivi ai decreti di liberalizzazione o che hanno visto solo di recente la riunificazione di proprietà e gestione, non appare particolarmente significativo fare confronti intertemporali con il livello di investimenti di anni addietro.

FIG. 1.8

Andamento degli investimenti di Snam Rete Gas

Milioni di euro a valori reali deflazionati con il deflatore degli investimenti fissi lordi



Fonte: Elaborazione AEEG su dati di bilancio della società.

Con riferimento all'attività di stoccaggio, negli anni 2007 e 2008 si assiste invece a investimenti che, seppure ancora contenuti in termini assoluti, hanno registrato ritmi di crescita di circa 200% all'anno (Fig. 1.9). Il livello significativamente basso di investimenti rilevato in questo settore, nonostante agli investimenti destinati a garantire nuovi siti di stoccaggio vengano riconosciuti incentivi più elevati rispetto a quelli per gli investimenti strategici realizzati in altre fasi della filiera o nel settore elettrico, appare da ricondurre sia al prevalere di strategie di contenimento degli investimenti guidate da una logica di gruppo, sia alla difficoltà a ottenere le necessarie autorizzazioni. La ripresa degli investimenti e l'aumento delle capacità dal 2007 (Fig. 1.10) sono probabilmente anche da ascrivere all'esperienza dell'emergenza registrata durante l'inverno del 2006 e alla fine del contenzioso amministrativo relativo alla tariffa di stoccaggio del primo periodo di regolazione, ritenuta da Stogit poco remunerativa, che ha visto riconfermate nel secondo grado di giudizio le disposizioni assunte dall'Autorità.

Per quanto riguarda l'attività di distribuzione e misura del gas, si è assistito a una forte contrazione degli investimenti nel 2004, riconducibile anche al clima di incertezza regolatoria derivante dal contenzioso amministrativo, attivato dalle numerose imprese di distribuzione, che ha riguardato i provvedimenti tariffari dei primi due periodi di regolazione e che ha avuto come origine il diverso approccio nei confronti della dimensione aziendale, considerata dall'Autorità come fattore endogeno (e di conseguenza efficientabile) e dalle imprese come fattore esogeno (e di conseguenza non efficientabile). A tale situazione fa seguito una crescita contenuta ma costante a partire dall'anno 2005 (Fig. 1.11). Il rallentamento degli investimenti è inoltre in parte riconducibile alla scadenza di molte concessioni di distribuzione e alle incertezze relative alla valorizzazione degli investimenti realizzati in sede di cessione della concessione. Una crescita ulteriore degli investimenti nell'attività di distribuzione e misura è attesa nel corso del prossimo periodo regolatorio a seguito degli effetti espansivi attribuibili alla politica di incentivazione adottata in questi settori a partire dall'anno 2009, che dovrebbe avere effetti in termini di interventi per la sicurezza del sistema (odorizzazione e sostituzione di vecchie condotte in ghisa) (Fig. 1.12).

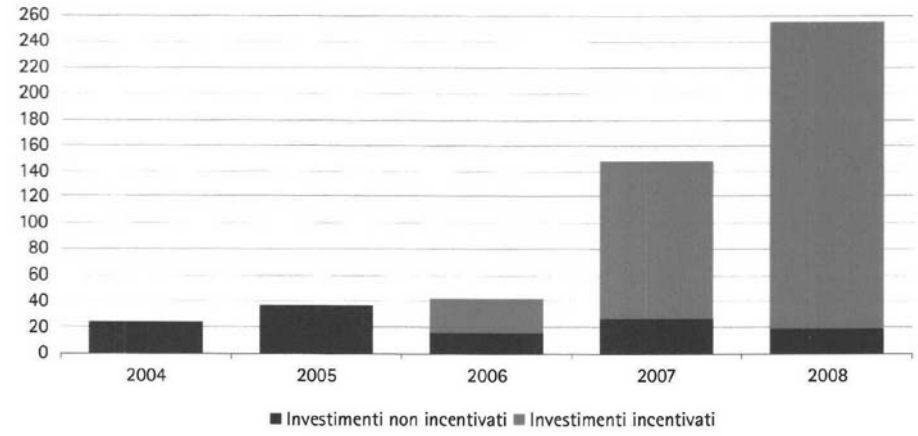


FIG. 1.9

Andamento degli investimenti di Stogit

Milioni di euro a valori reali deflazionati con il deflatore degli investimenti fissi lordi

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di bilancio della società.

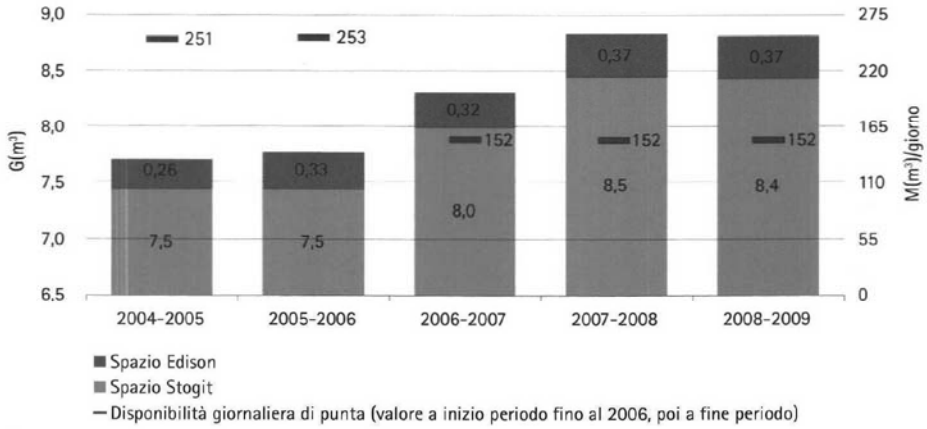


FIG. 1.10

Evoluzione della capacità di stoccaggio del gas naturale

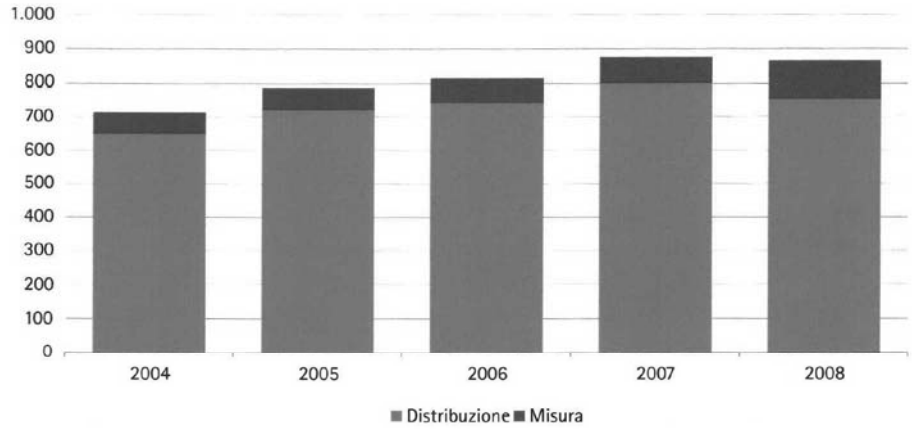
Disponibilità di spazio in G(m³) e disponibilità giornaliera di punta in M(m³)/giorno per anno termico

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di bilancio della società.

FIG. 1.11

Andamento degli investimenti nelle attività di distribuzione e misura del gas

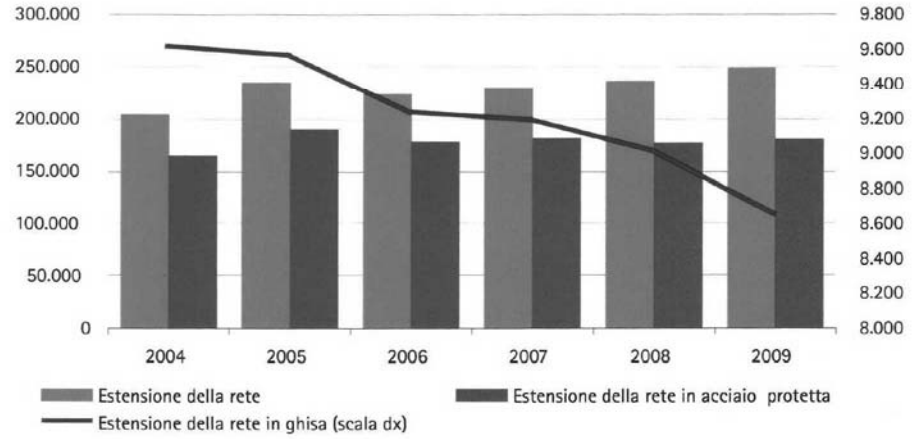
Inclusi i lavori in corso; milioni di euro a valori reali deflazionati con il deflatore degli investimenti fissi lordi



Fonte: Elaborazione AEEG su dati di bilancio della società.

FIG. 1.12

Andamento della rete, della rete in acciaio protetta catodicamente e della rete in ghisa nella distribuzione del gas naturale



Fonte: Elaborazione AEEG su dati di bilancio della società.

Mercati dell'energia elettrica e del gas

Nel settennato in via di conclusione, l'attività di regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas ha perseguito sia il completamento del disegno di mercato delineato dalla normativa primaria, sia la definizione dei tasselli di regolazione necessari per agevolare la transizione verso mercati all'ingrosso e al dettaglio concorrenziali, adeguando al contempo la regolazione all'emergere sia di nuove esigenze in materia di sicurezza e adeguatezza delle forniture, sia di nuovi obiettivi posti dalla politica ambientale a livello europeo.

Più in particolare, l'attività svolta nel settennato in quest'ambito può essere ricondotta a quattro principali linee di intervento, fra loro ovviamente interconnesse e coerenti anche con gli indirizzi della restante attività regolatoria in materia di tariffe illustrata nel Capitolo 1 di questo Volume.

Una prima linea di intervento concerne il completamento del disegno dei mercati all'ingrosso e la promozione della concorrenza. Mentre il primo ha riguardato l'attuazione della normativa primaria, la seconda è stata indirizzata anche dalle risultanze delle Istruttorie conoscitive sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas condotte dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in collaborazione con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, fra il 2003 e il 2005[1]. Nel settore dell'energia elettrica l'attività di regolazione ha riguardato in primo luogo lo sviluppo del dispacciamento di merito economico e l'avvio di una Borsa elettrica, con prezzi zonali e la partecipazione attiva della domanda. Nel settore del gas naturale, già aperto alla concorrenza sin dal 2003, l'attività regolatoria ha posto l'accento da un lato sull'opportunità di sviluppare strumenti idonei a favorire forme di scambio competitivo nel mercato e in prospettiva funzionali all'obiettivo di fare dell'Italia un *hub* del gas europeo, attraverso lo sviluppo di un mercato regolamentato delle capacità (Punto di scambio virtuale - PSV prima e bilanciamento poi); dall'altro ha dovuto prendere atto degli ostacoli strutturali allo sviluppo della concorrenza a monte e dell'inadeguatezza delle infra-

1 Nel febbraio 2003 sono state avviate le Indagini conoscitive sullo stato della liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale. La prima è stata conclusa nel febbraio 2005 e la seconda nel giugno 2004.

strutture. Questi aspetti, oltre a essere oggetto di interventi di regolazione laddove sussistevano le competenze da parte del regolatore, sono stati il tema di una costante e documentata attività di segnalazione al Governo e al Parlamento, nonché alle autorità europee.

Il sottodimensionamento degli investimenti (che ha riguardato anche il settore elettrico, dove ha pesato tra l'altro l'onere delle procedure autorizzative nazionali per gli impianti di generazione e per gli elettrodotti), è stato reso evidente dalle crisi delle forniture che hanno caratterizzato il settennato (si pensi ai *blackout* elettrici prima e alle emergenze gas poi). Una seconda linea di intervento dell'Autorità è stata pertanto prioritariamente legata all'esigenza di assicurare al Paese sia infrastrutture adeguate al pieno dispiegarsi della concorrenza, sia forniture energetiche sicure e sufficienti al fabbisogno, anche in momenti di crisi. Sono stati necessari numerosi interventi di regolazione (dal *capacity payment*, alle regole di gestione degli stoccaggi durante le emergenze gas e delle infrastrutture di rete) che vanno anche letti in un'ottica integrata con i summenzionati interventi in materia tariffaria.

Una terza linea di intervento è stata orientata ad adeguare, laddove necessario, e creare, laddove inesistente, un mercato effettivamente concorrenziale della vendita ai clienti finali che tenesse conto anche dell'obiettivo di tutela dei consumatori finali previsto dalla legge. In tal senso si inseriscono: la determinazione dei prezzi di riferimento per la fornitura ai clienti di minori dimensioni, che i venditori sono obbligati a offrire, nell'ambito delle proprie proposte commerciali ai consumatori finali, e che i clienti finali possono tornare ad avere, anche dopo essere passati al mercato libero; la definizione delle norme per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza, per lo *switching*, per la gestione della morosità, nonché per lo scambio di dati fra distributori e venditori necessari all'attivazione di nuove forniture.

Un quarta linea di intervento fa infine riferimento alla regolazione necessaria per implementare le norme, nazionali ed europee, di politica ambientale e in particolare per il rispetto delle disposizioni del c.d. "pacchetto 20-20-20", che prevedono un significativo incremento della produzione elettrica da energie rinnovabili, ambito nel quale si inseriscono anche gli interventi dell'Autorità in materia di efficienza energetica (vedi il Capitolo 4 di questo Volume).

Sviluppo della concorrenza dei mercati all'ingrosso e completamento del disegno dei mercati

Per quanto riguarda lo sviluppo della concorrenza nei mercati all'ingrosso, il settore elettrico è stato caratterizzato dal completamento del disegno di liberalizzazione, definito in larga misura dalle disposizioni del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, che ha riguardato in particolare la definizione della disciplina del dispacciamento, nonché l'avvio della Borsa elettrica e delle necessarie attività di monitoraggio.

Nel dicembre 2003 sono state definite, dopo un articolato processo di consultazione, le modalità del dispacciamento di merito economico, ovvero le condizioni per l'erogazione del servizio pubblico di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative

risorse su base di merito economico (ai sensi degli artt. 3 e 5 del decreto legislativo n. 79/99). Queste costituiscono il presupposto per l'avvio della Borsa elettrica, in quanto definiscono un regime di selezione degli impianti di generazione basato sulle offerte di prezzi e quantità da parte dei produttori di elettricità, in grado di consentire maggiore efficienza nella produzione di elettricità e nella programmazione dei consumi.
Nel 2006 è stato realizzato un secondo importante passo nell'adeguamento della disciplina del servizio di dispacciamento per renderlo coerente con il nuovo contesto concorrenziale. È stato definito un sistema più flessibile per la registrazione delle transazioni, che permette, da un lato, di favorire lo sviluppo di mercati per la negoziazione a termine distinguendo la gestione delle posizioni commerciali (acquisti e vendite) e i relativi programmi di immissione e prelievo, dall'altro il monitoraggio dell'esposizione degli operatori utenti del dispacciamento verso il sistema e la predisposizione di adeguati strumenti di garanzia.
Il 2004 ha visto l'avvio, a partire dall'1 aprile, della Borsa dell'energia elettrica, dando, in coerenza con la tempistica in tre fasi (sperimentale, transitoria e a regime) dettata dal Ministero delle attività produttive, piena implementazione a quanto previsto in materia dal decreto di liberalizzazione del settore. Il funzionamento della Borsa elettrica italiana è stato disegnato anche per fornire agli operatori i giusti segnali di convenienza per gli investimenti in nuove centrali, con ciò contribuendo a migliorare la sicurezza del sistema elettrico. Nell'ambito del processo di liberalizzazione la Borsa elettrica costituisce il principale strumento per la promozione della concorrenza, perseguito dall'Autorità per garantire la massima efficienza generale del sistema. L'apertura del mercato all'ingrosso è stata completata nel gennaio 2005 con la possibilità anche per la domanda dei consumatori di partecipare alla Borsa elettrica.
L'abolizione da parte dell'Autorità del parametro relativo al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (parametro Ct), per molti anni alla base della definizione dei prezzi regolati per la cessione di energia elettrica, ha segnato il definitivo passaggio a prezzi definiti solo sulla base della libera contrattazione degli operatori nel mercato all'ingrosso.
Infine, per incentivare il trasferimento dei segnali di costo nei prezzi, in relazione sia alla regolazione della disciplina del dispacciamento, sia alla struttura dei prezzi per i clienti finali, è stata modificata, nel 2006, la struttura delle fasce orarie. La nuova disciplina, in vigore dall'1 gennaio 2007, prevede tre differenti fasce orarie che consentono la differenziazione del valore dell'energia elettrica tra le ore diurne e notturne e tra i giorni feriali, il sabato e le festività. La semplicità della struttura delle nuove fasce orarie la rende di facile implementazione da parte degli operatori e particolarmente adatta a fornire un efficace segnale di prezzo ai clienti finali; ciò anche a sostegno di un uso sempre più razionale dell'energia e del risparmio.
Contestualmente all'avvio della Borsa, l'Autorità ha ritenuto necessario adottare specifiche iniziative per il controllo del potere di mercato degli operatori. Pertanto ha promosso, sin dal 2004, il monitoraggio di alcuni indicatori del mercato all'ingrosso che permettessero di individuare situazioni potenzialmente soggette a comportamenti speculativi e di adottare, per tempo, provvedimenti conseguenti. Parallelamente all'avvio della fase sperimentale e transitoria della Borsa e alla definizione, in esito alle negoziazioni, di prezzi su base zonale, l'Autorità ha introdotto anche nuovi strumenti di "copertura" dal rischio di volatilità degli oneri del dispacciamento dell'elettricità, determinati dai differenti costi dell'energia elettrica nelle diverse aree del Paese. Sulla rete nazionale erano presenti infatti alcuni "colli di bottiglia" che, impedendo un ottimale dispacciamento dell'energia, determinavano maggiori costi dell'elettricità da una zona all'altra. Tali maggiori costi, pagati dagli operatori del mercato, sono calcolati come differenza tra il prezzo medio nazionale e quello determinato nelle singole zone; non essendo determinabili a priori, essi rendono meno prevedibile il costo finale complessivo. L'Autorità ha pertanto definito delle speciali "coperture" messe all'asta dal Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN), il cui utilizzo ha permesso agli operatori di compensare gli eventuali maggiori costi sostenuti per l'utilizzo della rete.
Nel 2005, in esito all'Indagine conoscitiva condotta congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato per verificare lo stato del processo di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, a più di cinque anni dall'entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99, è emerso quanto il principale operatore di Borsa, Enel, fosse ancora in grado, nel 2004, di esercitare potere di mercato, seppure in grado diverso, fissando il prezzo all'ingrosso in tutte le macrozone allora esistenti (Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia e

Sardegna), nonché di utilizzare il proprio potere di mercato in modo strategico tra le diverse aree. L'Indagine ha anche rilevato gravi limiti allo sviluppo competitivo nel mercato dei servizi di dispacciamento, che risultava ancora più concentrato del mercato all'ingrosso e dove Enel confermava un chiaro ruolo di operatore dominante.

L'Autorità ha introdotto nel 2006 la possibilità di stipulare, nel mercato elettrico, contratti per la cessione di "capacità produttiva virtuale" (*virtual power plant* o VPP) che consentono di trasferire una quota della produzione di eventuali operatori "pivotali" a soggetti terzi, non riconducibili all'operatore dominante, per quantitativi predefiniti e a prezzi determinati sulla base di una procedura concorsuale aperta[2]. Nonostante l'autorità giudiziaria abbia contestato la competenza dell'Autorità in materia, lo strumento è stato successivamente accettato dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato come misura compensativa proposta da Enel nell'ambito dell'istruttoria avviata per abuso di posizione dominante nella Borsa elettrica nel 2006, e quindi adottato dalla legge 23 luglio 2009, n. 99, con riferimento alla regione Sardegna.

Negli anni seguenti l'Autorità ha proceduto a promuovere a fini concorrenziali l'utilizzo ottimale delle capacità di interconnessione estere in primo luogo attraverso l'assegnazione, congiunta con i gestori dei Paesi confinanti, delle capacità disponibili. In secondo luogo ha promosso, con la dovuta gradualità, l'assegnazione delle stesse tramite aste prima implicite e poi esplicite annuali, mensili e giornaliere. Tali interventi, assieme ad altri volti a promuovere la concorrenza nel mercato all'ingrosso (come il *capacity payment*, vedi oltre), hanno favorito l'entrata di nuovi concorrenti e pertanto contribuito a diminuire il potere di mercato dell'operatore dominate nelle macrozone Nord e Centro-Nord. Anche a seguito di specifiche istruttorie conoscitive, l'Autorità ha poi promosso misure dedicate a incrementare la concorrenza nelle macrozone Sud, Sicilia e Sardegna.

Parallelamente a tali interventi l'Autorità ha provveduto a rafforzare gli strumenti di monitoraggio del mercato definendo, sin dal 2005, un insieme coerente di disposizioni per strutturare l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso, rafforzare gli obblighi in materia del Gestore del mercato elettrico (GME, oggi Gestore dei mercati energetici) e del GRTN (oggi Terna – Rete elettrica nazionale), nonché integrando gli strumenti di analisi sviluppati nell'Indagine congiunta. I numerosi interventi volti a raffinare e rafforzare il monitoraggio dei mercati, tipici di una fase di regolazione matura, sono poi confluiti nel 2008 nel *Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento* (TIMM).

Per quanto riguarda lo sviluppo della concorrenza nei mercati all'ingrosso del settore del gas naturale, nel 2004 sono state definite disposizioni in materia di mercato regolamentato delle capacità e del gas, e sono state fissate le tappe per la realizzazione in Italia di un mercato organizzato del gas: un primo passo è stato individuato nella necessità di rendere il sistema di transazioni secondarie più ampio e flessibile; il secondo è stato individuato nella definizione di contratti standard di compravendita; il terzo stadio è stato dedicato a realizzare un mercato giornaliero del bilanciamento e infine il quarto all'implementazione di una vera e propria Borsa del gas. La Borsa del gas costituisce uno strumento essenziale per il proseguimento del processo di liberalizzazione e per lo sviluppo di un mercato concorrenziale del gas cui contribuisce anche la posizione geografica dell'Italia, che si pone come punto naturale per lo sviluppo dei flussi di gas che interesseranno sempre di più il bacino mediterraneo, l'Europa sud-orientale e il Medio Oriente verso l'Europa comunitaria. L'incremento degli scambi di gas ha anche l'obiettivo di aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti per l'Italia e l'intera Unione europea.

Secondo le linee sopra descritte, nel 2004 l'Autorità ha avviato il processo di creazione della Borsa del gas conferendo il titolo di mercato regolamentato al sistema PSV, vale a dire al supporto informatico predisposto da Snam Rete Gas per la

2 La possibilità di stipulare contratti di VPP permette una diminuzione della concentrazione nell'offerta e un aumento della dimensione competitiva degli altri operatori, rendendo più concorrenziale sia la contrattazione nella Borsa elettrica, sia le negoziazioni a termine. In base ai dati elaborati dal GRTN e alle conclusioni dell'Indagine conoscitiva condotta congiuntamente all'Antitrust, l'Autorità ha ritenuto di limitare l'azione alle zone del Centro-Sud e della Sicilia, prevedendo invece per le altre zone un rafforzamento dell'attività di monitoraggio e vigilanza. Una forma tipica dei VPP è quella in cui l'operatore dominante versa all'acquirente l'eventuale extra ricavo (per la parte superiore a un certo livello stabilito contrattualmente) derivante dalla realizzazione di prezzi più elevati nella Borsa che, normalmente, si formano grazie all'esercizio del potere di mercato dell'operatore dominante e alla sua capacità di fissare i prezzi nei mercati elettrici.

gestione di un mercato per scambi bilaterali tra gli *shipper*, situato concettualmente tra i Punti di entrata e i Punti di uscita della Rete nazionale dei gasdotti e ha promosso la consultazione per la definizione del contratto standard.

Nel nostro Paese, tuttavia, l'effettivo perseguimento delle fasi di sviluppo di mercato individuate e il percorso verso la Borsa è risultato ben presto condizionato dalla mancanza di condizioni sufficientemente concorrenziali sul mercato, tali da evitare l'esercizio del potere di mercato da parte dell'operatore dominante. Si è rivelato inoltre essenziale porre le condizioni perché gli utenti del sistema fossero in grado di conoscere la propria posizione di sbilancio in tempo reale con buona approssimazione, attraverso interventi mirati in particolare alla questione della misura.

Negli anni seguenti l'Autorità ha proseguito la sua azione per promuovere il mercato regolamentato del gas e incrementarne la liquidità: su indicazioni del Ministero dello sviluppo economico, ha definito le condizioni economiche e le modalità di offerta delle quote di gas importato da convogliare direttamente al PSV per gli anni 2008-2010. Infine, nel 2008 ha avviato una consultazione per definire una *road map* per un nuovo regime di bilanciamento e una piattaforma organizzata per gli scambi del gas, nonché la predisposizione di misure per il trattamento di conguagli derivanti da eventuali differenze di allocazione e/o misura ai fini del bilancio del sistema gas.

Le problematiche legate allo sviluppo della concorrenza nell'approvvigionamento del gas naturale in Italia e alle carenze nelle infrastrutture a monte, a causa dei ritardi nei necessari potenziamenti, sono state, anche a seguito delle ricorrenti crisi di approvvigionamento del gas, oggetto di un'intensa attività di segnalazione al Governo e al Parlamento da parte dell'Autorità. Sono stati segnalati i nodi strutturali che, ad avviso dell'Autorità, ostacolano non solo il pieno dispiegarsi della concorrenza in un mercato pienamente liberalizzato dal 2003, ma rendono anche vulnerabile il sistema a shock esogeni e crisi di forniture: il deficit infrastrutturale e un'insufficiente separazione delle reti. L'Autorità ha ritenuto opportuno sollevare anche nelle competenti sedi europee la questione dei mancati potenziamenti dei gasdotti (*in primis* quello del TAG, il gasdotto che attraversa l'Austria verso l'Italia), evidenziando i riflessi del mancato sviluppo di tali infrastrutture per l'Italia e per tutto il mercato europeo. Proprio alla luce dell'esperienza registrata nel nostro Paese, l'Autorità ha segnalato la necessità che fossero previste disposizioni normative, finalizzate al perseguimento dell'obbligo di separazione proprietaria delle reti dalle attività a monte e a valle della filiera (separazione proprietaria delle infrastrutture e dei servizi in monopolio dalle libere attività di produzione, importazione, *trading*, commercializzazione e vendita).

Infine, allo scopo di favorire il confronto competitivo grazie a nuove fonti di gas, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole alle richieste di esenzioni dal *third party access*, nei casi di nuovi progetti di terzi rispondenti ai criteri procompetitivi previsti dalla Direttiva europea 2003/55/CE (cioè per l'IGI, il gasdotto dalla che va dalla Grecia all'Italia, e per il terminale di rigassificazione di Brindisi). Fin dal 2002, l'Autorità aveva introdotto il riconoscimento di un diritto alla deroga all'accesso di terzi alla rete, prima che il principio venisse incluso nella normativa nazionale e quindi europea, ed è stata la prima ad applicare le disposizioni comunitarie in materia a partire dal 2004. A supporto dello sviluppo delle infrastrutture di adduzione di gas naturale, l'Autorità è intervenuta nel 2006 stabilendo disposizioni urgenti per la definizione e il conferimento della capacità di trasporto nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi con le infrastrutture per le quali è stata rilasciata un'esenzione. La medesima regolazione è stata poi oggetto di revisione e di completamento nell'anno in corso.

Un ulteriore passo per adeguare le infrastrutture alle nuove esigenze dei mercati concorrenziali è stato fatto con la definizione delle condizioni di accesso al sistema del gas naturale, culminate con l'approvazione del Codice di rete di trasporto predisposto dalla società Snam Rete Gas. Nel 2005 sono state fissate nuove regole per l'accesso ai servizi di stoccaggio e di rigassificazione, in particolare sono stati precisati gli obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio e rigassificazione, nonché le norme per la predisposizione dei relativi Codici.

In relazione allo sviluppo della regolazione delle infrastrutture, l'approvazione del Codice di stoccaggio della società Stogit nel 2006 ha costituito un passaggio certamente rilevante, anche in relazione all'importanza che lo stoccaggio riveste per il mercato del gas naturale. In particolare l'Autorità: ha ritenuto necessario definire meglio le prestazioni associate ai servizi base, includendo in questi alcune prestazioni (come il contro-

flusso) che Stogit in precedenza offriva come servizio speciale a condizioni negoziate; ha riaffermato il principio che la possibilità riconosciuta agli operatori di stoccaggio di offrire servizi speciali non deve pregiudicare l'efficienza degli altri servizi e disottimizzare il sistema e che il loro costo deve essere in competizione con quello di possibili alternative o, in mancanza, approvato dall'Autorità; infine ha introdotto specifiche disposizioni per assicurare la certezza e la trasparenza delle prestazioni, attraverso la definizione di una curva di erogazione di riferimento e di una punta di iniezione.

