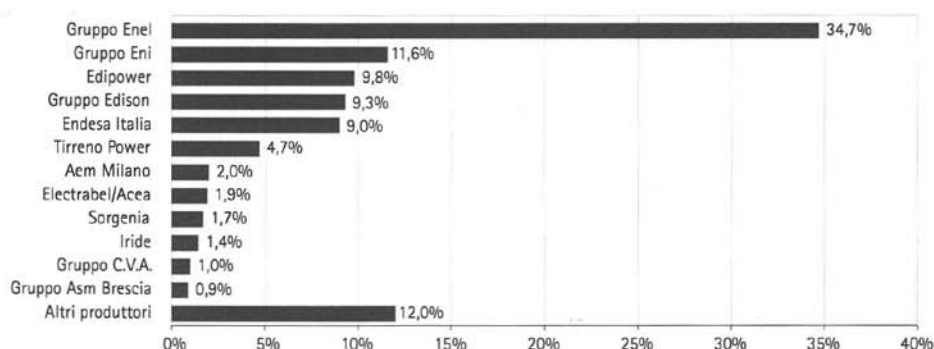


XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

FIG. 2.4

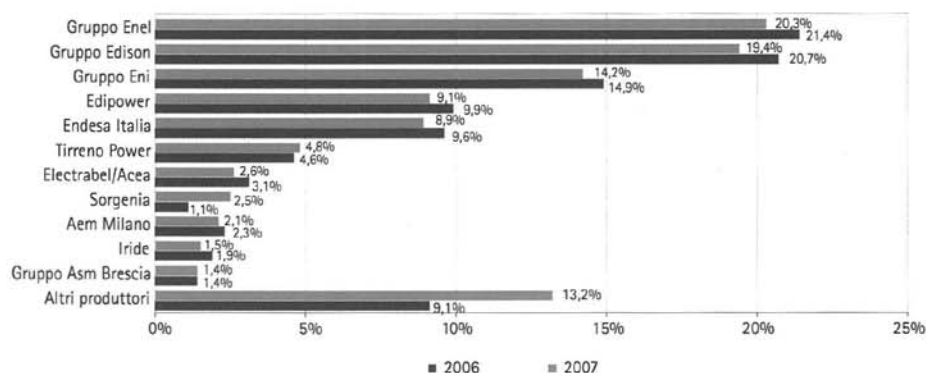
Contributo dei principali operatori alla produzione di energia elettrica destinata al consumo

Dati in percentuale; anno 2007



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.5

Contributo dei principali operatori alla generazione termoelettrica da gas naturaleConfronto 2006-2007;
dati in percentuale

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.4

Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione rinnovabile per fonte

Dati in percentuale, anno 2007

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	BIOMASSA, BIOGAS E RIFIUTI
Gruppo Enel	43,7	100,0	11,4	0,8
Gruppo Edison	8,3	0,0	12,6	0,0
Gruppo C.V.A.	8,0	0,0	0,0	0,0
Endesa Italia	4,0	0,0	2,2	0,0
Edipower	5,2	0,0	0,0	0,0
Aem Milano	4,4	0,0	0,0	0,0
International Power	0,0	0,0	24	0,0
IVPC	0,0	0,0	9,2	0,0
Gruppo Asm Brescia	0,1	0,0	0,0	6,7
Iride	1,9	0,0	0,0	0,0
Electrabel/Acea	0,7	0,0	0,4	0,0
Amsa Holding	0,0	0,0	0,0	5,4
Api	0,0	0,0	0,0	6,4
Altri operatori	23,7	0,02	40,2	80,7
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Primo operatore nel settore della produzione di energia eolica è la società International Power, mentre il gruppo Asm Brescia Spa (ora A2A Spa) si conferma il primo produttore di energia da biomassa, biogas e rifiuti con una quota del 6,7% circa. A seguire le società Amsa Holding Spa e Api Spa. Questo segmento si caratterizza per una presenza significativa di imprese di piccole dimensioni che detengono esigue quote di mercato.

Produzione incentivata: energia fotovoltaica

In Italia, dal settembre 2005, è attivo il meccanismo d'incentivazione in "Conto Energia" per promuovere la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici; in particolare, il Conto Energia prevede tariffe incentivanti per l'energia prodotta da tali impianti per un periodo di venti anni. Questo meccanismo, già previsto dal decreto legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003, è diventato operativo in seguito all'entrata in vigore dei decreti attuativi del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 del Ministero dello sviluppo economico e del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

Il 19 febbraio 2007, i Ministeri dello sviluppo economico e dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare hanno emesso un nuovo decreto ministeriale che ha introdotto radicali modifiche e semplificazioni allo schema originario. Il nuovo decreto è diventato operativo dopo la pubblicazione della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 90 dell'11 aprile 2007, che ha definito le condizioni e le modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti.

Le modifiche più significative rispetto alla precedente disciplina riguardano:

- l'abolizione della fase istruttoria preliminare all'ammissione alle tariffe incentivanti; in base al nuovo decreto,

infatti, la richiesta di incentivo deve essere inviata al GSE solo dopo l'entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici;

- l'abolizione del limite annuo di potenza incentivabile, sostituito da un limite massimo cumulato della potenza incentivabile, pari a 1.200 MW;
- una maggiore articolazione delle tariffe, con l'intento di favorire le installazioni di piccola taglia architettonicamente integrate in strutture o edifici³;
- l'introduzione di un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia.

Il decreto del 2007 ha stabilito inoltre il superamento di due vincoli tecnici introdotti dai precedenti decreti:

- il limite di 1.000 kW, quale potenza massima incentivabile per un singolo impianto;
- le limitazioni all'utilizzo della tecnologia fotovoltaica a film sottile, molto utilizzata nell'ambito dell'integrazione architettonica.

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 2.5. Le tariffe sono erogate per un periodo di venti 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 che entreranno in esercizio dall'1 gennaio 2009 al 31 dicembre 2010, i valori indicati nella tavola 2.5 saranno decurtati del 2% per ciascuno degli anni di calendario

³ Il decreto del febbraio 2007, in particolare, definisce tre tipologie d'integrazione ai fini della determinazione della tariffa incentivante da riconoscere a ciascun impianto fotovoltaico:

1. impianto non integrato;
2. impianto parzialmente integrato;
3. impianto con integrazione architettonica.

L'impianto fotovoltaico non integrato è l'impianto con moduli installati al suolo, ovvero collocati sugli elementi di arredo urbano e viario, sulle superfici esterne degli involucri degli edifici, di fabbricati e strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione con modalità diverse da quelle previste per le tipologie 2 e 3. Per il riconoscimento della parziale integrazione l'Allegato 2 del citato decreto ministeriale descrive tre specifiche tipologie d'intervento, mentre per il riconoscimento dell'integrazione architettonica l'Allegato 3 del decreto descrive dieci specifiche tipologie d'intervento. Il GSE ha pubblicato una guida agli interventi validi ai fini del riconoscimento dell'integrazione architettonica, illustrando in apposite schede le tredici tipologie specifiche d'interventi e definendo i requisiti minimi, funzionali e architettonici che ciascun impianto dovrà soddisfare per ottenere il riconoscimento della parziale o totale integrazione architettonica.

