2.
Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2007

Nel 2007 la domanda di energia elettrica è aumentata di un modesto 0,7% rispetto all'anno precedente a fronte di una crescita dell'economia italiana dell'1,5%. La diversa dinamica della domanda elettrica rispetto a quella del PIL è legata sia all'effetto delle temperature relativamente miti del 2007 sia alla stagnazione della produzione industriale. Di conseguenza l'intensità elettrica è diminuita lo scorso anno dopo 20 anni di evoluzione positiva.

Sulla base dei dati preliminari pubblicati da Terna Rete elettrica nazionale Spa il fabbisogno 2007 è stato coperto per l'86,5% con la produzione nazionale destinata al consumo ed per la restante parte (13,5%) dal saldo estero.

Nella tavola 2.1 il bilancio dell'energia elettrica in Italia per il 2007 è stato disaggregato sulla base delle vendite finali (in volume) degli operatori nel mercato al dettaglio, evidenziando separatamente i 3 principali gruppi elettrici: Enel, Edison ed Electrabel/Acea. I dati riportati nella tavola sono dati provvisori basati sull'indagine condotta dall'Autorità presso gli operatori elettrici (produttori, grossisti, società di vendita e gestori di rete); i valori totali possono differire dai corrispondenti valori preliminari pubblicati da Terna o dal Gestore del mercato elettrico Spa (GME) sia in funzione di aspetti metodologici connessi alla rilevazione sia in quanto alcuni gruppi aziendali non hanno risposto all'indagine.

Mentre il gruppo Enel si conferma il principale produttore del paese è interessante notare come circa il 30% della generazione elettrica faccia capo ad aziende che non operano nel segmento finale della vendita.

Sul totale delle vendite intermedie (ingrosso) il contributo di Enel ha pesato per oltre un quarto mentre il contributo dei *trader* che non vendono nel mercato *retail* (compreso l'Acquirente Unico Spa) è stato pari a poco più di un terzo. Gli altri due gruppi principali, Edison ed Electrabel/Acea, hanno raggiunto in questo segmento delle quote pari, rispettivamente, al 12,6% e al 3,4%.

Nel mercato delle vendite finali (dettaglio) la quota complessiva del gruppo Enel è risultata pari al 47,5% (di cui il 32,6% con riferimento alle vendite nel mercato vincolato, poi tutelato e di salvaguardia, e il 14,9% con riferimento alle vendite nel mercato libero). Le vendite finali del gruppo Edison, concentrate nel mercato libero, hanno pesato per il 6,9% mentre quelle del gruppo Electrabel/Acea hanno contribuito al 6,2% del mercato finale complessivo, ripartito tra il 3,2% del mercato libero e il 2,9% del mercato vincolato.

TAV. 2.1

Bilancio degli operatori del settore elettrico

Anno 2007; TWh

	Enel	Edison	Electra-bel/Acea	Oltre 5 TWh	1-5 TWh	< 1 TWh	Senza vendite	AU	Totale
Produzione nazionale netta	**94,2**	**41,2**	**4,7**	**41,7**	**9,3**	**4,9**	**83,5**	**-**	**279,6**
Energia destinata ai pompaggi	**7,5**	**-**	**-**	**-**	**-**	**0,0**	**0,0**	**-**	**7,5**
Importazioni nette	**2,9**	**0,8**	**2,1**	**5,6**	**5,7**	**3,1**	**9,2**	**8,2**	**37,7**
Importazioni(A)	3,3	1,2	2,2	6,2	5,8	3,6	9,7	8,2	40,1
Esportazioni	0,4	0,4	0,1	0,6	0,1	0,5	0,5	-	2,4
Acquisti intermedi	**232,1**	**70,3**	**35,0**	**104,3**	**76,9**	**35,7**	**39,7**	**116,5**	**710,5**
Borsa elettrica	72,7	8,7	5,9	27,7	15,7	6,8	8,6	106,5	252,7
Contratti bilaterali(B)	66,4	29,3	18,9	23,5	49,4	16.7	29,8	1,9	236,0
Sbilanciamenti(C)	1,5	1,0	0,5	3,2	3,3	1,6	1,3	2,0	14,3
Tolling e Mandato	-	31,3	1,1	44,6	5,1	7,3	-	-	89,4
Acquirente Unico	91,5	-	8,6	5,4	3,4	3,2	-	-	112,1
Decreto legislativo n. 387/03	-	-	-	-	-	-	-	6,1	6,1
Vendite intermedie	**183,2**	**86,9**	**23,2**	**94,2**	**38,9**	**21,8**	**124,7**	**117,0**	**689,9**
Borsa elettrica	101,5	32,3	5,0	28,7	9,2	6,6	41,8	-	225,2
- di cui CIP6 ed eccedenze (del. n. 108/97)	*1,8*	*18,1*	-	*1,0*	*1,0*	*0,1*	*17,1*	-	*39,1*
Contratti bilaterali(B)	69,5	53,2	13,4	26,2	24,7	11,4	54,2	-	252,4
Sbilanciamenti(C)	7,8	1,3	0,1	2,9	4,3	2,5	2,0	-	20,9
Tolling e mandato	-	-	4,5	36,5	0,5	1,0	24,2	-	66,6
Scambio sul posto	2,6	-	-	0,0	0,1	0,0	1,2	-	4,0
Eccedenze (del. n. 34/05)	1,8	-	0,2	0,0	0,1	0,4	1,4	-	3,9
Distributori/Venditori tutelato								117,0	117,0
Trasferimenti netti	**4,3**	**-1,0**	**0,0**	**-1,2**	**-2,1**		**-2,3**	**-7,7**	**10,6**
Perdite di rete	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**21,6**
Autoconsumi(D)	**-**	**3,5**	**-**	**5,4**	**2,5**	**1,5**	**5,5**	**-**	**18,4**
Vendite finali	**142,8**	**20,8**	**18,5**	**50,8**	**48,5**	**19,5**	**-**	**-**	**301,0**
- Mercato libero	44,7	20,8	9,7	45,2	45,1	16,2	-	-	181,7
- Mercato vincolato	98,1	-	8,8	5,6	3,4	3,3	-	-	119,3
di cui Vincolato I sem.	51,3	-	3,0	2,9	1,7	1,7	-	-	60,6
di cui Maggior tutela II sem.	38,4	-	5,5	2,3	1,5	1,5	-	-	49,2
di cui Salvaguardia II sem.	8,4	-	0,3	0,4	0,2	0,2	-	-	9,5

(A) Il valore totale delle importazioni differisce da quello preliminare pubblicato da Terna in quanto alcuni operatori esteri non hanno risposto all'indagine.

(B) La voce include sia i contratti bilaterali registrati sulla Piattaforma bilaterali/Piattaforma conto energia sia i contratti non registrati su tali piattaforme.

(C) Sono inclusi sia gli sbilanciamenti sia gli sbilanciamenti a programma.

(D) Sono incluse negli autoconsumi sia le vendite ai clienti finali dei consorzi di autoproduzione sia le vendite ai clienti finali delle reti interne d'utenza.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Come evidenziato dalla tavola 2.2, nel corso del 2007 la produzione lorda totale è rimasta sostanzialmente stabile sul livello di un anno prima. I dati disaggregati per fonte evidenziano una crescita della produzione termoelettrica dell'1,1%, risultando pari a circa 258 TWh. La produzione da gas naturale è aumentata invece del 6,4%, parallelamente a una contrazione della produzione da prodotti petroliferi (–23,6%).

La produzione da fonti rinnovabili è diminuita del 3,5%. Accanto a un decremento della produzione idroelettrica da apporti naturali, va evidenziato un forte aumento della produzione eolica (39,5%) e da fotovoltaico.

Nella figura 2.1 vengono riportate le quote di generazione dei principali operatori nel 2007 confrontate con quelle dell'anno precedente. In linea con il trend degli ultimi anni, si evidenziano un'ulteriore contrazione della quota di mercato del gruppo Enel, pari a circa il 3% e una variazione in aumento per i gruppi Edison ed Eni.

Il calcolo dell'Indice di Herfindahl-Hirschman (HHI), con riferimento alla generazione lorda, evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato. L'indice relativo al 2007 assume valore pari a 1.440[1], mentre nel 2006 era 1.660.

Per quanto riguarda la capacità produttiva installata, dall'anno 2002 sono state rilasciate autorizzazioni per la costruzione/trasformazione di centrali termoelettriche per complessivi 21.402 MWe a fronte di richieste di autorizzazione per circa 27.000 MWe (Tav. 2.3).