Sviluppo delle infrastrutture, sicurezza e adeguatezza delle forniture

Un adeguato sviluppo delle infrastrutture, gestite in maniera indipendente dagli interessi degli operatori in concorrenza, è una pre-condizione essenziale per un efficace dispiegarsi della concorrenza nei settori regolati. Nel settennato appena trascorso i temi dell'insufficienza infrastrutturale e della promozione di nuovi investimenti per favorire la concorrenza a monte si sono intrecciati con le problematiche emergenti legate alla sicurezza e all'adeguatezza delle forniture: il *blackout* elettrico del 2003 e le crisi di approvvigionamento del gas.

Per far fronte a eventuali criticità stagionali e per favorire lo sviluppo della riserva di generazione alla punta, nel 2004 l'Autorità ha definito le regole per la remunerazione della capacità produttiva messa a disposizione del sistema elettrico nazionale, in attuazione del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, che prevedeva una remunerazione in linea con quanto già disposto per il servizio di riserva. Fra il 2009 e il 2010, l'Autorità ha avanzato una proposta di riforma sostanziale del vigente meccanismo che prevede la creazione di un mercato della capacità, nel quale la domanda sarebbe espressa da Terna e l'offerta dagli operatori in grado di rendere disponibile capacità. Terna e i suddetti operatori stipulerebbero contratti di opzione in base ai quali, a fronte del pagamento di un premio, Terna incasserebbe l'eventuale differenza positiva tra il prezzo di riferimento, che è espressione del mercato a pronti, e il prezzo di esercizio dell'opzione. Le controparti contrattuali di Terna sarebbero individuate a seguito di procedure competitive che avrebbero come variabile endogena il premio del contratto di opzione.

Sul piano dello sviluppo delle infrastrutture elettriche, nel 2006 l'Autorità ha provveduto a fornire incentivi per favorire il processo di unificazione della proprietà e della gestione della Rete di trasmissione nazionale (RTN), in coerenza con le procedure definite dal DPCM decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004 per l'unificazione della proprietà e la gestione della stessa.

Nel settore del gas, i periodi invernali di crisi sul fronte dell'approvvigionamento hanno costretto ad assumere numerosi provvedimenti volti a fronteggiare l'emergenza. L'Autorità ha affiancato il Ministero dello sviluppo economico, implementando le misure necessarie quali, per esempio, la predisposizione di incentivi per l'offerta di interrompibilità, di provvedimenti per la copertura dei maggiori costi del sistema, di definizione di corrispettivi per la reintegrazione degli stoccaggi strategici, volti a disincentivare l'utilizzo del gas detenuto ai fini dello stoccaggio strategico.

Sviluppo dei mercati della vendita

Per quanto riguarda la regolazione dei mercati al dettaglio, l'Autorità ha provveduto sia ad affinare gli strumenti normativi precedentemente adottati per favorire lo sviluppo di tale mercato, sia a definire, secondo un'ottica incrementale, nuovi interventi di modifica del quadro regolatorio, tesi a garantire una più celere transizione verso il nuovo assetto concorrenziale del mercato.

Nel settore elettrico, oltre alla determinazione delle condizioni del mercato di maggior tutela e di salvaguardia previste dalla normativa, l'attenzione è stata rivolta: a definire strumenti volti a trasferire al cliente finale segnali di prezzo più coerenti con l'andamento dei consumi; ad agevolare e standardizzare i contenuti informativi tra il venditore uscente, il distributore e il nuovo utente del dispacciamento, funzionali all'esecuzione degli *switching*; a stabilire modalità relative alla sospensione della fornitura nei casi di morosità dei clienti finali o di inadempimento da parte del venditore. L'Autorità si è inoltre adoperata per migliorare l'attività di raccolta e analisi dei dati relativi al mercato elettrico al dettaglio, al fine di ottenere un maggior numero di elementi sulla base dei quali valutare l'effettivo impatto della concorrenza nell'attività di vendita.

Inoltre, in vista della completa apertura del mercato elettrico dell'1 luglio 2007, l'Autorità ha svolto un'intensa attività per sviluppare la regolazione dei servizi di tutela e salvaguardia così come definiti dalla legge 3 agosto 2007, n. 127, prevedendo:

- le condizioni economiche di riferimento (cioè i prezzi definiti dall'Autorità sulla base dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'approvvigionamento dell'energia nel mercato) per i clienti domestici e le piccole imprese;
- la garanzia di continuità di fornitura per i clienti finali che dovessero rimanere senza un fornitore nel mercato libero, vale a dire la possibilità per i clienti domestici e le piccole imprese di giovarsi in questi casi del servizio di maggior tutela, mentre tutti gli altri clienti possono ricorrere al servizio di salvaguardia, svolto da società che operano anche nel mercato libero selezionate periodicamente allo scopo, attraverso procedure concorsuali.

Nel 2008 sono stati invece effettuati numerosi interventi di particolare rilevanza per il nuovo contesto di piena liberalizzazione, quali:

- la regolamentazione della perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica per il servizio di maggior tutela e i meccanismi di conguaglio tra l'Acquirente unico e gli esercenti la maggior tutela;
- le nuove modalità di determinazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica (corrispettivi PED) per il servizio di maggior tutela, prevedendo un'articolazione dei corrispettivi differenziata per fasce orarie e per mesi, o raggruppamenti di mesi, e stabilendone l'obbligatorietà dopo un periodo transitorio, differenziato a seconda della tipologia contrattuale. La nuova articolazione dei corrispettivi PED ha la finalità di garantire la maggiore coerenza dei prezzi ai costi di acquisto dell'energia elettrica e di dispacciamento sostenuti per servire ciascun cliente finale;
- gli interventi sui servizi di dispacciamento e di trasporto (trasmissione, distribuzione e misura) dell'energia elettrica volti a regolare i casi di morosità dei clienti finali o di inadempimento da parte del venditore;
- la regolazione dei servizi di dispacciamento e di trasporto (trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica) nei casi di successione di un utente del dispacciamento a un altro sullo stesso punto di prelievo attivo o di attribuzione a un utente del dispacciamento di un punto di prelievo nuovo o precedentemente disattivato (*switching*).

Infine, nel 2009, l'Autorità ha definito le modalità di remunerazione dell'attività di commercializzazione nella vendita al dettaglio di energia elettrica, prevedendo meccanismi che

garantiscano la copertura dei costi per i soggetti esercenti il servizio di maggior tutela e dunque un prezzo di commercializzazione alla vendita pagato dai clienti serviti in maggior tutela tale da non alterare la concorrenza o da creare potenziali barriere all'entrata nel mercato libero della vendita. Al fine di trasferire il corretto segnale di prezzo ai clienti finali, il prezzo di commercializzazione nel servizio di maggior tutela è stato commisurato alla remunerazione che dovrebbe ricevere un soggetto attivo nella vendita di energia elettrica nel mercato libero, non integrato nella filiera elettrica.

Per quanto riguarda il settore del gas, dopo l'apertura del mercato nel 2003, l'Autorità ha rilevato a fine 2004, a seguito di apposita Indagine conoscitiva, la persistenza di condizioni concorrenziali particolarmente critiche, dovute al peso dell'operatore dominante e all'insufficienza delle infrastrutture. In tale contesto, ha ravvisato le esigenze: di limitare il potere di mercato dell'operatore dominante a tutela degli interessi del consumatore finale; di vedere riflesse nelle condizioni economiche fissate per le categorie di consumatori a più basso consumo le condizioni del mercato prevalenti a livello internazionale nella definizione del prezzo della materia prima; di definire condizioni più rispondenti alle nuove logiche del settore, anticipando anche scelte di "disaccoppiamento" parziale del prezzo del gas dal prezzo del petrolio. L'Autorità ha pertanto modificato la preesistente metodologia di determinazione della componente a copertura dei costi relativi alla materia prima (CCI) nelle condizioni economiche di riferimento del gas, prevedendo un nuovo meccanismo di aggiornamento che contemplava una clausola c.d. "di salvaguardia", volta ad attenuare l'incidenza delle quotazioni dei prodotti petroliferi qualora l'andamento degli stessi non ricadesse in un predeterminato intervallo di prezzo, in coerenza con le prassi efficienti praticate nei mercati internazionali.

Negli anni seguenti l'Autorità è più volte intervenuta sulla stessa materia, data la situazione di estrema incertezza dovuta alle diverse e contrastanti pronunce giurisdizionali a seguito del crescente contenzioso avviato dagli operatori contro il sopra citato intervento dell'Autorità; molto ha pesato anche l'esigenza di adeguare i costi della materia prima a fronte di persistenti e inaspettati aumenti del prezzo del petrolio nei mercati internazionali. Infine, nel 2008 la componente CCI è stata nuovamente modificata rimuovendo, a partire dall'1 gennaio 2009, la soglia di invarianza prevista nei precedenti criteri, soglia tale per cui le variazioni dell'indice comprese tra il +2% e il –2% comportavano una non variazione della componente CCI.

Da ultimo, a fronte delle recenti e importanti evoluzioni nei mercati internazionali del gas (contrazione dei consumi per effetto della crisi, sviluppo della produzione di gas non convenzionale in particolare negli Stati Uniti, per effetto di nuove tecnologie), l'Autorità ha avviato un procedimento per riformulare i metodi di aggiornamento dei prezzi del gas, con l'obiettivo di trasferire tempestivamente ai clienti finali gli effetti positivi dei cambiamenti che stanno emergendo. Sono infatti stati avviati processi di revisione dei contratti pluriennali *take or pay*, che dovrebbero contemplare nelle formule di indicizzazione anche una limitata quota agganciata alle dinamiche dei mercati *spot* del gas naturale.

Oltre a provvedimenti sul prezzo della materia prima, l'Autorità è intervenuta nel 2007, con la necessaria gradualità, per definire condizioni maggiormente *cost reflective* per la componente relativa alla commercializzazione del gas.

L'Autorità ha anche stabilito fin dal 2006 il principio della progressiva riduzione della platea dei consumatori aventi diritto di accesso alle condizioni economiche di tutela, limitando tale regime ai soli consumatori con prelievi inferiori ai 200.000 m^3 annui, con conseguente esclusione degli utenti con consumi maggiori che non avessero ancora optato per il mercato libero. Ulteriori riduzioni della sopra citata platea sono state subordinate al dispiegarsi di condizioni maggiormente concorrenziali.

Infine, fin dal 2007 è stata infine avviata, con una procedura a evidenza pubblica, l'individuazione dei fornitori di ultima istanza per garantire la continuità della fornitura ai clienti finali di gas naturale che restassero senza fornitore nel mercato libero. Per eliminare gli elementi di incertezza evidenziati dagli operatori e, conseguentemente, aumentare il numero dei potenziali partecipanti alla selezione, la procedura è stata poi successivamente adattata.

Adeguamento alle politiche ambientali

A seguito dei cambiamenti introdotti negli ultimi anni dalle normative europee e nazionali per il contenimento delle emissioni, la promozione delle energie rinnovabili e l'efficienza energetica, l'Autorità ha avviato, pur nel limite delle proprie competenze, un processo di riforma e di aggiornamento del relativo quadro regolatorio. I nuovi obiettivi europei della politica "20-20-20" e in particolare la significativa crescita attesa di generazione da fonti rinnovabili, oltre a richiedere meccanismi di incentivo più in linea con le nuove condizioni di mercato, necessitano anche: di un significativo adeguamento delle regole di connessione con la rete; di un trattamento idoneo dei regimi di integrazione nel mercato dell'energia prodotta ("ritiro dedicato" e "scambio sul posto"); di un aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per favorire impianti di dimensioni ridotte alimentati da fonti rinnovabili (caratterizzati da elevati costi di esercizio e manutenzione e da produzioni annue limitate); di una razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica. Tra i principali interventi si ricorda:

- la definizione delle condizioni procedurali ed economiche per le connessioni (tra il 2005 e il 2007), nonché la loro revisione e il loro consolidamento, nel 2008, nel *Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica* (TICA);
- la definizione, nel 2005, e la revisione, nel 2007, delle modalità semplificate per la cessione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti di potenza inferiore a 10 MVA e dagli impianti alimentati dalle fonti "non programmabili" di ogni taglia (il c.d. "ritiro dedicato" operato dalle imprese distributrici fino alla fine del 2007 e dal GSE a partire dall'1 gennaio 2008);
- la definizione, nel 2006, e la revisione, nel 2008, delle condizioni e delle modalità per l'erogazione del servizio di scambio sul posto, alternativo alla cessione dell'energia elettrica immessa in rete;
- la definizione (nel 2005, 2007 e 2009) delle modalità di erogazione degli incentivi previsti per le fonti rinnovabili, con particolare riferimento al *feed in premium* per gli impianti fotovoltaici e alle tariffe fisse onnicomprensive.

Considerata l'onerosità crescente per il sistema italiano del regime di incentivazione delle energie rinnovabili e convenzionate CIP6, l'Autorità si è adoperata per ridurne l'incidenza attraverso interventi di aggiornamento del costo evitato del combustibile, nonché apposite segnalazioni alle autorità parlamentari e governative.

Gli interventi dell'Autorità relativi in particolare all'adeguamento delle regole di connessione e alla promozione dello scambio sul posto, hanno positivamente contribuito all'integrazione delle energie rinnovabili nella produzione nazionale. Tra il 2004 e il 2009 la produzione da fonti rinnovabili è cresciuta del 21% arrivando a rappresentare, lo scorso anno, circa un quinto del consumo interno lordo italiano di energia elettrica.

Infine, gli interventi dell'Autorità sull'aggiornamento della componente a copertura dei costi riconosciuti dal provvedimento CIP6, hanno permesso, a partire dal 2006, una riduzione dell'onere di circa 600 milioni di euro all'anno.

Evoluzione dell'assetto dei mercati dell'elettricità e del gas

Nel corso degli ultimi sette anni, i settori dell'energia elettrica e del gas hanno subito notevoli cambiamenti, sia in esito alle dinamiche proprie di mercato e per effetto delle disposizioni normative avviate nel 1999-2000, sia, più di recente, a causa della significativa contrazione dei consumi energetici che ha accompagnato la più grave crisi economica dal dopoguerra. Negli ultimi due anni, dopo un periodo di crescita, i consumi finali di energia elettrica e di gas sono rimasti stabili nel 2008 e hanno segnato una riduzione nel 2009 rispettivamente pari al 6,6% per l'energia elettrica e all'8,0% per il gas.

Nel settore elettrico, se pure sussistono limiti a un efficace confronto competitivo, determinati dai fenomeni sopra richiamati di congestione delle reti in Sicilia e in Sardegna, cominciano però a rendersi evidenti gli effetti positivi per il mercato indotti dalle politiche di liberalizzazione e di regolazione del settore.

In primo luogo, vi è da registrare un aumento rilevante della capacità complessiva di generazione, con una dinamica particolarmente vivace per il gas e per le fonti rinnovabili (vedi il Capitolo 2 del Volume 1 e la figura 2.1 di questo Capitolo). Oltre a indubbi benefici in termini di sicurezza, ciò ha comportato una progressiva e notevole riduzione della quota di capacità dell'*incumbent* a livello nazionale (Fig. 2.2). In aggiunta, i dati relativi alla dinamica della produzione mostrano una diminuzione anche maggiore della quota dell'*incumbent*, che rende ancora più positiva la valutazione in merito alle condizioni di concorrenza esistenti sul mercato (Fig. 2.3).

L'aumento della capacità complessiva di generazione si è inoltre accompagnato a una sostanziale trasformazione del parco impianti. La spinta della pressione concorrenziale ha indotto le imprese alla ricerca di una maggiore efficienza operativa e ha portato alla realizzazione di nuovi cicli combinati a gas ad alto rendimento, anche in sostituzione dei tradizionali impianti termoelettrici a olio combustibile. Ciò ha prodotto notevoli benefici per il sistema, sia in termini di minori consumi di combustibili per soddisfare la domanda di energia elettrica in Italia, sia in termini di riduzione delle emissioni climalteranti.

Attraverso un'analisi di tipo controfattuale è possibile avanzare una valutazione quantitativa di tali benefici: si può infatti ipotizzare che, in assenza di liberalizzazione e di pressione competitiva, solo la nuova produzione termoelettrica necessaria a coprire la maggiore domanda dell'anno 2009 (intesa come produzione aggiuntiva rispetto alla produzione da fonti convenzionali del 1999 e alla produzione da fonti rinnovabili effettivamente realizzata nel periodo) sarebbe stata ottenuta mediante impianti a gas a ciclo combinato, con efficienza netta pari al valore medio ponderato registrato nel periodo 1999-2008.

Il confronto tra le caratteristiche effettive del parco di generazione termoelettrica al 2009 e quelle ipotetiche del parco in assenza di liberalizzazione, consente quindi di stimare risparmi per il sistema pari a circa 2,8 miliardi di euro all'anno, di cui circa 2,5 miliardi derivanti da una minore spesa per i combustibili e ulteriori 250 milioni di euro conseguenti ai minori oneri associati alle emissioni evitate di CO_2.

Tale risultato sconta tra l'altro gli effetti della crisi economica internazionale sui consumi di energia elettrica italiana: i risparmi relativi alla maggiore efficienza del parco termoelettrico e ai minori costi associati alle emissioni evitate di CO_2, ammonterebbero infatti a circa 3,2 miliardi di euro l'anno (rispettivamente oltre 2,8 miliardi di euro e circa 350 milioni di euro) se calcolati sui volumi di domanda pre-crisi del 2008.

Contemporaneamente, tra il 1999 e il 2009, le tariffe infrastrutturali medie (trasmissione, distribuzione e misura), hanno subito, per effetto della regolazione, una riduzione considerevole, corrispondente a un risparmio di costo complessivo stimato per

la collettività pari a circa 1,5 miliardi di euro l'anno in termini nominali e in oltre 2,5 miliardi di euro l'anno in termini reali[3]. Si può pertanto valutare un beneficio totale per il sistema pari a circa 4,3 miliardi l'anno in termini nominali, imputabile agli effetti fino a questo momento ottenuti, in esito alla scelta di liberalizzazione e di regolazione del settore elettrico, in termini di minori consumi di combustibili e di minori emissioni di CO_2, oltre che di riduzione dei costi infrastrutturali.

La figura 2.4 mostra i vantaggi finora effettivamente conseguiti per i consumatori domestici, stimati come la differenza, a partire dall'inizio della liberalizzazione a oggi, tra la dinamica del prezzo effettivo per il consumatore tipo che consuma 2.700 kWh annui e ha una potenza installata di 3 kW e la dinamica del prezzo per il medesimo consumatore, ottenuta aggiornando sulla base del parametro Ct[4] il valore effettivo del semestre di avvio della liberalizzazione. Sotto queste ipotesi, per il solo settore domestico nel suo complesso è stimabile il conseguimento di un risparmio di spesa pari a circa 3 miliardi di euro all'anno[5] tra il 1999 e il 2009.

Altro indicatore della vivacità registrata nel mercato elettrico e dei progressi ottenuti sotto il profilo concorrenziale è rappresentato dal passaggio dei clienti finali al mercato libero. Nel 2009 la quota di quest'ultimo mercato ha raggiunto il 70% in termini di volumi venduti, cifra che si confronta con un valore corrispondente di appena il 18% nel 2000 (Fig. 2.5).

Ci si attende che gli ulteriori interventi già previsti dal quadro normativo e regolatorio per il settore elettrico, unitamente al necessario superamento delle carenze infrastrutturali della rete, possano consentire di raggiungere un assetto competitivo compiuto nel settore, in grado di trasferire sui prezzi ai consumatori finali nel mercato libero i benefici derivanti dalle ulteriori efficienze conseguibili.

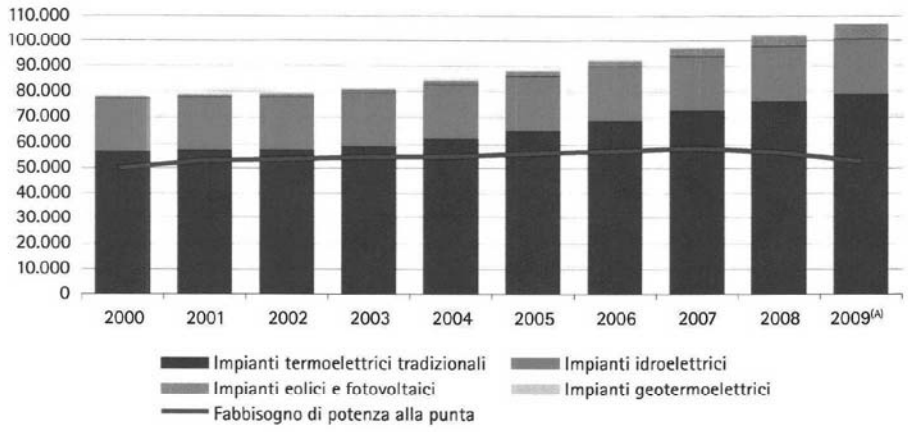


FIG. 2.1

Evoluzione degli impianti di generazione elettrica e del fabbisogno di potenza alla punta

MW; potenza efficiente lorda

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.

3 La stima dei valori in termini reali (anno base 2000=100) è effettuata tenendo conto, per ciascuna riduzione tariffaria intervenuta nel tempo, della loro decorrenza di applicazione.

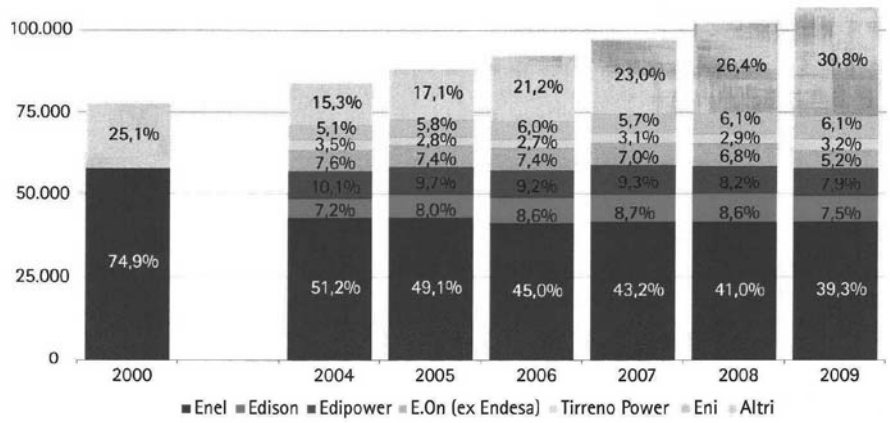
4 Ct è il costo unitario variabile riconosciuto per la produzione da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (delibera 26 giugno 1997, n. 70/97).

5 Dato ottenuto estendendo il vantaggio del consumatore domestico all'intero settore civile per un totale assunto pari a circa 90 TWh anno.

FIG. 2.2

Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi

MW e valori percentuali

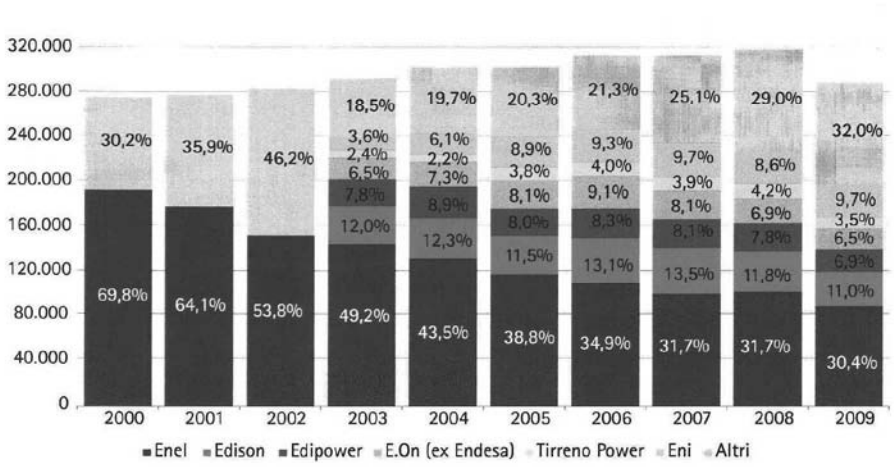


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.3

Produzione nazionale lorda di energia elettrica per i maggiori gruppi societari

GWh e valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori e dati Terna.

FIG. 2.4

Evoluzione del prezzo per il cliente domestico tipo del settore elettrico

c€/kWh

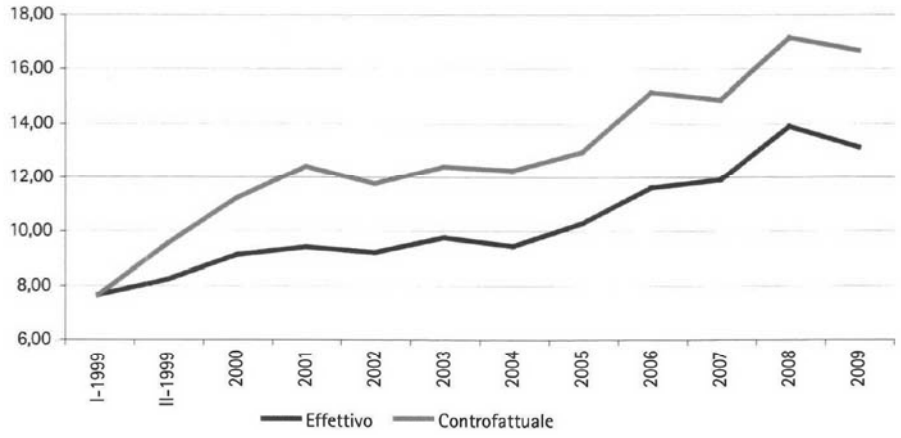
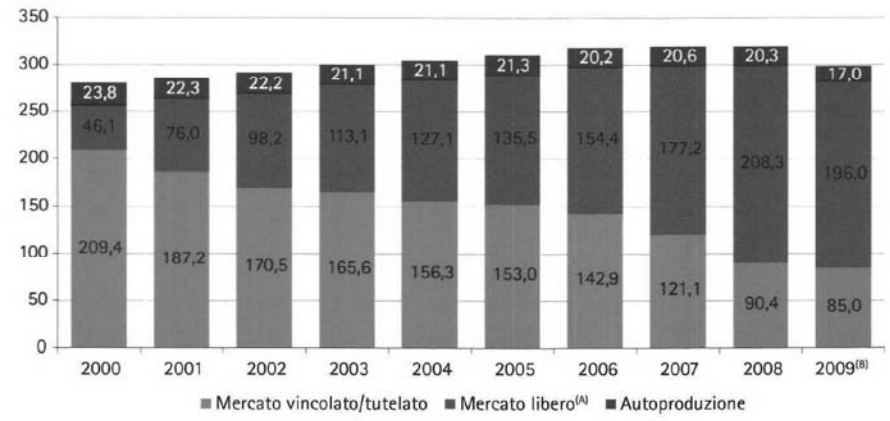


FIG. 2.5

Evoluzione del mercato libero e vincolato/tutelato nel settore elettrico

TWh



(A) Dal 2008 comprende il servizio di salvaguardia.
(B) Dati provvisori di Terna.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN/TERNA.

Per il settore gas, nonostante il mercato sia aperto alla concorrenza fin dal 2003, il quadro appare meno soddisfacente. Da quella data, infatti, così come dall'inizio della liberalizzazione, e con la sola, sia pure significativa, eccezione del nuovo terminale di Rovigo, non vi sono stati rilevanti cambiamenti sul fronte del controllo delle infrastrutture di approvvigionamento, che rimangono sostanzialmente in mano a Eni.

La quota delle importazioni di gas riconducibili a Eni resta del tutto preponderante, nonostante gli effetti della crisi, l'entrata in esercizio del nuovo terminale di Rovigo e i potenziamenti realizzati sui gasdotti internazionali (vedi il Capitolo 3 del Volume 1 e la figura 2.6 di questo Capitolo). Anche la diversi-

ficazione geografica dei flussi di provenienza del gas registrata negli ultimi anni è sostanzialmente attribuibile all'operatore dominante (Fig. 2.7).

Limitato appare tuttora il ruolo dei contratti *spot*, a causa di strozzature sui gasdotti a monte, di un apporto ancora ridotto di gas dai terminali GNL e della carenza di infrastrutture di stoccaggio in grado di flessibilizzare l'offerta.

Sotto il profilo concorrenziale è opportuno in particolare rilevare che, a oggi, i principali concorrenti di Eni, che pure nel 2009 hanno visto in qualche caso un ampliamento delle loro quote (Fig. 2.8), impiegano significativi volumi di gas per fini di autoconsumo, rendendo molto ridotta la quantità di gas di terzi effettivamente disponibile per acquisti all'ingrosso non riconducibili a Eni e in grado di produrre spinte competitive sui prezzi.