TAV. 2.5

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

POTENZA NOMINALE (kW)	TIPOLOGIA DI IMPIANTO FOTOVOLTAICO		
	NON INTEGRATO (c€)	PARZIALMENTE INTEGRATO (c€)	INTEGRATO (c€)
$1 \leq P \leq 3$	0,40	0,44	0,49
$3 < P \leq 20$	0,38	0,42	0,46
$P > 20$	0,36	0,40	0,44

Fonte: GSE.

successivi al 2008, rimanendo poi costanti per il periodo di venti anni di erogazione dell'incentivo. I Ministeri dello sviluppo economico e dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ridefiniranno con successivi decreti le tariffe incentivanti per gli impianti che entreranno in esercizio negli anni successivi al 2010.

Si evidenzia che gli impianti fotovoltaici fino a 20 kW operanti in regime di scambio sul posto, nel caso si effettuino interventi di efficienza energetica sull'edificio al quale tali impianti sono asserviti tali da comportare una riduzione di almeno il 10% del fabbisogno di energia primaria dell'edificio stesso, hanno diritto 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%).

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 n. 280 del 6 novembre 2007.

Lo scambio sul posto, disciplinato dalla delibera dell'Autorità n. 28 del 10 febbraio 2006, rappresenta una alternativa alla vendita dell'energia prodotta e immessa dall'impianto. Questo servizio, che può essere erogato dal gestore di rete locale solo per gli impianti con una potenza sino a 20 kW⁴, consiste nell'operare un saldo annuo tra l'energia elettrica immessa in rete e l'energia elettrica prelevata dalla rete (*net*

metering) nel caso in cui il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica dalla rete coincidano. Qualora il saldo annuale risulti maggiore di zero, questo è riportato a credito per la compensazione, in energia, di un eventuale saldo negativo relativo all'anno successivo. Il saldo positivo di un dato anno, può essere utilizzato a compensazione di eventuali saldi negativi per un massimo di 3 anni: se la compensazione in energia non viene effettuata entro il terzo anno successivo a quello in cui viene maturato il credito, questo viene annullato.

Si sottolinea che, contrariamente a quanto stabilito per il vecchio conto energia, per gli impianti fino a 20 kW che si avvalgano del servizio di scambio sul posto, il decreto del 2007 riconosce la tariffa incentivante alla totalità dell'energia elettrica prodotta e non solo a quella autoconsumata.

Nella tavola 2.6 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 2.7 si dà evidenza delle analoghe informazioni relative agli impianti incentivati sulla base del secondo Conto Energia. La Lombardia registra il maggior numero di iniziative, complessivamente pari a 1.817, e il maggior livello di potenza installata, di poco inferiore a 14 MW, seguita dalla Puglia (11,7 MW), dal Trentino Alto Adige (10,6 MW), dall'Emilia Romagna (10,2 MW) e dalla Toscana (7,9 MW).

Relativamente al nuovo Conto Energia, occorre inoltre evidenziare che, all'1 maggio 2008, la maggioranza degli impianti, tanto in termini di numerosità quanto di potenza, ricade nella categoria delle installazioni "parzialmente integrate".

⁴ La legge n. 244 del 24 dicembre 2007 ha esteso a 200 kW la potenza massima fino a cui gli impianti alimentati a fonti rinnovabili potranno accedere allo scambio sul posto. Tale norma sarà operativa dopo la pubblicazione di una delibera dell'Autorità che dovrà ridefinire le regole e le modalità per usufruire di questo servizio.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

	CLASSE 1		CLASSE 2		CLASSE 3		TOTALE	
	1kW ≤ P ≤ 20kW		20kW < P ≤ 50kW		50kW < P ≤ 1.000kW			
	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)
VALLE D'AOSTA	-	-	1	46	-	-	1	46
PIEMONTE	206	1.445	49	1.950	3	1.147	258	4.542
LIGURIA	89	431	3	149	-	-	92	580
LOMBARDIA	596	3.327	57	2.365	3	235	656	5.928
TRENTINO ALTO ADIGE	164	1.010	60	2.595	8	3.698	232	7.303
VENETO	387	2.322	41	1.608	1	74	429	4.004
FRIULI VENEZIA GIULIA	202	1.058	5	230	1	509	208	1.797
EMILIA ROMAGNA	447	2.386	84	3.558	3	412	534	6.356
TOSCANA	227	1.679	22	920	3	2.080	252	4.679
LAZIO	268	1.711	25	1.149	1	470	294	3.330
MARCHE	221	1.373	26	1.114	2	210	249	2.697
UMBRIA	151	1.173	51	2.183	2	560	204	3.916
ABRUZZO	54	459	20	931	1	212	75	1.602
MOLISE	11	80	1	30	-	-	12	110
CAMPANIA	97	885	11	515	1	996	109	2.396
PUGLIA	297	1.775	45	2.110	8	5.920	350	9.805
BASILICATA	48	470	8	338	1	84	57	892
CALABRIA	69	500	7	330	5	4.407	81	5.237
SICILIA	216	1.224	13	637	4	3.083	233	4.943
SARDEGNA	90	525	2	99	3	2.992	95	3.616
TOTALE ITALIA	3.840	23.834	531	22.856	50	27.088	4.421	73.778

Fonte: GSE.

TAV. 2.6

Il primo Conto Energia (DM 28/07/2005 e 06/02/2006)

Impianti in esercizio all'1 maggio 2008

	CLASSE 1		CLASSE 2		CLASSE 3		TOTALE	
	1kW ≤ P ≤ 3kW		3kW < P ≤ 20kW		P > 20kW			
	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)
VALLE D'AOSTA	2	5	4	65	-	-	6	70
PIEMONTE	359	923	185	1.442	12	671	556	3.037
LIGURIA	58	141	21	124	1	46	80	311
LOMBARDIA	687	1.709	448	3.258	26	3.030	1.161	7.997
TRENTINO ALTO ADIGE	152	401	147	1.353	25	1.516	324	3.270
VENETO	387	1.007	221	1.448	6	206	614	2.662
FRIULI VENEZIA GIULIA	137	364	130	777	5	248	272	1.389
EMILIA ROMAGNA	498	1.274	226	1.777	10	770	734	3.822
TOSCANA	327	821	195	1.628	8	746	530	3.195
LAZIO	206	525	111	717	6	315	323	1.557
MARCHE	143	369	57	439	5	385	205	1.193
UMBRIA	44	113	34	271	3	1.179	81	1.563
ABRUZZO	37	90	47	307	2	80	86	476
MOLISE	5	14	6	31	-	-	11	45
CAMPANIA	53	137	33	245	1	30	87	412
PUGLIA	236	598	160	1.094	5	216	401	1.908
BASILICATA	13	37	17	133	1	49	31	219
CALABRIA	31	87	43	362	2	68	76	517
SICILIA	140	364	89	675	-	-	229	1.038
SARDEGNA	130	349	31	198	-	-	161	547
TOTALE ITALIA	3.645	9.329	2.205	16.344	118	9.557	5.968	35.229

Fonte: GSE.