TAV. 2.2

Produzione lorda per fonte 2000-2007

GWh

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Produzione termoelettrica	**218.549**	**216.792**	**227.646**	**238.291**	**240.488**	**246.918**	**255.420**	**258.356**
Solidi	26.272	31.730	35.447	38.813	45.518	43.606	44.207	45.000
Gas naturale	97.608	95.906	99.414	117.301	129.772	149.259	158.079	168.200
Prodotti petroliferi	85.878	75.009	76.997	65.771	47.253	35.846	33.830	25.860
Altri	8.791	14.147	15.788	16.406	17.945	18.207	19.304	19.296
Produzione da fonti rinnovabili	**51.386**	**55.087**	**49.013**	**47.971**	**55.669**	**49.893**	**52.239**	**50.423**
Biomassa e rifiuti	1.906	2.587	3.423	4.493	5.637	6.155	6.745	7.200
Eolico	563	1.179	1.404	1.458	1.847	2.343	2.971	4.144
Fotovoltaico	6	5	4	5	4	4	2	40
Geotermico	4.705	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325	5.527	5.570
Idroelettrico da apporti naturali	44.205	46.810	39.519	36.674	42.744	36.067	36.994	33.469
Produzione idroelettrica da pompaggi	**6.695**	**7.115**	**7.743**	**7.603**	**7.164**	**6.860**	**6.431**	**5.574**
Produzione totale	**276.629**	**278.995**	**284.401**	**293.865**	**303.321**	**303.672**	**314.090**	**314.353**
Per memoria:								
Produzione idroelettrica totale	**50.900**	**53.926**	**47.262**	**44.277**	**49.908**	**42.927**	**43.425**	**39.043**

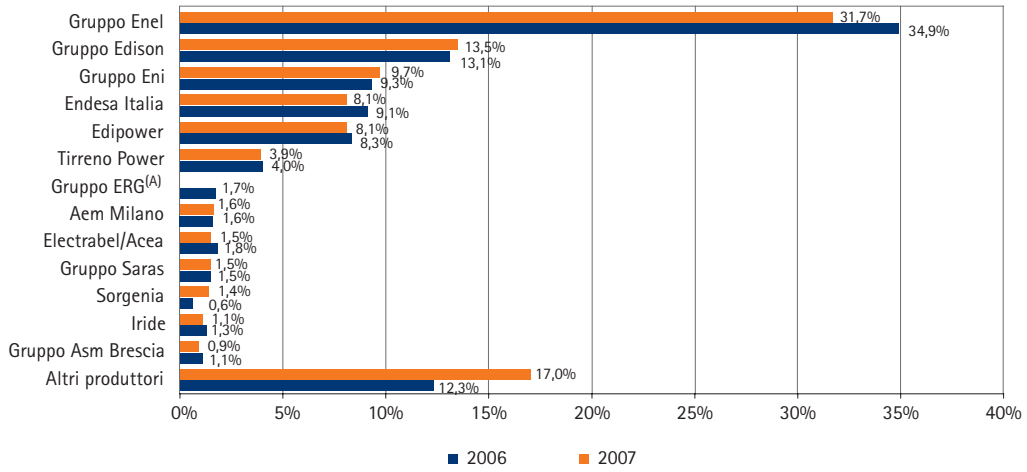
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna. I dati relativi al 2007 sono provvisori.

1 Il valore è stato calcolato stimando i dati di produzione non comunicati dagli operatori nell'Indagine annuale dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e il gas. Tra gli operatori di rilievo tali dati sono quelli relativi alla produzione del gruppo ERG e della società Elettra.

FIG. 2.1

Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda

Confronto 2006-2007, dati in percentuale



(A) I dati relativi alla produzione 2007 del gruppo ERG non sono stati comunicati.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.3

Autorizzazioni per centrali termoelettriche (potenza superiore a 300 MWt)

Situazione aggiornata all'1 giugno 2007; l'elenco esclude le iniziative ritirate e archiviate

	RICHIESTE IN CORSO DI AUTORIZZAZIONE		AUTORIZZAZIONI RILASCIATE DAL 2002	
REGIONE	INIZIATIVE	POTENZA (MWe)	IMPIANTI	POTENZA (MWe)
VALLE D'AOSTA	-			
PIEMONTE	5	3.012	4	2.200
LIGURIA	1	460	1(A)	
LOMBARDIA	11(A)	4.300	8(A)	3.660
TRENTINO ALTO ADIGE	-			
VENETO	7(A)	3.090	-	
FRIULI VENEZIA GIULIA	1		1	800
EMILIA ROMAGNA	3	1.790	4(A)	1.712
TOSCANA	1	250	3(A)	790
LAZIO	5	2.000	2(A)	750
MARCHE	2	950		
UMBRIA	1	800		
ABRUZZO	1	980	2	830
MOLISE	2	1.180	1	750
CAMPANIA	5	2.721	5	3.160
PUGLIA	5	3.410	6(A)	2.670
BASILICATA	3	1.550		
CALABRIA	3(A)	1.190	5	4.000
SICILIA	-			
SARDEGNA	1(A)		2(A)	80
TOTALE ITALIA		27.683		21.402

(A) Sono incluse le modifiche agli impianti.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

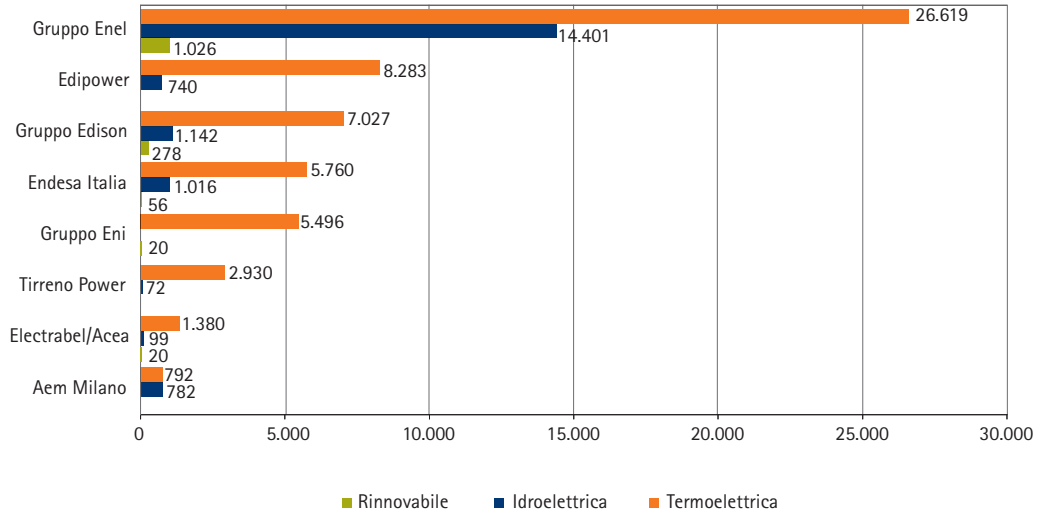
Nel corso del 2007 è entrata in funzione nuova capacità efficiente lorda per circa 1.700 MW, in gran parte costituita da impianti termoelettrici di Enel, Edipower Spa ed Edison (Fig. 2.2). Gli impianti termoelettrici dei principali sei operatori hanno garantito nel 2007 una disponibilità di capacità di generazione, per almeno il 50% delle ore, pari a circa l'88% 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'ener-

FIG. 2.2

Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi

MW, anno 2007

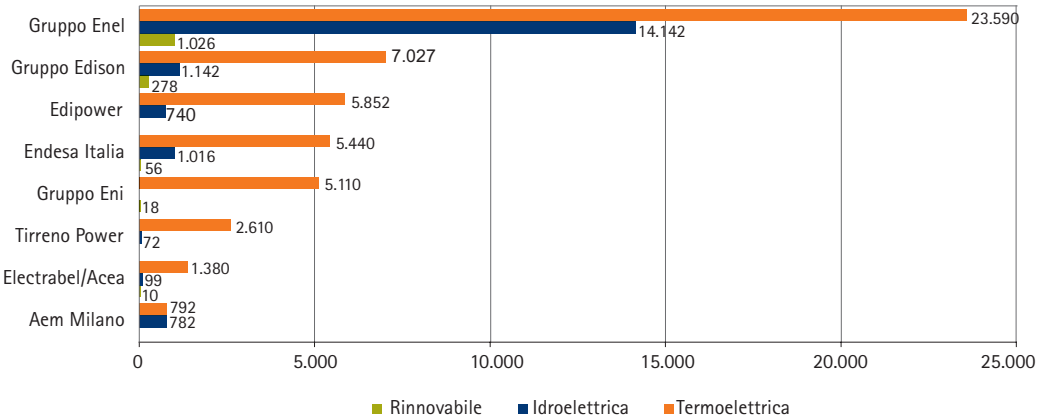


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.3

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

MW, anno 2007



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

gia ceduta dalla società Gestore dei servizi elettrici Spa (GSE) al mercato a seguito dei ritiri obbligati, al netto dell'energia destinata ai pompaggi e delle esportazioni. Si evidenzia, rispetto al 2006, una diminuzione della quota di mercato di Enel di circa 3,6 punti percentuali a favore di Eni e di Edison.