In considerazione del basso livello di concorrenza esistente nel settore, appare trascurabile l'impatto sui prezzi finali riconducibile alla dinamica competitiva tra le imprese. È invece possibile quantificare la riduzione di costi per il settore attribuibile alla regolazione dei servizi infrastrutturali e ai meccanismi di recupero di efficienza in essa insiti, pure in un contesto, giova ricordare, di crescita dei consumi e di necessario ammodernamento e messa in sicurezza degli impianti che ha richiesto un grosso sforzo in termini di nuovi investimenti, soprattutto negli anni più recenti: la riduzione della spesa per le tariffe infrastrutturali (trasporto, stoccaggio e distribuzione) è stimabile, tra il 1999 e il 2009, in una cifra pari a circa 350 milioni di euro l'anno in termini nominali e in più di 800 milioni di euro in termini reali.

Le condizioni di limitata concorrenza nel mercato del gas si riflettono anche sui modesti progressi nello sviluppo del mercato libero (Fig. 2.9), cresciuto solo moderatamente, a dispetto del periodo ormai trascorso dall'apertura totale del mercato e tenuto conto della prassi esistente nel settore, anche prima della liberalizzazione, di negoziazione diretta del prezzo per il comparto industriale.

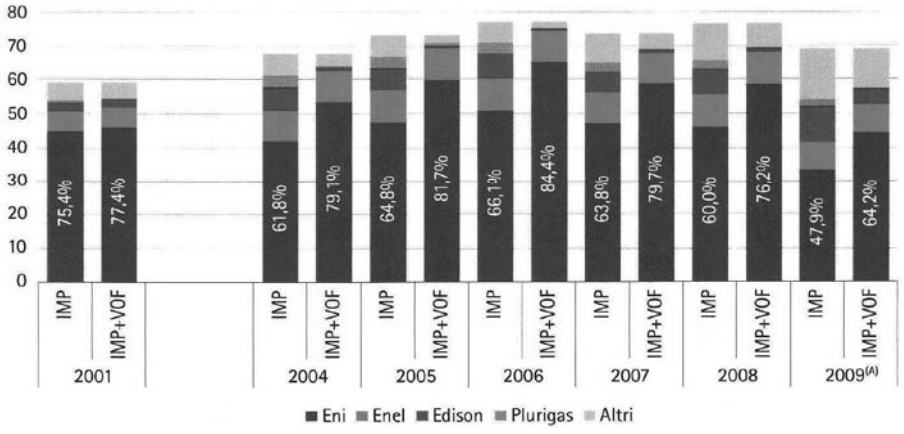
Significativo in questo settore appare il processo di riduzione del numero degli operatori, passati da quasi 800 imprese integrate alla fine degli anni Novanta, a circa 300 distributori e 320 venditori nel 2009 (Fig. 2.10). Ciononostante, nell'ambito della distribuzione, il numero di operatori appare ancora eccessivo, soprattutto alla luce delle possibili economie di scala perseguibili e dei vantaggi per i venditori derivanti dall'interazione con un numero ridotto di soggetti.

Il settore del gas nazionale appare pertanto ancora bisognoso di interventi radicali, volti a modifiche strutturali dell'assetto esistente che, insieme con i cambiamenti congiunturali in atto, consentano l'attivazione di efficaci dinamiche concorrenziali.

FIG. 2.6

Evoluzione delle importazioni di gas e quote dei principali gruppi societari

G(m³) e valori percentuali; IMP = importazioni lorde; IMP+VOF = importazioni lorde e vendite di Eni oltre frontiera



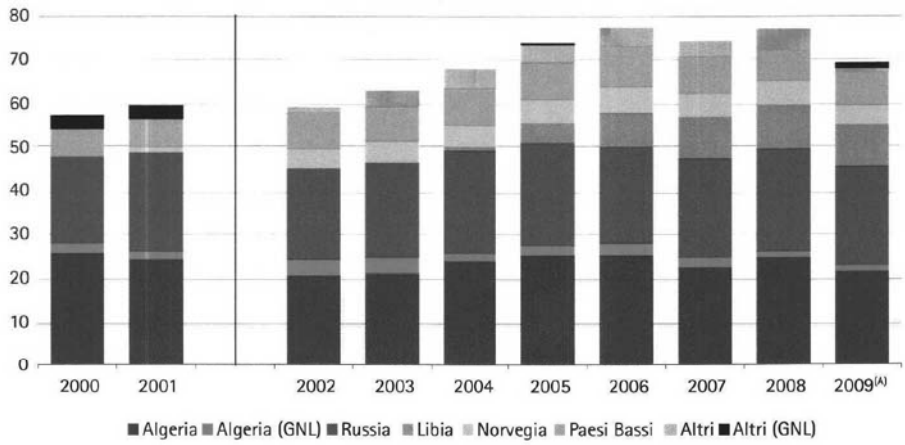
(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 2.7

Importazioni lorde di gas per area di provenienza

G(m³)



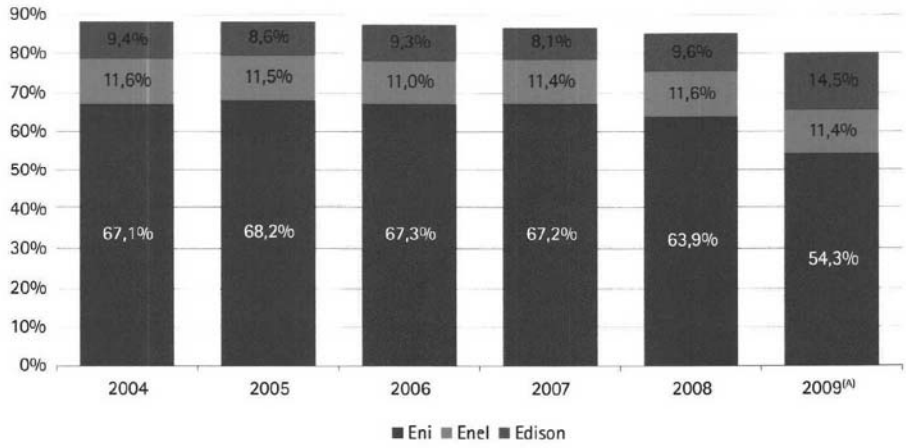
(A) Dati provvisori. Le importazioni sono suddivise per Paese di provenienza contrattuale del gas per gli anni dal 1990 al 2001 e per provenienza fisica del gas dal 2002. In quest'ultimo caso il gas importato in regime di swap è contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 2.8

Quote dei primi tre gruppi per disponibilità di gas

Valori percentuali



(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.9

Evoluzione del mercato libero e tutelato nel settore del gas

G(m³)

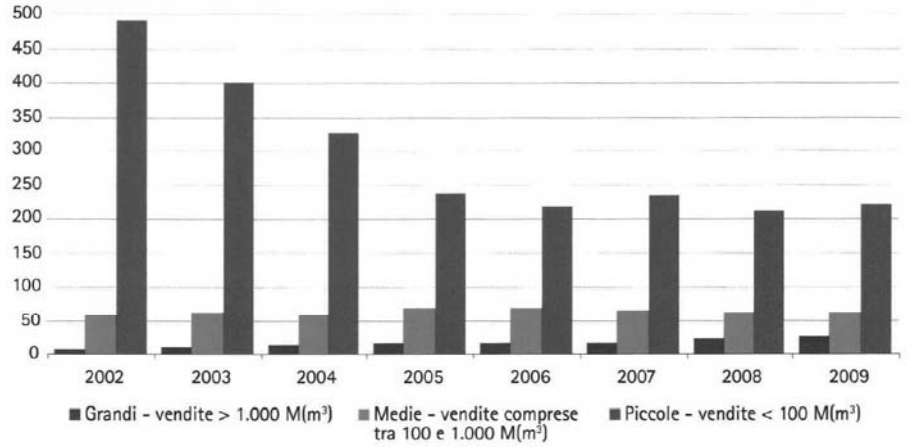
(A) Gli autoconsumi sono rilevati dal 2006. Dal 2003 al 2005 le vendite alla generazione elettrica sono state attribuite ai mercati tutelato o libero proporzionalmente alle vendite registrate in questi mercati dagli altri settori.

(B) Elaborazione AEEG su dati degli operatori e Ministero dello sviluppo economico (provvisori). In particolare, i valori provenienti dalle dichiarazioni degli operatori sono stati riproporzionati al totale fornito dal Ministero dello sviluppo economico.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori e dati Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 2.10

Numero di imprese di vendita per dimensione d'impresa



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Qualità dei servizi

La garanzia di adeguati livelli di qualità dei servizi è una delle finalità principali della legge 14 novembre 1985, n. 481, che mette a disposizione delle Autorità di regolazione un'ampia gamma di strumenti, notevolmente innovativi rispetto a quanto previsto dalla normativa della Carta dei servizi. Fin dalla sua costituzione, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha rilevato, con appositi Rapporti, che la disciplina delle Carte dei servizi non forniva né sufficienti garanzie dei diritti degli utenti né adeguati stimoli agli esercenti a migliorare il servizio, per quattro motivi principali:

- gli standard di qualità erano autodefiniti dagli esercenti, in modo prudenziale e venivano raramente aggiornati;
- quasi tutti gli esercenti si erano limitati ad adottare procedure di rimborso poco efficaci in quanto basate sulla richiesta dell'utente interessato;
- diversi elementi limitavano la pubblicazione comparativa dei dati;
- il miglioramento della qualità non aveva alcun effetto economico.

Nel periodo 1997-2003 l'Autorità ha notevolmente investito nello sviluppo della regolazione della qualità del servizio, utilizzando nuovi strumenti quali:

- obblighi di servizio uniformi a livello nazionale fissati con proprie direttive;
- nuovi standard di qualità commerciale, validi per tutti gli esercenti di distribuzione e vendita sia del settore elettrico sia del settore gas, uniformi su tutto il territorio nazionale;
- introduzione di indennizzi automatici, tramite accredito in bolletta e senza necessità di alcuna richiesta da parte dei clienti, in caso di mancato rispetto degli standard specifici;
- sistemi di incentivi e penalità orientati al miglioramento della continuità del servizio elettrico;
- strumenti di mercato ("contratti per la qualità") per consentire lo sviluppo di forme negoziali tra esercenti e clienti con esigenze particolari di qualità.

Nel periodo 2004-2010, l'azione dell'Autorità in tema di regolazione e controllo della qualità del servizio si è snodata sulle seguenti linee strategiche.

- Per quanto riguarda gli aspetti tecnici, i meccanismi di regolazione incentivante (incentivi e penalità relativi al raggiungimento o meno di obiettivi di miglioramento), introdotti nel segmento della distribuzione per il settore elettrico sono stati consolidati e progressivamente estesi, attraverso nuovi parametri, anche al segmento della trasmissione elettrica. Inoltre, è stato avviato un progetto – nell'ambito della ricerca di sistema – per il monitoraggio continuo di alcuni parametri di qualità della tensione elettrica che hanno importanza per i clienti industriali; sono state anche compiute ricerche in merito ai costi sopportati dai clienti per effetto di alcuni fenomeni (in particolare, le c.d. "microinterruzioni"); nel settore del gas, l'Autorità ha posto particolare attenzione alla tutela della sicurezza degli utenti; oltre ai meccanismi incentivanti la sicurezza per le imprese di distribuzione gas attivati dal 2005, sono state introdotte pure norme per la verifica della sicurezza degli impianti di utenza ed è stato ritradotto un regime assicurativo a tutela degli utenti che subiscono danni dagli incidenti da gas.
- Per quanto riguarda gli aspetti commerciali della qualità dei servizi, da una parte si è confermata l'impostazione, già adottata nel precedente settennato, di mantenere il più possibile simili le regolazioni dei due settori; dall'altra si è adeguata la regolazione della qualità commerciale al nuovo contesto di piena liberalizzazione. La regolazione della qualità del servizio di vendita, in particolare, è stata significativamente innovata in una direzione pro-concorrenziale, sviluppando la pubblicazione comparativa delle *performance* dei venditori e introducendo anche la soddisfazione dei clienti *(customer satisfaction)* tra i parametri soggetti a monitoraggio continuo; infine, nel complesso il numero di indicatori di qualità commerciale soggetti a standard specifici con indennizzi automatici è andato crescendo in occasione delle revisioni quadriennali della regolazione.
- La piena liberalizzazione ha comportato la netta separazione dei soggetti esercenti la vendita rispetto alle imprese distributrici: la regolazione della qualità è stata pertanto adattata alla nuova normativa, mentre è stato avviato un processo per la definizione di protocolli di comunicazione condivisi, fra distributori e venditori, relativi alle prestazioni soggette a standard di qualità commerciale, in modo da garantire che le richieste dei clienti possano essere trattate con tempestività anche nel nuovo assetto organizzativo dei settori.
- È stata infine posta particolare attenzione alle opportunità che l'automazione del processo di misura o *smart metering* può offrire in un contesto regolato come quello dell'attività di misura. L'Autorità italiana, prima a livello europeo, ha definito requisiti minimi funzionali per i sistemi di *smart metering* sia nel settore elettrico (dove, dopo il progetto realizzato da Enel, sono stati introdotti obblighi per tutte le imprese distributrici di installazione di contatori elettronici rispondenti ai requisiti minimi fissati dall'Autorità), sia nel settore del gas, dove è stato fissato un ambizioso programma di installazione di contatori elettronici che traguarda il 2016.

Meccanismi incentivanti per la regolazione della qualità dei servizi elettrici

Il sistema di incentivi e penalità orientato al miglioramento della continuità del servizio elettrico introdotto nel primo periodo di regolazione (2000-2003) ha costituito l'intervento più innovativo dell'Autorità nella regolazione della qualità del servizio elettrico, dal momento che è stato realizzato per la prima volta un collegamento tra la qualità del servizio e la tariffa di distribuzione. Nei successivi periodi di regolazione quadriennale (2004-2007 e 2008-2011) l'Autorità ha progressivamente raffinato ed esteso ad altre componenti di qualità tecnica questi meccanismi di regolazione incentivante, mantenendo fermi gli obiettivi di promuovere il miglioramento dei livelli medi nazionali (per avvicinare il Paese ai livelli di qualità di altri Stati membri dell'Unione europea) e di ridurre i divari esistenti, soprattutto per quanto riguarda il servizio elettrico, tra le regioni del Nord e quelle del Centro-Sud del Paese.
Alla luce della permanenza di un divario significativo (fra le diverse aree del Paese) per la frequenza media delle interruzioni, l'Autorità ha dedicato attenzione alla riduzione non solo della durata ma anche del numero di interruzioni:

- dal 2004 sono in vigore standard di qualità sul numero massimo annuo di interruzioni lunghe per i clienti alimentati in media tensione; i benefici di questa regolazione, che prevede penalità a carico delle imprese distributrici che non rispettano gli standard, ricadono anche sui clienti in bassa tensione. Inoltre, è stato introdotto un meccanismo tariffario che promuove l'adeguamento degli impianti di utenza, attraverso l'installazione di protezioni in grado di evitare che guasti interni agli stabilimenti dell'utenza in media tensione si ripercuotano con effetti negativi anche sull'utenza circostante;
- nel 2008 l'Autorità ha introdotto, prima fra le Autorità di regolazione europee, un meccanismo incentivante orientato al miglioramento delle interruzioni lunghe e brevi (queste ultime di durata compresa tra un secondo e 3 minuti). Questo ulteriore meccanismo incentivante è in vigore da troppo poco tempo per poter essere valutato appieno, ma i primi segnali mostrano che le imprese hanno modificato il mix dei propri investimenti per migliorare non solo il numero ma anche la durata delle interruzioni.

Il numero di imprese soggette alla regolazione incentivante della durata e del numero di interruzioni è progressivamente aumentato nel corso degli anni, raggiungendo quota 36 nel 2009, anno a partire dal quale la regolazione incentivante è stata estesa anche alle imprese distributrici di minori dimensioni.
L'Autorità ha progressivamente esteso la regolazione incentivante anche all'attività di trasmissione. Il settennato 2004-2010 si è aperto, sotto questo profilo, con l'emanazione delle *Linee guida* per la predisposizione del Codice di rete di trasmissione, in cui erano previste anche disposizioni innovative in tema di qualità del servizio di trasmissione. In un primo periodo sperimentale (2005-2007) l'Autorità ha attivato meccanismi di trasparenza dei livelli di qualità del servizio di trasmissione, per arrivare, a rendere vincolante, dal 2007, anche per il servizio di trasmissione dell'energia la regolazione incentivante della continuità del servizio, utilizzando come parametri rilevanti l'energia non servita, il numero medio di disalimentazioni per utente della Rete di trasmissione nazionale (RTN) e il numero di utenti RTN con zero disalimentazioni in un anno. Gli effetti economici di questa nuova regolazione si concretizzeranno nel 2011 sulla base del triennio 2008-2010 (per le caratteristiche specifiche del servizio di trasmissione, è stato adottato un periodo triennale mobile per la valutazione degli effetti di miglioramento).

Oltre ai meccanismi incentivanti, dal 2008 sono in vigore anche standard e indennizzi automatici sulla durata massima delle interruzioni sia per i clienti alimentati in media tensione, sia per quelli alimentati in bassa tensione; questo nuovo tipo di standard di qualità aumenta la tutela dei consumatori in quanto è associato a indennizzi automatici che si applicano anche quando le interruzioni hanno origine sulla RTN o sono dovute a eventi eccezionali. In questi casi gli oneri per l'erogazione di indennizzi automatici a favore dei clienti colpiti dalle interruzioni di lunga durata sono addossati a un fondo per gli eventi eccezionali, alimentato sia dai consumatori tramite un'apposita componente tariffaria, sia dalle imprese di distribuzione e trasmissione, attraverso penalità proporzionali al numero di clienti che subiscono interruzioni di oltre 8 ore per cause attribuibili alle imprese stesse.

Infine, in materia di qualità della tensione, tra il 2005 e il 2006 l'Autorità ha promosso, nell'ambito della Ricerca di sistema, la realizzazione di un sistema di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di media tensione, sollecitando anche la più ampia partecipazione possibile dei clienti. Il sistema, realizzato dalla società CESI RICERCA (oggi ERSE) nell'ambito della Ricerca di sistema, è entrato a regime dall'inizio del 2006 ed è consultabile sul sito Internet http://queen.ricercadisistema.it; il sistema permette di ottenere informazioni sulla distribuzione territoriale e temporale dei buchi di tensione e di altri importanti parametri di qualità della tensione stessa su un campione del 10% delle reti di distribuzione MT, rappresentativo di tutte le realtà di distribuzione in Italia (urbane e rurali, in cavo e con linee aeree, ai diversi livelli di tensione, con neutro isolato o compensato ecc.).

Nel corso del 2006 i regolatori europei (*European Regulators' Group for Electricity and Gas*, ERGEG), con il supporto fattivo dell'Autorità, hanno promosso la revisione della norma europea EN 50160 in merito ad alcuni parametri di qualità della tensione di alimentazione, talvolta critici per i clienti finali. Nel marzo 2010 il CENELEC (*Comité Européen de Normalisation Electrotechnique*) ha ratificato una versione della norma che include tutte le istanze avanzate dai regolatori europei, tra le quali: l'estensione della norma all'alta tensione (oltre i 35 kV); l'introduzione di una tabella di classificazione della severità dei buchi di tensione, in termini sia di durata sia di profondità. Sono allo studio limiti più severi per quanto concerne le variazioni della tensione di alimentazione, compatibilmente con l'introduzione massiccia di generazione distribuita.

Meccanismi incentivanti per la regolazione della qualità dei servizi gas

La sicurezza del servizio di distribuzione del gas è la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito; essa costituisce, insieme con la continuità del servizio, l'aspetto più critico del servizio di distribuzione, su cui l'Autorità ha focalizzato l'attenzione nel settennato 2004-2010. La regolazione della sicurezza si è quindi progressivamente allontanata dalla definizione di obblighi minimi per introdurre un meccanismo estremamente innovativo di incentivi e penalità, simile a quello sperimentato con successo nel settore delle distribuzione di energia elettrica.

La regolazione dell'Autorità in materia di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas era stata introdotta per la prima volta alla fine del 2000 (primo periodo regolatorio:

2001-2004). Inizialmente si era definito un sistema di obblighi di servizio per i distributori ed erano stati introdotti obblighi di registrazione degli aspetti più critici per la sicurezza della distribuzione gas (per esempio km di reti ispezionate l'anno o numero di controlli di odorizzazione) e di comunicazione dei dati all'Autorità

Al termine del primo periodo di regolazione, con il *Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas* per il quadriennio 2005-2008, l'applicazione della regolazione della sicurezza è stata estesa anche agli esercenti che in sede di prima attuazione erano stati esonerati; inoltre, per evitare che un sistema di soli obblighi di servizio conducesse gli esercenti a ripiegamenti dei livelli di sicurezza verso i minimi obbligatori, l'Autorità, alla fine del 2005, ha introdotto un sistema di incentivi che premia i comportamenti virtuosi di chi eroga un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza migliori rispetto ai livelli minimi definiti (controlli di odorizzazione e numero delle dispersioni). Nel triennio 2006-2008, la regolazione incentivante della sicurezza del servizio di distribuzione gas ha avuto carattere sperimentale ed è stata quindi concepita come un sistema volontario cui le imprese di distribuzione potevano aderire, senza penalità. Dal terzo periodo regolatorio (2009-2012), con la nuova *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas* (RQDG) l'Autorità ha realizzato il passaggio obbligatorio e graduale per tutti i distributori di gas naturale a un sistema che prevede, in aggiunta agli incentivi, anche penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo obbligatorio, predefinito dall'Autorità stessa.

Come per l'energia elettrica, anche per il gas la regolazione della qualità del servizio è stata progressivamente estesa alle reti nazionali di trasporto. A seguito di uno studio di confronto internazionale e di un'ampia consultazione di tutti i soggetti interessati, nel 2005 l'Autorità ha definito norme generali a garanzia della qualità del gas naturale fornito ai clienti finali che rafforzano le norme già presenti nei Codici di trasporto, individuando obblighi di servizio e livelli generali di disponibilità della misura del potere calorifico superiore (PCS). A questo primo passo è seguita, nel 2009, una più completa definizione della *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale* (RQTG). Le nuove regole sulla qualità del servizio di trasporto gas accrescono la sicurezza, la continuità e la qualità commerciale nel servizio di trasporto del gas, prevedendo in particolare una più stringente regolamentazione in tema di sorveglianza delle reti, gestione delle emergenze di servizio, disciplina delle interruzioni, nonché un sistema di indennizzi automatici a carico delle imprese del trasporto

In particolare, il provvedimento rafforza le tutele per gli utenti del servizio di trasporto introducendo, per esempio, indennizzi automatici (con valore base di 500 €), che aumentano in funzione del ritardo nell'effettuazione della prestazione richiesta. Gli indennizzi sono a carico delle imprese di trasporto, se responsabili di mancato rispetto delle scadenze indicate dall'Autorità per l'effettuazione delle prestazioni commerciali più frequentemente richieste. I trasportatori dovranno anche garantire una maggiore accessibilità alle informazioni in loro possesso.

La RQTG disciplina inoltre in maniera puntuale gli eventuali casi di interruzione del servizio con disposizioni che mirano a garantire una sua maggiore continuità, e introduce una classificazione delle reti in base al livello di rischio sismico e idrogeologico. Anche in questo, come per la regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione elettrica, i primi effetti saranno visibili nei prossimi anni e formeranno oggetto di valutazione nel corso dei procedimenti di revisione quadriennale della regolazione della qualità.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas e assicurazione per gli incidenti da gas

Nel settennato 2004-2010 il tema della "sicurezza post contatore" (cioè della sicurezza degli impianti di utenza posti a valle del punto di riconsegna) ha assunto una rilevanza notevole per l'Autorità, cui il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, aveva affidato il compito di definire un Regolamento degli accertamenti. Dall'1 ottobre 2004, l'Autorità ha emanato il Regolamento delle attività di accertamento documentale della sicurezza degli impianti di utenza a gas. Il Regolamento prevede che il distributore di gas, prima di attivare la fornitura, accerti che l'impianto del cliente sia dotato della documentazione prevista dalla legislazione vigente in tema di sicurezza. La documentazione certifica la corretta realizzazione dell'impianto di utilizzo del gas da parte dell'installatore abilitato e il suo accertamento è finalizzato a garantire la sicurezza dell'impianto stesso, nonché a consentire l'individuazione dell'installatore che ha realizzato l'impianto. Il Regolamento ha l'obiettivo di garantire e promuovere la sicurezza dell'utilizzo degli impianti di utenza e la riduzione degli incidenti riconducibili all'uso di tutti i tipi di gas distribuiti a mezzo di reti (prevalentemente metano, ma anche GPL).

Il Regolamento dell'Autorità ha inoltre favorito la conoscenza della legislazione vigente in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas e ha dato un nuovo impulso a corsi di aggiornamento sia degli installatori, sia del personale tecnico incaricato degli accertamenti.

Nel 2008 è entrato in vigore il decreto del Ministero dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, che ha introdotto una sostanziale revisione della legge 5 marzo 1990, n. 46, e della legislazione in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas, ancora in parte da completare per quanto riguarda i controlli sugli impianti post contatore. Per tale motivo, l'Autorità ha deciso di rinviare l'entrata in vigore delle disposizioni relative agli impianti di utenza riattivati e modificati, a successivo provvedimento da emanarsi una volta che sia stata completata la legislazione vigente in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas.

A partire dall'1 ottobre 2004, l'Autorità ha introdotto, rinegoziando obblighi pregressi a carico dell'operatore dominate, per circa 20 milioni di famiglie l'assicurazione minima obbligatoria per incidenti dovuti all'uso del gas (infortuni, incendi e responsabilità civile), vigente fino a quel momento su base volontaria e solo per il gas naturale. Il provvedimento dell'Autorità ha definito i contenuti delle coperture assicurative e le ha estese anche ai clienti che utilizzano gas diverso dal metano, come il GPL, purché distribuito a mezzo rete. Tale assicurazione è stata estesa fino al 31 dicembre 2013.

L'assicurazione copre i rischi per infortunio, incendio e responsabilità civile connessi con l'uso del gas ed è stipulata dal Comitato italiano gas (CIG) tramite gara a evidenza pubblica. Nel nuovo contesto liberalizzato del mercato del gas, i venditori possono comunque offrire ai propri clienti migliori condizioni integrative (per esempio, maggiori massimali) senza far venir meno le coperture minime stabilite dall'Autorità.

Regolazione della qualità commerciale, dei call center e delle comunicazioni fra operatori

La nuova disciplina della qualità commerciale, basata su standard specifici associati a indennizzi automatici in caso di mancato rispetto da parte delle imprese, in larga misura omogenei fra i due settori, è stata introdotta nel settore elettrico dal 2000 e nel settore gas dal 2001; inoltre per ciascun settore è stata periodicamente rivista ogni 4 anni. Il completamento del processo di liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica, nel 2007, e lo sviluppo di strategie commerciali di tipo *dual fuel* da parte delle principali imprese di vendita hanno condotto l'Autorità a rivedere profondamente la regolazione della qualità del servizio di vendita, con lo scopo di farla diventare anche uno strumento pro-concorrenziale in un segmento, come quello della vendita al dettaglio, caratterizzato da una notevole competizione dei venditori.

Nel corso del biennio 2007-2008 la regolazione della qualità commerciale dell'attività di vendita è stata sia separata dalla regolazione della qualità commerciale della distribuzione, per tenere conto dell'assetto di separazione societaria e funzionale previsto dalla normativa a partire da luglio 2007, sia rivista in maniera congiunta per i due settori. La nuova disciplina della qualità commerciale dell'attività di vendita è stata adottata con il *Testo integrato della qualità dei servizi di vendita* 2008 (TIQV). Le principali novità della regolazione della qualità del servizio di vendita sono l'estensione degli standard specifici di qualità con indennizzi automatici, già presenti per le rettifiche di fatturazione, anche alle risposte ai reclami scritti inviati dai clienti, la semplificazione del processo di *customer care* (il venditore è l'interfaccia contrattuale unica per i clienti) e l'introduzione di standard di qualità relativi ai *call center*. Nel TIQV sono infatti confluiti gli standard di qualità sui servizi telefonici commerciali, introdotti dal 2007 con il duplice scopo di tutelare i clienti che contattano i venditori tramite i *call center* e di venire incontro alle esigenze di differenziazione e competitività degli operatori, in considerazione del fatto che l'attività di vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas è sottoposta alla libera competizione e che la qualità del servizio può far parte sia delle leve commerciali delle imprese di vendita, sia dei fattori che i clienti considerano per operare la propria scelta.

