

In particolare, Spagna e Regno Unito, due tra i principali consumatori di gas dell'area, hanno riportato riduzioni della domanda di oltre il 10 per cento

Complessivamente, i paesi responsabili di circa il 75% della domanda per consumo di gas dell' Europa OCSE (Spagna, Regno Unito, Germania, Francia, Italia, Olanda), hanno riportato una variazione della domanda, nel periodo Gennaio-Novembre 2009, che è stata prossima al -7%. Tale riduzione solo in parte potrà essere compensata da un aumento dei consumi dei settori residenziale e terziario, dovuto alle temperature particolarmente rigide (e inferiori alla media degli ultimi 5 anni) che hanno caratterizzato l'ultimo mese dell'anno.

Anche le stime preliminari disponibili per il Nord America mostrano, nel periodo Gennaio – Novembre 2009, una variazione della domanda di gas naturale negativa di oltre il -2% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (nell'intero 2008, l'incremento annuale rispetto al 2007 è stato di circa l'1%).

Negli Stati Uniti, i principali consumatori dell'area, la crisi economico-finanziaria ha avuto effetti rilevanti sul settore industriale - caratterizzato dalla presenza di industrie *gas intensive* tra cui la chimica e la petrolchimica – i cui consumi di gas naturale sono diminuiti, secondo le stime preliminari relative ai primi nove mesi del 2009, del 9% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Nel corso del 2009, la competitività del prezzo del gas rispetto agli altri combustibili fossili ne ha incentivato l'uso nel settore della generazione elettrica, la cui domanda di gas, nel periodo Gennaio-Novembre 2009, è cresciuta di circa il 3% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

A fronte di una domanda in calo, la produzione statunitense di gas naturale, nel periodo Gennaio – Novembre 2009, è cresciuta del 3,7% rispetto agli stessi mesi del 2008. Su questo mercato la contrazione della domanda di gas naturale e la crescita della produzione nazionale, resa possibile grazie al contributo del gas non convenzionale (prevalentemente shale gas), hanno assicurato un livello di scorte adeguato ed un prezzo del gas contenuto.

Anche le stime preliminari dei consumi di gas naturale del Canada mostrano una riduzione (-8% nel periodo Gennaio-Novembre 2009 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente); al contrario, la domanda di gas del Messico, nei primi nove mesi del 2009, ha evidenziato una crescita di circa il 2 per cento.

Le stime preliminari relative all'area OCSE Asia - Pacifico mostrano come la domanda di gas naturale, nel periodo Gennaio – Novembre 2009, sia diminuita del 4% circa rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

In Giappone e Corea del Sud, i principali consumatori dell'area, i consumi di gas naturale, nei primi nove mesi dell'anno, registrano una variazione negativa e prossima rispettivamente al -7% e al -3% circa rispetto agli stessi mesi del 2008, per gli effetti della crisi economico-finanziaria.

Rispetto a quanto emerge dagli altri Paesi dell'area Asia-Pacifico, la domanda di gas naturale di Australia e Nuova Zelanda nel periodo Gennaio-Novembre 2009, aumenta rispettivamente del 7% e dell'1% circa rispetto a quanto accaduto nello stesso periodo dell'anno precedente.

LA DOMANDA DI ENERGIA IN ITALIA

Il quadro normativo nazionale

Tra le novità normative del 2009 di grande rilevanza è l'articolo 3 del D.L. n. 185 del 29 novembre 2008, convertito in Legge il 28 gennaio 2009 n. 2, mediante il quale si avvia una riforma complessiva del mercato elettrico. Le principali novità della riforma, la cui implementazione è rimessa a decreti attuativi ed a provvedimenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, consistono nella istituzione di un nuovo mercato infragiornaliero dell'energia⁽⁸⁾ al posto dell'attuale mercato di aggiustamento (MA), nella riforma del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), 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 alla riforma, mentre l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 52/09 ha introdotto la nuova disciplina degli impianti essenziali (ovvero gli impianti nella disponibilità di un medesimo produttore ed in assenza dei quali il gestore della rete elettrica non riesce a garantire il soddisfacimento della domanda in sicurezza). Questa nuova disciplina degli impianti essenziali, i cui effetti dovrebbero manifestarsi a partire dal 2010, consente di risolvere gran parte delle criticità derivanti dall'elevata concentrazione dell'offerta propria del MSD.

Infine, la Legge n. 2/09 prevede lo sviluppo dei mercati regolamentati a termine nel settore elettrico a cui il Ministero dello Sviluppo Economico ha dato seguito con il Decreto del 29 aprile 2009. Lo sviluppo di un mercato a termine risponde a due esigenze: a) aumentare la contendibilità dei mercati e, quindi, la concorrenza nel mercato all'ingrosso; b) ampliare la disponibilità di strumenti di copertura dal rischio di mercato consentendo di ridurre la rischiosità del sistema e, quindi, il costo dei nuovi investimenti in capacità produttiva di base. Con il Decreto del 24 novembre 2009 il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato le modifiche alla disciplina del mercato elettrico per l'attuazione dell'integrazione tra mercato fisico gestito dal Gestore dei mercati elettrici e mercato finanziario gestito da Borsa Italiana.

La Legge 23 luglio 2009, n. 99 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" fornisce le basi legislative per nuove politiche energetiche. Queste riguardano sia la domanda che l'offerta di energia, con l'obiettivo di proseguire e completare l'apertura dei mercati energetici, migliorare la concorrenza, ridurre i costi sostenuti dai consumatori e l'impatto sull'ambiente.

Una delle principali disposizioni della Legge è la delega al Governo per il riassetto normativo, necessario ad avviare il ritorno alla produzione di energia elettrica da fonte nucleare. In particolare, il Governo, entro 6 mesi dall'entrata in vigore della Legge dovrà definire le modalità di localizzazione e le tipologie degli impianti, i sistemi di stoccaggio dei rifiuti radioattivi e del

⁽⁸⁾ In sostituzione del mercato di aggiustamento è istituito un mercato infragiornaliero che si svolge tra la chiusura del mercato del giorno precedente (MGP) e l'apertura del mercato dei servizi di dispacciamento. Il Mercato di Aggiustamento (MA) consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita. La seduta del MA si svolge dopo la chiusura del MGP. Le offerte di acquisto e vendita vengono selezionate sulla base dello stesso criterio utilizzato per MGP. A differenza di MGP le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo zonale.

materiale nucleare, i requisiti per lo svolgimento delle attività di costruzione degli impianti, nonché le misure compensative da riconoscere alle popolazioni o alle imprese interessate dalla costruzione delle nuove centrali. L'obiettivo di queste disposizioni è articolato: ridurre i prezzi dell'energia elettrica e la dipendenza energetica e favorire la diversificazione delle fonti nonché l'adozione di tecnologie low carbon. Inoltre è stata istituita una Agenzia per la sicurezza ambientale che, avvalendosi delle competenze professionali provenienti dall'Enea e dall'Ispra, dovrà vigilare sulla materia e riferire ogni anno al Parlamento.