Nel complesso il grado di concentrazione del mercato della generazione destinata al consumo risulta essersi ridotto rispetto al 2006; l'indice HHI nel 2007 risulta pari a 1.639[2], in diminuzione dal valore di 1.891 del 2006.

La figura 2.5 riporta il contributo percentuale dei principali gruppi alla generazione termoelettrica da gas naturale confrontato con l'anno 2006.

Enel si conferma primo produttore di energia elettrica prodotta da questa fonte, seguita da Edison ed Eni, sebbene la loro quota sia diminuita rispetto al 2006.

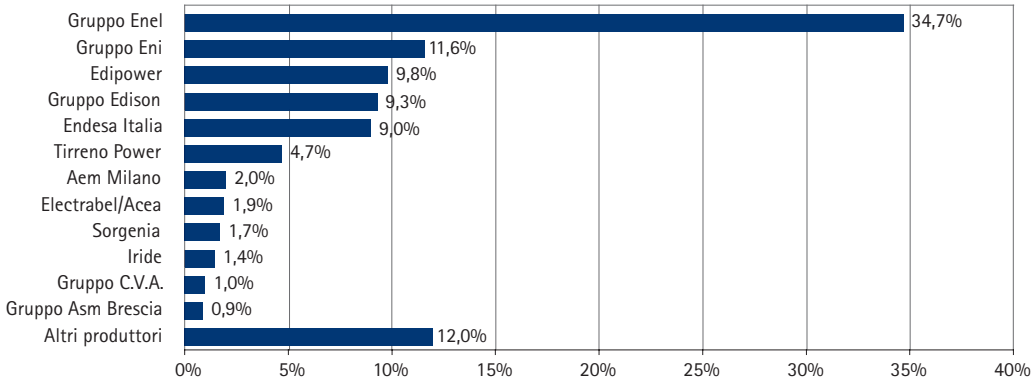
Nel settore delle energie rinnovabili, Enel è il primo produttore per quanto riguarda sia la produzione idroelettrica sia la quota di energia geotermica, della quale mantiene il quasi totale controllo (Tav. 2.4).

2 Il valore è stato calcolato stimando i dati di produzione non comunicati dagli operatori nell'Indagine annuale dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e del gas. Tra gli operatori di rilievo tali dati sono quelli relativi alla produzione del gruppo ERG e della società Elettra.

FIG. 2.4

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

Dati in percentuale; anno 2007

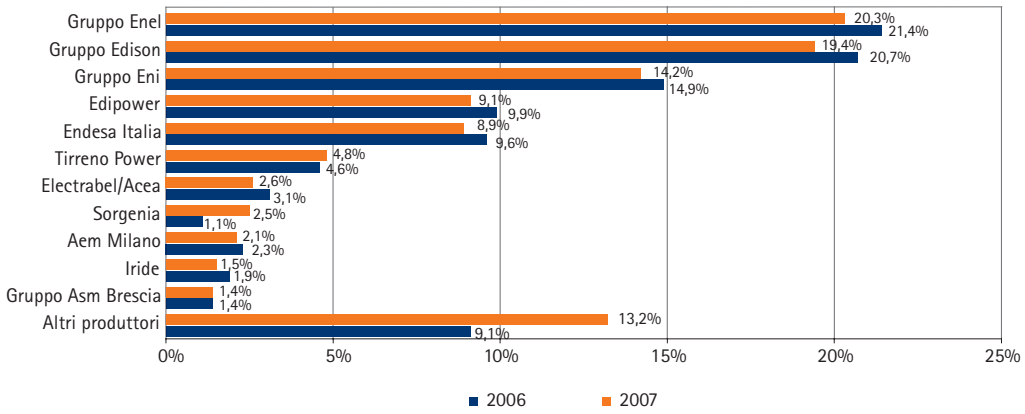


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.5

Contributo dei principali operatori alla generazione termoelettrica da gas naturale

Confronto 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 edifici[3];
- 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)

	TIPOLOGIA DI IMPIANTO FOTOVOLTAICO		
POTENZA NOMINALE (kW)	NON INTEGRATO (c€)	PARZIALMENTE INTEGRATO (c€)	INTEGRATO (c€)
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.

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 kW[4], 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.

TAV. 2.6

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

Impianti in esercizio all'1 maggio 2008

	CLASSE 1 1kW ≤ P ≤ 20kW		CLASSE 2 20kW < P ≤ 50kW		CLASSE 3 50kW < P ≤ 1.000kW		TOTALE	
	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. 2.7

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

Impianti in esercizio all'1 maggio 2008

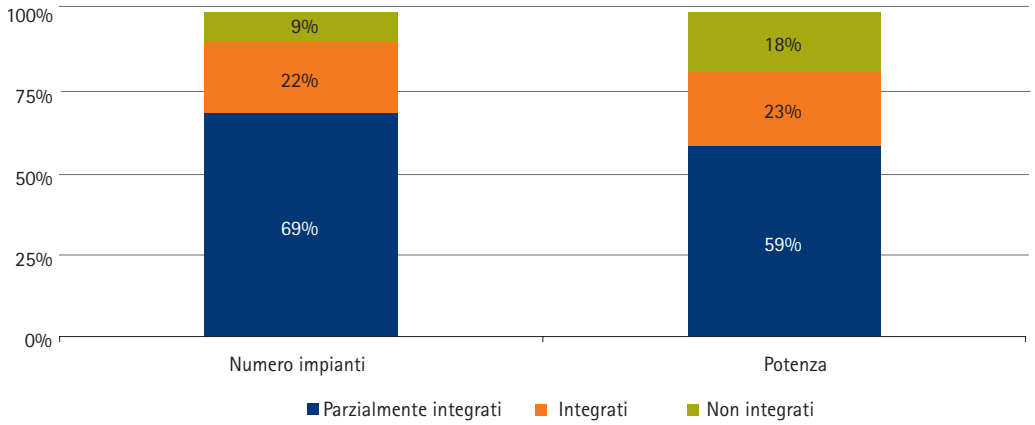
	CLASSE 1 1kW ≤ P ≤ 3kW		CLASSE 2 3kW < P ≤ 20kW		CLASSE 3 P > 20kW		TOTALE	
	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)
VALLE D'AOSTA	2	5	4	65	-	-	6	70
PIEMONTE	359	923	185	1.442	12	671	556	3.037
LIGURIA	58	141	21	124	1	46	80	311
LOMBARDIA	687	1.709	448	3.258	26	3.030	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.

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'energia 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-

TAV. 2.10

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

GWh

	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. 2.11

Costi e ricavi dei ritiri obbligati nel 2007

Milioni di euro

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 A_3)	**2.423,2**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.12

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

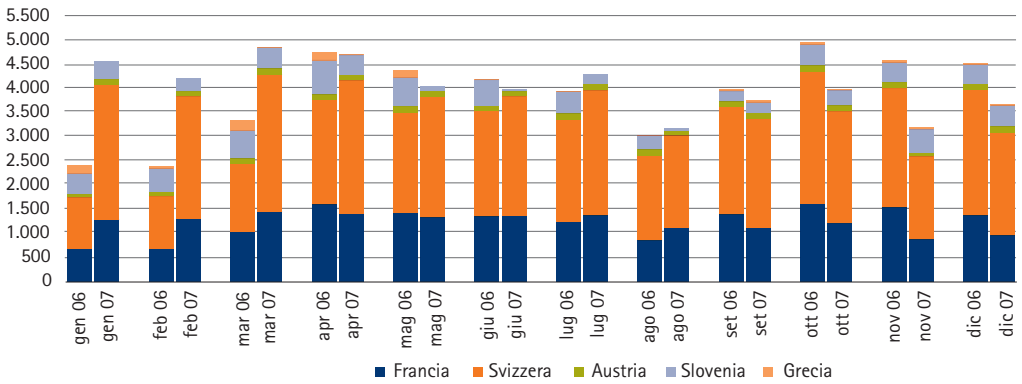
	REMUNERAZIONE TOTALE (MILIONI DI EURO)	QUANTITÀ (GWh)	REMUNERAZIONE UNITARIA (€/MWh)
Fonti assimilate	3.746,5	38.268	97,9
Fonti assimilate nuove	1.949,7	16.935	115,1
di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	1.565,0	12.929	121,0
di cui impianti che utilizzano 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.