La parte maggiormente innovativa della regolazione prevede la predisposizione di una "graduatoria" dei *call center*, pubblicata a cadenza semestrale a partire dal 2009. La classifica è determinata da un sistema di punteggio globale che permette la valutazione comparativa dei servizi offerti dalle singole aziende di vendita. Il calcolo si basa su punteggi parziali che vengono assegnati a ciascun venditore: per l'accesso al servizio, per la qualità del servizio e per la soddisfazione dei clienti, dichiarata dopo l'uso del servizio. Quest'ultimo punteggio parziale è ricavato da una indagine statistica che l'Autorità effettua semestralmente, e che consiste nel richiamare un campione di clienti di ogni impresa di vendita che hanno telefonato ai *call center*, al fine di verificarne il livello di soddisfazione in relazione alle chiamate appena effettuate. Entro il 2010 sarà pubblicata una seconda graduatoria, sempre a cadenza semestrale, relativa alla qualità della risposta ai reclami dei clienti finali.

Infine, a seguito di un'ampia consultazione condotta nel 2006 con tutti i soggetti interessati, l'Autorità ha approvato

la disciplina in tema di standard nazionale di comunicazione tra gli operatori del settore della distribuzione e della vendita del gas naturale, in relazione alle prestazioni soggette a standard di qualità. La disciplina è stata poi affinata nel 2008 e nel 2009, anche per la definizione di uno standard di comunicazione tra distributori e venditori di energia elettrica, relativo sia alle prestazioni disciplinate dal *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011* (TIQE), sia alle richieste per la sostituzione del venditore nella fornitura di energia elettrica al cliente finale *(switching)*.

Misura dell'energia elettrica: i contatori intelligenti

Nel 2006 l'Autorità ha reso obbligatoria per tutti i distributori di energia elettrica l'installazione di nuovi contatori elettronici presso tutte le famiglie e le piccole imprese. L'iniziativa dell'Autorità ha inteso dare impulso allo sviluppo della concorrenza nella vendita di energia elettrica, in previsione del completamento del processo di liberalizzazione del mercato – dal lato domanda – avvenuto l'1 luglio 2007. I nuovi contatori "intelligenti" consentono: l'attuazione dei prezzi biorari e multiorari; l'emissione di fatture basate su consumi effettivi; il miglioramento e la velocizzazione dei servizi commerciali resi alla clientela in occasione di subentri, volture, cambi della potenza contrattuale; la velocizzazione del passaggio da un fornitore di energia elettrica a un altro. Questi contatori garantiscono le medesime prestazioni a tutti i consumatori, sia a quelli che decidono di passare a un nuovo fornitore di energia elettrica, sia a quelli che decidono di rimanere con il fornitore tradizionale.

Nel 2008 è stata resa obbligatoria per tutte le imprese di distribuzione del gas, secondo una gradualità temporale, la messa in servizio di contatori elettronici per le famiglie e per le imprese allacciate alle reti di distribuzione. L'adozione della telelettura e della telegestione nel settore del gas consentirà all'Autorità di perseguire una serie di obiettivi centrali per i consumatori quali: il miglioramento del processo di contabilizzazione del gas naturale prelevato dai clienti finali; l'innovazione tecnologica dei gruppi di misura; il miglioramento della qualità dei servizi di misura, di vendita e di distribuzione del gas naturale, assicurando medesimi livelli funzionali e prestazionali a tutti i clienti finali e favorendo la consapevolezza dei consumi. I nuovi misuratori faciliteranno anche lo sviluppo della concorrenza nel mercato del gas naturale, del mercato regolamentato del gas naturale e del servizio di bilanciamento. Le funzioni innovative che caratterizzeranno i nuovi contatori del gas sono molte: la lettura periodica a distanza dei consumi effettivi; la correzione in temperatura del volume del gas misurato per qualsiasi tipo di contatore; la correzione in pressione del volume del gas misurato per i contatori destinati alla sola clientela non domestica; la possibilità di chiudere a distanza la fornitura dei clienti domestici, per ragioni sia contrattuali sia di sicurezza. Al CIG è stato assegnato il compito di predisporre le norme necessarie allo sviluppo dei progetti, garantendo i necessari requisiti di interoperabilità e standardizzazione. Infine, l'Autorità ha segnalato al Governo e al Parlamento l'esigenza di estendere e armonizzare la normativa sui controlli e gli obblighi di verifica dei misuratori a maggior tutela dei consumatori finali.

Esiti dell'attività di regolazione della qualità del servizio

Per quanto riguarda la regolazione della continuità della distribuzione di energia elettrica, dal 2000 al 2009 le interruzioni senza preavviso lunghe sono state ridotte del 58% in durata e del 43% in frequenza. La durata media di interruzione è passata da 192 minuti persi nel 1999 a 58 minuti persi nel 2007. Gli anni 2008 e 2009, caratterizzati da condizioni meteorologiche di eccezionale avversità, hanno visto un incremento della durata complessiva delle interruzioni. Nonostante ciò, la durata delle interruzioni soggette a regolazione incentivante ha raggiunto il minimo storico nel 2009 con 46 minuti persi (Fig. 3.1). L'obiettivo di colmare le rilevanti differenze esistenti tra i livelli di continuità del servizio, in particolare tra le regioni del Nord e quelle del Centro-Sud, è stato centrato per quanto concerne la durata delle interruzioni e mantenuto costante nel periodo in esame (Fig. 3.2). Riguardo al divario con altri Stati membri dell'Unione europea, va rilevato che il quarto *Benchmarking* sulla qualità dei servizi elettrici predisposto dal CEER (*Council of European Energy Regulators*) nel 2008 (*4th Benchmarking report on quality of electricity supply 2008*) ha evidenziato come l'Italia abbia raggiunto nel 2007, ultimo anno con dati disponibili in relazione alla durata delle interruzioni, un livello di minuti persi tra i più bassi in Europa, migliore di quello di Francia, Regno Unito e Spagna.

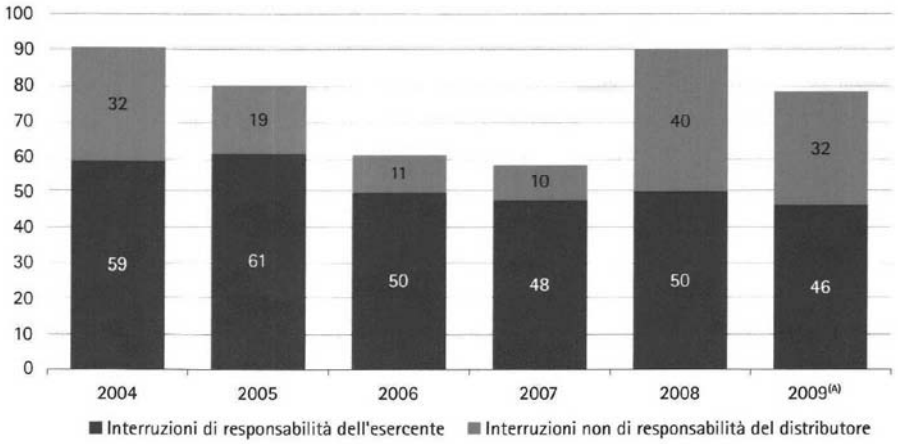
Per conseguire tali risultati, considerando il periodo 2004-2009 l'Autorità ha erogato incentivi agli esercenti, al netto delle penalità, per circa 690 milioni di euro, con un esborso medio per il cliente finale pari a circa 20 € in 6 anni.

Prendendo a riferimento il livello di durata relativo al 2003, pari a 105 minuti persi, l'Autorità ha stimato i costi evitati dai clienti finali alimentati in bassa e media tensione, per effetto del miglioramento, anno dopo anno, della durata delle interruzioni. Tali costi evitati, calcolati sulla base di una indagine effettuata dall'Autorità nel 2003, che ha permesso di stimare il costo delle interruzioni subite dai clienti finali, sono valutabili in via prudenziale, per il periodo 2004-2009, in circa 2,7 miliardi di euro, stima che tiene conto sia del disagio subito dalle famiglie a seguito delle interruzioni, sia del danno economico subito dalle imprese.

FIG. 3.1

Durata delle interruzioni per cliente BT, anni 2004-2009

Minuti persi per cliente all'anno (esclusi interventi dei sistemi di difesa e incidenti rilevanti sulla RTN)



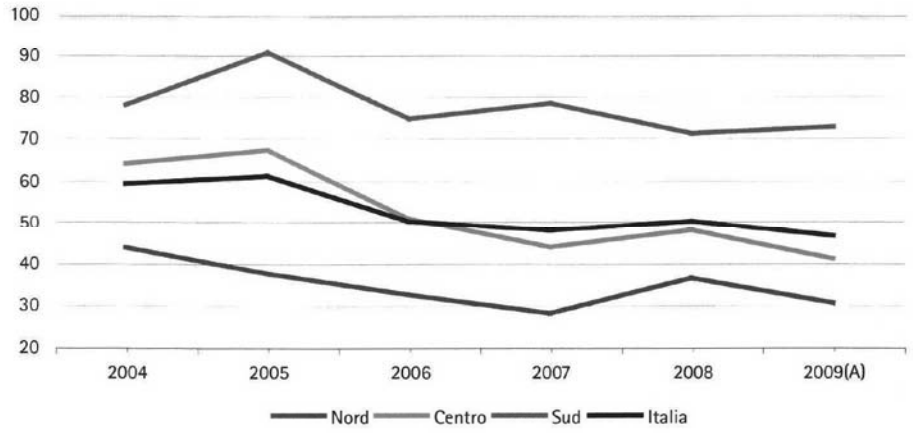
(A) Il dato relativo alle interruzioni di responsabilità dell'esercente è provvisorio.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 3.2

Durata delle interruzioni per cliente BT di responsabilità delle imprese distributrici, anni 2004-2009

Minuti persi per cliente all'anno (solo le interruzioni di responsabilità dell'esercente)



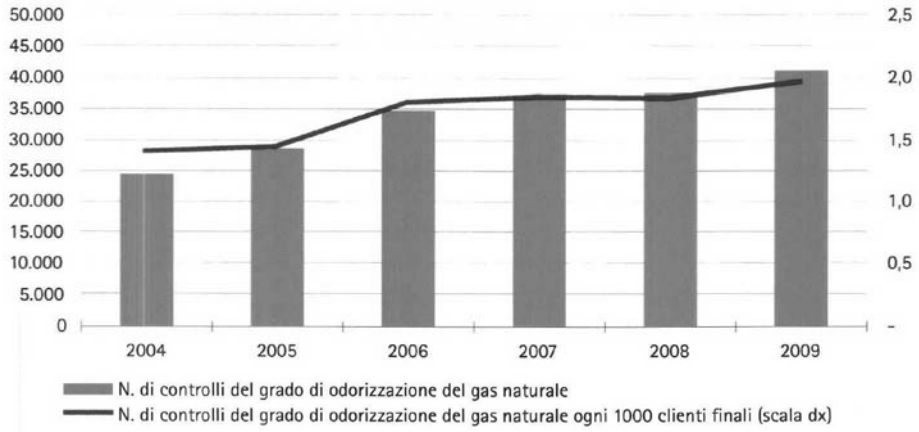
(A) Dato provvisorio.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, fra il 2004 e il 2008 la *performance* delle imprese rispetto agli obblighi in materia di sicurezza della distribuzione del gas, di ispezione di rete e di tempo medio effettivo di arrivo in caso di chiamate di pronto intervento, migliora gradualmente sino a raggiungere, e talvolta superare, le soglie imposte dall'Autorità (vedi il Capitolo 3 del Volume 1). Inoltre, a partire dal 2004 i controlli del grado di odorizzazione del gas (uno degli oggetti di obbligo) da parte delle imprese di distribuzione sono progressivamente aumentati (Fig. 3.3).

FIG. 3.3

Evoluzione dei controlli del grado di odorizzazione del gas naturale



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

Tale aumento è da ricondurre in massima parte sia alle campagne dei controlli sulla qualità del gas svolte nel settennato già a partire dal 2004 (vedi anche il Capitolo 6 di questo Volume), sia all'avvio, a partire dal 2006, del meccanismo dei recuperi di sicurezza. Quest'ultimo, infatti, premiando un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità, ha contribuito a un ulteriore e significativo aumento dei controlli tra il 2005 e il 2006. Gli incentivi, nel periodo 2006-2008, della fase di prima attuazione, solo su base volontaria, del sistema che premia la riduzione delle dispersioni di gas e un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità, sono ammontati a 13,2 milioni di euro circa. Anche la regolazione della qualità e della sicurezza gas a valle dei punti di riconsegna ha prodotto significativi effetti positivi nel periodo 1 ottobre 2004 – 30 settembre 2009: i distributori di gas hanno effettuato oltre 1,7 milioni di accertamenti per la sicurezza relativi a nuovi impianti. Circa il 96% di essi ha avuto esito positivo, a seguito del riscontro dell'adeguatezza di tutta la documentazione richiesta dalla legge.

Particolarmente importante infine è stata l'attuazione di quanto previsto dalla legge n. 481/95 in merito alla natura automatica degli indennizzi. Dal 2004 al 2009 gli esercenti hanno pagato circa 20 milioni di euro di indennizzi automatici ai clienti finali per mancato rispetto degli standard commerciali nel settore elettrico e 12,5 milioni di euro in quello del gas. Altrettanto significativa è la progressiva diminuzione, a partire dal 2007, dei casi di mancato rispetto per cause riconducibili alla responsabilità dell'impresa di distribuzione e, conseguentemente, degli indennizzi. Tale diminuzione è il segnale di una miglior organizzazione delle stesse imprese che riescono a rispondere alle esigenze del cliente finale con una sempre maggiore tempestività e prontezza.

TAV. 3.1

Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale elettrica dal 2004 al 2009

Numero di casi e di rimborsi; ammontare in milioni di euro

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Casi di mancato rispetto di standard soggetti a rimborso	57.424	64.696	73.868	73.903	30.359	29.381
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	48.305	63.822	73.714	70.712	28.873	26.126
Ammontare effettivamente pagato nell'anno	3,41	4,43	4,07	4,25	2,36	1,77

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.2

Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale gas dal 2004 al 2009

Numero di casi e di rimborsi; ammontare in milioni di euro

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Casi di mancato rispetto di standard soggetti a rimborso	26.173	34.450	33.017	44.605	21.311	15.578
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	19.593	31.331	37.070	44.860	20.689	15.783
Ammontare effettivamente pagato nell'anno	1,17	2,47	3,15	3,23	1,37	1,06

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Tutela dei consumatori ed efficienza energetica

La promozione e la garanzia di una corretta e diffusa informazione sui servizi energetici, nonché la tutela dei consumatori nell'ambito dei settori dell'energia elettrica e del gas, costituiscono alcune delle più caratterizzanti finalità istituzionali dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Dall'1 gennaio 2003 tutti i clienti finali del servizio gas e dall'1 luglio 2007 anche i clienti finali domestici del servizio elettrico (quelli non domestici lo erano già dall'1 luglio 2004) sono divenuti liberi di scegliere il proprio fornitore.

La completa liberalizzazione del mercato ha posto l'esigenza di innalzare il livello di tutela della clientela finale, pure per consentire al consumatore scelte informate e consapevoli tra le varie possibili offerte contrattuali proposte sul mercato.

Anche alla luce della diffusione di offerte di fornitura integrate di energia elettrica e gas (cd. *dual fuel*), l'Autorità ha perseguito l'obiettivo di armonizzare e omogeneizzare la regolazione della tutela dei consumatori quanto più possibile tra i due settori, pur nell'esigenza di tenere conto delle differenze strutturali che li caratterizzano.

Pertanto, la regolazione volta a rafforzare la tutela del consumatore nei sette anni appena trascorsi ha seguito tre principali direttrici:

- il rafforzamento dei servizi di informazione dedicati al consumatore di energia, per consentire un effettivo esercizio della libertà di scelta del fornitore nella piena consapevolezza dei propri diritti;
- la garanzia, anche in collaborazione e con il supporto di altre istituzioni, di una risposta efficiente ed efficace al crescente numero di reclami e della risoluzione stragiudiziale del contenzioso;
- l'adeguamento della regolazione delle tutele pre-contrattuali e contrattuali alle nuove esigenze, in modo armonizzato tra i due settori regolati.

Iniziative per l'informazione ai consumatori sui servizi energetici

La completa apertura dei mercati, terminata nel 2007, ha comportato una maggiore richiesta di informazioni, da parte dei consumatori, in particolare domestici e piccole imprese, sugli effetti dell'apertura dei mercati al fine di coglierne a pieno le opportunità. Le linee di azione seguite dall'Autorità in questo contesto sono state: la revisione delle misure per garantire la comprensibilità e la trasparenza delle bollette; l'avvio di un *call center* dedicato ai consumatori finali, in collaborazione con altre istituzioni; la predisposizione di strumenti (*on line*, digitali e cartacei) volti a rafforzare la capacità di scelta del consumatore e la conoscenza dei propri diritti.

La bolletta costituisce il fondamentale canale di comunicazione tra clienti e aziende fornitrici ed è il principale strumento di verifica dei dati sulla fornitura, quali la spesa e i consumi; l'Autorità aveva infatti, sin dal 1999, disposto misure volte a favorire la trasparenza delle bollette, contemperando le esigenze di semplificazione con la completezza delle informazioni. Nel 2009 l'Autorità ha emanato una direttiva per l'armonizzazione e la semplificazione delle bollette di energia elettrica e gas. La nuova bolletta garantisce un contenuto informativo maggiormente rispondente alle nuove esigenze, particolarmente utile ai consumatori sia per conoscere l'andamento effettivo dei propri consumi, sia per meglio valutare offerte alternative, stante anche la diffusione di offerte di contratti di fornitura congiunta elettricità e gas (contratti c.d. *dual fuel*). È pertanto garantita, ai clienti di entrambi i settori energetici, la ricezione di una bolletta composta da un quadro sintetico (contenente le principali informazioni sui consumi e sugli importi dovuti) e da un quadro di dettaglio, che dà conto della spesa per i consumi, distinguendo tra le varie voci relative ai servizi di vendita liberalizzati e ai servizi di rete tariffati. Nella bolletta sono contenute altresì informazioni che riguardano le istruzioni per inoltrare un reclamo e le procedure in caso di mancato o tardivo pagamento della bolletta. Infine, bollette più trasparenti permettono anche di favorire i controlli, in esito a indagini e verifiche ispettive svolte dall'Autorità a tutela del consumatore, mirate a verificare la correttezza della misurazione dei consumi e della fatturazione (per esempio gli interventi in materia di coefficienti di correzione dei volumi, per cui si rinvia al Capitolo 6 del Volume 2).

In vista dell'applicazione obbligatoria, a partire da luglio 2010 per i clienti domestici in maggior tutela dotati di misuratore elettronico teleletto, dei prezzi differenziati per fasce orarie (vedi il Capitolo 2 di questo Volume), oltre alla promozione di campagne informative dedicate, l'Autorità ha posto in capo ai venditori precisi obblighi informativi. Questi devono essere assolti attraverso l'inserimento, nei documenti di fatturazione per i sei mesi precedenti l'applicazione dei prezzi biorari, di avvisi relativi ai consumi del cliente distribuiti per fasce, nonché a informazioni dettagliate sulla struttura delle fasce orarie stesse e sulle strategie di consumo mirate al risparmio. L'obiettivo perseguito è stato quello di fornire ai clienti maggiori informazioni, sia sulla effettiva conoscenza delle proprie abitudini attuali di consumo, sia sulle opportunità di poterle rimodulare in modo tale da ottimizzare i vantaggi derivanti dai nuovi prezzi biorari, con risparmio tanto dei singoli quanto del sistema elettrico nel suo complesso.

Come ampiamente atteso, la completa liberalizzazione dei mercati ha generato una crescita esponenziale delle richieste di informazioni da parte dei cittadini-consumatori. In previsione di tale aumento, nel 2007 l'Autorità ha istituito, presso la società Acquirente unico, un *call center* in grado di fornire, a partire dall'1 luglio 2007 – data dell'apertura totale del mercato dell'energia elettrica – informazioni ai consumatori sulla liberalizzazione dei mercati dell'energia. A partire da ottobre 2007, il *call center* è stato adeguato per poter rispondere anche alle informazioni relative alla liberalizzazione del settore del gas e

successivamente ai bonus elettrico e gas (Regolazione tariffaria). Con tale strumento, attualmente confluito nella nuova struttura più oltre illustrata, lo Sportello per il consumatore di energia, l'Autorità ha messo a disposizione dei consumatori un facile accesso a tutte le informazioni relative non solo a entrambi i mercati liberalizzati dell'energia, ma più in generale a tutti gli aspetti dei servizi energetici di interesse dei consumatori, garantendo a questi ultimi la reale possibilità di avere completa consapevolezza sia delle regole di svolgimento dei servizi, sia dei propri diritti.

L'effettivo esercizio della libertà di scelta del proprio fornitore, oltre a un'informativa completa delle opportunità, presuppone anche la capacità di poter confrontare le offerte presenti sul mercato, nonché la conoscenza dei propri diritti e tutele.

In linea con quanto realizzato anche in altri Paesi europei, l'Autorità ha sfruttato la disponibilità delle tecnologie web per la diffusione capillare e di rapida reperibilità delle informazioni. Sin dal 2004 sono state pubblicate, e tenute costantemente aggiornate, sul sito dell'Autorità, delle schede informative miranti a illustrare e a chiarire alcuni dei principali aspetti del rapporto con il fornitore (tariffe e prezzi, qualità del servizio, documenti di fatturazione). A partire dal mese di aprile 2009, l'Autorità ha sviluppato le funzionalità del proprio sito Internet, mettendo a disposizione dei clienti domestici un motore di ricerca *on line*, chiamato "Trova offerte", per la ricerca e il confronto delle offerte commerciali delle imprese di vendita. Inizialmente il Trova offerte è stato limitato alla comparazione delle offerte commerciali di energia elettrica per i clienti domestici e successivamente è stato ampliato anche alle offerte di gas, incluse le offerte integrate *dual fuel*, sempre per il mercato domestico.

Nel febbraio 2010, l'Autorità ha anche pubblicato e diffuso, in formato sia digitale sia cartaceo, *l'Atlante dei diritti del consumatore di energia elettrica e gas*. L'*Atlante* intende essere uno strumento, caratterizzato da costante aggiornamento e di agevole consultazione, tramite il quale il consumatore domestico può conoscere e verificare, in modo sistematico sui diversi aspetti del servizio che lo interessano in una determinata circostanza, quali regole abbia previsto l'Autorità per tutelarlo e quali diritti egli possa far valere. L'*Atlante* vuole anche essere uno strumento utile alle associazioni dei consumatori, per poter fornire indicazioni ai cittadini sulle diverse forme di tutela definite dall'Autorità.

Gestione dei reclami, del contenzioso e rapporti con le associazioni dei consumatori

L'esperienza di altri Paesi europei ha dimostrato che la completa apertura dei mercati al dettaglio dell'energia comporta insieme con una maggiore richiesta di informazioni, anche un significativo incremento del flusso di reclami tra clienti finali e fornitori del servizio. Tale aumento ha riguardato anche le comunicazioni che pervengono all'Autorità dai clienti che non riescono a ottenere una riposta soddisfacente dal proprio fornitore.

Nel periodo in esame (2004-2010) il numero di comunicazioni pervenute da clienti all'Autorità (reclami, istanze e segnalazio-

ni) è aumentato di oltre 16 volte: si è passati da 1.006 comunicazioni dei clienti nel periodo 1 maggio 2003 – 30 aprile 2004, a 16.971 comunicazioni nel periodo 1 aprile 2009 – 31 marzo 2010, per un totale di 21.377 comunicazioni negli ultimi sette anni.

A fronte di tale dinamica crescente, l'Autorità, ferma restando la titolarità del compito di valutazione dei reclami e delle segnalazioni dei clienti finali, dopo l'avvio del citato servizio di *call center* presso l'Acquirente unico, ha stabilito di avvalersi prima della Cassa conguaglio per il settore elettrico e successivamente, in base alle disposizioni della legge 23 luglio 2009, n. 99, dell'Acquirente unico stesso, per gestire i reclami attraverso un'unica struttura: lo Sportello per il consumatore di energia.

Nel 2009 è stato approvato un nuovo Protocollo d'intesa tra l'Autorità e il Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU), che rinnova e amplia il Protocollo di intesa sottoscritto nell'ottobre 2001 per tenere conto in particolare dell'avvenuta liberalizzazione dei mercati elettrici e del gas e della recente sistematizzazione delle norme generali di legge a tutela dei consumatori (Codice del consumo). Il nuovo Protocollo di intesa, oltre a confermare gli obiettivi di formazione del personale delle associazioni dei consumatori attraverso attività di aggiornamento periodico, ha mirato a potenziare l'accesso dei consumatori a forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie.

Nel periodo compreso tra il 2004 e il 2009 sono stati realizzati 22 progetti di formazione rivolti alle associazioni dei consumatori con lo scopo di qualificare gli operatori delle associazioni medesime e di renderli sempre più capaci di fornire adeguate risposte alle richieste di informazioni e assistenza dei consumatori. A tal fine sono stati utilizzati tre differenti strumenti formativi: seminari residenziali, realizzati dal personale degli Uffici dell'Autorità e rivolti ai rappresentanti nazionali delle associazioni dei consumatori; seminari residenziali, realizzati direttamente dalle associazioni interessate e rivolti ai rappresentanti locali delle stesse, mediante la selezione e il finanziamento di progetti da parte dell'Autorità; corsi di formazione a distanza basati sulla metodologia *e-learning*.

Le associazioni hanno altresì svolto, per conto dell'Autorità, un'indagine sulla qualità dei servizi telefonici delle imprese fornitrici e delle risposte alle domande dei consumatori riguardo alle questioni più importanti. I risultati dell'indagine hanno fornito indicazioni utili sulle criticità della situazione dei servizi telefonici commerciali, evidenziando le principali aree verso cui indirizzare il miglioramento del servizio erogato. Tali indicazioni sono state prese in considerazione dall'Autorità e, unitamente a quanto emerso dall'esame dei reclami e delle istanze delle associazioni rappresentative delle imprese di vendita dell'energia elettrica e del gas e quelle dei consumatori, hanno fornito utili input per l'elaborazione della regolazione sulla qualità dei *call center* delle società di vendita, illustrata nel Capitolo 3 di questo Volume.

La collaborazione con il CNCU si è poi ulteriormente rafforzata nel 2007, allorché l'Autorità ha approvato il finanziamento per la promozione delle procedure di conciliazione destinate a risolvere eventuali controversie tra imprese e clienti finali, stanziando allo scopo 300.000 € per il biennio 2007-2008 da utilizzare per la formazione del personale (c.d. "conciliatori") delle associazioni dei consumatori aderenti al CNCU. Sono stati poi realizzati 40 corsi di formazione in otto tra le più importanti città sul territorio nazionale, con un apporto formativo e interventi di carattere didattico da parte dell'Autorità stessa. Il sostegno, anche economico, alle attività di formazione e aggiornamento del personale designato dalle associazioni dei consumatori per l'implementazione e la diffusione di procedure conciliative nei settori regolati è continuo. L'Autorità ritiene che le iniziative sulla conciliazione paritetica abbiano contribuito a un miglioramento della qualità dei servizi resi ai consumatori, attraverso una rapida risoluzione delle controversie e una più approfondita conoscenza dei motivi sottostanti le controversie stesse.

In tale ottica sono stati proposti dall'Autorità, e già approvati dal Ministero dello sviluppo economico, progetti di conciliazione stragiudiziale, progetti di qualificazione degli sportelli delle associazioni e progetti di divulgazione territoriale, finalizzati a promuovere rispettivamente: la diffusione di procedure stragiudiziali di soluzione delle controversie tra clienti finali dei servizi elettrico e gas e imprese di vendita; la qualificazione degli sportelli territoriali delle associazioni di consumatori; la divulgazione territoriale presso i consumatori sia delle tematiche sottostanti le opportunità connesse con la liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, nonché con la tutela degli utenti, sia di informazioni puntuali sulle tariffe sociali e sull'introduzione dei prezzi biorari.

Tutela pre-contrattuale dei consumatori

Numerosi sono stati i provvedimenti adottati per assicurare ai consumatori adeguati livelli di tutela nella fase pre-contrattuale e in ogni fase del rapporto contrattuale, in particolare per quanto riguarda: la trasparenza nella gestione delle offerte commerciali, il diritto di recesso, la rateizzazione delle fatture e la disciplina della morosità.

Fra il 2004 e il 2006, l'Autorità ha approvato i Codici di condotta commerciale per la vendita rispettivamente di gas e di energia elettrica, cui devono attenersi tutti i venditori del mercato liberalizzato nel presentare offerte commerciali ai consumatori di piccole dimensioni. I Codici impongono ai venditori precisi obblighi per le modalità di presentazione delle offerte e per la confrontabilità dei prezzi, tutelando quindi i consumatori nella delicata fase pre-contrattuale e facendo quindi sì che gli stessi possano avvantaggiarsi del mercato e scegliere tra diverse offerte in modo consapevole e informato. Inoltre, definiscono anche alcuni contenuti minimi che i contratti devono contenere (tra i quali, in particolare, la disciplina della variazione delle condizioni contrattuali da parte dell'esercente), nonché il diritto di ripensamento da parte del cliente finale.