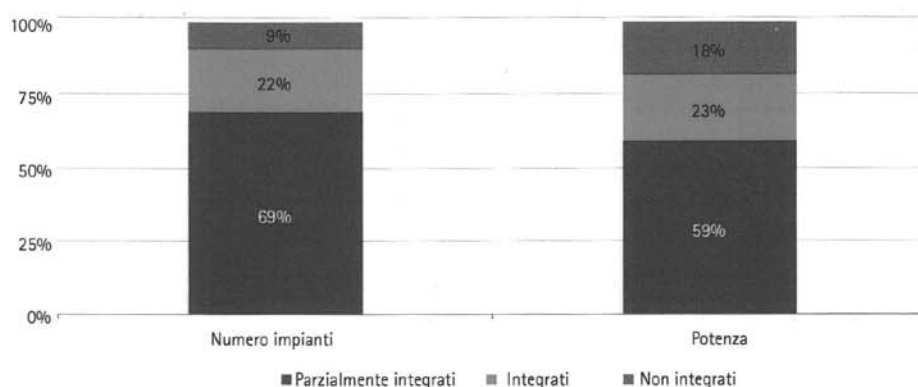
TAV. 2.7

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

Impianti in esercizio all'1 maggio 2008

FIG. 2.6

**Il nuovo Conto Energia:
ripartizione percentuale
per tipologia di impianti**
Impianti in esercizio
all'1 maggio 2008



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Produzione incentivata: energia CIP6 e altri ritiri obbligati

Nel 2007 l'energia elettrica ritirata dal GSE ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, è risultata pari a 46.577 GWh, corrispondente al 15,4% della produzione nazionale.

I ritiri obbligati, che hanno riguardato quasi interamente energia prodotta in impianti in convenzione CIP6, si sono ridotti di circa 2,5 TWh rispetto all'anno precedente, a seguito di una

diminuzione di energia in convenzione per circa 1,9 TWh e di una diminuzione di circa 0,6 TWh di energia ritirata ai sensi della delibera n. 108 del 28 ottobre 1997.

L'analisi di dettaglio dell'energia assimilata che beneficia dell'incentivazione CIP6 evidenzia come la riduzione complessiva registrata nel 2007, pari a 0,8 TWh, sia stata determinata in gran parte dalla diminuzione dell'energia elettrica prodotta da impianti nuovi che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi, mentre l'energia generata da impianti esistenti risulta

TAV. 2.8

Ritiri obbligati del GSE
GWh

	2003	2004	2005	2006	2007
CIP6	50.361	52.398	50.296	48.340	46.462
di cui assimilata	40.723	42.268	40.463	39.068	38.268
di cui rinnovabile	9.638	10.131	9.833	9.272	8.194
Delibera n. 108/97	1.140	1.218	966	689	115
Delibera n. 62/02	2.411	3.064	-	-	-
Totale	53.912	56.680	51.262	49.029	46.577

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.9

**Dettaglio dei ritiri
di energia da fonti
assimilate negli anni
2003-2007**
GWh

	2003	2004	2005	2006	2007
Impianti nuovi	33.963	34.182	25.097	20.465	16.935
di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	16.530	17.773	12.891	13.290	12.929
di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	17.433	16.409	12.206	7.175	4.006
Impianti esistenti	6.760	8.086	15.366	18.603	21.333
Totale	40.723	42.268	40.463	39.068	38.268

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

essere aumentata di circa 2,7 TWh nel corso dell'anno.

L'energia assimilata in convenzione CIP6 ha rappresentato nel 2007 il 15% circa della produzione termoelettrica nazionale.

La riduzione della produzione CIP6 da fonti rinnovabili registrata nel 2007, pari a circa 1,1 TWh, è invece stata determinata in prevalenza da una diminuzione della generazione da impianti nuovi idroelettrici a serbatoio, a bacino e fluenti con potenza oltre 3 MW (-0,4 TWh) e della generazione da impianti nuovi eolici e geotermici (-0,3 TWh).

Le convenzioni CIP6 relative a impianti per la produzione di energia rinnovabile hanno ricoperto il 16,7% della generazione complessiva da fonti rinnovabili, in diminuzione rispetto al 18% circa del 2006.

Nel 2007 i costi totali dei ritiri obbligati del GSE, evidenziati nella tavola 2.11, sono stimabili in 5,3 miliardi di euro, in gran parte (circa il 71%) legati alla remunerazione dell'energia CIP6 prodotta da impianti assimilati.

I ricavi connessi, derivanti principalmente dalla vendita dell'ener-

gia elettrica sul mercato del giorno prima (MGP) al netto dei corrispettivi inerenti i contratti per differenze e gli oneri di sbilanciamento, sono risultati pari a circa 2,8 miliardi di euro, in aumento di poco meno di 100 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Il costo da recuperare in tariffa, pari alla differenza tra costi e ricavi legati ai ritiri obbligati, è risultato pari a circa 2,4 miliardi di euro, in significativa diminuzione rispetto al 2006 (3,7 miliardi di euro). Nella tavola 2.12 si presenta il dettaglio dei costi relativi alle fonti assimilate e rinnovabili incentivate dal meccanismo CIP6, per tipologia di produzione. La riduzione dei costi relativi alle fonti assimilate rispetto al 2006, superiore a 600 milioni di euro, risulta in buona parte da una diminuzione dei costi per i ritiri di energia prodotta da impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi, dell'ordine di 400 milioni di euro; tale riduzione è scaturita tanto da una diminuzione delle quantità ritirate, quanto da una diminuzione della remunerazione unitaria, di circa il 12%.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, la riduzione dei costi, di poco inferiore a 300 milioni di euro, ha riguardato in pre-

	2003	2004	2005	2006	2007
Impianti nuovi	9.547	10.031	9.685	8.958	7.858
di cui impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	1.450	1.397	1.181	987	591
di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	383	334	184	137	88
di cui impianti eolici e geotermici	3.850	3.418	3.040	2.566	2.217
di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	3.666	4.648	5.084	5.198	4.949
di cui impianti idroelettrici potenziati	199	234	196	70	13
Impianti esistenti	90	100	148	314	337
Totale	9.638	10.131	9.833	9.272	8.194

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.10

**Dettaglio dei ritiri
di energia da fonti
rinnovabili negli anni
2003-2007**

GWh

COSTI E RICAVI	VALORE
Remunerazione impianti assimilati	3.746,5
Remunerazione impianti rinnovabili	1.476,7
Totale remunerazione energia CIP6	5.223,2
Altri costi di misura e trasporto per energia CIP6	13,9
Costi delibera n. 34/05 (acquisti GSE)	9,0
Remunerazione energia delibera n. 108/97	11,5
Totale costi ritiri	5.257,7
Ricavi da cessione energia	2.834,6
Ricavi da cessione certificati verdi	-0,1
Totale ricavi	2.834,5
Costo da recuperare in tariffa (componente A₃)	2.423,2

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.11

**Costi e ricavi dei ritiri
obbligati nel 2007**

Milioni di euro

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.12

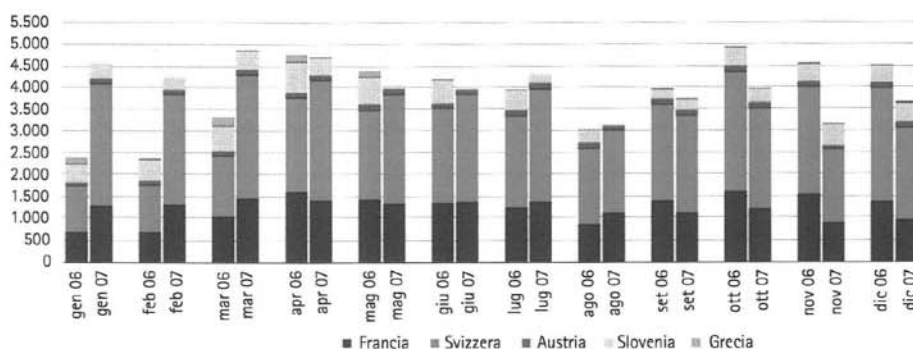
Dettaglio costi e quantità
per fonte dell'energia
CIP6 incentivata
nel 2007