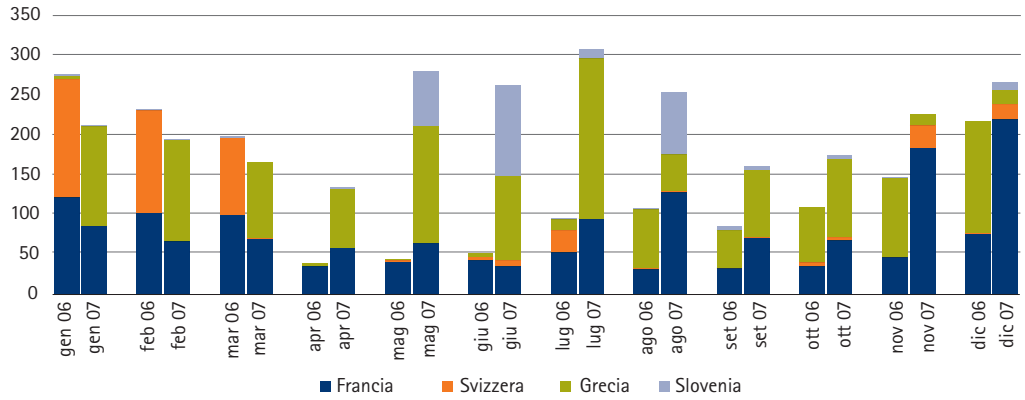


FIG. 2.8

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

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.

TAV. 2.15

Attività dei distributori

Anno 2007

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.

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).

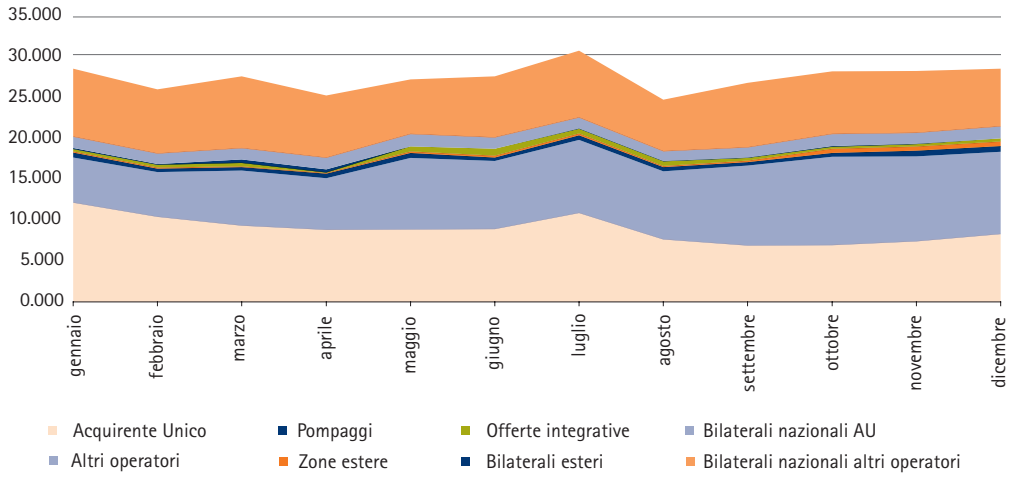
In ragione della progressiva contrazione del mercato vincolato e della completa liberalizzazione del settore della vendita dal 1° luglio 2007, la domanda espressa dalla società Acquirente Unico si è ulteriormente ridotta rispetto all'anno precedente del 19,4%. Questa tendenza è stata al contempo bilanciata 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 contrattati 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.

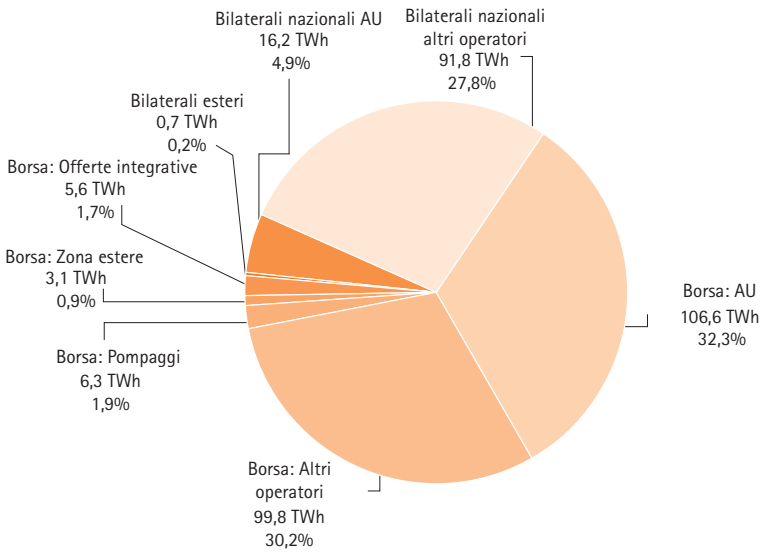


FIG. 2.10

Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

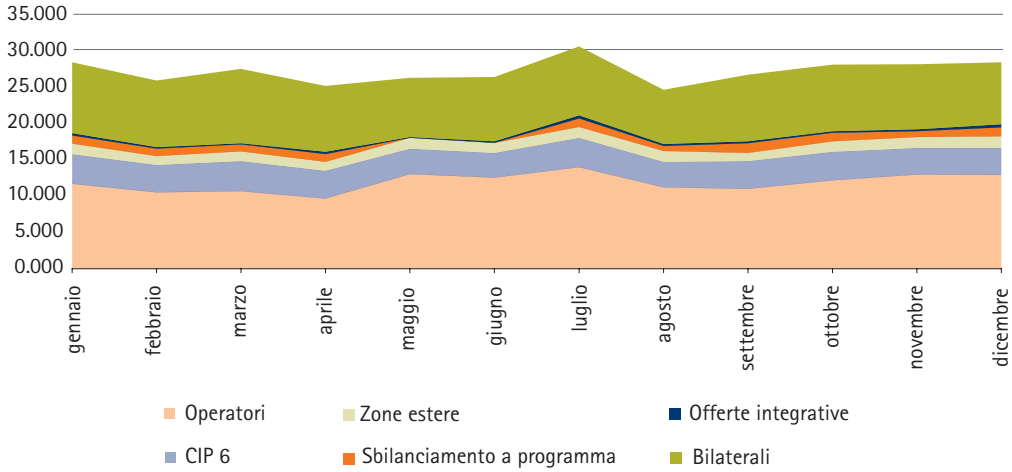


FIG. 2.11

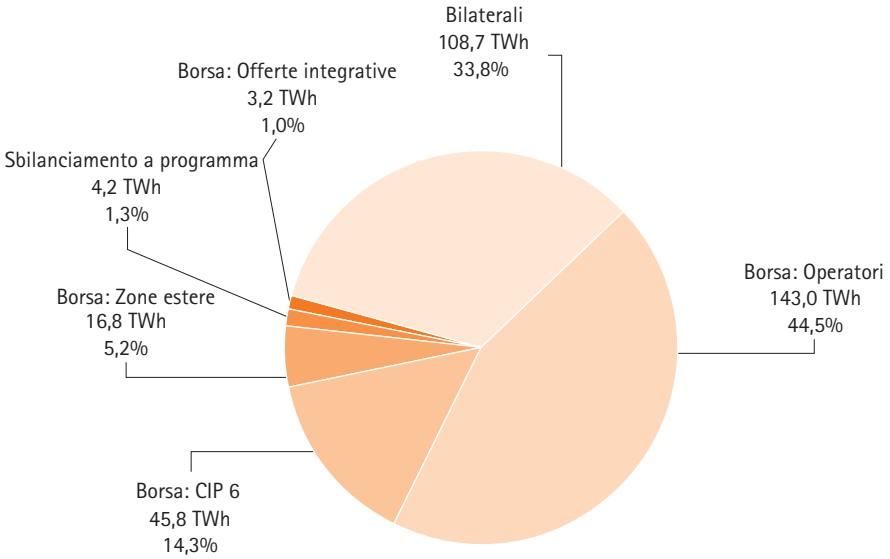
Andamento mensile dell'offerta di energia elettrica nel 2007