Nel 2007, a integrazione della tutela delle relazioni pre-contrattuali fra fornitori e consumatori, l'Autorità ha approvato una Scheda di riepilogo dei corrispettivi relativi all'offerta di energia elettrica che i venditori sono tenuti a utilizzare nel presentare le proprie offerte. La Scheda è volta a garantire la trasparenza delle condizioni economiche prospettate al cliente mediante l'elenco completo dei corrispettivi previsti in seguito alla stipula del contratto, nonché a fornire un ausilio per il confronto delle offerte ricevute da diversi esercenti, anche alla luce delle proprie caratteristiche di consumo. Sono state avviate le procedure di consultazione per la definizione di un Codice di condotta commerciale della vendita integrato per i due settori con l'estensione anche al settore gas della Scheda di riepilogo dei corrispettivi, al fine di garantire in entrambi i campi pari livelli di informazione e tutela a favore dei consumatori. Il Codice di condotta integrato dovrebbe essere emanato, a seguito del processo di consultazione, nel corso del 2010.

Per garantire il dispiegarsi degli effetti della liberalizzazione e favorire la libera scelta del fornitore è necessario che le regole di recesso siano trasparenti e adeguate. In tal senso l'Autorità ha definito nel 2007 appropriate modalità di esercizio del diritto di recesso, dettando un quadro regolatorio uniforme per i due settori, che garantisce anche il coordinamento con le procedure di *switching*. È stata così rafforzata la tutela dei consumatori che intendono avvalersi delle opportunità derivanti dal cambiamento di fornitore, con il risultato di favorire la mobilità dei clienti e di agevolare l'efficienza del sistema, nonché la capacità concorrenziale dei vari operatori.

Sempre per garantire la trasparenza e prevenire comportamenti distorsivi legati al nuovo assetto della vendita dell'energia elettrica, con la pluralità di soggetti in esso operanti, a ulteriore tutela dei consumatori, l'Autorità ha prescritto che, qualora un unico soggetto svolga in forma integrata i servizi di maggior tutela e di vendita ai clienti del mercato libero, i punti di contatto con la clientela consentano di separare le funzioni dedicate al servizio di maggior tutela da quelle riservate al mercato libero, in modo tale che questi siano immediatamente identificabili dal cliente. Inoltre, qualora venga utilizzato un unico marchio per la gestione dei contratti del mercato libero e del servizio di maggior tutela, in ogni documento (contratti, bollette e corrispondenza con i clienti finali) occorre riportare, nella immediata prossimità del marchio e con la dovuta evidenza, l'indicazione del servizio o dell'attività per cui il documento o l'informazione viene fornito.

Per quanto riguarda la tutela post-contrattuale, nel 2006 sono state introdotte nuove regole in materia di rateizzazione dei pagamenti per i consumi di energia elettrica – individuando in particolare un numero minimo di rate ed esplicitandone la periodicità di pagamento – al fine di ridurre il disagio dei clienti finali più deboli dinanzi a un aumento delle casistiche di conguagli particolarmente onerosi e imprevisti, conseguenti a

ripetute mancate letture dei misuratori o a modifiche della periodicità di fatturazione.

Nel gennaio 2008 è stata poi modificata la disciplina della costituzione in mora dei clienti finali di energia elettrica, legando tale situazione non più alla mera scadenza della bolletta, bensì all'avvenuta comunicazione scritta tramite invio di raccomandata e prevedendo altresì un termine minimo di 5 giorni per il pagamento, decorrenti dall'avvenuto avviso postale o dall'avvenuta consegna al cliente finale della raccomandata; sono stati inoltre rivisti i casi in cui la richiesta di sospensione della fornitura non può comunque essere presentata all'impresa distributrice da parte del venditore. Sempre in materia di morosità, nel 2009, sono state adeguate alcune disposizioni contrattuali riguardanti il servizio di maggior tutela che prevedono, limitatamente ai clienti che chiedono il rientro in servizio dopo un periodo di morosità (peraltro determinata in base a precisi requisiti), che l'attivazione della nuova fornitura sia subordinata al pagamento dei debiti pregressi e a un importo del deposito cauzionale raddoppiato (la maggiorazione peraltro viene restituita dopo 12 mesi dal rientro se il cliente non torna in condizione di morosità). L'obiettivo che si è prefissata l'Autorità è stato quello di evitare che, la corretta compensazione dei disagi subiti dai venditori e derivanti dalla repentina crescita delle situazioni di morosità con la liberalizzazione, si riversasse sulla generalità dei clienti, nonché di rafforzare, al contempo, la tutela specifica dei clienti in situazione di disagio derivante anche dalla contingente crisi economica.

Valutazione dell'efficacia della tutela dei consumatori nel settennato

L'efficacia degli interventi volti a rafforzare le informazioni fornite ai consumatori (bolletta trasparente, Sportello per il consumatore di energia, Trova offerte e *Atlante dei diritti del consumatore di energia*), complementari alle campagne informative promosse per i principali interventi, risulta con evidenza:

- dai dati sul volume di richieste di informazioni pervenute allo Sportello per il consumatore di energia: da 69.700 chiamate arrivate nel periodo aprile 2008 – aprile 2009 a 417.000 nel periodo aprile 2009 – marzo 2010;
- dalla distribuzione dei picchi di richieste di informazioni che hanno coinciso con i periodi delle campagne di informazione promosse per il bonus elettrico e quello gas;
- dagli ottimi risultati del *call center* dello Sportello per il consumatore di energia, conseguiti nel 2009 (accessibilità del servizio: 99,6% rispetto allo standard richiesto di 90%; tempo medio di attesa: 128" rispetto al livello standard richiesto di 240"; livello di servizio: 87% rispetto allo standard richiesto di 80%), e dai risultati della *customer satisfaction* promosso dal Ministero per l'innovazione pubblica (servizio buono 78%; servizio sufficiente 14,4%; servizio insufficiente 6,7%);
- dal numero crescente di visite ai servizi informativi disponibili sul sito dell'Autorità, in particolare al sistema *on line* Trova offerte che ha raggiunto, in un anno di funzionamento, il traguardo di 445.000 accessi, con una media di oltre 1.000 accessi al giorno.

L'avvalimento di istituzioni esterne (la Cassa conguaglio per il settore elettrico prima, l'Acquirente unico poi) per la gestione

delle fasi preliminari di valutazione dei reclami, nonché i Protocolli d'intesa con il CNCU e le specifiche attività di formazione rivolte alle associazioni dei consumatori hanno consentito di assicurare una immediata risposta all'enorme aggravio derivante dal repentino aumento di segnalazioni e di richieste di informazione oltre che di reclami, in seguito all'avvio della completa liberalizzazione del settore elettrico. Ciò ha consentito all'Autorità di concentrare il proprio organico, definito per legge, sulla valutazione dei reclami più complessi, sull'avvio dei procedimenti conseguenti alle segnalazioni (al fine di far cessare comportamenti lesivi dei diritti dei consumatori) e sull'affinamento del quadro regolatorio.

La regolazione contrattuale e pre-contrattuale, messa a punto dall'Autorità nel settennato, si è prefissata l'obiettivo di tutelare meglio il consumatore nel mutato contesto di mercato, nonché di fornirgli tutti gli strumenti per poter agevolmente esercitare la propria libertà di scelta del fornitore, senza venir meno a specifiche tutele per le fasce economicamente più deboli.

Regolazione del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica

La promozione dell'efficienza energetica negli usi finali è unanimemente indicata come una componente chiave di ogni politica ambientale (*in primis* riduzione delle emissioni di gas serra), energetica (riduzione della dipendenza dall'estero e aumento della sicurezza del sistema) e sociale (riduzione della bolletta a parità di servizio energetico reso). Lo sviluppo del settore dei prodotti e dei servizi energetici è inoltre in grado di contribuire all'aumento della competitività del sistema Paese e all'occupazione. La promozione dell'efficienza energetica ha assunto infine, occorre sottolinearlo, una rilevanza sempre maggiore anche alla luce degli impegni presi dal nostro Paese in relazione agli obblighi del "pacchetto clima" o "pacchetto 20-20-20".

In questo quadro si inseriscono le disposizioni dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e dell'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, in materia di introduzione dell'obbligo, tra quelli connessi con il servizio di distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale, di perseguire, rispettivamente, l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali e lo sviluppo delle fonti rinnovabili, secondo target quantitativi e modalità da definirsi in successivi decreti ministeriali.

A queste previsioni normative è stata data una prima attuazione con i decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e del Ministro dell'ambiente 24 aprile 2001. Tali decreti, successivamente sostituiti e integrati dai decreti ministeriali 20 luglio 2004 e dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, oltre a definire gli obiettivi di risparmio di energia primaria in capo alle imprese di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale, hanno introdotto il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE), affidando all'Autorità il compito di:

- definirne la regolazione tecnica ed economica attuativa;
- gestire l'attuazione di tale regolazione;
- monitorarne e diffonderne i risultati conseguiti;
- formulare proposte per migliorare l'efficacia dello strumento.

Il meccanismo dei TEE (o certificati bianchi) è stato il primo esempio a livello internazionale di applicazione di uno strumento di mercato per la promozione dell'efficienza energetica

negli usi finali. Successivamente all'avvio in Italia, e in coerenza con molte delle scelte normative e di regolazione effettuate nel nostro Paese, un sistema analogo è stato introdotto in Francia e in Polonia ed è in discussione in altri Paesi membri. Lo scambio bilaterale di certificati bianchi è stato integrato nel preesistente sistema inglese, e la Commissione europea ha inserito lo strumento nell'ambito della Direttiva 2006/32/CE in materia di promozione dei servizi energetici.

Nel disegnarne la regolazione attuativa, l'Autorità si è posta come obiettivo quello di coniugare diverse finalità:

- garantire semplicità e trasparenza dei criteri e delle procedure;
- garantire certezza e affidabilità agli operatori;
- promuovere l'efficienza e l'innovazione tecnologica;
- favorire lo sviluppo del mercato dei TEE;
- tutelare gli interessi dei consumatori finali;
- tutelare lo sviluppo della concorrenza in tutti i settori interessati.

Il processo di definizione della regolazione attuativa è stato avviato nel 2001 e ha prodotto un primo documento per la consultazione nell'aprile 2002.

Una delle principali criticità regolatorie è stata la definizione di metodi per la quantificazione del risparmio energetico conseguito attraverso ciascuna delle tipologie di intervento ammesse a beneficiare del rilascio dei TEE (ossia di tutti gli interventi sugli usi finali, più la diffusione di impianti fotovoltaici di piccola dimensione). A valle della consultazione, e sentite le Regioni e le Province autonome, l'Autorità ha approvato le *Linee guida* per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di incremento dell'efficienza energetica. Tale provvedimento ha conciliato il rispetto della previsione di una "valutazione consuntiva" dei progetti di risparmio energetico, contenuta nei decreti ministeriali, con l'obiettivo di agevolare l'attuazione del sistema attraverso un sensibile contenimento degli oneri di rendicontazione in capo agli operatori e di quelli di verifica in capo all'Autorità (salvo controlli a campione più approfonditi). Questo doppio obiettivo è stato conseguito introducendo la possibilità di valutare i risparmi energetici conseguiti dai progetti con metodi molto semplificati, sviluppati dall'Autorità attraverso approfondite analisi tecnologiche, normative e di mercato, proposti alla consultazione e successivamente approvati con apposite delibere, tenuto conto dei commenti ricevuti.

Nel corso degli anni, sono state approvate 28 metodologie semplificate (c.d. "schede tecniche"), con un'efficace copertura di tutti i principali settori applicativi: sistema edilizio (isolamenti, vetrature, solare termico e fotovoltaico); apparecchi domestici (elettrodomestici, condizionatori, caldaie, scaldaacqua, pompe di calore, dispositivi per il risparmio idrico e dispositivi anti *stand by*); impiantistica industriale (motori, inverter, decompressione del gas); illuminazione privata e pubblica (lampade SAP e LED, regolatori); sistemi di cogenerazione e teleriscaldamento. Le metodologie approvate (altre sono allo studio) garantiscono il riconoscimento dei risparmi energetici (e dell'incentivo connesso con il rilascio di TEE) solo agli interventi di diffusione di tecnologie caratterizzati da livelli di efficienza energetica superiori non solo a quelli obbligatoriamente previsti dalla normativa, ma anche a quelli che caratterizzano le tecnologie già diffuse nel mercato. A tale scopo, le schede tecniche vengono aggiornate periodicamente dall'Autorità, previa consultazione e in coerenza con il principio della tutela dell'affidamento degli operatori.

Con le *Linee guida*, inoltre, l'Autorità ha introdotto il c.d. *banking*, ossia la possibilità di utilizzare i TEE per il conseguimento degli obiettivi lungo tutto l'arco di applicazione del meccanismo (allora: 2005-2009) invece che solo durante l'anno di emissione, in modo da consentire una maggiore flessibilità nelle scelte degli operatori e da limitare la volatilità dei prezzi di scambio dei TEE. La validità di tale scelta ha portato i competenti ministeri a estendere il *banking* al successivo periodo di applicazione del meccanismo (2010-2012), definito dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007.

Il sistema è sostenuto anche da un contributo tariffario erogato ai distributori obbligati a fronte del conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico. L'Autorità ha inoltre stabilito, nel 2004 e nel 2008, l'importo del contributo tariffario unitario e il suo meccanismo di aggiornamento annuale. Tale meccanismo è stato definito in modo da contemperare l'esigenza di fornire uno stimolo economico alla diffusione di prodotti e servizi di efficienza energetica, con quella di garantire che l'impatto sulle tariffe pagate dai consumatori di elettricità e gas naturale fosse sempre significativamente inferiore ai benefici conseguiti. Per favorire lo sviluppo del mercato dei TEE e, dunque, per sfruttare l'efficienza economica dello strumento

(ossia la sua capacità di selezionare gli interventi con il miglior rapporto costo/risparmi energetici conseguiti), l'Autorità ha esteso l'applicazione del contributo, oltre che ai progetti sviluppati autonomamente dai distributori, anche ai TEE che i distributori obbligati scelgono di acquistare da società di servizi energetici (e, più recentemente, dai grandi consumatori con *energy manager*).

Le regole per lo scambio dei TEE sono state approvate dall'Autorità, su proposta del Gestore dei mercati energetici (GME), e sono orientate a promuovere la liquidità del mercato, nonché a garantire il buon fine delle transazioni. L'Autorità ha introdotto l'obbligo di registrazione dei prezzi anche per i contratti bilaterali, con l'obiettivo di aumentare la trasparenza del sistema a vantaggio di tutti gli operatori e in considerazione dell'importanza dei segnali di prezzo pure ai fini del monitoraggio e della regolazione del sistema (definizione del contributo tariffario e delle sanzioni per inadempienza degli obblighi).

Con lo stesso provvedimento è stato introdotto l'obbligo di registrazione dei contratti bilaterali stipulati dai distributori obbligati, il cui contenuto viene monitorato dagli Uffici dell'Autorità attraverso un apposito Osservatorio.

Proprio l'attento monitoraggio del funzionamento del sistema ha consentito all'Autorità di individuare alcune criticità che rischiavano di comprometterne l'efficacia (*in primis* la significativa riduzione dei prezzi di scambio dei TEE e, dunque, dell'incentivo allo sviluppo di nuovi progetti). Tali criticità sono state oggetto di segnalazioni ai competenti organi di Governo (*Primo* e *Secondo Rapporto Annuale* e *Segnalazione* del dicembre 2007) unitamente ad alcune proposte di interventi normativi e regolatori orientati a risolverle. Il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 ha recepito molte di tali proposte e, insieme ad alcuni provvedimenti di regolazione, ha ristabilito l'equilibrio del sistema e consentito di migliorare l'efficacia di alcune sue parti, oltre che di prorogarne la durata fino all'anno 2012 incluso.

Gestione e monitoraggio del meccanismo dei TEE

L'obiettivo di facilitare, attraverso la semplificazione, il funzionamento del meccanismo, per sua natura complesso, è stato perseguito dall'Autorità anche con lo sviluppo di un sistema informatizzato *on line* in grado di ottimizzare sia le procedure di trasmissione da parte degli operatori, sia quelle di valutazione e gestione da parte dell'Autorità in merito a: richieste di accreditamento dei soggetti ammessi al meccanismo; proposte di progetto; richieste di verifica e certificazione dei risparmi energetici conseguiti; dati per l'identificazione dei distributori obbligati in ogni anno, per la ripartizione tra di essi dell'obiettivo nazionale e per la verifica di conseguimento degli obiettivi annuali; trasmissione di informazioni sui contratti bilaterali.

Il sistema, inoltre: consente l'interazione con l'ENEA, di cui l'Autorità si avvale dal 2006 a supporto della valutazione dei progetti; dialoga con la piattaforma informatica predisposta dal GME, consentendo la trasmissione telematica delle autorizzazioni dell'Autorità all'emissione dei TEE e al loro annullamento; supporta il monitoraggio complessivo del sistema anche per l'elaborazione dei *Rapporti Annuali* e dei *Rapporti statistici intermedi* che l'Autorità predispone e pubblica sul proprio sito Internet.

Nei quattro *Rapporti Annuali* pubblicati nel periodo 2003-2010 viene descritta l'evoluzione della normativa e della regolazione di riferimento; sono illustrati nel dettaglio i risultati conseguiti dal sistema e le dinamiche osservate (risparmi energetici certificati, tipologie di progetti realizzati e di operatori attivi, andamento delle contrattazioni e dei prezzi di scambio); sono

evidenziati i margini di miglioramento, le eventuali criticità e gli interventi normativi e di regolazione che possono contribuire a risolverle. I tre *Rapporti statistici* pubblicati a partire dall'anno 2008 illustrano i dati di dettaglio del sistema per ciascuna regione.

In aggiunta alla valutazione dei singoli progetti presentati dagli operatori, l'Autorità ha svolto una crescente attività di controllo a campione orientata a verificare che tali progetti siano stati effettivamente realizzati in conformità con quanto dichiarato e con la normativa di riferimento. I controlli sono stati svolti avvalendosi anche della collaborazione della Guardia di Finanza e dell'ENEA.

Risultati conseguiti in tema di efficienza energetica

Dall'avvio del meccanismo (gennaio 2005) all'1 aprile 2010, l'Autorità ha certificato risparmi energetici pari a circa 6,3 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep), con un'accelerazione registrata in particolare negli ultimi due anni. Complessivamente sono state valutate 450 proposte di progetto e 3.600 richieste di verifica e certificazione di risparmi energetici, relative a oltre 5.600 interventi.

Su base annua, i risparmi energetici realizzati hanno consentito di evitare l'emissione in atmosfera di circa 3,5 milioni di tonnellate di CO_2/anno, di azzerare l'equivalente dei consumi di una città di 1,75 milioni di abitanti e di evitare la produzione di una centrale termoelettrica da oltre 750 MW.

Gli obiettivi annuali fissati dal legislatore sono sempre stati conseguiti ed è in costante crescita il numero (oltre 250) di soggetti che partecipano al meccanismo sviluppando interventi presso i consumatori finali.

Il sistema ha dimostrato di funzionare efficacemente anche in termini di rapporto costi/benefici: a fronte di incentivi per circa 317 milioni di euro erogati dall'Autorità nei primi quattro anni d'obbligo, il costo energetico evitato nel medesimo periodo dai consumatori domestici, presso i quali è stata realizzata la maggior parte degli interventi, si può conservativamente stimare dalle sei alle quindici volte superiore (per ogni unità di energia risparmiata). A fronte di un costo medio annuo per famiglia gradualmente cresciuto da 0,3 € nel 2005 a circa 3,7 € nel 2009, i benefici diretti ottenibili da chi partecipa a un progetto di efficienza energetica sono almeno di due ordini di grandezza superiori.

Al beneficio diretto correlato alla spesa energetica evitata, si aggiungono i benefici di sistema richiamati più sopra (ambientali, di sicurezza del sistema, di sviluppo della competitività e dell'occupazione). Alcuni di questi possono venire quantificati facendo riferimento ai costi associati al conseguimento degli obiettivi obbligatori del "pacchetto 20-20-20", riferiti alla riduzione delle emissioni di gas di serra e allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Infatti, per ogni tep non consumata, si evitano emissioni di gas serra e, riducendosi i consumi interni finali, si diminuisce il parametro in base al quale viene calcolato il fabbisogno di energia prodotta da fonti rinnovabili.

In questo quadro, a fronte dell'emissione di un TEE, per il quale è stato fino a oggi riconosciuto un contributo tariffario compreso tra 89 e 100 €, il Paese beneficia di un risparmio economico di entità compresa tra 118 e 587 € che rappresenta un significativo contributo in relazione al raggiungimento degli obiettivi fissati dal "pacchetto clima" dell'Unione europea.

Ricerca di sistema elettrico

Con il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, che ha avviato il processo di liberalizzazione del settore elettrico italiano, il legislatore, al fine di impedire la dispersione delle competenze e delle risorse tecnico-scientifiche sviluppate nel periodo antecedente la liberalizzazione, ha stabilito che i costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico fossero inclusi tra gli oneri generali del sistema, e quindi posti a carico dell'utente elettrico. Con il successivo decreto interministeriale 26 gennaio 2000, tali oneri sono stati meglio individuati e si è stabilito che le attività di ricerca di sistema fossero finanziate da un fondo alimentato da una specifica componente della tariffa elettrica, il cui ammontare viene determinato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

A partire dal 2000 e fino al 2005, le risorse del fondo sono state transitoriamente assegnate al Centro elettrotecnico sperimentale italiano (CESI), consolidata realtà in grado di svolgere attività di ricerca, anche di natura applicativa, finalizzata all'innovazione del sistema elettrico, con l'obiettivo di migliorarne l'economicità, la sicurezza e la compatibilità ambientale. All'Autorità sono stati assegnati compiti di primo piano: fissare le modalità di presentazione dei progetti di ricerca predisposti dal CESI e definire i criteri da adottare per la verifica dei progetti medesimi.

TAV. 5.1

Progetti finanziati dal Fondo per la ricerca di sistema elettrico nel periodo 2003-2005

PROGETTO	ARGOMENTO
DISSEMINA	Diffusione e trasferimento dei risultati della Ricerca di sistema.
ECORET	Effetti del controllo dei carichi sullo sviluppo delle reti BT e MT.
EXTRA	Sviluppi del mercato liberalizzato dell'energia elettrica in Italia e sua integrazione nel mercato elettrico europeo.
GAME	Generazione elettrica e ambiente nelle aree metropolitane – Prospettive di sviluppo della cogenerazione.
GEN 21	Una generazione sostenibile di energia elettrica per il XXI secolo.
GENDIS 21	La generazione distribuita per il miglioramento della qualità del servizio elettrico e dell'ambiente.
LIMSAT	Applicazioni di limitatori di corrente SAT (superconduttori ad alta temperatura).
MATEALT	Materiali alternativi per componenti elettrici di trasmissione e di distribuzione.
NORME	Sviluppo di norme a sostegno delle esigenze del sistema elettrico nazionale.
RETE 21	Sviluppo ed esercizio della rete elettrica italiana nel XXI secolo.
SCENARI	Scenari evolutivi nel medio-lungo termine del sistema elettrico italiano.
SENNA	Sensoristica innovativa e nanomateriali per il sistema elettrico.
SISET	Sicurezza degli impianti del sistema elettrico e interazione con il territorio.

Per il periodo 2003-2005, al termine della valutazione di ammissibilità condotta dagli esperti tratti dall'albo precedentemente istituito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico per incarico dell'Autorità, sono stati approvati 13 progetti (Tav. 5.1), per costo complessivo di oltre 110 milioni di euro. I temi dei progetti, inizialmente proposti dal CESI, in continuità con quelli svolti nel periodo immediatamente precedente sono stati significativamente modificati sulla base delle indicazioni degli esperti e su segnalazione di specifiche priorità da parte dell'Autorità; ciò al fine di meglio perseguire gli obiettivi prioritari dello sviluppo del sistema elettrico, della sua sicurezza e affidabilità, della qualità del servizio, dell'uso razionale delle risorse energetiche, della riduzione del costo dell'energia.

Le modalità di gestione del fondo sono state modificate con il decreto del Ministro delle attività produttive 28 febbraio 2003, che ha previsto l'istituzione del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE), l'adozione di un Piano triennale come strumento di programmazione delle attività, l'attivazione di procedure concorsuali per la selezione di progetti di ricerca proposti per l'ammissione al finanziamento e l'affidamento diretto dei progetti di ricerca. In sostituzione della formula dell'affidamento diretto, il successivo decreto 8 marzo 2006 ha previsto la possibilità di attivare accordi di programma tra il ministero e soggetti pubblici o organismi a prevalente partecipazione pubblica. Il 23 marzo 2006, lo stesso Ministro ha approvato il Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2006-2008, articolato nelle quattro aree: Governo del sistema, Produzione e fonti energetiche, Trasmissione e distribuzione, Usi finali; ha inoltre previsto la stipula degli accordi di programma con ENEA, CNR e CESI Ricerca (ora ERSE), rispettivamente per importi di 20, 5, e 35 milioni di euro per la prima annualità.

A partire dal 21 giugno 2007, all'Autorità sono state attribuite, *in via transitoria*, le funzioni del CERSE, così come definite dal decreto 8 marzo 2006. Da tale data, le attività di ricerca di sistema elettrico hanno interessato principalmente i soggetti titolari degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico, che hanno avviato e portato a termine progetti sull'insieme delle tematiche previste dai Piani triennali 2006-2008 e 2009-2011 (Tav. 5.2) e già ottenuto finanziamenti per circa 176 milioni di euro. L'Autorità ha anche provveduto a definire i criteri per la predisposizione, da parte della segreteria operativa del CERSE, dello schema di bando di gara per la selezione dei progetti di ricerca non compresi negli accordi di programma. Il bando, approvato dal Ministero dello sviluppo economico il 12 dicembre 2008, ha visto l'ammissione al finanziamento da parte del ministero di 26 progetti, per un importo complessivo di circa 22,5 milioni di euro. L'Autorità nelle funzioni del CERSE, con il supporto della propria Segreteria operativa, ha organizzato le attività di valutazione *ex ante* e di verifica *in itinere* ed *ex post* dei piani e dei progetti di ricerca svolti da ENEA, CNR ed ERSE, nonché dei progetti di ricerca presentati in forza del bando. Dando seguito alla lettera della Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie del 2 ottobre 2007, l'Autorità ha inoltre portato a termine, per quanto di sua competenza nelle funzioni del CERSE, il processo di formulazione del Piano triennale 2009-2011 della ricerca di sistema elettrico nazionale, comprensivo del Piano operativo annuale 2009, approvato dal Ministro dello sviluppo economico con decreto 19 marzo 2009.