	REMUNERAZIONE TOTALE (MILIONI DI EURO)	QUANTITÀ (GWh)	REMUNERAZIONE UNITARIA (€/MWh)
Fonti assimilate	3.746,5	38.268	97,9
Fonti assimilate nuove	1.949,7	16.935	115,1
di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	1.565,0	12.929	121,0
di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	384,6	4.006	96,0
Fonti assimilate esistenti	1.796,8	21.333	84,2
Fonti rinnovabili	1.476,7	8.194	180,2
Fonti rinnovabili nuove	1.447,2	7.858	184,2
di cui impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	81,6	591	138,1
di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	10,8	88	123,4
di cui impianti eolici e geotermici	323,2	2.217	145,8
di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	1.030,3	4.949	208,2
di cui impianti idroelettrici potenziati	1,3	13	100,1
Fonti rinnovabili esistenti	29,5	337	87,4
TOTALE	5.223,2	46.462	112,4

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

FIG. 2.7

Importazioni di energia
elettrica per frontiera
nel 2006 e nel 2007
GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

valenza i ritiri di energia da impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU (rifiuti solidi urbani) e impianti a questi equiparati, per un ammontare di circa 100 milioni di euro, e i ritiri di energia idroelettrica, per circa 90 milioni di euro. Anche in questo caso tale riduzione è derivata sia da una diminuzione delle quantità ritirate, sia da una diminuzione della remunerazione unitaria.

Importazioni

Il saldo estero per il 2007 è ammontato a 45.930 GWh quale

differenza tra le importazioni pari a 48.570 GWh (+4,2%) e le esportazioni pari a 2.640 GWh (+63,9%). Rispetto al 2006 il saldo estero è diminuito del 2,1%; esso ha garantito nel 2007 la copertura del fabbisogno nella misura del 13,5%.

Le importazioni dalla Svizzera sono aumentate del 20,6%, mentre quelle dalla Slovenia e dalla Grecia sono diminuite rispettivamente del 40,4% e dell'82,6%.

Per quanto riguarda le esportazioni, l'aumento dei flussi è stato determinato principalmente dal contributo della Grecia (1.134 GWh) e della Slovenia (289 GWh), come evidenziato nella figura 2.8.

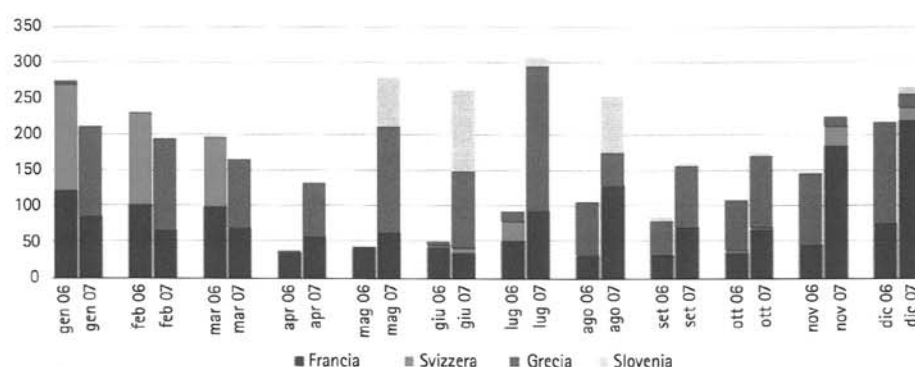


FIG. 2.8

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2006 e nel 2007
GWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

Nel novembre 2005, con la trasformazione della società Terna è divenuta operativa la riunificazione di proprietà e gestione della Rete di trasmissione nazionale (RTN).

Terna è una società per azioni quotata in borsa; attualmente l'azionista di maggioranza relativa è la Cassa depositi e prestiti, che detiene il 29,99% del pacchetto azionario.

La società è proprietaria di oltre il 98% della RTN, disponendo di circa 39.500 km di linee, 366 stazioni di trasformazione e smistamento e 3 centri di teleconduzione.

La quota di infrastrutture detenuta da Terna è significativamente aumentata nel corso del 2006 con l'acquisizione, attraverso la società interamente controllata Rete Trasmissione Locale R.T.L. Spa, dell'intero capitale sociale di Edison Rete Spa e il 99,99% del capitale di Aem Trasmissione Spa. Nel 2007 ha anche acquisito l'intero capitale di Aem Trasporto Energia Srl Torino.

Nel gennaio 2007 Terna ha diffuso il Piano di sviluppo 2007-2016 della rete elettrica di trasmissione nazionale, soggetto all'approvazione del Ministero dello sviluppo economico. Il

Piano si pone l'obiettivo di incrementare l'interconnessione con l'estero e di ridurre le congestioni di rete.

Nel Piano di sviluppo 2008, si propone un'analisi delle criticità attuali e future della rete e l'individuazione dei principali interventi di sviluppo. Tali interventi sono stati classificati in base ai benefici prevalenti a essi associati: adeguatezza del sistema per la copertura del fabbisogno, sicurezza di esercizio della rete, riduzione delle congestioni, miglioramento della qualità del servizio.

Distribuzione

Il decreto legislativo n. 79/99, prevedendo il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ambito comunale e attribuendo alle società partecipate dagli enti locali la facoltà di chiedere all'ex monopolista Enel Spa la cessione dei rami d'azienda operanti l'attività di distribuzione nel territorio comunale, ha dato il via un processo di graduale razionalizzazione dell'attività, ormai in via di esaurimento.

Nella tavola 2.13 è rappresentata la distribuzione territoriale dei gestori e delle reti di distribuzione per tipologia di rete

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

come emerge dai dati raccolti dall'Autorità presso i distributori. È interessante notare l'elevato numero di distributori della regione Trentino Alto Adige a fronte di una rete che, in termini di lunghezza, rappresenta il 2% circa del totale nazionale. Nella tavola 2.14 vengono riportate le quote percentuali dei principali gruppi operanti nella distribuzione di energia elettrica nell'anno 2007.

Enel risulta il maggior operatore, con l'86% circa dei volumi distribuiti, seguito dagli altri operatori che detengono invece

quote marginali.

Nella tavola 2.15 si riporta l'attività dei distributori suddivisa per numero di punti di prelievo con relativi volumi distribuiti, punti di prelievo e volumi medi per operatore.

Gli operatori con più di 500.000 clienti sono Enel, Electrabel/Acea, Aem Milano Spa e Iride Spa, mentre da segnalare il gran numero, ben 52, con meno di 1.000 clienti. Dieci di questi 52 operatori hanno meno di 100 punti di prelievo.