La Legge contiene norme volte a semplificare le procedure per lo sviluppo delle infrastrutture energetiche. Per quanto riguarda i rigassificatori, attraverso la riduzione del numero di enti cui l'impresa deve presentare istanza e il miglioramento delle attività di coordinamento fra le autorità competenti, si sono poste le basi per la costituzione di uno "sportello unico". L'autorizzazione unica, rilasciata di concerto dai Ministeri Ambiente e Infrastrutture e d'intesa con la Regione interessata, previa Valutazione di Impatto Ambientale, sostituisce ogni altra concessione, comprese le autorizzazioni demaniali e i permessi di costruzione. Semplificazioni procedurali hanno riguardato anche gli interventi sulla rete elettrica, alcuni dei quali potranno essere realizzati senza autorizzazione, altri mediante DIA. Infine, viene poi previsto un provvedimento unico per l'autorizzazione delle nuove centrali con capacità di produzione superiore a 300 megawatt e dei conseguenti interventi di potenziamento della rete.

L'articolo 30 della Legge n. 99 contiene misure per l'efficienza del mercato energetico, in particolare include le disposizioni necessarie alla creazione della Borsa del Gas. Al riguardo affida, entro 6 mesi dall'entrata in vigore della legge, la gestione economica del mercato del gas naturale in esclusiva al Gestore del mercato elettrico, il quale la organizza secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza. La presenza di una Borsa del gas potrà contribuire a superare alcune delle difficoltà oggi osservate nello sviluppo della concorrenza nel mercato al dettaglio.

Il successivo art. 32 predispone incentivi per il potenziamento delle infrastrutture elettriche di interconnessione con l'estero in modo che venga posto in essere un incremento globale fino a 2000 MW della complessiva capacità di trasporto disponibile con i Paesi esteri, in particolare, con quelli confinanti con il nord dell'Italia.

I grandi distretti industriali, connessi tra loro con reti elettriche private (c.d. reti interne di utenza), beneficeranno di trattamenti semplificati nella connessione alla rete e nell'accesso al mercato elettrico e potranno usufruire di agevolazioni nel pagamento degli oneri generali di sistema.

L'art. 27, al fine di accelerare e assicurare l'attuazione dei programmi per l'efficienza e il risparmio energetico, stabilisce che, entro il 31 dicembre 2009, il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti e d'intesa con la Conferenza unificata, predisponga un piano straordinario per l'efficienza e il risparmio energetico e lo trasmetta alla Commissione europea. Il documento definisce misure volte a favorire il coordinamento tra tutti i livelli di governo che hanno competenze nella promozione dell'efficienza energetica. Inoltre, il piano straordinario deve contenere misure volte ad assicurare la promozione di nuova edilizia a rile-

vante risparmio energetico, la riqualificazione energetica degli edifici esistenti, la diffusione di tecnologie di micro e piccola cogenerazione e il sostegno e lo sviluppo della domanda di titoli di efficienza energetica. Lo stesso articolo 27 prevede l'adozione di un decreto con l'obiettivo di agevolare e promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia mediante un processo di semplificazione amministrativa. Il decreto, infatti, deve contenere norme, criteri e procedure standardizzate che le amministrazioni coinvolte devono adottare per individuare le risorse rinnovabili disponibili, autorizzare la costruzione e l'esercizio delle diverse tipologie di impianti che utilizzano le fonti rinnovabili di energia, con l'eccezione di quelli idroelettrici e geotermoelettrici con potenza superiore a 10 Mwe.

Infine, i comuni fino a 20 mila residenti potranno usufruire del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti da fonti rinnovabili fino a 200 kW, anche se non collegati direttamente alle proprie utenze.

La Legge del 3 agosto 2009 n.102 è intervenuta sul mercato all'ingrosso del gas imponendo all'operatore dominante un obbligo di offerta (gas release) a condizioni predefinite, al fine di migliorare il grado di concorrenza dal lato dell'offerta.

La domanda complessiva

Il fabbisogno energetico lordo del Paese nel 2009 è stato di 180,25 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep), con una diminuzione del 5,8% rispetto al 2008 a fronte di una diminuzione del PIL del 5% (Vol. III - Appendice BE. 1).

La composizione percentuale delle fonti energetiche impiegate per la copertura della domanda nel 2009 è stata caratterizzata, rispetto al 2008, dalla diminuzione della quota del carbone, passata dall'8,8% al 7,4%, e della quota del petrolio, passata dal 41,4% al 41,0%, oltre che dalla diminuzione della quota del gas naturale, che scende dal 36,3% al 35,5%. Si registra, poi, una crescita dell'importazione netta di energia elettrica, che sale dal 4,6% al 5,4%. Da evidenziare, infine, la sostanziale crescita della quota delle fonti rinnovabili, dal 8,9% fino al 10,7 per cento.

Tabella BE. 1. – BILANCIO DELL'ENERGIA IN ITALIA (milioni di tonnellate equivalenti di petrolio)

	2007	2008	2009 (a)					Variazioni % 2009/2008
	Totale	Totale	Comb. Solidi	Gas Naturale	Petrolio	Rinnovabili (b) (c)	Scambi di Energia Elettrica con l'Estero	
Produzione	27,92	29,68	0,42	6,57	4,57	18,34	-	0,7
Importazioni nette	165,13	161,93	12,46	56,64	68,78	0,96	9,78	-8,2
Variazioni scorte	-0,64	0,30	-0,46	-0,73	-0,53	-0,01	-	-
DOMANDA LORDA	193,69	191,30	13,35	63,92	73,88	19,32	9,78	-5,8

(a) Dati provvisori.

(b) Energia idrica, geotermica, solare ed eolica, biomasse e rifiuti.