TAV. 5.2

Temi di ricerca sui quali sono stati finanziati progetti svolti da ENEA, CNR ed ERSE nel periodo 2006-2010 e temi di ricerca oggetto del bando di gara per la selezione dei progetti non compresi negli accordi di programma

AREA GOVERNO DEL SISTEMA ELETTRICO
Il sistema elettrico italiano in regime di mercato: simulazioni, problematiche di sicurezza, mitigazione dei rischi, vincoli tecnici e ambientali, indicatori della continuità del servizio e della qualità della potenza. Sviluppo di dispositivi di misura della qualità della potenza, studio e messa a punto di dispositivi per la compensazione dei disturbi.
Sviluppo dei sistemi di generazione, trasmissione e distribuzione, comprese le reti di distribuzione attiva, e relativi scenari, modelli di riferimento delle reti di distribuzione MT-BT, sistemi automatici di difesa rapida delle sezioni critiche delle reti.
Sistemi ICT per l'interazione con l'utente.
Supporto scientifico alle attività regolatorie per il mercato elettrico.
AREA PRODUZIONE E FONTI ENERGETICHE
Produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica: censimento del potenziale mini-idroelettrico (< 1 MWe), sicurezza dei bacini idroelettrici italiani, utilizzo ottimale della risorsa idrica.
Produzione di energia elettrica da fonte eolica: sistemi onshore e offshore, completamento e affinamento della mappa eolica italiana.
Impianti a ciclo combinato: flessibilizzazione, affidabilità, miglioramento delle prestazioni ambientali.
Cattura e stoccaggio della CO2: tecnologie per la cattura della CO2, censimento dei depositi geologici italiani, caratterizzazione dei siti.
Celle a combustibile per applicazioni stazionarie cogenerative.
Centrali elettriche per la coproduzione di energia elettrica e idrogeno.
Centrali a polverino di carbone: tecnologie per la riduzione dei costi di investimento e per il miglioramento delle prestazioni ambientali e dei rendimenti di conversione.
Microinquinanti organici e inorganici: metodologie avanzate di misura, metodi per la quantificazione dell'impatto, opportunità di mitigazione.
Biomasse: censimento del potenziale energetico nazionale.
Soluzioni innovative per generare energia elettrica ad alta efficienza in terminali GNL.
Metodologie di diagnostica avanzata di centrali termoelettriche.
Tecnologie innovative di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili.
Nuovo nucleare da fissione.
AREA TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE
Studio, sviluppo e sperimentazione sulle reti: evoluzione nella struttura e nella gestione delle reti di distribuzione, sviluppo e sperimentazione di sistemi di gestione di microreti, reti di distribuzione in corrente continua, strumenti per lo sviluppo del sistema di trasmissione e delle reti di distribuzione attiva, apparati e impianti innovativi per l'evoluzione delle reti di distribuzione, evoluzione nella struttura e nella gestione delle reti di distribuzione.
Linee aeree: determinazione dei limiti di portata in corrente, evoluzioni tecnologiche ed eventuali alternative, metodi innovativi di manutenzione sotto tensione, esternalità ambientali e impatto dei rischi naturali, valutazione della temperatura dei conduttori delle linee aeree in tempo reale, trasformazione di linee esistenti per aumentarne la portata.
Linee interrate: razionalizzazione dei limiti di portata, nuove tecnologie di posa in sedi stradali o autostradali.
Linee sottomarine di tipo innovativo.
Contributo delle masse estranee estese alla "rete di terra globale".
Applicazioni di componenti e materiali innovativi per la trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.
Tecniche di valutazione delle condizioni, della vita e delle funzionalità residue di componenti elettrici mediante metodiche sotto tensione.
Tecnologie per la qualità del servizio.
AREA USI FINALI
Evoluzione della domanda elettrica e delle tecnologie per gli usi finali.
Generazione distribuita.
Organizzazione della domanda e valorizzazione dell'offerta di tecnologie e di servizi avanzati.
Efficienza energetica, promozione di tecnologie elettriche innovative, applicazioni efficienti negli usi finali, razionalizzazione dell'illuminazione pubblica, componenti efficienti per impianti elettrici.
Determinazione dei fabbisogni e dei consumi energetici dei sistemi edificio-impianto, in particolare nella stagione estiva e per uso terziario e abitativo e loro razionalizzazione, interazione condizionamento e illuminazione, sviluppo di componenti e impianti innovativi per la razionalizzazione dei consumi elettrici negli edifici con particolare riferimento al condizionamento estivo.
Sistemi di mini-microgenerazione elettrica, fotovoltaico a concentrazione e sistemi di accumulo.
Strategie e sistemi per la gestione interattiva dei prelievi di potenza.
Studio e dimostrazione di forme di finanza innovativa e di strumenti di programmazione e pianificazione per promozione di tecnologie efficienti per la razionalizzazione dei consumi elettrici a larga scala territoriale e urbana.
Sviluppo delle Linee guida e indici di riferimento per il legislatore.
Penetrazione delle tecnologie elettriche in impieghi termici.
Sviluppo e dimostrazione di nuovi metodi per ottimizzare l'interazione fra rete elettrica e piccole utenze.
Cogenerazione e trigenerazione: sviluppo di componenti per la cogenerazione distribuita di piccola taglia, sviluppo di componenti e impianti innovativi per la trigenerazione distribuita di piccola taglia.

Vigilanza, reclami e contenzioso

Attività di consultazione

Attività di consultazione

Le attività di consultazione hanno rivestito una grande rilevanza nel corso del settennato, costituendo importanti momenti di partecipazione e confronto nella direzione di una regolazione quanto più condivisa e capace di comporre preventivamente i differenti interessi coinvolti. L'attenzione riservata alle consultazioni e il rafforzamento delle attività connesse è testimoniato dall'elevato numero medio di consultazioni per anno, che è di circa 40, con un picco nel 2007 (51), determinato dalla totale apertura del mercato elettrico e dalla conseguente necessità di porre discipline adeguate, principalmente volte a completare la regolamentazione dello stesso mercato e a fornire ulteriori strumenti di tutela e di informazione per i consumatori.

TAV. 6.1

Attività di consultazione dal 2004 al 2010

ANNO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010(A)
Consultazioni	31	41	31	51	38	41	5
Durata media in giorni	25	40	47	41	41	53	52

(A) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

Anche l'andamento tendenziale dei giorni concessi per ogni consultazione ha registrato un graduale aumento, crescendo dai 25 giorni del 2003 ai circa 53 giorni del 2009.

In merito ad alcuni filoni tematici sono state inoltre effettuate consultazioni plurime e ciò anche in esito all'applicazione della metodologia di Analisi di impatto della regolazione (AIR). Nella direzione di un rafforzamento delle attività di consultazione va segnalato come l'Autorità per l'energia elettrica e il gas abbia altresì portato a termine, nel 2009, una nuova disciplina dei procedimenti di regolazione e dunque anche della stessa consultazione.

Audizioni

Nel periodo considerato, l'Autorità è stata chiamata in audizione presso il Parlamento per quindici volte, di cui otto presso la Camera dei deputati e sette presso il Senato della Repubblica. Le audizioni svolte presso la Camera si sono tenute dinnanzi alle seguenti commissioni: quattro volte davanti alla Commissione attività produttive, una davanti alla Commissione politiche dell'Unione europea, una davanti alla Commissione ambiente, una davanti alla Commissione agricoltura, una davanti alla Commissione bilancio. Per quanto riguarda le audizioni svolte presso il Senato, tre si sono tenute presso la Commissione industria, due dinnanzi alla Commissione affari costituzionali, una davanti alla Commissione territorio e ambiente e una davanti alla Commissione straordinaria per il controllo dei prezzi, istituita nel corso della XVI legislatura.

Le audizioni hanno riguardato i seguenti argomenti: stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, problemi strutturali e prospettive (audizioni del 21 settembre 2004, 18 marzo 2005, 13 dicembre 2005, 19 gennaio 2006 e 3 ottobre 2007); dinamica dei prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale e variabili che incidono sulla formazione dei medesimi (audizioni del 12 novembre 2008 e del 22 aprile 2009); sistemi di incentivazione delle energie rinnovabili e relative ricadute economiche e ambientali (audizioni dell'11 febbraio 2009 e del 27 ottobre 2009); stato e sistemi di efficienza energetica, cambiamenti climatici ed emissioni climalteranti (audizioni del 2 novembre 2004, 15 maggio 2007 e 25 febbraio 2009).

Non sono poi mancate audizioni dedicate all'analisi di specifici disegni di legge, sia afferenti la riforma dei settori di interesse dell'Autorità (AS 772, relativo alla riforma dei servizi pubblici locali, trattato nell'audizione dell'8 febbraio 2007; AS 691, relativo al completamento del processo di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, oggetto dell'audizione del 18 ottobre 2006), sia relativi ad aspetti più propriamente ordinamentali dell'Autorità come amministrazione indipendente (AS 1366, relativo alla riforma delle Autorità indipendenti, analizzato nell'audizione del 31 maggio 2007).

Analisi di impatto della regolazione

L'art. 12 della legge di semplificazione 29 luglio 2003, n. 229, ha previsto l'adozione dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR)[1] da parte delle Autorità amministrative indipendenti, cui la normativa attribuisce funzioni di controllo, vigilanza o regolatorie. L'Autorità, condividendo la scelta del legislatore, ha ritenuto l'AIR uno strumento utile per aumentare ulteriormente la trasparenza dei propri atti e per rafforzare il dialogo e i processi di consultazione con consumatori e imprese, anche nella fase di impostazione delle delibere. Valutando che l'introduzione della nuova metodologia non potesse che avvenire in modo sperimentale e graduale, l'Autorità, fra il 2004 e il 2005, ha avviato un apposito Nucleo di lavoro che ha condotto alla definizione delle *Linee guida sull'introduzione dell'Analisi di impatto della regolazione nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, documento che è stato condiviso, tramite consultazione, con operatori e associazioni.

Nel secondo semestre 2005, l'Autorità ha avviato un periodo di sperimentazione triennale, al fine di testare e affinare i contenuti della metodologia, con particolare riferimento ai criteri di selezione dei casi e delle modalità di organizzazione interna dell'Autorità, di consultazione degli organismi rappresentativi degli interessi destinatari degli interventi regolatori e di valutazione economica delle opzioni. La sperimentazione è stata effettuata su alcuni dei principali provvedimenti adottati dall'Autorità nel periodo.

A conclusione della fase di sperimentazione, l'Autorità ha adottato, nel 2008, una *Guida per l'analisi dell'impatto della regolazione*. Essa non costituisce un Regolamento che disciplina l'attività amministrativa, bensì una metodologia concernente una serie di indicazioni tecnico-operative caratterizzata da un alto grado di flessibilità per quanto riguarda sia le fasi del processo, sia la valutazione quantitativa-qualitativa delle opzioni selezionate. Particolare importanza viene data alla consultazione, intesa come l'insieme delle attività (incontri, seminari, *focus group*, documenti per la consultazione) volte a raccogliere informazioni e opinioni dei soggetti interessati e a spiegare le analisi e le decisioni assunte dall'Autorità.

1 L'AIR è una metodologia che ha lo scopo di migliorare la qualità dei provvedimenti regolatori. Permette di stabilire anticipatamente se un intervento di regolazione sia necessario ed efficace, attraverso la descrizione degli obiettivi del provvedimento in discussione, il confronto tra le opzioni alternative, la valutazione dei benefici e dei costi per i destinatari (attuali e potenziali) delle regole, gli effetti positivi e negativi sui processi economici, sociali e ambientali.

Nel complesso, a partire dal 2006, l'Autorità ha applicato la metodologia AIR a 18 principali provvedimenti regolatori (5 provvedimenti tariffari, 7 provvedimenti relativi ai mercati elettricità e gas e 6 provvedimenti volti alla regolazione della qualità e della tutela dei consumatori).

L'Autorità è stata la prima fra le Autorità indipendenti italiane ad adempiere formalmente al dettato dell'art. 12 della legge n. 229/03, come evidenziato anche dall'OCSE, nel suo Rapporto presentato l'1 febbraio 2010, *Italy: better regulation to strenghten market dynamics*. Il Rapporto dell'OCSE considera l'esperienza maturata sinora dall'Autorità una *best practice* di rilievo internazionale.

Attività di regolamentazione e segnalazione

L'andamento generale dell'attività provvedimentale, che ha caratterizzato il settennato dell'Autorità, ha seguito una crescita tendenziale: i provvedimenti totali del 2004 erano 260, mentre quelli del 2009 hanno raggiunto quota 546.

L'analisi della tavola 6.2, che mostra il dettaglio dei provvedimenti distinti per tipologia secondo la classificazione introdotta nel 2008, evidenzia principalmente: la preponderanza quantitativa dei provvedimenti di regolazione generale, innovativa e attuativa (vedi l'analisi successiva); la crescita negli anni delle attività di vigilanza e sanzionatorie; il contenimento delle attività giurisdizionali, giustificato da un rafforzamento delle politiche di *moral suasion*, di prevenzione del contenzioso e di ricerca di una regolazione più stabile, promosse dall'Autorità; l'incremento delle attività di gestione amministrativa, connesse con la crescita della struttura dell'Autorità; una consistente e costante attività consultiva e di segnalazione.

TAV. 6.2

Attività provvedimentale dal 2004 al 2010

TIPOLOGIA	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010(B)
ARG – Attività regolatoria generale(A)	136	152	155	179	206	214	47
VIS – Vigilanza, indagini, prescrizioni, sanzioni	32	62	85	66	115	173	18
GOP – Gestione operativa	45	46	57	64	62	72	15
AGI – Attività giurisdizionale	29	22	17	9	5	25	6
PAS – Pareri, segnalazioni, intese	13	16	12	21	9	26	6
EEN – Efficienza energetica	4	12	8	14	36	25	8
RDS – Ricerca di sistema	1	–	3	6	11	11	1
TOTALE	**260**	**310**	**337**	**359**	**444**	**546**	**101**
DCO – Documenti per la consultazione	31	41	31	51	38	41	5

(A) I provvedimenti ARG sono relativi all'attività regolatoria generale (tariffaria e non tariffaria), innovativa o attuativa, di manutenzione o di riordino. All'interno di tale classificazione sono distinti gli atti riguardanti il settore elettrico (elt), gas (gas) o comuni ai due settori (com).

(B) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

L'analisi dettagliata dei provvedimenti di regolazione generale (Tav. 6.3) dimostra la preponderanza di quelli attuativi e manutentivi (ARG/a) rispetto ai provvedimenti di regolazione innovativa (ARG/i).

TAV. 6.3

Dettaglio dei provvedimenti di regolamentazione generale per grado di innovatività

PROVVEDIMENTI	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010(A)
Innovativi	10	21	11	20	16	11	5
Attuativi e manutentivi	126	131	144	159	190	203	42
TOTALE	136	152	155	179	206	214	47

(A) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

Distinguendo poi i settori elettrico e gas (Tav. 6.4) prevale quantitativamente la regolazione del settore elettrico, che richiede ancora importanti interventi regolatori strutturali, indirizzati a ridisegnare le meccaniche di mercato. Si registra, inoltre, una tendenziale crescita dei provvedimenti volti a dettare una regolazione omogenea e armonizzata per i due settori elettrico e gas.

TAV. 6.4

Dettaglio dei provvedimenti di regolamentazione generale per settore economico

PROVVEDIMENTI	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010(A)
ARG/elt	86	79	79	86	128	109	26
ARG/gas	50	69	74	82	66	93	19
ARG/com	–	4	2	11	12	12	2
TOTALE	136	152	155	179	206	214	47

(A) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

Le attività consultive e di segnalazione, che hanno fatto registrare un andamento lineare con dei picchi nel 2007 e nel 2009, dovuti prevalentemente all'apertura del mercato elettrico e ad alcune importanti problematiche del mercato gas, sono in tendenziale aumento, anche in considerazione delle più recenti disposizioni normative che rinforzano il ruolo consultivo dell'Autorità medesima.

TAV. 6.5

Dettaglio dell'attività consultiva e di segnalazione

PROVVEDIMENTI	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010(A)
Pareri	7	8	8	16	8	19	5
Segnalazioni	6	8	4	5	1	7	0
TOTALE	13	16	12	21	9	26	5

(A) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

Infine, le attività conoscitive, svolte sia con lo strumento dell'istruttoria, principalmente utilizzato per l'analisi di episodi specifici, sia con quello, a più ampio raggio di azione, dell'indagine, mostrano un andamento sostanzialmente lineare.

TAV. 6.6

Dettaglio dell'attività conoscitiva

PROVVEDIMENTI	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010(A)
Avvio di istruttorie conoscitive	4	5	4	5	2	2	1
Avvio di indagini conoscitive	1	–	–	–	3	4	0
TOTALE	5	5	4	5	5	6	1

(A) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

In accordo con le più recenti iniziative normative, a livello sia nazionale sia comunitario in materia di semplificazione amministrativa e di promozione della "miglior regolazione", l'Autorità ha espressamente previsto, nei propri Piani strategici triennali, obiettivi di promozione della semplificazione della regolazione e di riduzione dei suoi costi.

In particolare, la volontà dell'Autorità è stata ed è quella di migliorare la qualità delle scelte regolatorie, di garantire la certezza della disciplina regolatoria, di accrescere i livelli di comprensibilità e chiarezza dei propri provvedimenti e di fornire ai soggetti interessati strumenti di più agevole consultazione delle discipline vigenti.

Al fine di strutturare le attività di semplificazione della regolazione dell'Autorità, nel febbraio 2008 è stato istituito un apposito Nucleo, con il compito di promuovere, predisporre, coordinare e garantire un programma di interventi di semplificazione e razionalizzazione della regolazione. Le attività in particolare programmate in capo al Nucleo sono state: la ricognizione dei provvedimenti dell'Autorità, con valenza esterna, che hanno esaurito i loro effetti; la redazione di Testi unici, al fine di ordinare le discipline vigenti per omogeneità e attiguità di materia; il monitoraggio delle modalità di classificazione dei provvedimenti; lo studio di nuove strutture di atti. Con riferimento alla ricognizione dei provvedimenti dell'Autorità che hanno esaurito i loro effetti, il Nucleo ha esaminato la produzione provvedimentale relativa agli anni che vanno dal 1996 al 2007, individuando oltre 800 delibere non più produttive di effetti su un totale di 1.617 delibere esaminate (circa il 50%). La redazione di Testi unici è stata promossa con l'intenzione di raggruppare, per quanto possibile, le discipline regolatorie unificandole per segmento di filiera e accorpando, se opportuno, i settori gas ed elettrico. A oggi sono stati predisposti Testi unici per la disciplina della distribuzione e del trasporto gas, comprensivi della regolazione sia tariffaria sia della qualità del servizio, per la disciplina della produzione elettrica e per le connessioni attive con le reti elettriche.

Attività di vigilanza

Le attività di vigilanza e controllo, svolte nei confronti di operatori e di soggetti regolati, costituiscono uno strumento fondamentale per garantire l'effettiva attuazione delle discipline regolatorie e sono espressamente previste dalla legge istitutiva dell'Autorità e dal decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244, provvedimenti che definiscono, tra l'altro, i poteri di ispezione, di accesso e di acquisizione di documenti. Le attività di vigilanza e controllo dell'Autorità sono orientate in primo luogo alla verifica delle condizioni di erogazione dei servizi di pubblica utilità (qualità del servizio, sicurezza, libero accesso alle reti, mercato, tariffe, integrazioni tariffarie, incentivi alla produzione ecc.) e determinano vantaggi e miglioramenti nei servizi erogati ai clienti e ai consumatori finali.

A partire dalla sua costituzione e nel corso degli anni, in particolare dal 2004 con la creazione di una apposita Direzione

vigilanza e controllo, l'Autorità ha rafforzato e intensificato, dal punto di vista qualitativo e quantitativo, la funzione di sorveglianza che, nella fase più matura della regolazione, riveste un ruolo di crescente importanza.

Per lo svolgimento delle attività di vigilanza e controllo, oltre ad aver effettuato un adeguamento sul fronte organizzativo interno, l'Autorità si è avvalsa, fin dal 2001, anche di istituzioni ed enti esterni, quali la Guardia di Finanza, la Cassa conguaglio per il settore elettrico, la Stazione sperimentale per i combustibili e l'ENEA, la cui collaborazione si è notevolmente sviluppata nel tempo.

In particolare, il coinvolgimento della Guardia di Finanza risulta decisivo nello svolgimento degli accertamenti quando siano previsti contributi pubblici e oneri generali di sistema, anche in relazione alle peculiarità istituzionali del Corpo, quale organo di polizia economica e finanziaria ai sensi del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68. La collaborazione con la Guardia di Finanza, in particolare con il Nucleo speciale tutela mercati del Comando unità speciali, risale al 2001 ai sensi del Protocollo di intesa adottato nel settembre del 2001, rinnovato ed esteso nel dicembre del 2005.

Le attività ispettive svolte in collaborazione con altre istituzioni sono risultate in generale molto efficaci grazie alla notevole capacità tecnica e professionale dei soggetti che hanno collaborato con l'Autorità. In particolare, a partire dal 2004, sono state effettuate 670 verifiche ispettive con sopralluogo presso impianti ed esercenti (Tav. 6.7), di cui 657 effettuate in collaborazione con altri enti e istituzioni (Tav. 6.8). Di queste, 532, ossia circa l'80%, sono state svolte in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e 125 con la Cassa conguaglio per il settore elettrico. Delle 532 verifiche realizzate in collaborazione con la Guardia di Finanza, 317 controlli tecnici sono stati effettuati anche in collaborazione con la Stazione sperimentale per i combustibili (Tav. 6.8).

Nel corso degli anni le verifiche ispettive e i controlli tecnici svolti in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza hanno registrato un andamento complessivamente crescente; gli accertamenti sono passati infatti da 58 nel 2004 a 83 nel 2005, 88 nel 2006, 92 nel 2007, 107 nel 2008 e 104 nel 2009.

Nel corso del tempo, pertanto, è stato possibile raggiungere un elevato livello di risultati operativi, in termini sia qualitativi sia quantitativi.

Nei primi anni, infatti, l'attività di verifica consisteva essenzialmente nell'effettuazione dei controlli sulla continuità del servizio elettrico e dei sopralluoghi presso gli impianti incentivati di produzione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, con l'unico obiettivo di accertare le condizioni tecniche per il riconoscimento dei benefici incentivanti ai sensi dei provvedimenti CIP n. 34/90 e n. 6/92 (accertamenti di potenziamento, rifacimento, maggiori costi, equiparazione degli impianti utilizzanti rifiuti, scarti o residui agli impianti utilizzanti gli RSU, determinazione degli apporti naturali e da pompaggio negli impianti di pompaggio misto).

Successivamente l'attività si è estesa anche al settore del gas che, nel corso del tempo, è diventato addirittura preponderante dal punto di vista del numero dei controlli: infatti, a partire dall'anno 2004 e fino al marzo 2010, su 670 verifiche ispettive svolte con sopralluogo presso impianti ed esercenti, 448, ovvero il 67%, hanno riguardato il settore del gas, 215 il settore dell'energia elettrica e 7 il settore petrolifero (Tav. 6.9).

Nel periodo 2003-2010, i principali ambiti di indagine sono stati i seguenti:

- qualità del servizio, sia elettrico sia gas;
- impianti di produzione elettrica incentivati, anche alimentati da fonti assimilate;
- libero accesso alle reti di distribuzione e vendita del gas;
- tariffe di distribuzione, sia elettriche sia gas.

Nel corso degli anni sono stati attivati nuovi segmenti di indagine tra i quali:

- a partire dal 2005, la sicurezza e la qualità commerciale del servizio gas; la qualità commerciale del servizio elettrico; le tariffe gas e gli impianti di produzione di energia elettrica incentivata, questi ultimi in collaborazione con la Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- a partire dal 2006, le verifiche su soggetti già sottoposti a procedimenti prescrittivi o sanzionatori; le verifiche in materia di sicurezza degli impianti di utenza gas da parte delle imprese di distribuzione (verifiche post contatore); gli accertamenti su reti elettriche di distribuzione con perdite rilevanti;
- a partire dal 2007, le verifiche ispettive nei confronti di imprese elettriche minori non trasferite all'Enel in materia

di riconoscimento delle integrazioni tariffarie, controlli che hanno costituito una ulteriore occasione di sinergica collaborazione tra l'Autorità, la Guardia di Finanza e la Cassa conguaglio per il settore elettrico; i controlli telefonici effettuati dalla Guardia di Finanza ai *call center* degli esercenti il servizio di maggior tutela e/o l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato libero;

- a partire dal 2008, l'applicazione del coefficiente di correzione dei volumi da parte di imprese di distribuzione e/o vendita del gas; la conformità dei progetti di risparmio energetico alle disposizioni normative;
- a partire dal 2009, le attività ispettive sul divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo, la c.d. *Robin Tax* (vedi il Capitolo 6 del Volume 1) che, inizialmente, ha riguardato gli operatori che non hanno trasmesso la documentazione richiesta dall'Autorità; i controlli documentali nei confronti delle società iscritte all'elenco venditori del mercato libero dell'energia elettrica; il rispetto, da parte delle imprese distributrici di gas, degli obblighi di servizio, introdotti dall'Autorità in tema di pronto intervento gas effettuando sia controlli telefonici al servizio di pronto intervento delle imprese distributrici, sia verifiche ispettive con sopralluogo; la corretta rilevazione e la messa a disposizione, da parte dei distributori di energia elettrica, dei dati di consumo dei clienti in bassa tensione nei confronti delle imprese di vendita; il rispetto degli obblighi legati all'installazione dei misuratori orari per i clienti in alta e media tensione.

Nel corso degli anni l'attività di indagine si è quindi sviluppata utilizzando diverse modalità operative di controllo che spaziano dai controlli tecnici, alle verifiche ispettive con sopralluogo, ai controlli telefonici ai *call center* e al servizio di pronto intervento gas degli operatori, ai controlli documentali atti a verificare il reale possesso di determinati requisiti da parte dei soggetti regolati.

Il dettaglio delle verifiche ispettive effettuate dal 2004 al 31 marzo 2010 è illustrato nelle tavole 6.7, 6.8 e 6.9 nelle quali le verifiche sono state suddivise per segmento e per tipo di collaborazione e settori.

TAV. 6.7

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo dal 2004 al 31 marzo 2010 per segmento di indagine

Anno mobile 1 aprile - 31 marzo

SEGMENTO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TOTALE
Qualità del servizio elettrico	11	11	12	11	12	12	69
Qualità del servizio gas	40	60	60	55	62	74	351
Efficienza energetica	–	–	–	–	3	–	3
Distribuzione e vendita gas	20	9	10	15	20	6	80
Tariffe	–	2	2	8	–	4	16
Robin Tax	–	–	–	–	10	–	10
Mercato	–	–	–	–	–	6	6
Altro	–	1	6	3	–	–	10
Impianti incentivati	–	50	33	22	6	14	125
TOTALE	**71**	**133**	**123**	**114**	**113**	**116**	**670**

TAV. 6.8

Numero di collaborazioni alle verifiche ispettive svolte con sopralluogo dal 2004 al 31 marzo 2010 per tipo di collaborazione

Anno mobile 1 aprile - 31 marzo

ENTI	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TOTALE
Guardia di Finanza – Nucleo speciale tutela mercati	58	83	88	92	107	104	532
di cui anche con:							
- Stazione sperimentale per i combustibili	38	57	52	51	56	63	317
- CCSE	–	–	–	2	–	3	5
- ENEA	–	–	–	–	3	–	3
Collaborazioni dirette con CCSE	–	50	35	22	6	12	125
NUMERO TOTALE DI VERIFICHE SVOLTE IN COLLABORAZIONE	**58**	**133**	**123**	**114**	**113**	**116**	**657**

TAV. 6.9

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo dal 2004 al 31 marzo 2010 per settore

SETTORE	NUMERO VERIFICHE	QUOTA %
Gas	448	67%
Energia elettrica	215	32%
Petrolifero	7	1%
TOTALE	**670**	**100%**

Valutazione degli effetti

I risultati raggiunti, frutto di un'attenta programmazione delle campagne di controllo e di un efficace coinvolgimento nelle attività ispettive di enti e istituzioni di comprovata autorevolezza ed esperienza, hanno innanzitutto permesso, come evidenziato dal numero significativo degli ambiti di intervento, nonché dei soggetti sottoposti annualmente a vigilanza e controllo, di rispondere in modo efficace ed efficiente alla crescente esigenza di controllo nei settori regolati. Un'esigenza, quest'ultima, tipica di un sistema di regolazione maturo.

Le informazioni acquisite nel corso degli accertamenti hanno consentito inoltre agli Uffici dell'Autorità di utilizzare preziose conoscenze per il miglioramento e l'innovazione della regolazione nelle aree di propria competenza. Lo svolgimento delle attività di vigilanza e controllo ha evidenziato, in alcuni casi, il mancato rispetto della normativa che comporta sia l'adozione di provvedimenti prescrittivi o sanzionatori nei confronti dei soggetti regolati inadempienti, sia la restituzione ai consumatori di cospicue risorse economiche derivanti da contributi pubblici percepiti indebitamente dagli esercenti di impianti per la produzione di energia elettrica incentivata.

L'intensificarsi dell'azione sanzionatoria nel periodo 2004-2010, illustrata e analizzata di seguito nel dettaglio, è anche conseguenza dell'efficacia dell'azione di vigilanza e controllo condotta nel periodo. È da segnalare in particolare l'importanza che hanno progressivamente assunto gli impulsi all'azione sanzionatoria dell'Autorità provenienti dall'attività ispettiva (si è passati dallo 0,2% di procedimenti avviati nel 2004, al 12% nel 2009). Inoltre gli accertamenti svolti sugli impianti di produzione elettrica incentivati, alimentati da fonti rinnovabili, assimilate e di cogenerazione, hanno consentito di avviare azioni di recupero amministrativo di incentivazioni indebitamente percepite per circa 166 milioni di euro e di recuperare circa 82 milioni di euro; questi sono stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti sul conto A_3 della Cassa conguaglio per il settore elettrico a riduzione delle bollette elettriche, diminuendo il fabbisogno, attuale e prospettico (nel senso che producono effetti anche su periodi successivi a quelli oggetto di accertamento), dell'onere generale di sistema più rilevante oggi gravante sulla bolletta elettrica (ovvero la componente tariffaria A_3). Ulteriori 34 milioni di euro sono stati versati, ma il loro utilizzo è subordinato agli esiti dell'azione di contenzioso intentato dalle parti.