TAV. 2.13

Lunghezza delle reti
di distribuzione
al 31 dicembre 2007

REGIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE (km)	MEDIA TENSIONE (km)	BASSA TENSIONE (km)	NUMERO DISTRIBUTORI ^(A)
Val d'Aosta	56	1.483	2.547	3
Piemonte	1.497	28.061	63.263	6
Liguria	832	6.981	21.080	2
Lombardia	3.524	40.700	81.292	14
Trentino Alto Adige	497	7.904	14.744	70
Veneto	2.200	26.051	60.888	3
Friuli Venezia Giulia	539	7.976	14.517	5
Emilia Romagna	1.923	31.287	66.257	3
Toscana	1.154	26.200	57.299	2
Lazio	1.776	27.964	64.160	5
Marche	565	11.487	29.490	6
Umbria	57	8.512	20.084	2
Abruzzo	531	9.719	24.847	4
Molise	45	3.602	7.696	1
Campania	1.215	23.984	58.155	3
Puglia	1.719	28.396	59.514	3
Basilicata	629	9.755	14.659	1
Calabria	489	17.579	40.592	1
Sicilia	1.161	35.755	74.156	10
Sardegna	498	17.687	32.931	5
TOTALE	20.907	371.083	808.171	149

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.14

Distribuzione di energia
elettrica per gruppo
societario nel 2007

Volumi distribuiti

GRUPPO	GWh	QUOTA % SU TOTALE
Enel	254.671	86,4
Electrabel/Acea	10.616	3,6
Aem Milano	7.526	2,6
Asm Brescia	4.506	1,5
Iride	3.412	1,2
Trentino Servizi	2.263	0,8
Hera	2.237	0,8
Agsm Verona	1.928	0,7
Altri operatori	7.764	2,4
TOTALE	294.923	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

CLASSI DI NUMEROSITÀ DEI PUNTI DI PRELIEVO	NUMERO OPERATORI	VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	VOLUME MEDIO PER OPERATORE (GWh)	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO MEDIO PER OPERATORE
> 500.000	4	276.225	33.482.844	69.056	8.370.711
100.000 -500.000	7	13.239	1.272.778	1.891	181.825
50.000 -100.000	2	1.481	131.797	740	65.899
20.000 -50.000	10	2.070	307.288	207	30.729
5.000 -20.000	21	1.265	213.675	60	10.175
1.000 -5.000 i	42	567	97.500	14	2.321
< 1.000	52	75	20.323	1	391
TOTALE	138	294.922	35.526.205	2137	257.436

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.15

**Attività dei
distributori**

Anno 2007

Mercato all'ingrosso

Il mercato regolamentato gestito dal GME si suddivide in due sottomercati: il mercato del giorno prima (MGP), in cui si scambiano blocchi orari di energia per il giorno successivo, e il mercato di aggiustamento (MA), che consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita.

Successivamente a questi vi è il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) in cui prima il GRTN (Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa) e ora Terna si approvvigionano delle risorse necessarie all'esercizio dell'attività di trasmissione e dispacciamento e alla garanzia di sicurezza del sistema elettrico.

La disciplina del dispacciamento a regime prevede la partecipazione attiva della domanda in tutti questi mercati, ma le disposizioni transitorie per l'anno 2006, prorogate per l'anno 2007 e 2008, stabiliscono che essa partecipi solamente al MGP. La partecipazione della domanda al solo MGP ha reso necessario attivare meccanismi transitori per compensare la ridotta flessibilità di negoziazione dovuta all'impossibilità di partecipare al MA e al MSD. Questi meccanismi sono rappresentati da:

- lo sbilanciamento a programma, che consente ai soggetti titolari di contratti conclusi al di fuori del sistema delle

offerte di presentare programmi di immissione e prelievo non bilanciati sul MGP;

- la Piattaforma di aggiustamento bilaterale per la domanda (PAB), nella quale si possono effettuare scambi orari bilanciati di energia elettrica tra gli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica.

Un elemento che apporta ulteriore flessibilità al sistema è l'entrata in vigore, da maggio 2007, della Piattaforma conti energia (PCE) che, in pratica, sostituisce la precedente Piattaforma bilaterali. Le modalità di funzionamento della PCE sono normate dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111 (e successive modifiche e integrazioni) e dal Regolamento emanato dal GME.

Per l'anno 2007, è stato previsto un abbassamento della soglia di tolleranza per le penali di sbilanciamento, che passa dal 7% per l'anno 2006 al 3% per il 2007. Questo meccanismo, finalizzato ad agevolare gli operatori nella fase di programmazione della domanda, non risulta essere compatibile con l'assetto definitivo del mercato, per cui, a regime, dovrebbe essere rimosso. In realtà con delibera 28 dicembre 2007, n. 350, l'Autorità ha deciso di mantenere invariate per il 2008 le modalità di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento previste transitoriamente per il 2007.

Per consentire alla domanda il necessario tempo di apprendimento al fine di gestire in modo efficiente le proprie negoziazioni sul MGP, è stato inoltre previsto nella disciplina del mercato elettrico che Terna potesse presentare offerte integrative sul MGP per far sì che il livello di domanda risultante dal MGP non si discostasse di più del 5% in valore assoluto dalle proprie previsioni. Con riferimento all'anno 2007 tale meccanismo è stato prorogato con una soglia del 2%.

Insieme alla conferma delle fasce di tolleranza, la delibera n. 350/07 prevede, anche per l'anno 2008, la possibilità per Terna di presentare offerte integrative al fine di contenere i costi relativi all'approvvigionamento delle risorse del dispacciamento. Il meccanismo delle offerte integrative non è ritenuto compatibile con l'apertura del mercato di aggiustamento alla domanda, la quale, per questo motivo, viene rinviata a dopo il 2008.

Borsa elettrica: domanda

La domanda di energia elettrica nel Sistema Italia nel 2007 è stata pari a 329,9 TWh, con una crescita dello 0,05% rispetto al 2006. La domanda nazionale è aumentata dello 0,3% con incrementi a livello zonale abbastanza contenuti: il più elevato risulta essere quello relativo alla zona Sud (1,3%) mentre si rileva una diminuzione del 6,3% nella macrozona Sardegna. L'andamento degli acquisti dalle zone estere, in controtendenza rispetto al 2006, presenta un decremento pari all'8,6%.

Si evidenzia inoltre una flessione della domanda nel primo trimestre 2007 (-4,4%) rispetto al medesimo periodo per l'anno