(c) Non include la produzione da pompaggio.

Fonte: MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

A fronte di una riduzione dell'intensità energetica, cioè del rapporto tra domanda complessiva di energia e PIL, nel periodo dal 2005 al 2007, dopo la leggera crescita del 2008, riprende la riduzione di tale indicatore che si è attestato oramai sotto la soglia dei 150 tep per milione di euro prodotto. Questa riduzione (-0,8%) è stata determinata dall'azione congiunta di diversi fenomeni: il fattore climatico (aumento dei consumi), il fattore "crisi economica" ed attuazione di politiche di efficienza energetica e quindi di risparmio di energia (diminuzione dei consumi).

Tabella BE. 2. – L'INTENSITÀ ENERGETICA IN ITALIA

	2005	2006	2007	2008	2009 (a)
PIL a euro 2000 (b) (milioni di euro)	1.244.782	1.270.126	1.288.952	1.271.958	1.207.875
Domanda di energia (milioni di tep)	197,78	196,19	193,69	191,30	180,25
Intensità energetica (tep/milioni di euro 2000)	158,88	154,46	150,27	150,40	149,23

(a) Dati provvisori.

(b) Valori concatenati con anno di riferimento 2000.

Fonte: ISTITUTO NAZIONALE DI STATISTICA, MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

L'approvvigionamento

Nel 2009 la produzione nazionale di fonti energetiche è cresciuta dello 0,7% rispetto allo scorso anno, passando da 29,68 a 29,90 Mtep. A fronte di un calo della produzione di gas (-13,4%), di petrolio (-12,4%) e di combustibili solidi (-23,0%), si è verificato un consistente aumento dell'apporto da fonti rinnovabili (+12,3%), costituito dall'eolico ma soprattutto dall'idroelettrico, grazie ad una maggiore disponibilità d'acqua nei bacini e nei corsi fluviali. Rispetto allo scorso anno, le importazioni nette di fonti di energia sono diminuite di circa l'8,2%, raggiungendo un livello prossimo a 149 Mtep rispetto ai 162 Mtep. Tale variazione è riconducibile al calo del gas naturale (-9,8%), del petrolio e prodotti petroliferi (-5,9%) e dei combustibili solidi (-24,8%), compensato solo in parte dalla variazione positiva riportata delle importazioni nette di energia elettrica (+11,0%).

La quota delle importazioni nette rispetto al fabbisogno energetico nazionale è passata dall'84,6% del 2008 all'82,5% del 2009.

I risvolti negativi della crisi economica hanno contribuito alla forte diminuzione del peso della fattura energetica del nostro Paese, che è stata nel 2009 di 41.826 milioni di euro con un'incidenza sul valore nominale del PIL del 2,8% (era 3,8% nel 2008). Tale diminuzione del 27,9% è legata in particolare al forte ridimensionamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi ma anche alla contrazione della domanda dei diversi prodotti energetici.

Tabella BE. 3. – INTERSCAMBIO DI FONTI ENERGETICHE (milioni di euro correnti)

	2007			2008			2009 (a)		
	Import.	Esport.	Import. nette	Import.	Esport.	Import. nette	Import.	Esport.	Import. nette
Fonti energetiche	60.724	14.036	46.688	76.848	17.024	59.824	52.229	10.403	41.826
di cui:									
Petrolio greggio	33.063	514	32.549	40.029	552	39.477	24.082	161	23.921
Prodotti petroliferi	6.986	13.235	-6.249	8.504	15.529	-7.025	5.804	9.397	-3.593

(a) Dati provvisori.

Fonte: ISTITUTO NAZIONALE DI STATISTICA

Fonte petrolifera

Stime provvisorie riferite al 2009 riportano una riduzione del consumo interno lordo di petrolio e prodotti petroliferi prossima al 7% rispetto all'anno precedente. Il consumo nel settore della generazione elettrica è diminuito di circa il 9% rispetto al 2008. Anche le stime preliminari degli impieghi finali evidenziano un calo nei consumi pari al 5,5%. In particolare hanno risentito della crisi economica il settore industriale e quello dei trasporti, dove si riscontra una variazione nel consumo di prodotti petroliferi, rispettivamente, del -14,6% e del -3,0 per cento.

Al fabbisogno di 73,9 Mtep, la produzione nazionale ha contribuito per circa il 6,2% mentre le importazioni nette (al netto delle scorte accumulate) hanno soddisfatto circa il 93,1% della domanda.

Le importazioni di greggio, di semilavorati e di prodotti petroliferi del 2009 (pari a 94,5 milioni di tonnellate) sono diminuite complessivamente del 7,6% rispetto al 2008. Le importazioni di greggio (76,3 milioni di tonnellate) sono diminuite del 7,4% e le importazioni di semilavorati e prodotti petroliferi (18,2 milioni di tonnellate) si sono ridotte approssimativamente dell'8,5 per cento.

Questa contrazione ha interessato particolarmente le importazioni provenienti dall'Africa e dal Medio Oriente, che rappresentano il 55,5% dell'approvvigionamento totale di greg-

Tabella BE. 4. – IMPORTAZIONI DI GREGGIO, SEMILAVORATI E PRODOTTI PETROLIFERI PER AREA DI PROVENIENZA (migliaia di tonnellate)

AREE	2007			2008			2009 (a)		
	Greggio	Semilavorati e prodotti	Totale	Greggio	Semilavorati e prodotti	Totale	Greggio	Semilavorati e prodotti	Totale
Europa	28.088	9.450	37.538	24.136	9.429	33.565	29.161	8.597	37.758
America	107	4.125	4.232	60	4.172	4.232	-	3.683	3.683
Asia	-	204	204	-	308	308	-	586	586
Africa	32.078	5.608	37.686	31.855	4.845	36.700	26.754	4.602	31.356
Medio Oriente	27.885	988	28.873	26.381	1.183	27.564	20.382	779	21.161
TOTALE	88.158	20.375	108.533	82.432	19.937	102.369	76.297	18.247	94.544

Nelle importazioni di prodotti è compreso il Coke di petrolio.
(a) Dati provvisori.

Fonte: MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

gio, di semilavorati e di prodotti petroliferi dell'Italia. Infatti, nel 2009 rispetto al 2008, le importazioni dall'Africa sono diminuite del 14,6% e quelle dal Medio Oriente del 23,2%. Una variazione positiva è riscontrabile nelle importazioni dall'Europa (12,5%) che, nel 2009, hanno rappresentato il 40% delle importazioni nazionali.