Funzione sanzionatoria

L'esercizio della funzione sanzionatoria dell'Autorità si è progressivamente intensificato nel periodo compreso tra il 2004 e il 2010, assumendo un rilievo sempre maggiore. Infatti, nel settore dell'energia e, come già rilevato, per l'attività di vigilanza, a fronte di una regolazione ormai matura, si è fatto sempre più forte il bisogno di interventi volti a

garantire l'effettivo rispetto delle norme da parte degli operatori. La centralità della funzione sanzionatoria è evidenziata dalla stessa legge istitutiva (art. 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1985, n. 481) che definisce in termini ampi sia le tipologie di illecito, costituenti presupposto per l'esercizio del potere sanzionatorio (violazione dei provvedimenti dell'Autorità, rifiuto da parte degli esercenti di fornire le informazioni richieste dall'Autorità, non veridicità delle informazioni rese), sia lo spettro delle sanzioni amministrative pecuniarie[2] entro cui l'Autorità può graduare le concrete modalità di esercizio di tale potere (compreso tra un minimo edittale pari a circa 2.500 €[3] e un massimo pari a circa 150 milioni di euro). Proprio l'ampiezza della forbice edittale e l'ampia discrezionalità che deriva all'Autorità in sede applicativa, hanno portato la stessa ad autovincolarsi con l'adozione, nell'anno 2008, delle *Linee guida sull'applicazione dei criteri di quantificazione delle sanzioni amministrative pecuniarie*. Con tale documento l'Autorità ha ritenuto di orientare la propria discrezionalità sulla quantificazione delle sanzioni entro un quadro chiaro, non discriminatorio e che tenga conto della prassi amministrativa e degli orientamenti giurisprudenziali.

Nel periodo compreso tra il 2004 e l'inizio del 2010, sono stati avviati 403 procedimenti sanzionatori e conclusi complessivamente 251 (tra questi, rientrano anche 3 procedimenti avviati nell'anno 2003 e chiusi nel 2004).

La figura 6.1 mostra l'andamento degli avvii e delle chiusure dei procedimenti sanzionatori nel periodo 2004-2009[4]. L'aumento del numero delle chiusure riflette l'efficienza dell'Autorità nel portare a compimento le attività istruttorie, mentre la capacità di gestire anche i "picchi" degli avvii riflette la sua flessibilità organizzativa.

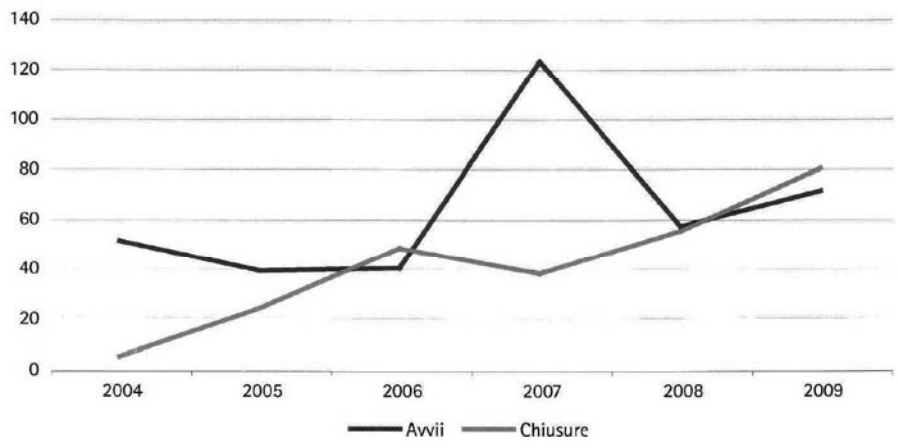


FIG. 6.1

Numero di procedimenti sanzionatori avviati e chiusi tra il 2004 e il 2009

2 Nei casi di reiterazione delle violazioni, infatti, l'Autorità può disporre, qualora ciò non comprometta la fruibilità del servizio da parte degli utenti, la sospensione dell'attività di impresa fino a 6 mesi. Essa inoltre, qualora l'esercente svolga l'attività sulla base di un titolo concessorio, può anche proporre al Ministro competente la sospensione o la decadenza della concessione.

3 Così portato dall'art. 28 della legge 23 luglio 2009, n. 99, che ha ridotto l'iniziale previsione (pari a circa 25.000 €) contenuta nella legge istitutiva.

4 La figura evidenzia un progressivo e tendenziale incremento dei procedimenti conclusi in ciascun anno. Meno uniforme, ma solo in apparenza, è il dato relativo al numero dei procedimenti avviati nel corso del periodo. In realtà, il dato deve essere letto tenendo conto che, nel 2004 e nel 2007, l'Autorità ha avviato numerosi procedimenti seriali a seguito di istruttorie conoscitive le quali hanno coinvolto una vasta platea di operatori; per molti di questi sono emerse evidenze di possibili violazioni. Se si considera tale precisazione, emerge, anche per gli avvii di procedimento, un tendenziale incremento.

Per quanto riguarda i procedimenti avviati, l'esame della prassi maturata consente di evidenziare due aspetti: il primo è di natura procedurale e riguarda le modalità attraverso le quali sono acquisiti gli elementi di fatto rispetto cui valutare la sussistenza dei presupposti per l'avvio di un procedimento; il secondo è invece di natura sostanziale e riguarda le tipologie di violazioni riscontrate.

Quanto alle modalità di acquisizione degli elementi che possono far ipotizzare violazioni di disposizioni dell'Autorità, assumono rilievo anzitutto le attività ispettive, effettuate dagli Uffici dell'Autorità (vedi sopra) presso le sedi degli operatori, nonché le istruttorie conoscitive. Altra fonte privilegiata è costituita dall'azione quotidiana che gli Uffici dell'Autorità svolgono, sia nell'esame delle informazioni acquisite in forza di appositi obblighi informativi previsti dalla regolazione dell'Autorità, sia nell'attività conseguente alle segnalazioni e ai reclami che pervengono dagli utenti dei servizi e dai consumatori finali. Una menzione a parte meritano gli atti con cui il Gestore del sistema elettrico (GSE) comunica all'Autorità l'accertamento del mancato acquisto dei certificati verdi da parte dei soggetti tenuti ai sensi dell'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Infine, sebbene numericamente meno rilevanti, degni di rilievo sono i casi in cui la decisione di avviare un procedimento sanzionatorio si è basata su "autodenunce" di imprese, nonché i casi in cui il procedimento è stato aperto su esecuzione di una sentenza che, annullando un precedente provvedimento sanzionatorio, ha ordinato all'Autorità di riprovvedere nel merito o rideterminare l'importo della sanzione.

La tavola 6.10 evidenzia, con riferimento a ciascun anno, l'incidenza delle diverse fonti sulle decisioni di avvio complessivamente adottate nel periodo 2004-2010.

TAV. 6.10

Modalità di avvio dei procedimenti sanzionatori

MODALITÀ	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010(A)	TOTALE	QUOTE %
Ispezione	1	3	4	8	14	18	0	48	12%
Obbligo informativo	0	25	27	5	12	25	21	115	29%
Istruttoria conoscitiva	46	2	6	109	15	20	1	199	49%
Segnalazione o reclamo	4	7	3	1	0	5	0	20	5%
GSE	0	0	0	0	13	2	0	15	4%
Ordine del giudice	0	2	0	0	1	1	0	4	1%
Autodenuncia	0	0	0	0	2	0	0	2	0%
PROCEDIMENTI AVVIATI	**51**	**39**	**40**	**123**	**57**	**71**	**22**	**403**	**–**

(A) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

È interessante osservare che quasi la metà dei procedimenti sanzionatori è stata avviata su impulso di istruttorie conoscitive che rappresentano il tradizionale canale di acquisizione da parte dell'Autorità di notizie ed elementi utili per verificare la sussistenza delle condizioni per gli interventi di propria competenza. Un buon 29% proviene dalle informazioni fornite dai soggetti regolati in forza di obblighi previsti dalla regolazione dell'Autorità o da specifiche richieste di informazione. È da segnalare l'importanza che hanno progressivamente assunto gli impulsi provenienti dall'attività ispettiva (che si attesta su un complessivo 12% sui procedimenti avviati), probabilmente in ragione dell'istituzione, nel 2004, di un'apposita Direzione vigilanza e controllo all'interno dell'assetto organizzativo dell'Autorità.

La somma di questi atti di impulso sostanzialmente "interni" si attesta intorno al 90% sul complesso dei procedimenti avviati: il residuo 10% proviene da atti di impulso "esterni", essendo rappresentato da segnalazioni o reclami (5%), comunicazioni del GSE (4%) e ordini giudiziali (1%).

Per quanto riguarda le tipologie di violazioni che sono state riscontrate, si possono evidenziare almeno sei macroaree, identificate in ragione degli interessi e dei beni protetti dalle norme violate:

- violazioni afferenti alle esigenze di sicurezza del sistema;
- violazioni delle disposizioni in materia di accesso ed erogazione dei servizi di rete;
- violazioni della disciplina dei mercati dell'energia;
- violazione delle esigenze conoscitive dell'Autorità;
- violazione della disciplina tariffaria e delle condizioni economiche dei servizi tutelati;
- violazione delle garanzie di tutela commerciale dei clienti finali.

La tavola 6.11 dà conto delle diverse tipologie di violazioni trattate ogni anno (in sede di avvio di procedimento) e del loro numero.

TAV. 6.11

Numero e tipologia di violazioni riscontrate in sede di avvio

TIPOLOGIA DI VIOLAZIONE	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010(A)	TOTALE	QUOTE %
Sicurezza	46	16	11	5	7	11	0	96	24%
Reti	1	4	0	0	3	22	14	44	11%
Mercati	0	0	6	0	16	6	3	31	8%
Esigenze conoscitive	1	7	17	3	1	1	0	30	7%
Tariffe e condizioni economiche	3	11	0	2	25	12	1	54	13%
Garanzie commerciali	0	1	6	113	5	19	4	148	37%
PROCEDIMENTI AVVIATI	**51**	**39**	**40**	**123**	**57**	**71**	**22**	**403**	**-**

(A) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

Come si nota, v'è una progressiva contrazione dei procedimenti aventi a oggetto violazioni delle esigenze conoscitive dell'Autorità. Tale circostanza si spiega in realtà con il fatto che l'Autorità tutela tali esigenze mediante la previsione di obblighi informativi collocati nell'ambito della singola materia oggetto di regolazione (tariffaria, commerciale, delle reti ecc.), con la conseguenza che la violazione di tali obblighi è considerata – ai meri fini tassonomici – alla stregua di una violazione dell'interesse di volta in volta sotteso alla regolazione.

La tavola 6.12 dà conto, con riferimento a ciascun anno, delle diverse modalità con cui i procedimenti si sono conclusi. Per quanto riguarda i 251 procedimenti presi in esame nella tavola, è interessante evidenziare che in 106 casi l'attività istruttoria condotta dagli Uffici, in contraddittorio con i soggetti coinvolti, ha consentito all'Autorità di verificare l'insussistenza della responsabilità di questi ultimi. Nei restanti 145 casi, invece, è stata accertata la violazione contestata. Peraltro, poiché sino a luglio 2005 la legge riconosceva il diritto al pagamento in misura ridotta (oblazione) anche per gli illeciti sanzionati dall'Autorità, in 20 casi il soggetto sottoposto al procedimento ha evitato l'irrogazione della sanzione, avvalendosi dell'oblazione in seguito alla comunicazione delle risultanze istruttorie da parte del responsabile del procedimento.

TAV. 6.12

Modalità di conclusione dei procedimenti sanzionatori per anno

ESITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010(A)	TOTALE	QUOTE %
Non responsabilità	1	10	22	18	18	37	0	106	42%
Oblazione	1	9	0	10	0	0	0	20	8%
Sanzione	3	5	26	10	37	43	1	125	50%
PROCEDIMENTI CONCLUSI	**5**	**24**	**48**	**38**	**55**	**80**	**1**	**251**	**-**

(A) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

Se nel 50% dei casi l'irrogazione della sanzione ha confermato le violazioni poste alla base dell'avvio del procedimento, la presenza di un buon 42% dei casi in cui non è stata accertata alcuna responsabilità a carico delle imprese dimostra l'apertura e le ampie garanzie del contraddittorio nell'ambito dei singoli procedimenti, che consentono alle imprese coinvolte di dimostrare ogni elemento a loro discarico.

La tavola 6.13 indica l'ammontare delle sanzioni irrogate in ciascun anno del periodo 2004-2010. L'ammontare complessivo delle 125 sanzioni irrogate è pari a 181.468.551,31 €.

TAV. 6.13

Ammontare delle sanzioni irrogate nel periodo 2004-2010

ANNO	NUMERO SANZIONI	€
2004	3	74.248,08
2005	5	523.163,79
2006	26	151.972.337,52
2007	10	12.526.097,68
2008	37	6.680.815,84
2009	43	9.601.408,40
2010(A)	1	90.480,00
TOTALE	125	**181.468.551,31**

(A) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

L'orientamento strategico sulle attività di vigilanza e monitoraggio, adottato dall'Autorità per il settennato, è evidente anche dal numero delle sanzioni cresciuto significativamente negli anni. Quanto all'ammontare delle sanzioni, se si eccettua il 2006, anno eccezionale in cui sono stati portati a termine procedimenti che riguardavano disposizioni poste a presidio di valori fondamentali, quali la sicurezza del sistema e le esigenze conoscitive dell'Autorità, l'incidenza unitaria delle stesse è decuplicata nel periodo in esame passando da 24.749 € nel 2004 a 223.288 € nel 2009.

Per quanto il dato prescinda dalla valutazione del tipo di violazione, questa linea di tendenza può essere interpretata nel senso che la capacità dell'Autorità di verificare un maggior numero di violazioni consente ormai di accertare anche illeciti di minore gravità o posti in essere da operatori con più ridotte capacità economiche (fatturato), al punto da irrogare sanzioni spesso pari al minimo edittale. Questo dato, assieme all'importanza attribuita al miglioramento delle condizioni dei mercati rispetto a un approccio puramente repressivo ai sensi delle *Linee guida* sui criteri di quantificazione delle sanzioni, spiega l'ammontare relativamente ridotto delle sanzioni da ultimo irrogate.

Contenzioso

L'analisi degli esiti del contenzioso negli anni 2004-2009, con dati aggiornati al 15 marzo 2010, è illustrata nelle tavole 6.14 e 6.15, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 6.16. In tale arco temporale, i ricorsi presentati avverso provvedimenti dell'Autorità sono stati in totale 1.392, con un picco nel 2006 (255 ricorsi), cui ha

fatto seguito, negli anni successivi, un progressivo decremento delle impugnazioni. Il ricorrente che ha proposto il maggior numero di impugnazioni è la società Eni (36 ricorsi), cui segue Edison con 28 ricorsi.

TAV. 6.14

Esito del contenzioso dal 2004 al 2010

Dati disponibili al 15 marzo 2010

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
su istanza di sospensiva	184	68	39
di merito	388	109	162
Decisioni del Consiglio di Stato			
su appelli dell'Autorità	113	84	27
su appelli della controparte	50	11	20

TAV. 6.15

Riepilogo del contenzioso per anno dal 2004 al 2010

ANNO	N. RICORSI(A)	SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
		A	AIP	R	A	AIP	R	A	AIP	R	A	AIP	R
2004	144	11	2	45	27	58	48	15	6	40	4	1	9
2005	172	3	31	24	45	7	93	5	2	12	3	–	9
2006	255	48	–	88	5	4	10	20	–	3	–	–	2
2007	140	2	–	18	2	17	28	20	–	36	–	–	–
2008	131	2	–	5	11	17	74	21	–	7	2	–	17
2009	116	1	6	3	18	58	128	2	18	12	2	18	10
2010(B)	60	1	–	1	1	1	7	1	1	3	–	1	3
TOTALE	**1.020**	**68**	**39**	**184**	**109**	**162**	**388**	**84**	**27**	**113**	**11**	**20**	**50**

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento a quelli incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente inerenti a provvedimenti adottati l'anno precedente.

(B) Dati disponibili al 15 marzo 2010.

I provvedimenti impugnati con il maggior numero di ricorsi sono quelli relativi all'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale (221)[5] e al secondo periodo di regolazione delle tariffe di distribuzione del gas (47 ricorsi).

Su un totale di 2.415 delibere approvate dall'Autorità dall'1 gennaio 2004 al 30 marzo 2010, ne sono state impugnate 238, pari al 9,9% e ne sono state annullate, in tutto o in parte, 35, valore pari al 14,7% delle delibere impugnate e all'1,4% di quelle adottate. In termini statistici, quindi, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale si è attestato intorno al 98,6%.

5 Questi fanno riferimento a più delibere, in particolare: delibera 29 dicembre 2004, n. 248/04, 36 ricorsi; delibera 29 dicembre 2005, n. 298/05, 48 ricorsi; delibera 27 marzo 2006, n. 63/06, 49 ricorsi; delibera 27 marzo 2006, n. 65/06, 69 ricorsi; delibera 30 marzo 2006, n. 68/06, 19 ricorsi.

TAV. 6.16

Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 2004 al 2010

ANNO	DELIBERE EMESSE	DELIBERE IMPUGNATE[A] SUL TOTALE DELLE EMESSE	% DELIBERE IMPUGNATE	DELIBERE ANNULLATE[B]	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE DELLE IMPUGNATE	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	RICORSI[C]
2004	254	34	13,4	8	23,5	3,1	144
2005	301	36	12,0	10	27,8	3,3	172
2006	332	40	12,0	10	25,0	3,0	255
2007	353	32	9,1	1	3,1	0,3	140
2008	482	56	11,6	5	8,9	1,0	131
2009	587	39	6,6	0	0,0	0,0	116
2010[D]	106	1	0,9	0	0,0	0,0	60
Totale	**2.415**	**238**	**9,9**	**34**	**14,3**	**1,4**	**1.020**

(A) Numero di delibere emesse in quell'anno e impugnate nello stesso anno o in quello successivo.
(B) Numero di delibere annullate in tutto o in parte.
(C) Numero totale di ricorsi pervenuti, inclusi quelli plurimi.
(D) Dati disponibili al 15 marzo 2010.

Con riguardo agli orientamenti giurisprudenziali formatisi sui provvedimenti impugnati nel corso di questi anni, si segnalano in primo luogo le decisioni del Consiglio di Stato in materia di regolazione delle condizioni economiche di fornitura del gas. A partire dalle decisioni n. 5467/05 e, con maggiore evidenza, n. 3352/06, il Consiglio di Stato ha affermato che: «*L'Autorità è titolare di poteri di regolazione anche nei settori liberalizzati, affinché siano salvaguardate le dinamiche concorrenziali, a tutela dell'utenza. Infatti, la liberalizzazione di un mercato non comporta automaticamente il passaggio a una situazione di concorrenza, la cui promozione rientra tra le competenze dell'Autorità, fin quando essa ritenga che il mercato non sia idoneo alla formazione corretta dei prezzi in una reale competizione*». Anche successivamente, i giudici hanno ribadito la perfetta compatibilità tra liberalizzazione del settore e regolazione pro-concorrenziale: «*Una normativa di liberalizzazione non è di per sé incompatibile con quella previgente di carattere generale che miri a salvaguardare la concorrenza e gli interessi dell'utenza. Anzi, proprio nella fase iniziale di liberalizzazione è del tutto consono al sistema che l'Autorità vigili sull'andamento del mercato e indichi ex ante quali siano le regole in assenza delle quali possano verificarsi (o aggravarsi) effetti distorsivi*». Tale orientamento è stato costantemente ribadito nelle decisioni successive.

In materia di garanzie partecipative, riprendendo i principi enunciati nelle decisioni del 2006, il Consiglio di Stato ha affermato la necessità che l'Autorità dia conto in motivazione delle finalità dei provvedimenti regolatori generali, laddove necessario, anche con riguardo alle osservazioni presentate dai soggetti interessati, poiché «*l'esercizio di poteri regolatori da parte di Autorità, poste al di fuori della tradizionale tripartizione dei poteri e al di fuori del circuito di responsabilità delineato dall'art. 95 della Costituzione, è giustificato anche in base all'esistenza di un procedimento partecipativo, inteso come strumento della partecipazione dei soggetti interessati sostitutivo della dialettica propria delle strutture rappresentative. In assenza di responsabilità e di soggezione nei confronti del Governo, l'indipendenza e la neutralità delle Autorità può trovare un fondamento dal basso, a condizione che siano assicurate le garanzie del giusto procedimento e che il controllo avvenga poi in sede giurisdizionale*» (Consiglio di Stato, sentenza n. 7972/06).

È stato, infine, riconosciuto dal Consiglio di Stato il potere dell'Autorità di intervenire sulla disciplina del provvedimento CIP 6/92 in materia di "iniziative prescelte", con il conseguente annullamento delle precedenti sentenze sfavorevoli del TAR. In particolare, il Consiglio di Stato ha ritenuto che «*l'aggiornamento del prezzo del gas non solo rientra tra i poteri attribuiti dall'Autorità, ma costituisce un atto dovuto*».

Attività in ambito europeo e internazionale

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sin dalla sua istituzione, ha dedicato particolare attenzione alle attività di collaborazione internazionale con i regolatori degli altri Paesi europei ed extra europei.

La strategia generale seguita dall'Autorità a livello internazionale è stata quella di attivarsi, con impegno sempre crescente, per strutturare e consolidare la collaborazione con gli omologhi rappresentanti delle zone geografiche più strategiche per il nostro sistema energetico. Questa scelta è stata dettata da due motivazioni principali che hanno reso necessario un potenziamento delle attività dell'Autorità oltre i confini nazionali. La prima concerne il fronte europeo: il processo di liberalizzazione dei mercati energetici, promosso dalla Commissione europea a partire dal primo pacchetto energia (fine degli anni Novanta), ha richiesto un forte e qualificato impegno delle Autorità nazionali, al fine di realizzare la convergenza dei singoli quadri regolatori verso gli obiettivi comuni dell'Unione europea. La seconda motivazione concerne il fronte extra Unione europea ove l'Autorità ha promosso il proprio modello di regolazione attraverso un'intensa attività di confronto e scambio costante di *best practices* per favorire gli investimenti in infrastrutture energetiche a beneficio di tutti i consumatori. Le macroregioni su cui si è maggiormente focalizzata l'attività del regolatore italiano sono i Balcani e il Bacino del Mediterraneo, aree estremamente strategiche soprattutto per gli approvvigionamenti energetici. Inoltre, a seguito degli importanti risultati ottenuti sul fronte della cooperazione regionale, l'Autorità ha promosso forme di cooperazione a livello mondiale e cioè fra le diverse macroregioni.

L'Autorità è stata fra i membri ideatori e fondatori del *Council of European Energy Regulators* (CEER), l'associazione europea dei regolatori per l'energia, istituita nel 2000 per promuovere un'implementazione armonizzata delle prime Direttive per il mercato interno dell'energia in un dialogo costante con la Commissione europea.

L'esperienza di cooperazione, collaborazione e scambio di esperienze fra i regolatori europei, è stata di particolare importanza per la creazione di una solida cultura della regolazione in Europa. Questa oggi è rappresentata, nel nostro Paese, da un'istituzione di ricerca e formazione di riconosciuto valore internazionale: la *Florence School of Regulation* (FSR). La FSR è stata fondata nel 2004 dal CEER, in collaborazione con l'Istituto universitario europeo di Fiesole e con la promozione della Commissione europea, ma è stata anche fortemente sostenuta, nel settennato appena trascorso, dall'Autorità italiana.

L'approccio proattivo nell'ambito della collaborazione internazionale, ha dato importanti frutti anche sul piano istituzionale. Nel novembre 2003 si è costituito l'*European Regulators' Group for Electricity and Gas* (ERGEG), organo consultivo che la Commissione europea ha voluto al proprio fianco, nel settennato trascorso, per la definizione del quadro regolatorio europeo. Nel 2010 prenderà avvio, nel quadro del terzo pacchetto di Direttive per il mercato interno, l'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER). L'Autorità italiana ha svolto, in collaborazione con gli altri regolatori europei e con le istituzioni italiane di riferimento, un ruolo particolarmente attivo nel delineare il nuovo quadro istituzionale e regolatorio europeo. Tale attività è stata anche rivolta ad adeguare e rendere compatibile il disegno regolatorio europeo al contesto normativo nazionale, nonché elle esigenze delle imprese e dei consumatori italiani.

L'Autorità italiana, negli ultimi sette anni, ha contribuito in prima linea al consolidamento delle attività di ERGEG: attraverso il ruolo di Vice Presidente del gruppo; assolvendo al ruolo di guida conferitogli per alcuni gruppi di lavoro e *task forces*; partecipando con propri funzionari alle attività di tutti i gruppi.

A partire dal 2004, e in parallelo al processo di implementazione del secondo pacchetto di Direttive, l'Autorità ha svolto in Europa un ruolo centrale nella definizione di un quadro regolatorio europeo condiviso. Il suo contributo negli anni ha riguardato soprattutto la regolazione della qualità del servizio, in particolare quella della continuità del servizio, della sicurezza delle reti di distribuzione, dello *smart metering* e dell'efficienza energetica. Inoltre, l'Autorità ha contribuito alla diffusione in Europa del modello *entry exit* per le tariffe delle infrastrutture del gas naturale, nonché alla definizione di un approccio condiviso a livello europeo al trattamento degli stoccaggi. È stata inoltre la prima Autorità a introdurre il principio dell'esenzione dal *third party access* in caso di nuovi investimenti infrastrutturali pro-competitivi, previsione poi assunta nel quadro normativo europeo. Anche il trattamento definito a livello tariffario per i nuovi investimenti infrastrutturali ha costituito una soluzione adottata come modello a livello internazionale. Al contempo l'esperienza di collaborazione ha permesso all'Autorità di adattare al contesto nazionale alcune *best practices* sviluppate da altri regolatori europei come: la regolazione della qualità commerciale tramite standard specifici e generali soggetti a meccanismi di rimborso; il *market coupling* nella gestione delle congestioni transfrontaliere del settore elettrico; l'Analisi di impatto della regolazione (AIR) e lo sviluppo dei sistemi *on line* di confronto di offerte di vendita di energia ai consumatori finali (*i.e.* il Trova offerte).

Con il consolidarsi di un quadro regolatorio nazionale, arricchito da *best practices* europee, e con l'allargamento dell'Unione europea a Est e a Sud-Est, l'Autorità ha iniziato a dedicare attenzione alla trasmissione della regolazione italiana ai Paesi confinanti, fornitori di energia o di transito, sia per agevolare gli investimenti delle imprese nazionali all'estero, sia per contribuire al problema emergente della sicurezza delle forniture. Occorre ricordare infatti che, dopo le prime esperienze di *blackout* di origine transnazionale (fra cui il *blackout* del settembre 2003) e delle prime "emergenze gas" a seguito delle crisi internazionali occorse fra la Russia e i Paesi di transito verso l'Unione, il problema della sicurezza delle forniture si è imposto con forza anche nell'agenda del regolatore.

L'Autorità italiana, oltre ad aver promosso e sostenuto l'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB), l'organo di regolazione della Comunità energetica del Sud-Est Europa, istituita nel 2005 per la promozione di un mercato balcanico dell'energia, ha dedicato anche particolare attenzione alla formazione e alla collaborazione diretta con i regolatori energetici dei Paesi dell'area (Albania, Romania e Kossovo).

Inoltre nel 2006, facendo seguito agli accordi interministeriali di cooperazione energetica euro-mediterranea, firmati a Roma nel 2003, che comprendono la creazione della *Rome Energy Mediterranean Platform* (REMEP), l'Autorità ha promosso la costituzione di MEDREG (*Association of the Mediterranean Regulators for Electricity and Gas*). L'associazione, presieduta per due mandati (2006 e 2010) dall'Autorità stessa, ha ricevuto un importante riconoscimento istituzionale, nonché finanziario, dalla Commissione europea ed è stata invitata a partecipare, in qualità di osservatore permanente, ai lavori dell'Assemblea parlamentare del Mediterraneo (PAM). L'Autorità, inoltre, al fine di contribuire al consolidamento istituzionale e internazionale di MEDREG, ha deciso di ospitarne il Segretariato presso la sua sede di Milano.

Sempre nel quadro di un'azione coerente con il processo di allargamento dell'Unione europea e della summenzionata strategia di diffusione del modello di regolazione italiana in Paesi critici

per la sicurezza delle forniture nazionali, l'Autorità ha coordinato direttamente, anche in collaborazione con altri regolatori europei, progetti di gemellaggio con regolatori energetici di diversi Paesi (Repubblica Ceca, Lituania, Turchia e Ucraina).

Infine, anche grazie ai sempre più numerosi contatti sviluppati con i regolatori di Paesi extra europei (fra cui Stati Uniti, Russia, Brasile e Cina), nonché all'esperienza capitalizzata a valle dell'organizzazione a Roma del secondo *World Forum of Energy Regulation,* l'Autorità ha consolidato la propria esperienza di collaborazione internazionale e scambio di *best practices* regolatorie. Tali scambi hanno evidenziato l'importanza, in un contesto mondiale caratterizzato da repentine impennate dei prezzi del petrolio, da crisi di sicurezza delle forniture e da un rapido cambiamento delle tecnologie, della dimensione globale di alcune delle nuove sfide del comparto energetico, come quella, per esempio, del cambiamento climatico. La globalizzazione delle sfide, destinata ad avere necessariamente un forte impatto sulla regolazione energetica, richiede risposte globali e un rinnovato impegno nella collaborazione internazionale.