2006. Tale riduzione risulta essere particolarmente consistente nel mese di marzo (-5,7%).

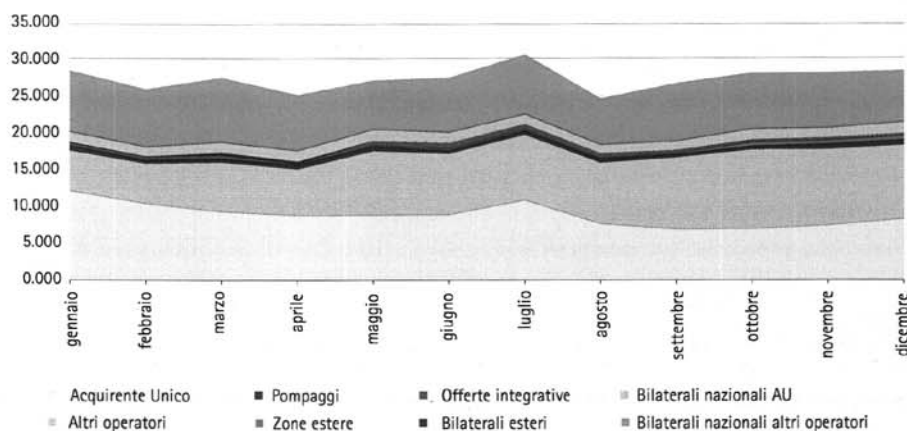
Le operazioni sulla borsa elettrica hanno raggiunto i 221,3 TWh, in aumento del 12,6% rispetto all'anno precedente; di conseguenza risulta aumentata anche la liquidità media del mercato pari per il 2007 a 67,1% contro il 59,6% del 2006. L'aumento della liquidità, che può essere interpretato come il segnale di maggiore competitività sulla borsa, è essenzialmente imputabile all'incremento delle transazioni sia dal lato vendita sia dal lato acquisto da parte di operatori non istituzionali (diversi dall'Acquirente Unico, dal GSE e da Terna) che si concentrano soprattutto nel secondo semestre del 2007. Un ulteriore elemento che ha sostenuto l'incremento dei volumi scambiati in borsa rispetto ai volumi complessivamente scambiati nel Sistema Italia, è stata la crescita delle transazioni sulle zone estere e, limitatamente ai mesi di ottobre, novembre e dicembre, l'aumento delle esportazioni dovuto a un considerevole incremento dei prezzi delle principali borse europee (soprattutto in Francia su Powernext).

In ragione della progressiva contrazione del mercato vincolato e della completa liberalizzazione del settore della vendita dal 1° luglio 2007, la domanda espressa dalla società Acquirente Unico si è ulteriormente ridotta rispetto all'anno precedente del 19,4%. Questa tendenza è stata al contempo bilanciata da un sostanziale aumento della domanda da parte degli altri operatori che risulta essere pari a 99,76 TWh contro i 49,7 TWh dell'anno 2006.

La domanda sottostante i contratti bilaterali subisce una riduzione complessiva del 18,5% sul 2006 risultando pari a

FIG. 2.9

Andamento mensile della
domanda di energia
elettrica nel 2007
GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

108,7 TWh. Questa riduzione interessa in modo particolare le contrattazioni bilaterali con l'estero che risultano diminuite del 43,1% rispetto al 2006 e in misura solo relativamente minore i contratti bilaterali conclusi dall'Acquirente Unico (-23,1%) e quelli conclusi da operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico (-17,3%).

Borsa elettrica: offerta

L'andamento dei volumi offerti in Borsa evidenzia una crescita del 15,7% rispetto al 2006 delle offerte degli operatori

nazionali che, per l'intero 2007, ammontano complessivamente a 143 TWh. A ciò si aggiunge un'ulteriore crescita del peso dell'offerta estera complessivamente pari a 8,8 TWh, che si distribuisce in maniera omogenea nell'arco dei 12 mesi. Soltanto l'offerta da parte dei soggetti titolari di impianti CIP6 presenta una lieve diminuzione per un totale di circa 3 TWh.

Gli sbilanciamenti a programma sono stati pari a 10,6 TWh, in netta diminuzione rispetto all'anno precedente (-22%). Tale decremento è imputabile in larga misura all'entrata in vigore della PCE.

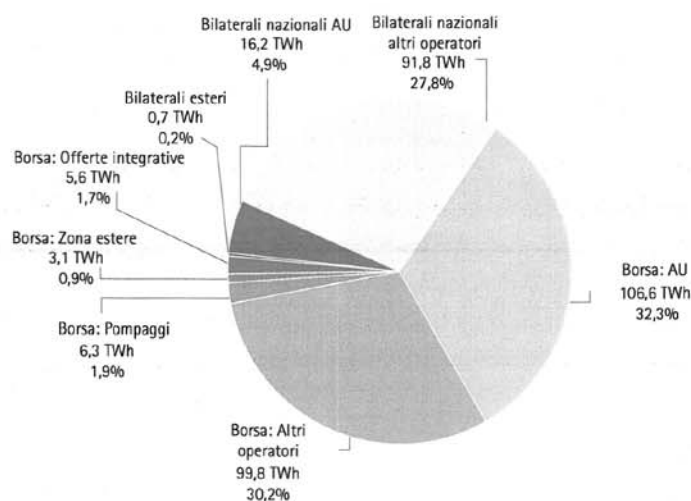


FIG. 2.10

Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

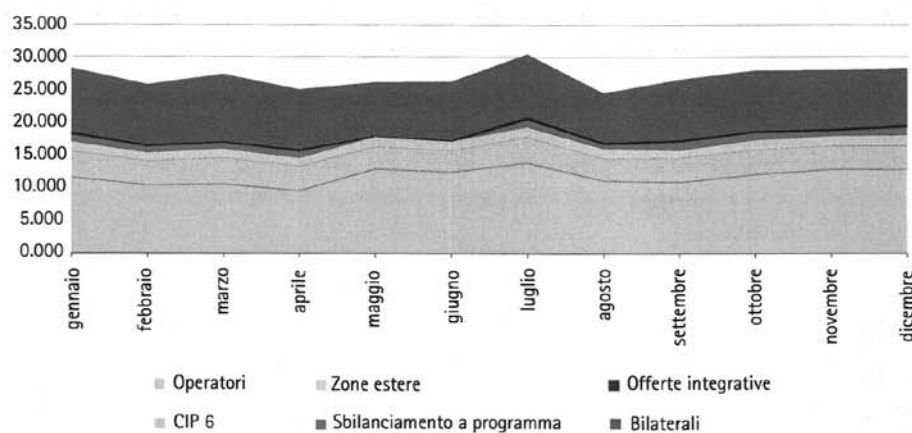


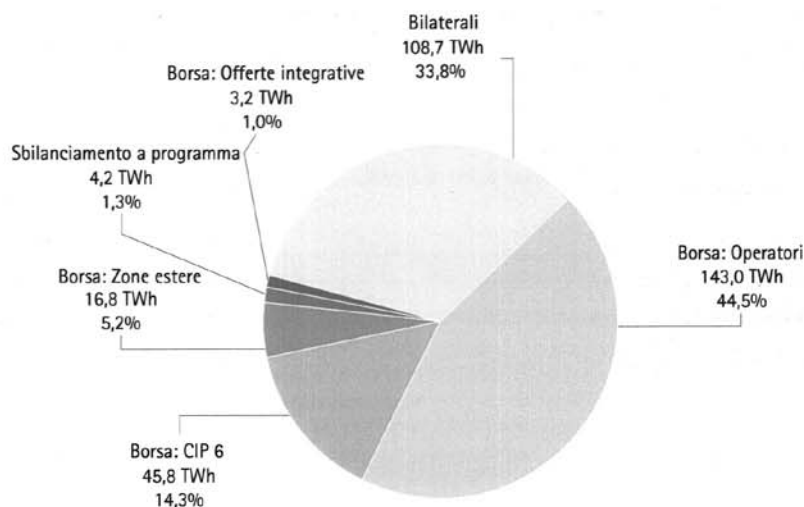
FIG. 2.11

Andamento mensile dell'offerta di energia elettrica nel 2007
GWh

Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.12

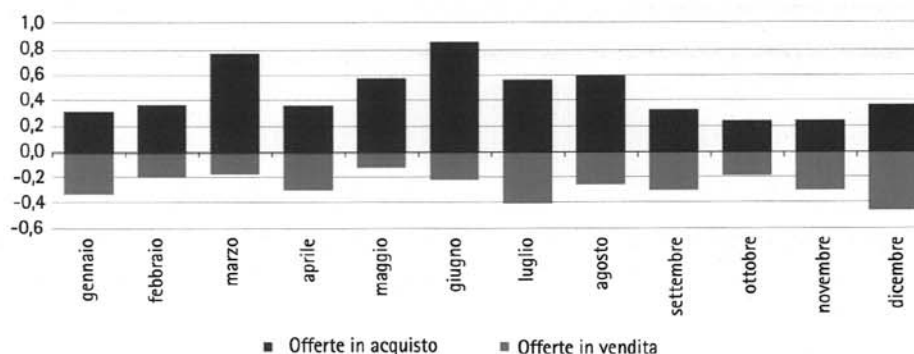
Composizione percentuale
dell'offerta di energia
elettrica nel 2007