Il greggio – che costituisce più dell'80% del totale delle importazioni di greggio, di semilavorati e di prodotti petroliferi – è stato per il 38,2% (pari a 29,2 Mt) di provenienza europea, per il 35,1% (26,8 Mt) di provenienza africana e per il 26,7% (20,4 Mt) di provenienza mediorientale.

Rispetto allo scorso anno, l'ammontare di greggio importato dall'Europa è cresciuto del 20,8%, soprattutto in seguito all'aumento del flusso proveniente dalla Russia che, secondo le stime preliminari disponibili, nel 2009 è salito del 22,7%. Rispetto al 2008, le importazioni dai Paesi della Confederazione degli Stati Indipendenti (C.S.I.) sono cresciute del 24,6%, quelle dalla Norvegia sono aumentate dell'8,1 per cento.

Nel 2009 il contributo del Medio Oriente si è ridotto del 22,7% rispetto al 2008: il greggio proveniente dall'Iraq è stato sostanzialmente stabile, riportando una variazione prossima allo 0,2%, mentre le importazioni dall'Arabia Saudita e dall'Iran sono diminuite, rispettivamente, del 40,8% e del 29,2% rispetto al 2008.

Le importazioni dall'Africa sono calate del 16,0%. In particolare, il contributo della Libia – responsabile di più di tre quarti delle importazioni dall'Africa – si è ridotto del 16,9% ed è stato, solo in minima parte, compensato dai contributi di Egitto e Nigeria, cresciuti rispettivamente, del 26,7% e del 4,0% circa.

Nel corso del 2009, la Libia si è confermata il fornitore principale dell'Italia - con il 26,7% del greggio importato – seguita da Russia e Iraq, responsabili, rispettivamente, del 19,8% e del 11,6% delle importazioni di greggio.

Tabella BE. 5. – ESPORTAZIONI DI GREGGIO, SEMILAVORATI E PRODOTTI PETROLIFERI PER AREA DI DESTINAZIONE (migliaia di tonnellate)

AREE	2007			2008			2009 (a)		
	Greggio	Semilavorati e prodotti	Totale	Greggio	Semilavorati e prodotti	Totale	Greggio	Semilavorati e prodotti	Totale
Europa	1.033	17.677	18.710	654	18.107	18.761	343	15.201	15.544
America	-	4.563	4.563	-	3.614	3.614	-	1.687	1.687
Asia	-	618	618	-	552	552	-	695	695
Africa	180	4.275	4.455	324	4.169	4.493	32	4.073	4.105
Medio Oriente	-	2.935	2.935	-	2.235	2.235	-	2.101	2.101
TOTALE	1.213	30.068	31.281	978	28.677	29.655	375	23.757	24.132

(a) Dati provvisori.

Fonte: MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

Nel corso del 2009, i semilavorati e prodotti petroliferi - che rappresentano il 19,3% delle importazioni petrolifere totali – hanno riportato una variazione negativa dell'8,5% rispetto al 2008.

Il contributo dell'Europa è stato del 47,1% (8,6 Mt), l'8,8% in meno rispetto allo scorso anno; anche le importazioni dall'Africa (4,6 Mt) e dall'America (3,7 Mt) sono diminuite, rispettivamente, del 5,0% e dell'11,7 per cento.

Le esportazioni totali di greggio, di semilavorati e di prodotti petroliferi (24,1 Mt) sono diminuite del 18,6%. In particolare, le esportazioni verso l'Europa – il 64,4% delle esportazioni totali – si sono ridotte del 17,1%. Maggiore è stata la variazione delle esportazioni verso l'America, diminuite del 53,3% rispetto allo scorso anno. Le esportazioni verso l'Africa e il Medio Oriente si sono ridotte, rispettivamente, del 8,6% e del 6 per cento.

Gas naturale

Nel 2009, il consumo primario di gas naturale è diminuito dell'8% rispetto all'anno precedente, passando da 84,9 a 78,1 miliardi di metri cubi (Gm3). Le riduzioni più significative si sono verificate nel settore industriale e in quello della generazione elettrica.

La produzione nazionale si è ridotta del 13,4% (da 9,3 a 8,0 Gm3), in seguito al progressivo esaurimento di alcuni giacimenti ed al mancato avvio in produzione di altri campi. Le importazioni sono diminuite del 9,9% (da 76,9 a 69,3 Gm3) e l'aumento delle scorte è stato prossimo a 0,9 Gm3.

Le importazioni di gas naturale via gasdotto, che nel 2009 hanno rappresentato il 95,8% del totale delle importazioni, sono diminuite dell'11,8 per cento.

Al momento si dispongono solo di indicazioni indirette sul Paese di origine del gas importato (stimate attraverso i flussi dei punti di entrata), da cui si evince che le forniture dall'Algeria sono scese a 21,4 Gm3 (-12,5% rispetto al 2008), mentre quelle dalla Russia sono salite a 22,9 Gm3 (+2,9%). Algeria e Russia nel 2009 hanno contribuito, rispettivamente, per il 32,2% e il 34,5% al totale del gas importato tramite gasdotto. Il flusso di gas proveniente dalla Libia è stato pari a 9,2 Gm3 (-7,1% rispetto al 2008) ed ha rappresentato il 13,8% delle importazioni via gasdotto.

Tanto le importazioni dall'Olanda quanto quelle dalla Norvegia hanno fatto registrare una riduzione del 23,4% rispetto all'anno precedente. Il flusso proveniente dall'Olanda è stato di 7,2 Gm3, quello dalla Norvegia ha raggiunto appena i 4,8 Gm3. I due paesi hanno contribuito rispettivamente per il 10,9% e per 7,2% del totale delle importazioni via gasdotto.

L'apporto del gas naturale liquefatto (GNL), a seguito dell'entrata in attività di un nuovo impianto di rigassificazione (Rovigo), è cresciuto dell'85,9%, raggiungendo un livello prossimo ai 3 Gm3, pari a circa il 4,2% del totale del gas importato.