In questo contesto lo scorso anno l'Autorità italiana, forte dell'esperienza cumulata nel corso del settennato, si è impegnata attivamente nell'organizzazione della prima Tavola rotonda dei regolatori energetici dei Paesi del G8+ e nell'avvio dell'*International Confederation of Energy Regulators* (ICER), la confederazione mondiale delle associazioni regionali dei regolatori energetici che lavorerà nei prossimi anni alla ricerca di soluzioni condivise a livello globale ai problemi posti dal cambiamento climatico e dalla sicurezza delle forniture, alla promozione della competitività e alla tutela dei consumatori vulnerabili, alla ricerca, allo scambio di informazioni e alla formazione.

Organizzazione, comunicazione e gestione delle risorse

Organizzazione

L'organizzazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avuto, dal 2003 a oggi, modifiche strutturali e logistiche, finalizzate a garantire assetti sempre più efficienti e coerenti allo svolgersi dei processi di liberalizzazione e all'evoluzione dei mercati energetici di riferimento, soggetti a regolazione.

A tal fine, nel 2004, in esito a un progetto di sviluppo organizzativo, la struttura dell'Autorità ha subito un primo intervento di riorganizzazione. Questo è stato caratterizzato prevalentemente dalla istituzione del Segretariato Generale, articolato su tre Unità, quale ufficio avente la principale funzione di assistere il Collegio nelle attività di indirizzo, controllo e pianificazione, nonché di fornire supporto propulsivo e consultivo alle attività di tutta la struttura. Tale riorganizzazione ha inoltre comportato la creazione della Direzione tariffe e della Direzione vigilanza e controllo, nonché la trasformazione di Uffici di staff, come i Servizi Legislativo e legale, Strategie, studi e documentazione, Personale, amministrazione e finanza in vere e proprie Direzioni, tutte soggette al coordinamento centrale della Direzione Generale.

Un'ulteriore successiva revisione di tale assetto, quale evoluzione del sopra citato processo di sviluppo organizzativo, è stata disposta nel 2006, con la finalità di rendere le funzioni e gli assetti interni dell'Autorità ancora più efficaci ed efficienti, nonché sempre più coerenti con la progressiva auspicata convergenza e armonizzazione dei settori elettrico e gas e con il percorso di completa liberalizzazione dei mercati di riferimento. Tale revisione organizzativa ha così sancito la creazione di una nuova Direzione mercati, che ha inglobato la Direzione gas e la Direzione energia elettrica, un riassetto interno delle Direzioni tariffe e consumatori e qualità del servizio, nonché la riallocazione di alcune Unità nell'ambito del Segretariato Generale. Ha inoltre perseguito una generale valorizzazione dei compiti dei Responsabili delle Unità organizzative di primo e secondo livello. Per fare fronte agli impegni crescenti derivanti dalla comunicazione esterna e per sostenere la scelta strategica dell'Autorità di potenziare tale comunicazione, con particolare riferimento ai rapporti con i media, alla comunicazione istituzionale e alla comunicazione via web, è stata infine istituita una apposita Direzione comunicazione ed eventi, alle dirette dipendenze del Segretariato Generale.

In questi anni l'Autorità ha posto attenzione e risorse anche alla tutela della salute e della sicurezza sui luoghi di lavoro. Il Servizio prevenzione e protezione, articolato da sempre su due Unità produttive, è stato rafforzato e adeguato alle nuove esi-

genze e ai più stringenti obblighi che scaturiscono dalle novità introdotte di recente dal Parlamento.

Parallelamente alla revisione dei propri assetti organizzativi e strutturali, l'Autorità ha inteso sviluppare importanti strumenti di pianificazione sia strategica triennale, sia annuale operativa.

Nel 2005, sono state pubblicate le prime *Linee guida* per il Piano triennale 2005-2007. Da allora, l'Autorità adotta, per prassi con la prima delibera dell'anno, un Piano strategico triennale che viene reso pubblico all'inizio dell'anno e che ha la finalità di delineare attività e obiettivi, indicandone tempistiche e unità responsabili. Il Piano strategico triennale, quale vera e propria agenda dei lavori dell'Autorità, indica dunque una serie di obiettivi generali che vengono poi declinati in obiettivi strategici, operativi e specifici e ha la finalità di accrescere, oltre ai livelli di trasparenza, anche quelli di partecipazione dei soggetti interessati, favorendo la più ampia condivisione dei provvedimenti regolatori adottati. L'attuazione operativa, nell'arco annuale, del Piano strategico triennale viene di seguito realizzata attraverso l'adozione di un Piano operativo annuale, che indica ancora più in dettaglio gli obiettivi specifici, i quali spesso si traducono in documenti per la consultazione e delibere, e loro tempistiche di realizzazione. Un estratto di tale Piano viene reso pubblico. La programmazione operativa annuale viene inoltre elaborata in concomitanza alla definizione del bilancio di previsione e coerentemente ai budget assegnati annualmente a ogni Direzione.

Sul piano dell'organizzazione, dunque, attraverso l'introduzione degli strumenti sopra descritti, negli ultimi anni sono andate sempre più intensificandosi e consolidandosi le attività di pianificazione strategica e programmazione, nonché le attività di coordinamento interno tra Collegio e Direzioni.

Va da ultima segnalata l'adozione, nel 2008, di un nuovo Regolamento di organizzazione, volto ad assicurare la migliore organizzazione delle attività dell'Autorità e a consentire, in particolare, una più adeguata preparazione delle riunioni del Collegio, oltre che un loro più agevole svolgimento.

Comunicazione

La completa e trasparente comunicazione dell'attività di regolazione è fra i compiti che la legge istitutiva attribuisce all'Autorità, quale contributo significativo a una corretta comprensione delle regole di funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e del gas, sia per gli operatori, sia per i consumatori.

L'attività di comunicazione ha quindi seguito l'evolversi degli scenari e delle condizioni di mercato; evoluzione che non solo ha modificato e affinato le attività di regolazione, ma ha anche influito sulla scelta dei messaggi oggetto della comunicazione, sulla platea di *stakeholders* a essa interessata e sugli stili e strumenti della comunicazione stessa.

Nel primo settennato di attività dell'Autorità, caratterizzato dalla nascita della nuova istituzione e dall'avvio dei processi di liberalizzazione, l'obiettivo primario della comunicazione è stato quello della diffusione di una nuova cultura della regolazione, basata su criteri di indipendenza, trasparenza e non discriminazione. I messaggi, trasmessi attraverso i media e la stampa, erano così finalizzati ad affermare la credibilità della nuova istituzione e la certezza e robustezza della regolazione emanata nei confronti degli *stakeholders*, in primo luogo le imprese, gli investitori istituzionali, i grandi consumatori, il Governo e il Parlamento.

Il secondo settennato è stato caratterizzato da una fase più matura della regolazione, tesa al completamento del quadro normativo, alla preparazione dell'apertura piena dei mercati, allo sviluppo di una efficace azione di monitoraggio e vigilanza e di una sempre maggior tutela dei clienti finali. La platea degli *stakeholders* si è pertanto ampliata fino a comprendere tutti i cittadini-consumatori, mentre gli obiettivi della regolazione sono stati sempre più orientati allo sviluppo della consapevolezza dei

consumatori circa le opportunità e i vantaggi offerti dal mercato liberalizzato. Ciò ha richiesto un'azione capillare volta alla diffusione delle informazioni necessarie a favorire un esercizio consapevole della libertà di scelta del fornitore e delle sue tutele, in particolare per le fasce di utenza più deboli sotto il profilo socio-economico. Una migliore comprensione dei vantaggi della liberalizzazione passa necessariamente anche attraverso campagne volte ad accrescere il livello di consapevolezza del largo pubblico, mentre le informazioni a disposizione dei consumatori migliorano la loro capacità di esercitare scelte libere e informate. Tutto ciò è mirato a rendere i consumatori protagonisti dei mercati, in grado di esercitare in misura crescente il loro "potere", avendo piena conoscenza dei propri diritti e delle tutele previste dall'Autorità nei settori di riferimento.

L'azione di comunicazione dell'Autorità si è quindi progressivamente ampliata verso il cittadino-consumatore, con la conseguente scelta di utilizzo più esteso dei mezzi di comunicazione di massa, dalla stampa quotidiana alle trasmissioni radiotelevisive, nonché di una forte accelerazione all'implementazione e all'uso del sito web. Allo stesso tempo sono state sviluppate iniziative di collaborazione istituzionale per la diffusione di messaggi di particolare valenza sociale.

Gli studi di *media analysis* sull'attività di comunicazione dell'Autorità nei settori della carta stampata e radiotelevisivo, realizzati per monitorare i risultati ottenuti e per meglio orientare le strategie future, hanno fornito un riscontro oggettivo dell'efficacia dell'azione svolta. Per quanto riguarda le emittenti radiotelevisive nazionali, gli ultimi dati disponibili confermano una visibilità dell'Autorità molto significativa e in crescita: nel 2009 si è riscontrato un netto miglioramento nella visibilità dei messaggi verso le famiglie, in aumento del 7,7% rispetto al 2008 con oltre 45 milioni di "contatti" sulle più importanti emittenti nazionali e oltre 400.000 sul satellite. L'analisi dei contenuti ha messo in evidenza un incremento del 4% dei servizi, con valutazioni positive nei confronti dell'Autorità, mentre i servizi di impostazione meno favorevole sono ulteriormente scesi dall' 1,8% al 1,6% rispetto al 2008. In questi ultimi anni sono state inoltre avviate importanti campagne di comunicazione multimediali (per esempio per il bonus elettrico e gas) che, oltre a coinvolgere diversi canali di comunicazione (spot radiotelevisivi su reti nazionali ed emittenti locali; stampa *free press;* brochure, poster e spot nelle grandi stazioni ferroviarie e negli uffici postali in collaborazione con Trenitalia e Poste Italiane), hanno anche beneficiato della collaborazione con diverse istituzioni (Ministero dello sviluppo economico, Presidenza del Consiglio dei ministri, Poste Italiane, Ferrovie dello Stato), oltre che di un'attività comune con le principali associazioni dei consumatori. L'efficacia delle campagne è confermata da alcuni dati: nel periodo della campagna sulle reti RAI per il bonus elettrico, il numero di richieste di bonus presentate ai Comuni è quasi raddoppiato, mentre il numero di chiamate ricevute dal *call center* dello Sportello per consumatore di energia (il servizio dell'Autorità, gestito in collaborazione con l'Acquirente unico, che fornisce sia informazioni sui mercati liberalizzati e sulle tutele previste per i consumatori, sia assistenza sui bonus sociali e sui reclami) nelle quattro settimane di trasmissione dello spot ha superato quota 140.000.

Infine, per meglio veicolare le priorità di comunicazione dell'Autorità, negli ultimi anni è stato potenziato e ridisegnato il sito Internet, con un significativo ampliamento dei contenuti e dei servizi agli utenti (come, per esempio, il Trova offerte, l'*Atlante dei diritti del consumatore di energia*, lo spazio informativo per i prezzi biorari). L'attività di stampa è stata ampliata sviluppando una collana di pubblicazioni dedicate alla liberalizzazione, ai diritti dei consumatori, alla regolamentazione della produzione elettrica.

Particolare impulso è stato dato alla comunicazione attraverso eventi, con la partecipazione sempre più attiva dell'Autorità a manifestazioni ed eventi fieristici. Oltre alla tradizionale presentazione della *Relazione Annuale* e alle Audizioni con gli *stakeholders* sono quindi stati sviluppati seminari tematici dedicati agli operatori e alla stampa, strutturando la presenza dell'Autorità in diversi eventi specificamente legati al settore energetico (per esempio il Solarexpo) oppure rivolti al grande pubblico così come a un target più mirato (per esempio il Forum dell'Amministrazione pubblica o il Salone della comunicazione pubblica).

Risorse umane e sviluppo del personale

La legge istitutiva 14 novembre 1985, n. 481, ha fissato la dotazione organica dell'Autorità per l'espletamento dei compiti e delle funzioni assegnatele. In particolare, l'originaria formulazione dell'art. 2, commi 28 e 30, prevedeva espressamente una dotazione massima del personale di ruolo «*che non può eccedere le 80 unità*» e del personale con contratto a tempo determinato «*in numero non superiore alle 40 unità*». Successivamente, a seguito dell'applicazione anche in Italia delle Direttive comunitarie in materia di energia (decreti legislativi 16 marzo 1999, n. 79, e 23 maggio 2000, n. 164), nonché a seguito del riassetto del sistema energetico nazionale intervenuto con decreto legislativo 23 agosto 2004, n. 239, la suddetta dotazione organica complessiva è stata aggiornata a 120 unità di personale di ruolo e a 60 unità di personale con contratto a tempo determinato.

Peraltro, la dotazione organica complessiva è rimasta invariata nonostante siano intervenute, nel corso degli anni in riferimento, una pluralità di disposizioni normative che hanno affidato nuovi e maggiori compiti all'Autorità: come la legge 23 dicembre 2005, n. 266, in materia di tariffa sociale; il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, in materia di liberalizzazione dei mercati elettrici; il decreto ministeriale 21 giugno 2007, in materia di ricerca di sistema; il decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, in materia di *Robin Tax*. Di tale rilevante elemento non potrà non tenersi conto in futuro anche in considerazione del fatto che le Direttive comunitarie in materia energetica, approvate nell'anno 2009, fissano un principio di adeguatezza delle risorse, evidentemente anche in termini numerici, del personale dell'Autorità di regolazione di settore.

Premessa l'evoluzione del quadro normativo di riferimento, nel periodo in considerazione, l'Autorità ha fortemente orientato la propria azione all'attività di acquisizione e reclutamento delle risorse umane. Significativo al riguardo è il dato numerico delle risorse all'inizio del periodo di riferimento pari a 95 unità, di cui 62 di ruolo e 33 con contratto a tempo determinato, e quello risultante a oggi pari a 158 unità, di cui 119 di ruolo e 39 con contratto a tempo determinato. L'azione di reclutamento ha portato quindi a un incremento di oltre il 60% delle risorse umane disponibili. In particolare, l'intervento si è focalizzato maggiormente sul completamento della dotazione del personale di ruolo dell'Autorità, oggi vicina al 100% del contingente di legge, che costituisce il cardine di riferimento per l'espletamento degli ordinari compiti istituzionali dell'Autorità.

L'evoluzione numerica della dotazione di risorse umane sconta anche un significativo, nonché fisiologico in un contesto liberalizzato, *turnover* del personale. Il progressivo incremento della dotazione organica si è realizzato negli anni, in una logica di programmazione e secondo "piani" pluriennali di assunzioni di personale, a tempo indeterminato e determinato, basati su una attività propedeutica di censimento delle professionalità esistenti e orientati alla individuazione dei profili professionali necessari per completare la dotazione delle competenze occorrenti agli Uffici, in modo da consentire l'ottimale espletamento dei programmi di attività nel medio e lungo termine.

Giova ricordare come il reclutamento del personale sia avvenuto e avvenga con oneri a esclusivo carico del bilancio dell'Autorità e come, in ragione della natura pubblica dell'Autorità e della necessità di mirare all'eccellenza delle risorse da acquisire, sotto il profilo sia professionale sia comportamentale, le assunzioni derivino da rigorose procedure concorsuali per quanto riguarda il personale di ruolo, ovvero di selezioni pubbliche per il personale con contratto a tempo determinato, tutte improntate a criteri di selettività, imparzialità e pubblicità.

Per quanto concerne le assunzioni a tempo indeterminato nel periodo in questione, avendo riguardo per la normativa nazionale intervenuta in materia, l'Autorità ha provveduto a disporre la stabilizzazione in ruolo del personale non dirigenziale, assunto con contratto a tempo determinato, in possesso dei requisiti di legge, previo espletamento di procedure selettive.

Nel periodo in riferimento si è inoltre stabilizzato, nel rispetto dei

criteri generali del giusto contemperamento con l'acquisizione di professionalità dall'esterno, il costante e continuo processo di valorizzazione delle risorse interne, basato essenzialmente sul riconoscimento del merito e sulla valutazione delle capacità professionali dei dipendenti, nonché accompagnato da una intensa attività formativa e di aggiornamento professionale. In tale contesto sono stati utilizzati il sistema e gli strumenti espressamente previsti dal Regolamento del personale e ordinamento delle carriere dell'Autorità, finalizzati alla progressione nelle carriere, all'erogazione del trattamento accessorio di produttività e, tramite procedure di tipo concorsuale, alle promozioni.

Sempre in termini di valorizzazione delle risorse umane, particolare attenzione è stata posta negli anni in riferimento al tema della formazione del personale: numerosi sono stati i dipendenti dell'Autorità (nell'ordine del 70-80% del personale in servizio) che hanno preso parte anche a più corsi e iniziative nazionali e internazionali, presso organismi e istituzioni di comprovata esperienza tecnico-scientifica, al fine di mantenere vivo il confronto dialettico e l'aggiornamento professionale sui profili attuativi e di esperienza nel settore dell'energia elettrica e del gas. A ciò sono stati abbinati interventi formativi mirati all'interiorizzazione dei valori istituzionali, all'attivazione delle capacità interfunzionali, allo sviluppo delle capacità manageriali. Nel corso del periodo di riferimento si è inteso sistematizzare e valorizzare l'offerta formativa dell'Autorità per far crescere le professionalità e la cultura della regolazione anche all'esterno, predisponendo e dando concreta attuazione a un Regolamento per *stage*, borse di studio, assegni di ricerca, nell'ambito delle collaborazioni attivate con le principali Università italiane. Da queste attività formative sono, peraltro, scaturite crescite professionali che hanno determinato ricadute occupazionali presso la stessa Autorità (per circa una decina di unità) ovvero presso le imprese di settore.

Per quanto concerne la tutela del ruolo imparziale e indipendente attribuito all'Autorità, oltre alle incompatibilità "rafforzate" previste dalla legge istitutiva per l'Organo di vertice, l'Autorità stessa si è dotata, autonomamente e volontariamente, di un Codice etico, che fissa severe regole di comportamento, al cui rispetto sono impegnati gli stessi componenti del Collegio, il personale e i collaboratori dell'Autorità. Nel corso del periodo di riferimento, alla luce dell'esperienza connessa con le fasi di prima applicazione, si è proceduto a un aggiornamento e a un affinamento dello stesso Codice etico, oltre che alla previsione di un Garante del Codice etico, scelto secondo i criteri previsti nel Regolamento di organizzazione e individuato in una elevata personalità esterna, dotata di notoria fama per quanto concerne autonomia e imparzialità di giudizio.

Il periodo in questione è stato inoltre caratterizzato da un costante e positivo confronto con le organizzazioni sindacali, pur nella naturale dialettica derivante dalla diversità dei ruoli, nell'ambito del quale sono state realizzate importanti riforme del Regolamento del personale, con riferimento segnatamente al trattamento retributivo (in una logica di allineamento alla corrispondente struttura retributiva del personale dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato) e all'aggiornamento del sistema di progressione delle carriere e degli istituti incentivanti.

Parallelamente, la cura delle risorse umane, anche in termini di attenzione ai correlati aspetti familiari e sociali, ha portato l'Autorità negli anni in riferimento ad adottare e consolidare una pluralità di strumenti quali: una forma di previdenza complementare (Fondo pensione individuato a seguito di procedura di gara); una contribuzione aziendale per le attività formative individuali svolte fuori l'orario di lavoro; una contribuzione aziendale per gli asili nido; una polizza sanitaria integrativa (in forma di Cassa sanitaria); forme di contribuzione per l'utilizzo del trasporto pubblico locale ecc.

L'incremento significativo di ruoli e compiti, a invarianza di dotazione organica, nonché la necessità di assicurare il miglior presidio possibile a talune funzioni e attività (per esempio vigilanza e controllo, ricerca di sistema, efficienza energetica), ha portato l'Autorità a sviluppare e potenziare alcune collaborazioni con enti e istituzioni pubbliche (prima tra tutte la Guardia di Finanza per le attività di vigilanza e controllo, ma anche l'ENEA, la Cassa conguaglio per il settore elettrico), che si sono concretate, anche con la disponibilità temporanea presso l'Autorità di personale di dette amministrazioni pubbliche, peraltro nei modi e nelle forme assentite dalla normativa vigente in materia.

Negli ultimi anni l'Autorità, anche in adesione al progetto di trasparenza adottato dal Dipartimento della funzione pubblica, ha proceduto a pubblicare sul proprio sito Internet i dati relativi alle assenze del personale, agli incarichi formalmente assegnati a soggetti esterni (medici del lavoro, Garante del Codice etico, Collegio dei Revisori dei conti) e alle consulenze attivate, nonché gli emolumenti corrisposti al Presidente e ai Commissari dell'Autorità; sono stati altresì pubblicati i *curriculum vitae* e i recapiti istituzionali dei dirigenti. Nelle apposite

tabelle riportate in ciascuna *Relazione Annuale* sono ordinariamente indicati i dati retributivi delle diverse carriere e qualifiche dell'Autorità. Sempre nell'ottica di rendere più trasparente possibile il proprio operato, ai sensi dell' art. 3, comma 35, del decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163, e successive modifiche e integrazioni, l'Autorità ha anche provveduto a pubblicare sul proprio sito il "profilo di committente", nel quale sono riportate tutte le procedure di gara (in corso o concluse) di importo pari o superiore a 100.000,00 €, finalizzate all'affidamento dei contratti pubblici di lavori, servizi e forniture.

Evoluzione nella gestione economico-finanziaria

La gestione finanziaria dell'Autorità è stata caratterizzata, negli anni in riferimento, dall'utilizzo di un sistema contabile integrato (cui si collega una contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio e una contabilità analitica ed economico-patrimoniale), che supporta la programmazione finanziaria e permette la gestione delle risorse assegnate ai centri di responsabilità (individuati nelle Direzioni), fatte salve alcune tipologie di spesa che per natura e funzione si è ritenuto, per logiche di efficienza amministrativa e di economicità, di lasciare centralizzate. Tale sistema contabile è stato adottato autonomamente dall'Autorità, dapprima in via sperimentale e poi in via ordinaria, ispirandosi ai nuovi principi di contabilità pubblica recentemente consacrati dalla legge 31 dicembre 2009, n. 196, al fine altresì di accompagnare adeguatamente, in parallelo, i processi di revisione e di sviluppo dell'assetto organizzativo. La gestione contabile-amministrativa dell'Autorità è in costante aggiornamento, pur avendo come ormai consolidata base il processo di *budgeting* iniziato con l'esercizio 2005 e correlato all'adozione di una programmazione strategica triennale e operativa annuale. In termini generali la gestione finanziaria dell'Autorità si svolge, in conformità alla disciplina di cui al vigente Regolamento di contabilità, sulla base di un bilancio annuale di previsione e di un rendiconto dell'esercizio finanziario, rappresentante le risultanze della gestione del relativo anno finanziario, entrambi approvati dall'Autorità.

Oltre al controllo esterno previsto *ex lege* della Corte dei Conti, nel periodo in riferimento è stato arricchito il sistema dei controlli interni, attualmente imperniato sul Collegio dei Revisori, composto da personalità esterne sulla base di criteri rivisti nel Regolamento di contabilità, e cui compete un controllo di legittimità e regolarità amministrativo-contabile. Tale sistema comprende anche il controllo di gestione finalizzato a verificare l'efficienza e l'economicità della gestione, incardinato presso la Direzione Generale e la figura del Ragioniere capo, cui viene affidata la verifica *ex ante* degli atti prima della liquidazione della spesa.

In una logica di sempre maggior trasparenza, chiarezza e completezza dell'agire dell'Autorità, negli anni in riferimento sono state apportate ulteriori significative revisioni al Regolamento di contabilità, quali lo stralcio della normativa riguardante l'acquisizione di lavori, beni e servizi per i quali si è realizzato un Regolamento *ad hoc*, ovvero la modifica del Piano dei conti (allegato al Regolamento di contabilità), dove le principali voci di spesa relative al ricorso a supporti esterni sono state scorporate e specificatamente individuate (consulenze, collaborazioni coordinate e continuative, servizi ecc.).

Nel ricordare che il funzionamento dell'Autorità non genera oneri a carico del bilancio dello Stato, il periodo di riferimento è stato caratterizzato da significativi interventi legislativi i quali hanno disposto che i contributi dei soggetti regolati non

transitino più per il bilancio dello Stato, ma vengano versati direttamente sul bilancio dell'Autorità. Inoltre il legislatore ha stabilito che la misura dell'aliquota del contributo in questione venga determinata dall'Autorità, fatta salva la procedura di approvazione dell'aliquota medesima a opera della Presidenza del Consiglio, sentito il Ministro dell'economia e delle finanze. Al riguardo appare significativo rilevare come, nonostante la crescita del personale e delle esigenze connesse con l'incremento dei compiti affidati all'Autorità, la misura del contributo per tutti gli anni in riferimento – in un'ottica di uso efficiente delle risorse e di non aggravamento verso gli operatori del settore – sia stata contenuta nella misura dello 0,3 per mille, quindi ben al di sotto dell'1 per mille che, come si è detto, è il valore massimo stabilito dalla legge.

Per quanto riguarda le uscite, la principale voce di costo nel bilancio dell'Autorità è relativa al trattamento economico del personale, peraltro risorsa centrale e imprescindibile per l'espletamento del mandato e delle funzioni.

Evoluzione nella gestione amministrativa

Nell'arco temporale di riferimento, l'Autorità ha consolidato il proprio modo di operare per programmi e obiettivi, affinando per questo scopo le procedure amministrative, in linea con il processo di riassetto e di sviluppo organizzativo delineatosi nel frattempo. Quanto sopra si è concretato con la definizione di un nuovo sistema di deleghe, introdotte per realizzare più efficacemente i principi di decentramento della spesa e delle responsabilità amministrative in linea con il concetto, previsto dalla legge istitutiva, di distinzione tra le funzioni di indirizzo e controllo attribuite all'organo di vertice e le funzioni di gestione attribuite ai dirigenti.

Le funzioni di indirizzo e controllo del Collegio hanno assunto sempre maggiore evidenza, attraverso sia le funzioni e i compiti a tal fine affidati al Segretariato Generale, sia la previsione di una opportuna attività di *reporting*.

Il decentramento delle responsabilità ha avuto il suo naturale consolidamento nell'adozione di programmi annuali operativi per ciascuna Direzione, con relativa assegnazione di budget di spesa assegnati in relazione alle specifiche linee di attività.

Altro tassello, nella risistematizzazione del mosaico delle procedure amministrative dell'Autorità, è rappresentato dalle sempre più codificate procedure operative per l'acquisizione di prestazioni, servizi e forniture di beni, in grado di descrivere modalità e comportamenti organizzativi e di individuare competenze e responsabilità, nonché flussi informativi. Tale processo è stato accompagnato da una revisione profonda delle procedure contrattuali che ha portato alla creazione di un Regolamento *ad hoc*, in linea con la normativa nazionale e comunitaria riguardo agli appalti pubblici, contenente norme rafforzate in materia di trasparenza delle suddette procedure di scelta del contraente (anche attraverso una capillare informazione pubblica sul sito Internet dell'Autorità) e di condotta etica dei fornitori dell'Autorità stessa.

Nel quadro della gestione amministrativa, rilevante da segnalare negli anni in riferimento è lo sforzo per dare stabilità alle soluzioni allocative per il personale dell'Autorità posizionato presso la Sede in Milano e l'Ufficio di Roma. Tale sforzo, orientato prioritariamente all'acquisizione a titolo definitivo di immobili da parte di soggetti pubblici, si è potuto realizzare positivamente con riguardo all'Ufficio di Roma, in ordine al quale l'immobile di proprietà del disciolto Ente nazionale cellulosa e carta, già detenuto ad altro titolo dall'Autorità, è stato dalla stessa acquisito in via definitiva a seguito di una complessa e articolata trattativa con la gestione liquidatoria di

detto ente e per importi valutati congrui preventivamente dalla competente Agenzia del territorio. Ad analoga soluzione non si è, a oggi, riusciti a pervenire per la Sede in Milano, nonostante le interazioni con le più importanti amministrazioni pubbliche insistenti sul territorio. Pur tuttavia, nel periodo in riferimento si è operato al fine di dare stabilità e continuità in ordine all'immobile, in Milano, adibito a Sede dell'Autorità (in tal senso va configurato il rinnovo della locazione, in scadenza nel 2009, per ulteriori 12 anni, sempre per importi valutati preventivamente dall'Agenzia del territorio) e di individuare, al contempo, spazi ulteriori in immobili adiacenti per far fronte adeguatamente alla crescita del personale, mantenendo i medesimi standard "abitativi".

Nel contesto dell'ammodernamento delle procedure amministrative, in un ottica di monitoraggio e valutazione dei costi, dei rendimenti e dei risultati dell'attività svolta, va ricondotta anche la ridefinizione delle procedure di registrazione inventariale e contabile delle attività e delle passività che concorrono alla formazione del patrimonio dell'Autorità. In tale ambito è stata riformulata la procedura di dismissione dei beni immobili non più utilizzabili per le esigenze funzionali dell'Autorità, o fuori uso per cause tecniche.