GWh

Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.12

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2007

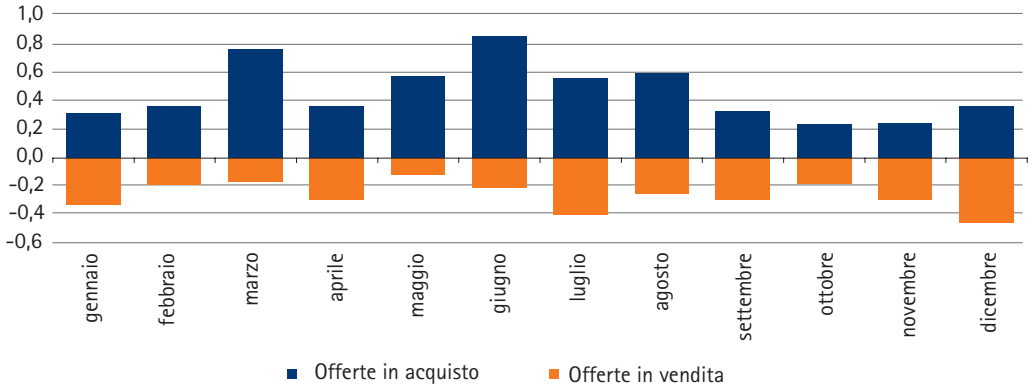


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.13

Offerte integrative di Terna in acquisto e vendita nel 2007

TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

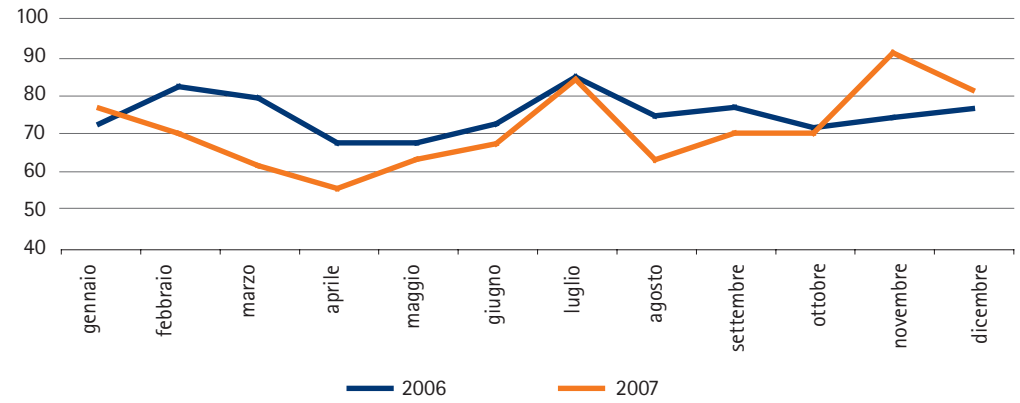
Le offerte integrative dal lato dell'offerta sono risultate pari a 3,2 TWh, in aumento del 4,7% rispetto al 2006. Nella figura 2.13 si riporta il profilo mensile delle offerte integrative di Terna in vendita, confrontate con le offerte lato domanda; quest'ultime risultano essere pari a 5,6 TWh, in aumento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

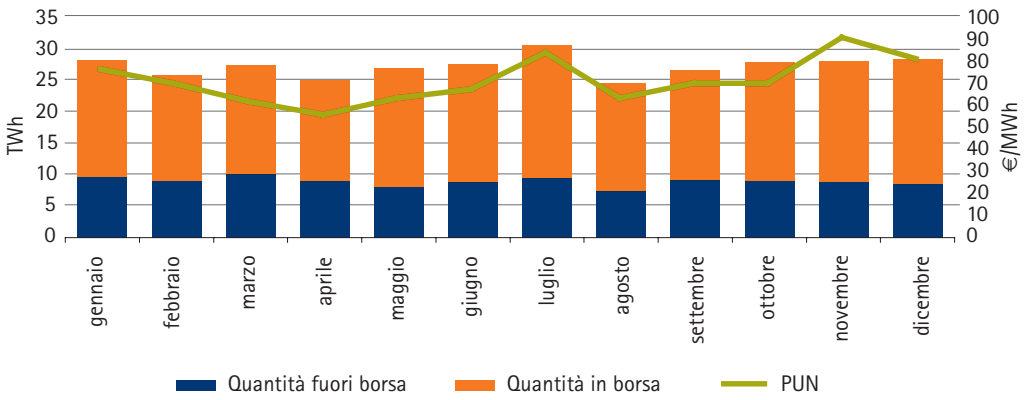


Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

FIG. 2.14

Andamento del prezzo unico nazionale

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati 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.

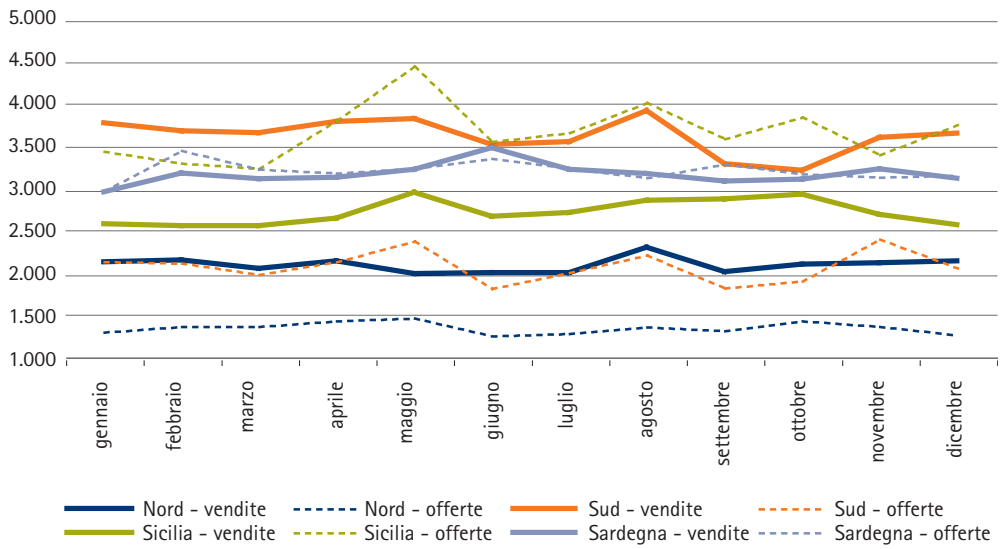
Particolarmente rilevante è il picco raggiunto nel mese di novembre quando il prezzo medio d'acquisto ha toccato il massimo storico di 90,82 €/MWh (+22,7% rispetto al mese di novembre 2006) per effetto delle tensioni sui prezzi delle borse del Centro Europa. L'aumento del livello e della volatilità dei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

FIG. 2.16

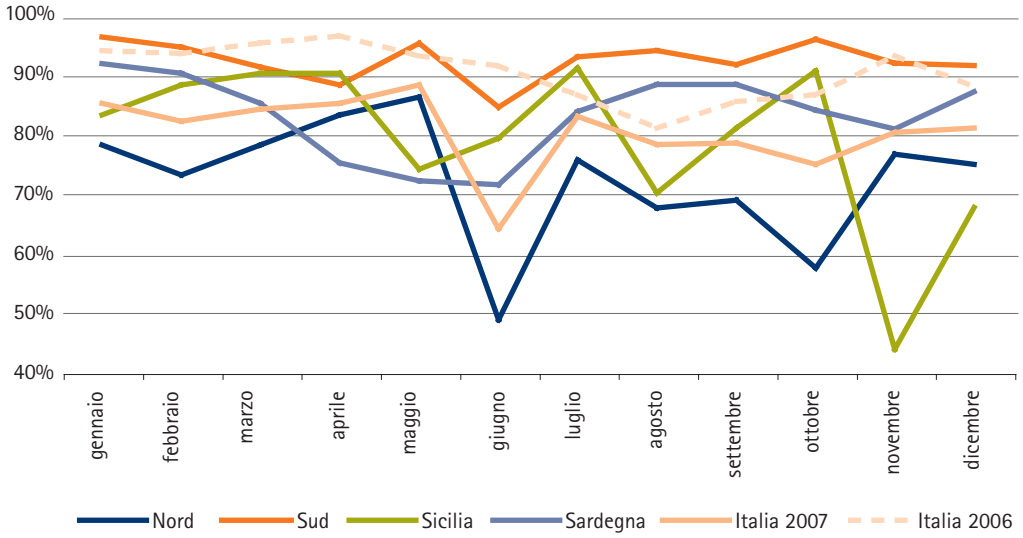
Valori dell'indicatore HHI nel 2007



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 zonali 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