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.13

Offerte integrative
di Terna in acquisto
e vendita nel 2007
TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Le offerte integrative dal lato dell'offerta sono risultate pari a 3,2 TWh, in aumento del 4,7% rispetto al 2006. Nella figura 2.13 si riporta il profilo mensile delle offerte integrative di Terna in vendita, confrontate con le offerte lato domanda; quest'ultime risultano essere pari a 5,6 TWh, in aumento di circa il 46,6% rispetto all'anno precedente.

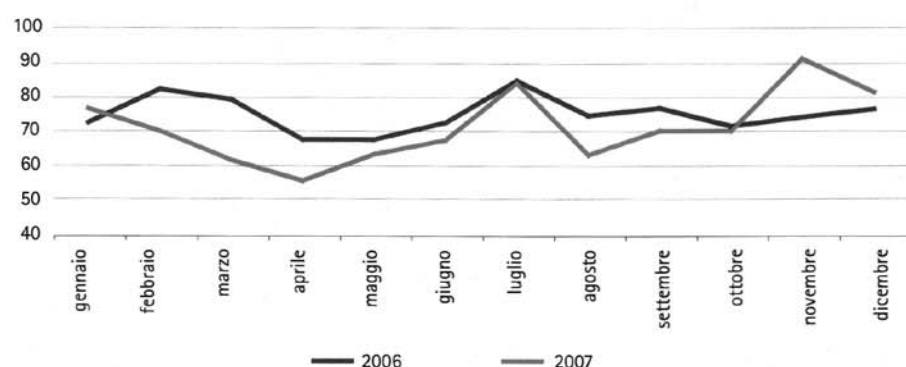
Mentre le offerte di acquisto hanno raggiunto il massimo, in termini relativi sulla domanda complessiva sul MGP, nei mesi di maggio e giugno, rispettivamente pari al 2,8% e al 3,1%, le offerte di vendita hanno fatto registrare il valore più elevato nel mese di dicembre (1,6%).

Per concludere, si può notare come l'aumento complessivo delle offerte integrative presentate sul MGP da Terna nel 2007 rispetto al 2006 non abbia dato chiari segnali di stabilizzazione nel corso dei mesi, a seguito di un progressivo apprendimento organizzativo e previsto da parte dei soggetti operanti sul lato della domanda.

Borsa elettrica: risultati sul mercato del giorno prima

Il Prezzo medio di acquisto nella borsa elettrica italiana (PUN) è stato pari a 70,99 €/MWh, in diminuzione di 3,8 €/MWh rispetto al 2006 (-5,0%).

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

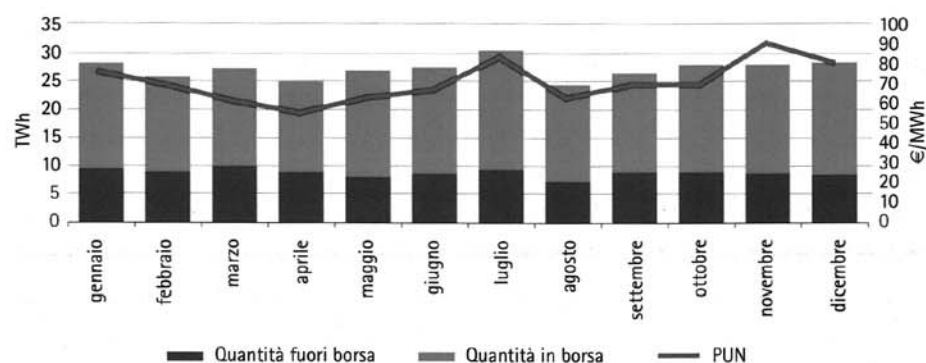


Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

FIG. 2.14

Andamento del prezzo unico nazionale

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

FIG. 2.15

Volumi scambiati sull'MGP nel 2007

TWh; €/MWh

La diminuzione del PUN verificatasi nei primi mesi nel 2007 è imputabile in parte al temporaneo allentamento delle tensioni sui mercati petroliferi internazionali nella prima parte dell'anno e al parallelo contenimento dei prezzi all'importazione del gas naturale in Europa. Un'ulteriore variabile di natura congiunturale, che si deve tener presente, è la diminuzione registrata dalla domanda (-4,4%) nel primo trimestre del 2007 rispetto al primo trimestre 2006.

Particolarmente rilevante è il picco raggiunto nel mese di novembre quando il prezzo medio d'acquisto ha toccato il massimo storico di 90,82 €/MWh (+22,7% rispetto al mese di novembre 2006) per effetto delle tensioni sui prezzi delle borse del Centro Europa. L'aumento del livello e della volatilità dei prezzi si è infatti concentrato nei giorni centrali del mese, in corrispondenza del rilevante calo delle importazioni

nette (che in alcune ore ha dato luogo a fenomeni di esportazione) dovuto agli alti prezzi registrati nelle borse europee limitrofe.

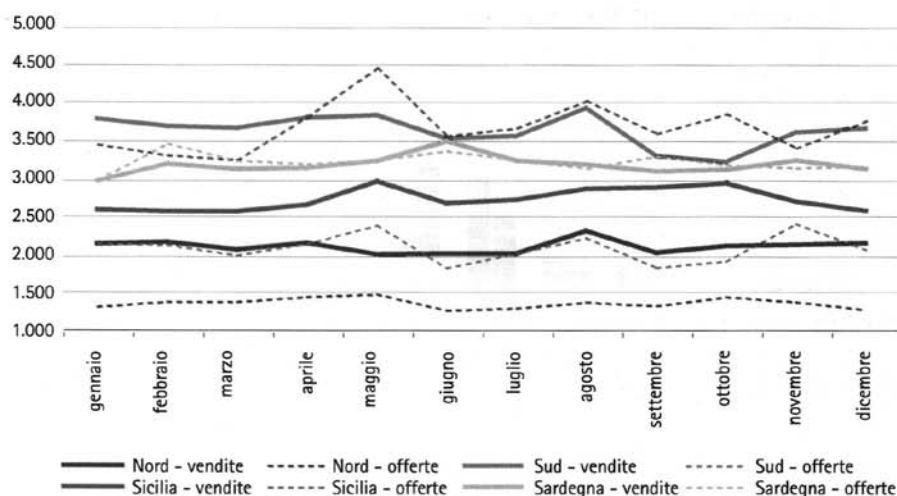
L'indice di concentrazione HHI a livello zonale, calcolato in relazione alle vendite effettive di energia e alle offerte di vendita (accettate e non accettate), mette in evidenza la presenza di criticità di natura strutturale, legate al livello di sviluppo della concorrenza dal lato dell'offerta. Tale dinamica è particolarmente visibile nelle macrozone diverse da quella Nord.