Tabella BE. 6. – BILANCIO DEL GAS NATURALE (milioni di standard metri cubi a 38,1 MJ/mc)

	2005	2006	2007	2008	2009 (a)
Produzione Nazionale	12.071	10.979	9.706	9.255	8.016
Importazione	73.460	77.399	73.950	76.867	69.275
<i>di cui via gasdotto:</i>	70.957	74.210	71.519	75.312	66.385
Algeria	25.227	25.005	22.153	24.437	21.371
Russia	23.326	22.520	22.667	22.278	22.917
Libia	4.493	7.692	9.241	9.872	9.168
Olanda	8.040	9.372	8.038	9.416	7.213
Norvegia	5.723	5.745	5.581	6.277	4.809
Croazia	842	1.227	748	635	859
Altri	3.306	2.649	3.091	2.397	48
<i>di cui via nave (GNL)</i>	2.503	3.189	2.431	1.555	2.890
Algeria	2.237	3.164	2.431	1.555	1.340
Trinidad Tobago	266	25			
Qatar					1.550
Esportazioni	396	369	68	210	125
Variazioni scorte	-1.130	3.526	-1.309	1.029	-886
TOTALE disponibilità	86.265	84.483	84.897	84.883	78.051

(a) Dati provvisori.

(*) Le importazioni sono suddivise per Paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale. Il Gas importato in regime di swap è quindi contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas.

Fonte: MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

Combustibili solidi

Nel 2009 le importazioni totali di combustibili solidi sono diminuite del 23,2% rispetto all'anno precedente, passando da 25,3 a 19,4 Mt. In particolare, le importazioni del carbone da coke (che rappresenta il 16,7% delle importazioni totali del 2009) si sono ridotte a 3,2 Mt, facendo registrare una diminuzione del 49,2% rispetto allo scorso anno. Le importazioni di carbone da vapore sono diminuite del 13,5%, assestandosi su un livello prossimo a 19,2 Mt, pari all'83,3% delle importazioni di combustibili solidi.

Relativamente alle aree di provenienza, le importazioni dall'America si sono ridotte del 30,7%, quelle dall'Europa del 22,3%, ed hanno riguardato soprattutto il carbone da coke (diminuito di oltre il 50% rispetto allo scorso anno). Variazioni negative sono state riportate anche dalle importazioni dall'Oceania (-64,5%), dai Paesi Africani (-11,8%) e da quelli Asiatici (-10,8%).

Tabella BE. 7. – IMPORTAZIONE DI COMBUSTIBILI SOLIDI PER AREA GEOGRAFICA
(migliaia di tonnellate)

	2007				2008				2009 (a)			
	Carboni		Altri combustibili	Totale comb. solidi	Carboni		Altri combustibili	Totale comb. solidi	Carboni		Altri combustibili	Totale comb. solidi
	da coke	da vapore			da coke	da vapore			da coke	da vapore		
Europa	291	1.843	30	2.164	307	2.882	5	3.194	144	2.332	7	2.483
America	4.065	2.524	39	6.628	3.993	3.070	93	7.156	2.345	2.615	-	4.960
Asia	-	7.886	295	8.181	-	7.212	136	7.348	-	6.555	-	6.555
Africa	-	5.178	-	5.178	-	4.596	-	4.596	-	4.054	-	4.054
Oceania	2.135	951	-	3.086	2.093	830	-	2.923	733	306	-	1.039
Altri	-	82	68	150	-	118	-	118	26	328	-	354
TOTALE	6.491	18.464	432	25.387	6.393	18.708	234	25.335	3.248	16.190	7	19.445

(a) Dati provvisori.

Fonte: MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

Fonti rinnovabili

Il consumo complessivo di fonti rinnovabili nel 2009 ha raggiunto i 19,3 Mtep con un incremento del 13,5% rispetto al 2008.

L'uso di fonti rinnovabili in campo energetico in Italia nel 2009 ha rappresentato il 10,7% del consumo totale, in aumento rispetto all'8,9% dell'anno precedente, ed è prevalentemente rivolto alla trasformazione di tali fonti in energia elettrica, per una quota pari all'80,3% del totale del consumo interno lordo di fonti rinnovabili. Tra le varie fonti rinnovabili utilizzate nel settore elettrico la fonte idrica da apporti naturali è quella preponderante, con una quota del 70,5%, seguita dalle biomasse e rifiuti solidi urbani usati in centrali termoelettriche con una quota dell'11,5%, dalla fonte eolica e fotovoltaica con una quota del 10,1% e dalla geotermia con una quota del 7,9 per cento.

La produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili è aumentata da 59,7 miliardi di kWh (TWh) nel 2008 a 67,5 TWh nel 2009, con un incremento di 7,7 TWh (+13,0%). Tale andamento è legato innanzitutto alla crescita della produzione idroelettrica da apporti naturali, con un incremento di 5,9 TWh rispetto all'anno precedente (+14,2%). La maggior produzione

idroelettrica, stante la sostanziale invarianza della capacità produttiva, è dovuta essenzialmente alla maggior disponibilità di acqua nei bacini e corsi fluviali. L'indice di producibilità idroelettrica, che misura la disponibilità di acqua per la produzione idroelettrica nell'anno in rapporto a quella media registrata negli ultimi 50 anni, per il 2009 è stato pari a 1,03 (era stato 0,91 nel 2008). La producibilità idroelettrica è risultata al di sopra della potenzialità media pluriennale.

Riguardo alle altre fonti rinnovabili utilizzate per la produzione elettrica, l'eolico ha registrato nel 2009 un incremento di 1,2 TWh (+25,2%) in ragione del proseguimento del trend di installazione di nuovi parchi eolici soprattutto nelle regioni meridionali ed insulari, mentre la produzione termoelettrica da rifiuti solidi urbani e biomasse è aumentata di 0,2 TWh (+2,9%). In contrazione, invece, la produzione geotermoelettrica per 0,17 TWh (-3,2%). Da segnalare l'incremento della produzione fotovoltaica, giunta a 0,8 TWh, sulla spinta del sistema di incentivazione tramite il Conto Energia.

L'utilizzo delle fonti rinnovabili per usi diversi dalla trasformazione in energia elettrica è prevalentemente rappresentato dall'impiego di legna da ardere e pellets per il riscaldamento nel settore civile, per un ammontare pari a 2,0 Mtep nel 2009. Da segnalare il forte sviluppo sul mercato italiano dei biocarburanti ed in particolare del biodiesel. Nel 2009, per effetto dell'obbligo di miscelazione al 3% dei carburanti impiegati si è ottenuta una immissione in consumo di circa 1,1 milioni di tonnellate di biodiesel, per la quasi totalità nel settore dei trasporti.