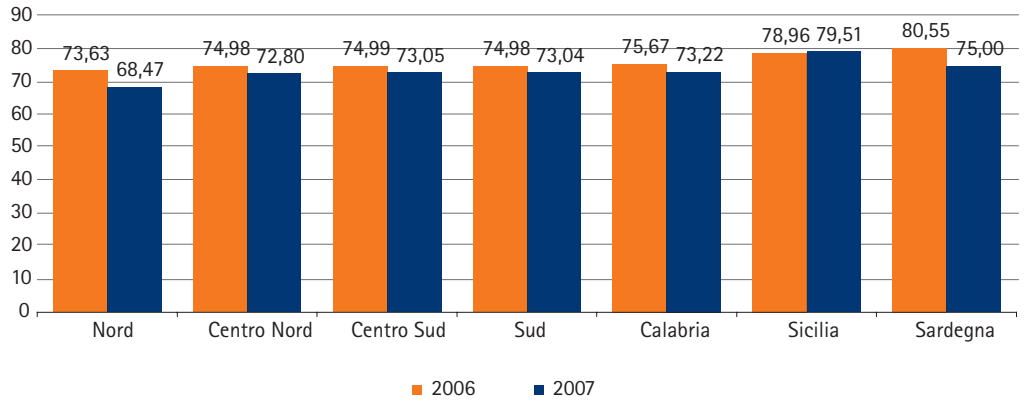


FIG. 2.18

Andamento dei prezzi zonali nel 2007

€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

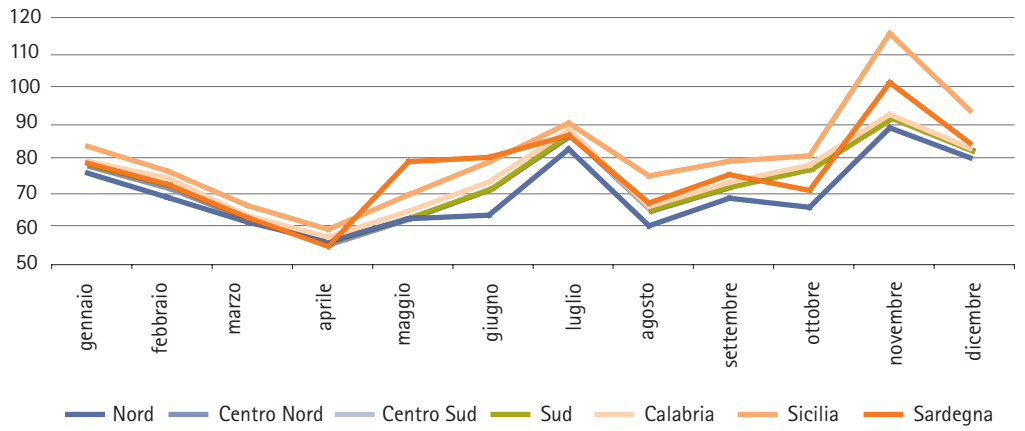


FIG. 2.19

Andamento mensile dei prezzi zonali 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.

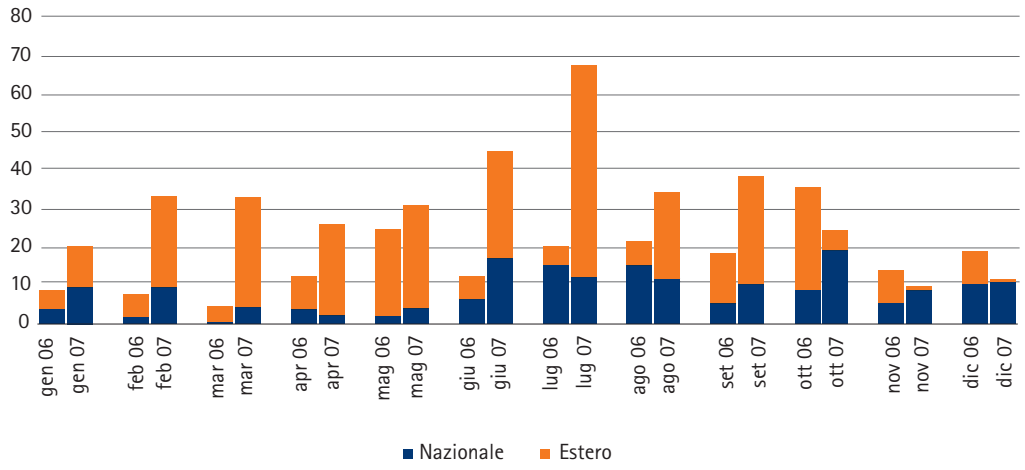
Per quanto riguarda le rendite da congestione, a livello nazionale la dinamica mensile segue da vicino il grado di differenziazione del prezzo del Nord rispetto alle altre zone; infatti le rendite raggiungono il picco nei mesi di giugno e ottobre, quando il prezzo nella zona Nord è risultato inferiore 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.

FIG. 2.20

Rendita da congestione nel 2006 e nel 2007

Milioni di euro

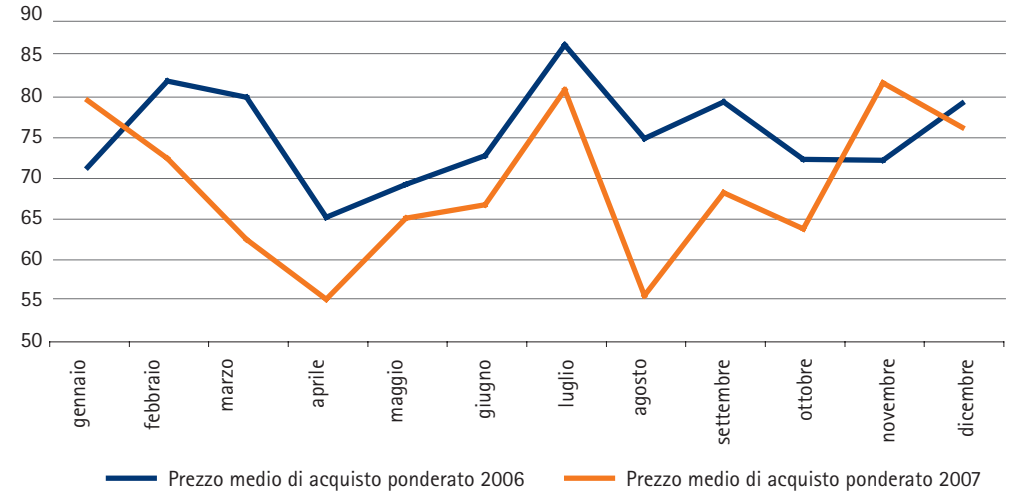


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.21

Andamento del prezzo medio poderato sul MA

€/MWh

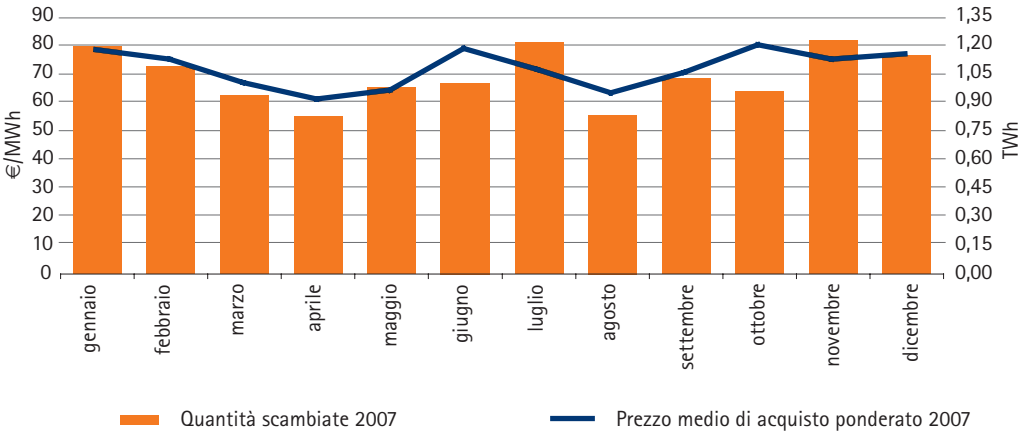


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.22

Andamento dei prezzi medi poderati e delle quantità sul MA

€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul mercato di aggiustamento

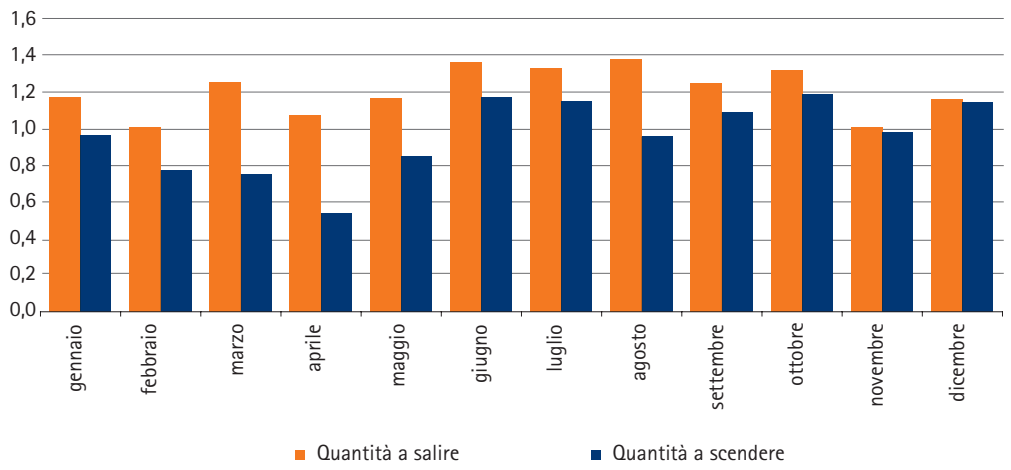
Nel corso del 2007 il prezzo medio mensile ponderato nel MA è risultato abbastanza correlato rispetto al PUN. Il prezzo medio di acquisto, ponderato per le quantità scambiate, per l'anno 2007 è risultato pari a circa 69,36 €/MWh, inferiore del 2,3% rispetto al PUN. Rispetto all'anno 2006, il prezzo medio ponderato nel MA presenta un decremento pari all' 8,2%.
I volumi di mercato in relazione ai quantitativi scambiati sul Sistema Italia (MGP più contratti bilaterali) sono compresi tra un massimo del 4,3% relativo al mese di agosto e un minimo del 3,4% per il mese di febbraio; in media i volumi sono risultati pari al 3,9% della domanda complessiva sul MGP.