L'indice di operatore marginale evidenzia la presenza di un unico operatore per macrozona in grado di fissare il prezzo di borsa; la figura 2.17 segnala un leggero miglioramento della situazione concorrenziale nel 2007 rispetto al 2006: infatti, mentre la percentuale dei volumi complessivamente scambiati su cui l'operatore marginale ha fissato il prezzo ha superato l'80% a livello

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

FIG. 2.16

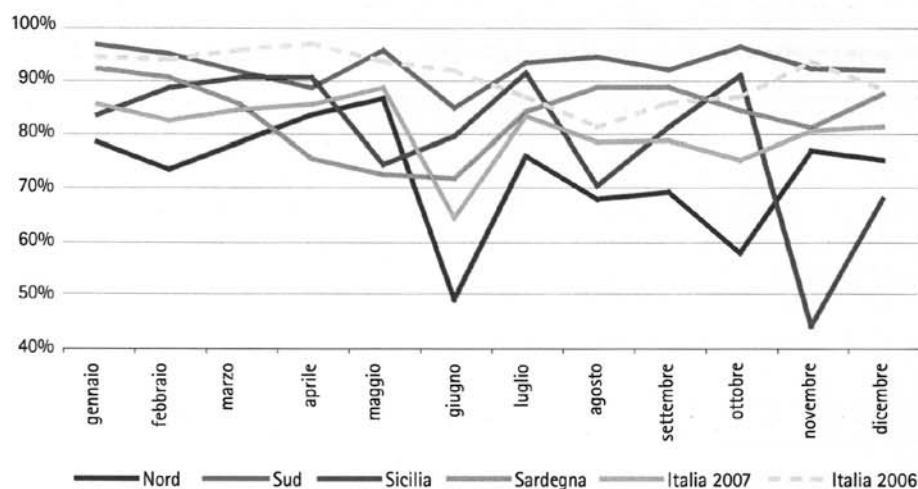
Valori dell'indicatore
HHI nel 2007



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.17

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.

nazionale in tutti i mesi dell'anno 2006, nell'anno successivo tale percentuale è scesa sotto l'80% in cinque mesi.

I prezzi zonal di vendita sono variati tra 68,47 €/MWh del Nord, che si conferma la zona con i prezzi più bassi, e 79,51 €/MWh della Sicilia. Rispetto al 2006, i prezzi hanno avuto decrementi in linea con la variazione annuale del PUN, compresi tra il -7% del Nord e Sardegna e il -3% delle restanti macrozone, a eccezione della Sicilia dove si è verificato un incremento dell'1%.

L'analisi mensile dei prezzi evidenzia una consistente crescita dei prezzi in tutte le zone, particolarmente evidente in Sicilia, nei mesi di luglio, novembre e dicembre in corrispondenza dei maggiori incrementi del prezzo medio d'acquisto. Particolarmente rilevante risulta essere l'incremento generalizzato dei prezzi di vendita in tutte le zone di mercato negli ultimi due mesi dell'anno. L'aumento del prezzo a Nord e nelle altre zone continentali si è verificato in concomitanza del calo

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

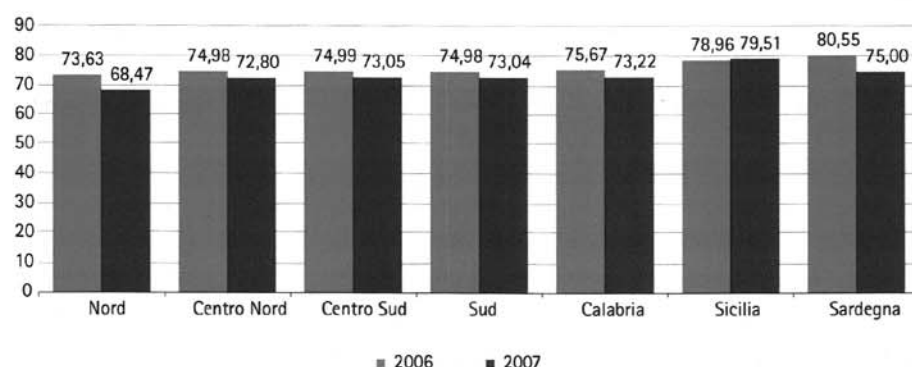


FIG. 2.18

Andamento dei prezzi zionali nel 2007

€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

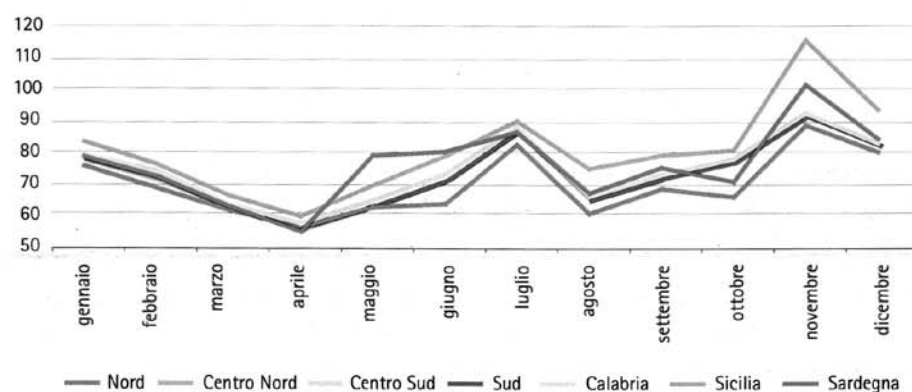


FIG. 2.19

Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2007

€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

delle importazioni nette causato dagli alti prezzi delle borse del centro Europa. Le frequenti tensioni sui prezzi nella zona Sicilia sono da collegarsi sia a brusche limitazioni delle quantità offerte (e la conseguente riduzione della riserva dell'isola) sia alle interruzioni con la rete continentale, limitatamente al mese di ottobre e novembre.

Per quanto riguarda le rendite da congestione, a livello nazionale la dinamica mensile segue da vicino il grado di differenziazione del prezzo del Nord rispetto alle altre zone; infatti le rendite raggiungono il picco nei mesi di giugno e ottobre, quando il prezzo nella zona Nord è risultato inferiore a quello delle altre zone continentali rispettivamente di 8 €/MWh e 12 €/MWh. Nel 2007 la rendita nazionale è significativamente aumentata rispetto all'anno precedente, passando da circa

81 milioni di euro a più di 121 milioni di euro. Il transito a livello nazionale maggiormente interessato da tale incremento è quello Nord-Centro Nord.

La rendita da congestione estera, che deriva dal nuovo meccanismo di risoluzione delle congestioni transfrontaliere adottato in conseguenza del Regolamento 1228/2003/CE, è ammontata a circa 254 milioni di euro nel corso dell'anno 2007, in notevole aumento rispetto all'anno precedente, in cui è risultata pari a poco più di 119 milioni di euro. I valori più elevati della rendita estera si sono concentrati nei mesi di marzo, giugno, luglio e settembre sul transito Svizzera-Estero Nord-Ovest. Complessivamente le rendite da congestione, nazionale ed estera, sono aumentate in misura significativa nel 2007 passando da circa 200 milioni di euro a più di 375 milioni di euro.