Energia Elettrica

La domanda di energia elettrica nel 2009 è stata – secondo i dati provvisori - pari a 317,6 TWh, in riduzione del 6,4% rispetto all'anno precedente. Tale contrazione segue la modestissima riduzione (-0,1%) già registrata nel 2008 ma rappresenta un evento unico per la sua intensità. Considerando l'andamento storico, infatti, occorre tornare al 1949 per trovare una riduzione di entità paragonabile (-8,2%) mentre nel 1975 la riduzione fu dell'1,8% ed infine nel 1981 e nel 1983 restò sotto l'1%. Da rilevare, inoltre, che il profilo negativo è stato determinato dalla sensibile riduzione della domanda che, manifestatasi a partire dall'ultimo trimestre del 2008, ha accentuato la caduta nel secondo trimestre del 2009 per poi rallentare gradualmente nei due trimestri successivi.

L'equivalente in energia primaria, necessario per far fronte alla domanda elettrica, è stato pari a 64,9 Mtep. La penetrazione elettrica – cioè il rapporto tra l'energia elettrica e i consumi energetici globali - è risultata pari al 36,0%, sostanzialmente la stessa quota del 2008 (35,8%). La domanda di energia elettrica in fonti primarie è stata coperta per il 15,1% con energia elettrica importata, per il 23,8% con le fonti idraulica, geotermica ed altre rinnovabili, e per il restante 61,1% con la trasformazione di combustibili in centrali termoelettriche. A quest'ultimo impiego sono stati destinati combustibili solidi per 10,6 Mtep (-10,6% rispetto al 2008), derivati petroliferi per 5,7 Mtep (-9,1%) e gas naturale per 23,4 Mtep (-16,3%). Riguardo al mix di combustibili, nel 2009 si è registrata una modesta riduzione della quota di gas naturale, interrompendo la tendenza più che decennale alla crescita dell'uso del gas in sostituzione dei derivati petroliferi.

L'intensità dell'energia elettrica, secondo i dati provvisori, rispetto al PIL nel 2009 (0,263 kWh/1000 €) è diminuita dell'1,5% rispetto all'anno precedente, riportandosi sui livelli del 2007.

La disponibilità di energia elettrica per il consumo (produzione lorda al netto degli apporti da pompaggio più saldo importazioni dall'estero) ha registrato nel 2009 un valore di 334,4 TWh, con una riduzione del 6,9% rispetto al 2008. In particolare, le importazioni nette dall'estero sono aumentate di 4,4 TWh (+11,0%) mentre la produzione nazionale si è ridotta di 29,2 TWh (-9,2%). In merito al movimento di energia con l'estero, la crescita delle importazioni nette è legata al venir meno dei favorevoli differenziali dei prezzi sulle borse elettriche europee registrati in alcuni periodi del 2008. Sul fronte della produzione nazionale, la riduzione ha toccato il settore geotermico (-0,2 TWh) ed in misura molto maggiore quello termoelettrico tradizionale (-35,6 TWh). In crescita la produzione da rifiuti solidi urbani e biomasse (+0,2 TWh), da eolico e fotovoltaico (+1,8 TWh) e da fonte idroelettrica (+4,5 TWh), in ragione delle favorevoli condizioni di idraulicità.

Tabella BE. 8. – BILANCIO DI COPERTURA DELL'ENERGIA ELETTRICA (miliardi di kWh)

	2006	2007	2008	2009 (a)
Produzione lorda di energia elettrica (b)	307,6	308,2	313,5	285,7
<i>di cui:</i>				
idroelettrica (b)	37,0	32,8	41,6	47,5
geotermoelettrica	5,5	5,6	5,5	5,4
RSU, biomasse, altre rinn.	9,7	11,0	12,6	14,6
termoelettrica tradizionale	255,4	258,8	253,8	218,2
Saldo import-export	45,0	46,3	40,0	44,4
Disponibilità lorda	352,6	354,5	353,5	330,1
Assorbimenti dei servizi ausiliari e perdite di pompaggio	15,2	14,6	14,0	12,5
Energia Elettrica richiesta	337,4	339,9	339,5	317,6

(a) Dati provvisori.

(b) Al netto degli apporti da pompaggio.

Fonte: TERNA

La potenza di generazione lorda installata al 31 dicembre 2009 è di 107,1 milioni di kW (GW), con un incremento di 4,8 GW rispetto al 31 dicembre 2008. Il 74% della potenza installata è di centrali termoelettriche tradizionali, pari a 78,8 GW (+2,8 GW rispetto all'anno precedente). In rapida crescita, seppur su livelli ancora marginali, i parchi eolici e gli impianti fotovoltaici, giunti rispettivamente a 4,9 GW e 1,0 GW, sulla spinta dei vari meccanismi di incentivazione legati al sistema dei Certificati Verdi ed al Conto Energia.

Gli usi finali

La domanda di energia a livello di utilizzatori finali è diminuita nel 2009 del 5,6% rispetto all'anno precedente, scendendo a 133,2 Mtep.

In seguito alle condizioni climatiche sfavorevoli, sono aumentati i consumi per usi civili (+3,5%). In crescita anche i consumi dell'agricoltura (+1,9%). In diminuzione invece i consumi del settore industriale (-19,6%) e degli usi non energetici (-14,7%), così come dei bunkeraggi (-10,1%) a causa della citata crisi economica. In leggera contrazione i consumi del settore dei

trasporti (-1,8%). La suddivisione per fonte energetica dei consumi totali evidenzia un andamento diversificato del consumo delle varie fonti di energia. Da sottolineare la diminuzione del petrolio di 3,8 Mtep (-5,5%). Di rilievo il tracollo dei combustibili solidi con una riduzione di circa il 50% soprattutto nell'industria siderurgica. Rilevante poi, la crescita delle fonti rinnovabili (+20,5%) dovuta all'aumento dell'utilizzo di legna e pellets ed alla crescita dell'impiego del biodiesel, conseguente all'obbligo di miscelazione al 3% dei carburanti consumati, in vigore per il 2009.

Per il gas naturale, pur in presenza di una riduzione nei consumi finali complessivi (-2,8%), si registra una netta diminuzione nell'industria (-15,1%), compensata da una crescita del settore civile (+9,3%).