Borsa elettrica: mercato per il servizio di dispacciamento

Con riferimento al MSD, gli acquisti *ex ante* a salire sono risultati pari a 14,58 TWh, in aumento del 19,8% rispetto al 2006. Le quantità vendute *ex ante* a scendere sono invece risultate pari a 11,65 TWh, in diminuzione di circa 2,7 TWh rispetto all'anno precedente. Rispetto alle quantità complessivamente scambiate sul MGP, tali volumi hanno rappresentato rispettivamente il 4,4% e il 3,5%, con una marcata variabilità mensile. Le offerte a salire sono risultate maggiori in termini relativi nei mesi estivi di giugno e agosto (rispettivamente 5% e 5,6% della domanda mensile) e, similmente, le offerte a scendere hanno toccato il massimo in termini relativi nei mesi di giugno (4,3%) e luglio (3,8%).

Borsa elettrica: confronto con le principali borse europee

Per tutto il 2007 il prezzo medio mensile della borsa elettrica italiana (IPEX) si conferma il prezzo più alto rispetto ai livelli registrati nelle altre principali borse europee: il prezzo medio *baseload* dell'energia elettrica all'ingrosso è stato, infatti, pari a 37,97 €/MWh sulla borsa tedesca (EEX), 40,78 €/MWh sulla borsa francese (Powernext), 39,32 €/MWh sulla borsa spagnola (OMEL) e 43,03 €/MWh sulla borsa scandinava (NordPool). Questi numeri si confrontano con i 70,99 €/MWh registrati sulla borsa italiana nel MGP.
I differenziali di prezzo mostrano tuttavia un graduale avvicinamento del prezzo italiano ai prezzi prevalenti in Europa, soprattutto negli ultimi mesi del 2007. Si conferma inoltre la tendenza, già registrata negli scorsi anni, del prezzo italiano a reagire con maggiore lentezza alle oscillazioni delle quotazioni dei combustibili sui mercati internazionali.



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.23

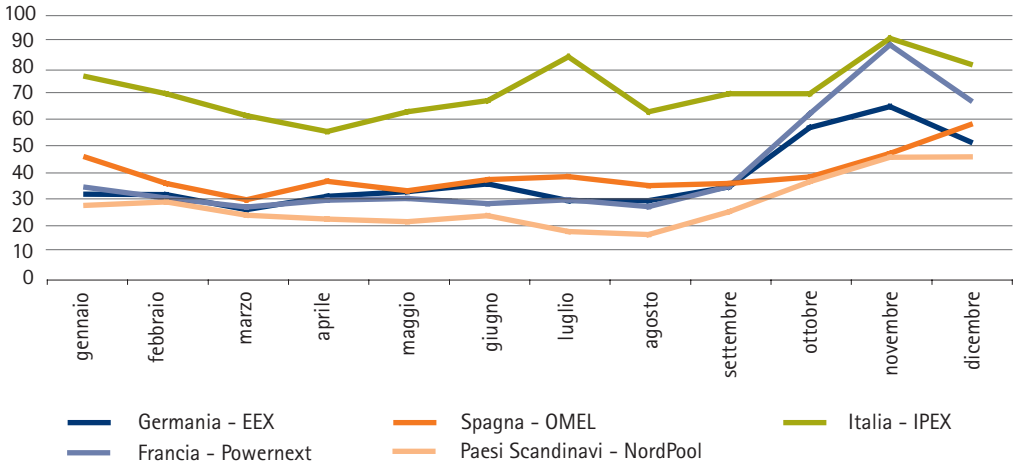
Quantità sul mercato per il servizio di dispacciamento *ex ante* nel 2007

TWh

FIG. 2.24

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali borse europee

Valori medi *baseload*; €/MWh

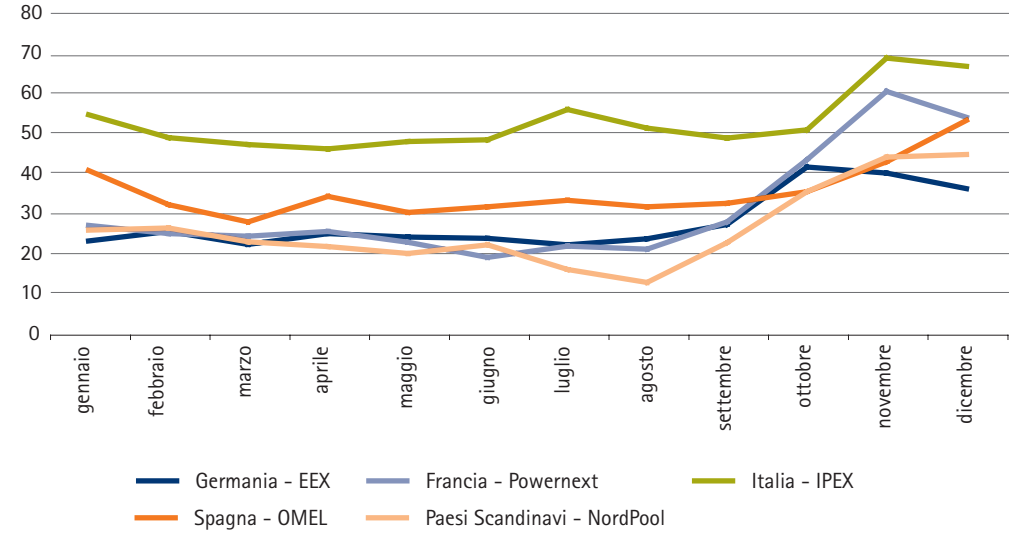


Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle borse elettriche europee.

FIG. 2.25

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali borse europee nelle ore *offpeak*

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle borse elettriche europee.

Nei primi mesi del 2007, in un contesto caratterizzato da minori tensioni sui mercati petroliferi e da livelli di fabbisogno relativamente contenuti per via del clima eccezionalmente caldo, i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso presentano una tendenza al contenimento in tutti i paesi europei, Italia compresa. Nell'ultimo quadrimestre dell'anno i prezzi europei riprendono a salire sulla scia degli aumenti del prezzo del petrolio.

Il divario di prezzo dell'IPEX nei confronti delle altre borse europee ha determinato nel corso dell'anno considerevoli flussi di importazione concentrati nelle ore di picco in corrispondenza dei differenziali di prezzo più elevati.

Tale dinamica, complessivamente stabile in tutto il 2007, subisce tuttavia un significativo ridimensionamento a partire dal mese di ottobre. Nel mese di novembre si assiste a una crescita sostenuta del prezzo in Francia, Italia e Germania. In particolare si registrano prezzi su Powernext superiori a quelli rilevati su IPEX che hanno determinato un incremento dei flussi di esportazione, soprattutto nelle ore di picco, e una conseguente riduzione delle importazioni sia nelle ore piene sia nelle ore vuote. Il notevole aumento dei prezzi sul mercato elettrico francese è sostanzialmente imputabile all'ondata di scioperi che ha interessato anche il settore energetico e a un guasto in una centrale nucleare.

La borsa elettrica italiana presenta una differenziazione del prezzo tra la fascia *peak* e *offpeak* particolarmente accentuata. Il prezzo medio nel 2007 infatti è stato pari, rispettivamente nelle ore piene e nelle ore vuote, a 103,39 €/MWh e 52,97 €/MWh. Nelle altre borse europee, invece, a un livello di prezzo medio più contenuto si associa anche un differenziale minore tra prezzi di picco e prezzi fuori picco. Il prezzo medio *peakload* e il prezzo medio *offpeak* sono risultati rispettivamente pari a 56,09 €/MWh e 27,87 €/MWh nella borsa tedesca, a 58,22 €/MWh e 31,00 €/MWh nella borsa francese, a 46,24 €/MWh e 35,48 €/MWh nella borsa spagnola, a 31,09 €/MWh e 26,20 €/MWh nella borsa scandinava.

Piattaforma di aggiustamento dei bilaterali

La Piattaforma di aggiustamento dei bilaterali (PAB) è una piattaforma informatica, operativa dal 31 dicembre 2004, che consente la registrazione di scambi orari bilanciati di energia elettrica tra gli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica.

Nel 2007 nella PAB sono stati complessivamente scambiati 3,3 TWh con un decremento rispetto all'anno precedente del 60,5%. Gli scambi hanno rappresentato l'1% dei volumi del MGP.