I consumi finali di prodotti petroliferi sono diminuiti complessivamente del 5,5%, in particolare nel settore dei trasporti (-3,0%) e negli usi civili (-2,5%). La maggiore riduzione, tuttavia, si registra nell'industria (-14,6%). Anche negli usi non energetici si registra un forte calo (-13,8%) così come nei bunkeraggi (-10,1%). L'unico settore in contro tendenza, come evidenziato, è quello dell'agricoltura con una crescita del 1,8 per cento.

Tabella BE. 9. – CONSUMI FINALI DI ENERGIA (milioni di tonnellate equivalenti di petrolio)

	2008	2009 (a)					Variazioni % 2009/2008	
	TOTALE	Comb. solidi	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica		TOTALE
Industria	37,41	1,99	12,25	5,99	0,39	9,46	30,07	-19,6
Trasporti	43,68	-	0,60	40,29	1,09	0,93	42,92	-1,8
Usi civili	45,26	-	25,85	5,00	2,01	13,99	46,86	3,5
Agricoltura	3,24	-	0,14	2,43	0,24	0,49	3,30	1,9
Usi non energetici	7,76	0,08	0,57	5,98	-	-	6,62	-14,7
Bunkeraggi	3,77	-	-	3,39	-	-	3,39	-10,1
TOTALE	141,12	2,07	39,41	63,08	3,73	24,86	133,16	-5,6

(a) Dati provvisori.

Fonte: MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

Da notare nell'autotrazione la conferma della riduzione dei consumi della benzina (-4,0% da 11,0 a 10,6 Mt; Vol. III - Appendice BE. 12), avvenuta quest'anno anche in concomitanza di un calo del gasolio per autotrazione (-2,3% da 26,0 a 25,4 Mt). Si evidenzia il crollo (-24,3%) dell'impiego dell'olio combustibile, essenzialmente per usi termoelettrici (da 5,2 a 4,0 Mt).

Se si esclude il settore civile e l'agricoltura, anche i consumi di energia elettrica risultano in diminuzione (-6,5%) in tutti i settori, in particolare nel settore industria (-18,6%).

I prezzi dell'energia

Nel 2009, il prezzo medio FOB del greggio importato in Italia ha raggiunto un livello medio di 59,87 dollari/barile (Vol. III – Appendice BE. 13), in riduzione del 37% rispetto al livello medio del 2008. Tale diminuzione media, tuttavia, sottende un andamento in corso d'anno diverso nei 2 anni: il 2008, caratterizzato da aumenti anche consistenti fino ai mesi estivi

e riduzioni successive, che avevano portato il prezzo medio di dicembre alla metà di quello di gennaio; il 2009, al contrario, contraddistinto da aumenti per quasi tutto l'anno, con un prezzo a dicembre che ha superato dell'85% il prezzo di gennaio.

Nel 2009, i prezzi dei prodotti petroliferi (Vol. III – Appendice BE. 14), in analogia a quanto evidenziato sui mercati del greggio, hanno registrato rialzi consecutivi nel corso dell'anno, con piccole inversioni di tendenza nei mesi estivi ed autunnali. Unica eccezione a tale andamento è il prezzo del gasolio per riscaldamento, che ha mostrato una maggiore volatilità. A fine anno, comunque, tutti i prezzi sono risultati più elevati rispetto all'inizio. Per la benzina, il prezzo industriale medio si è attestato a dicembre su 497,38 euro/mille litri, rispetto ad un livello medio di gennaio di 364,03 euro/mille litri. Nella media dell'anno si è registrata una riduzione rispetto al 2008 del 21,2% che sui prezzi al consumo, considerando anche accisa ed IVA, si è tradotta in una contrazione media del 10,7 per cento.

Il gasolio auto – che ha registrato a dicembre un prezzo industriale medio di 505,89 euro/mille litri, rispetto ai 453,17 di gennaio – ha evidenziato in media d'anno una riduzione del prezzo industriale medio del 31,5% rispetto al 2008, che si è tradotta in un -19,5% sul prezzo medio al consumo. Andamento analogo per il gasolio da riscaldamento, che ha registrato nel 2009 una contrazione rispetto al 2008 del 31,6%, se si considera il prezzo industriale medio e del 19,8% in termini di prezzo medio al consumo, che è passato dai 449,13 di gennaio ai 498,18 euro/mille litri di dicembre.

I costi della produzione elettrica e della materia prima gas sono strettamente dipendenti dall'andamento dei prezzi delle materie prime petrolifere.

Per l'energia elettrica, i prezzi del “servizio di maggior tutela”, di riferimento per il consumatore domestico tipo, vengono calcolati trimestralmente dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con un metodo che tiene conto dei costi dell'approvvigionamento sul mercato all'ingrosso sostenuti dall'Acquirente Unico, nonché dei costi previsti per i mesi successivi.

In totale la tariffa elettrica, al netto delle imposte, è passata dai 14,76 centesimi di euro/kWh medi del 1° trimestre 2009 ai 13,95 medi del 4° trimestre 2009, con riduzioni anche consistenti nei primi tre trimestri (rispettivamente -5,1%, -2,0% e -1,0%) e invarianza nel quarto trimestre. Sul totale della tariffa, il peso del costo della materia prima (compreso nella componente PED – prezzo energia e dispacciamento) si è ridotto di circa 2 punti percentuali, passando dal 56,7% sul totale della tariffa nel primo trimestre, al 54,4% del quarto trimestre. Per quanto riguarda le altre componenti tariffarie, nel terzo trimestre dell'anno si è registrato l'aumento degli oneri generali di sistema (dal 7,3% all'8,2% della tariffa), per effetto sia dell'incremento dei costi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili che della distribuzione degli oneri generali su un volume di consumi inferiore, anche in ragione della crisi economica.

Il cosiddetto bonus sociale, in vigore dal 2009, con retroattività a tutto il 2008, viene applicato in caso di disagio economico (consumatori che dispongono di un ISEE inferiore o uguale a 7.500 euro), cui può aggiungersi il caso del disagio fisico (coloro che utilizzano nella propria abitazione apparecchiature mediche per il mantenimento in vita). Il valore del bonus è crescente secondo la numerosità dei nuclei familiari aventi diritto: per l'anno 2009 è stato compreso in una fascia che ha come minimo 58 euro per i nuclei familiari di 1-2 persone, e come massimo 130 euro per una famiglia composta da più di 4 persone e 144 euro in caso di disagio fisico.

Nell'indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività nazionale (NIC) la voce "energia elettrica" relativa ai consumi domestici, ha registrato nel 2009 una riduzione dell'1,9% (+9,7% nel 2008). Il contributo alla crescita dell'indice generale è stato sostanzialmente nullo (-0,02 punti percentuali in media d'anno).

Il Governo, con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 31 agosto 2009, ha dettato i criteri e le modalità per informare i clienti finali sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita, nonché sull'impatto ambientale della produzione che entreranno in vigore rispettivamente dal 2010 e dal 2012. Tali obblighi informativi, in capo alle imprese esercenti attività di vendita di energia elettrica, sono stati previsti anche in considerazione del sempre maggiore interesse che l'utente finale mostra in merito alle tematiche di natura ambientale e all'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili.

Nel settore del gas naturale, la tariffa media nazionale per clienti domestici al netto delle imposte è passata dai 51,08 centesimi di euro/m³ del 1° trimestre 2008 ai 40,57 centesimi di euro/m³ del 4° trimestre, riflettendo essenzialmente l'andamento dei costi della materia prima. Nel dettaglio, nei trimestri sono state registrate forti riduzioni, soprattutto nella parte centrale dell'anno (rispettivamente -1,0%, -7,4%, -7,7% e -1,2%).

Dal terzo trimestre 2009, in virtù dell'entrata in vigore del nuovo periodo regolatorio quadriennale (2009-2012) delle tariffe di distribuzione del gas, sono stati in primo luogo rivisti gli ambiti tariffari, passati dagli oltre 2000 precedenti agli attuali 6, in conseguenza dell'obiettivo del governo di rimuovere una delle principali barriere all'ingresso di nuovi operatori e, quindi, alla concorrenza. Ciò ha inciso sulle componenti tariffarie diverse dalla materia prima (che nel quarto trimestre 2009 costituiva il 47,5% del totale al netto delle imposte). In particolare, la quota di prezzo attribuibile alla distribuzione locale, è passata dal 9,4% del primo trimestre al 14,8% del quarto, per effetto delle seguenti modifiche: l'aggiunta di una nuova componente (UG2), finalizzata al contenimento della spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi; l'incremento riconducibile all'ammodernamento degli impianti, volto a migliorare sicurezza e qualità dei servizi; attività aggiuntive relative all'inclusione del servizio di misura, prima affidate ai venditori, a garanzia di una maggiore terzietà e verificabilità del servizio.

A partire dal 15 dicembre 2009, con retroattività al primo gennaio, il bonus sociale è applicabile anche alle tariffe del gas.

Nell'indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività nazionale (NIC) la voce "gas" relativa ai consumi domestici, ha registrato in media nel 2009 una riduzione dell'1,5% (rispetto al +10% del 2008). Il contributo del gas naturale alla variazione dei prezzi al consumo è stato di -0,04 punti percentuali.

Sulla base dei dati diffusi da Eurostat sugli indici dei prezzi al consumo armonizzati (IPCA), nel 2009 la voce elettricità ha evidenziato un aumento medio nell'area euro del 4,3%, rispetto alla riduzione evidenziata per l'Italia (-1,9%). Sulla media dell'area hanno pesato soprattutto gli andamenti registrati in Germania (+6,2%) e Spagna (+8,4%). Il confronto riflette il diverso lag temporale con cui gli aumenti della materia prima si traslano sul prezzo al consumo, se si considera il maggior aumento registrato in Italia nel 2008 (9,7%) rispetto a quello dell'area euro (5,1%). Per quanto riguarda la voce gas, la variazione media per il 2009 nell'area euro è stata del -3,0%, rispetto al -1,5% dell'Italia. Il risultato dell'Area ha risentito in particolare della riduzione registrata in

Spagna (-10,3%) e la differenza rilevata rispetto al dato italiano è attribuibile sostanzialmente al periodo di riferimento più lungo (rispetto all'energia elettrica) per l'aggiornamento dei prezzi del gas in Italia, che attenua in misura maggiore i picchi sia in aumento che in riduzione.

Per quel che riguarda la struttura del mercato, nel 2008, nel comparto delle disponibilità nazionali del gas l'operatore dominante aveva una quota del 66,9%, mentre i 2 maggiori concorrenti coprivano il 22,4%. La rete di trasporto del gas è gestita da 9 imprese: 3 per la rete nazionale e 8 per la rete regionale. Il principale operatore del trasporto possiede il 94% della rete e il secondo operatore amministra il 4% della rete. Per quanto riguarda le reti di distribuzione, è in atto un processo di riassetto industriale che sta portando numerose operazioni di fusione e acquisizione, con una riduzione del numero complessivo delle imprese: nel 2008 erano presenti 249 operatori (253 nel 2007), di cui 113 (117 nel 2007) nel segmento dei piccoli operatori, con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000. Si registrano aumenti nel numero dei grandi operatori - passati da 24 a 27 tra il 2007 e il 2008 - e dei piccolissimi (da 71 a 72).

Nel segmento della produzione di energia elettrica, a differenza di quanto avvenuto negli anni precedenti, nel 2008 si arresta la contrazione della quota di mercato dell'operatore dominante (31,8%). I quattro principali concorrenti riportano, invece, una riduzione delle proprie quote di mercato, a vantaggio di altri operatori di medie dimensioni o dei produttori di dimensione inferiore. Il calcolo dell'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI), con riferimento alla generazione lorda, evidenzia un'ulteriore diminuzione della concentrazione del mercato, assumendo un valore pari a 1.380 (1.440 nel 2007). Nel segmento della distribuzione, i distributori elettrici risultano essere 131, con il primo distributore del Paese che detiene una quota dell'87% dei volumi.

Nel 2008 le vendite nel mercato libero (compreso il servizio di salvaguardia) hanno raggiunto il 9% in termini di clientela. L'indice HHI a livello zonale, evidenzia un miglioramento della struttura competitiva. In particolare, livelli soddisfacenti di concentrazione ($HHI < 1.800$) si registrano soprattutto nella macrozona Nord, mentre miglioramenti si registrano al Sud, dove tuttavia permangono problemi di dotazioni infrastrutturali (Sicilia e Sardegna), che di fatto impediscono all'indice HHI di assumere valori inferiori alla soglia di 1.800.

PAGINA BIANCA