L'andamento mensile dei volumi scambiati sulla PAB mostra un'evoluzione decrescente nel corso dell'anno che si concentra soprattutto nella seconda parte del 2007, a partire dal mese di

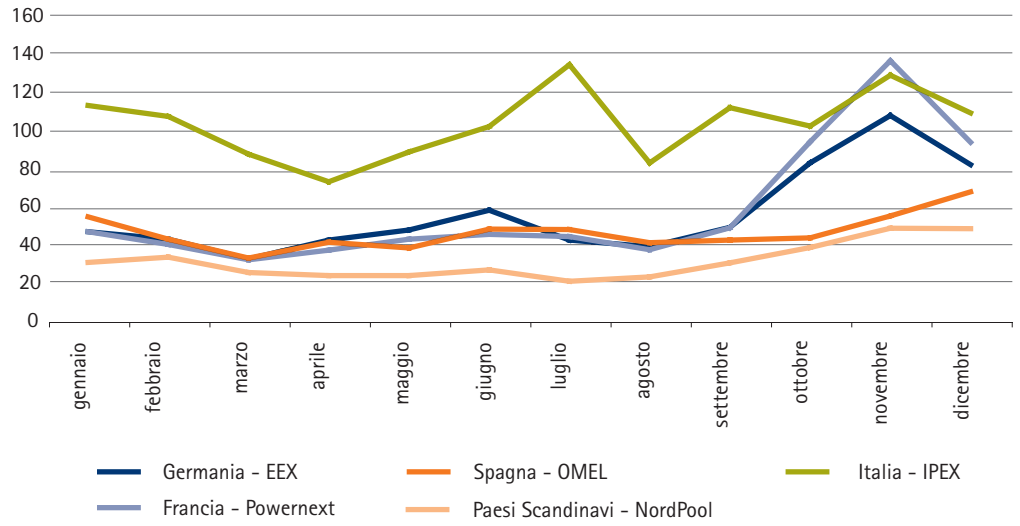


FIG. 2.26

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

€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle borse elettriche europee.

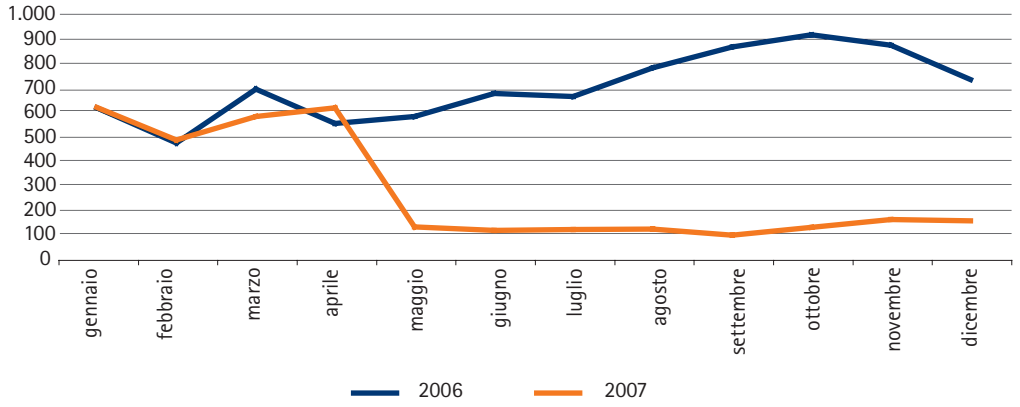


FIG. 2.27

Scambi sulla PAB

GWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

maggio. La netta diminuzione dei volumi scambiati è da correlarsi all'avvio della nuova PCE a termine, sulla quale, nel mese di maggio, sono iniziate le transazioni tra gli operatori in esecuzione dei contratti a termine registrati nel mese precedente.

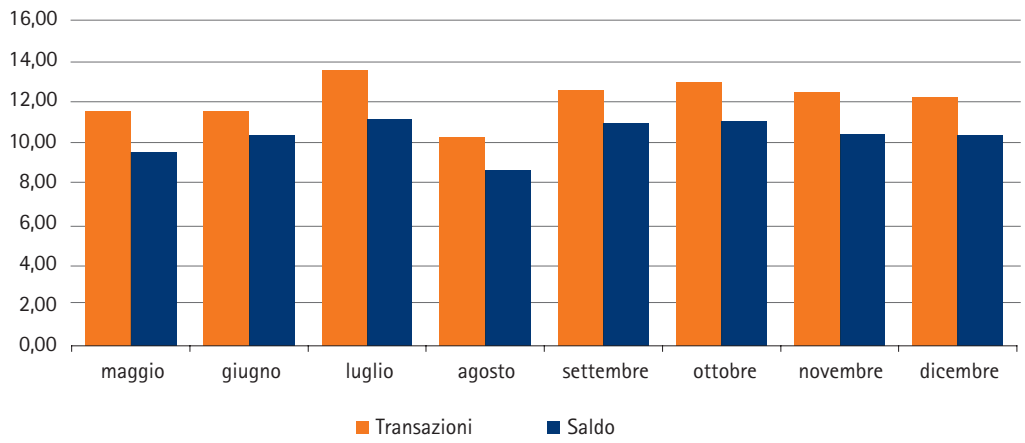
Piattaforma conti energia (PCE)

La PCE è la nuova 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 un acquisto netto. Il saldo del conto determina la quantità di energia che può essere consegnata/ritirata o venduta/acquistata sul MGP.
Con il mese di maggio è iniziata la consegna dei contratti a termine registrati a partire dal mese di aprile. I volumi scambiati nel corso dell'anno dimostrano l'ampio utilizzo da parte degli operatori delle flessibilità offerte dalla nuova piattaforma. Le transazioni complessive ammontano a 96,7 TWh a fronte di una posizione netta pari a 82,1 TWh.
La PCE consente la registrazione di cinque tipologie di contratto di cui quattro standard (*baseload, peakload, offpeak, weekend*) e una non standard. Nel corso del 2007, in tutti i mesi dell'anno, il profilo di contratto maggiormente utilizzato è stato quello non standard, mentre tra i contratti standard il più diffuso risulta essere stato il *baseload*. Occorre infine precisare che contratti del tipo *weekend* sono stati sottoscritti soltanto nel mese di maggio.

FIG. 2.28

Andamento delle transazioni sulla PCE nel 2007

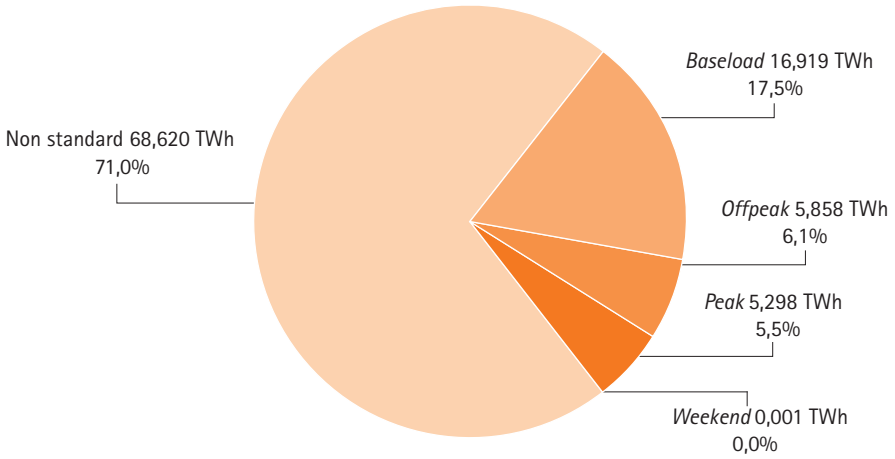
TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.29

Tipologia di contratti registrati sulla PCE



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Vendita dell'energia CIP6 al mercato

Nel 2007 l'energia ritirata dal GSE è stata collocata sul mercato con le modalità previste dal decreto del Ministero dello sviluppo economico del 14 dicembre 2006 che, rispetto all'anno precedente, ha introdotto un meccanismo di aggiornamento trimestrale del prezzo di assegnazione sulla base del prezzo medio trimestrale registrato sulla borsa dell'energia elettrica. Il decreto ha previsto per l'assegnazione dei 5.400 MW di diritti CIP6 per l'anno 2007 il seguente schema:

- l'energia CIP6 ritirata dal GSE è offerta nel mercato dell'energia elettrica;
- la capacità assegnabile per il 2007 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 35% (1.890 MW) all'Acquirente Unico per la fornitura al mercato dei clienti vincolato e, dopo il 1° luglio 2007, ai clienti del mercato tutelato e per una quota pari al 65% (3.510 MW) ai clienti del mercato libero;
- il prezzo di assegnazione per il primo trimestre del 2007 è pari a 64 €/MWh ed è adeguato in corso d'anno con 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) del 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 dal (riconosce al) GSE un corrispettivo pari al prodotto tra il differenziale di prezzo e la quantità assegnata.

Le assegnazioni per il mercato libero, alle quali hanno potuto partecipare tutti gli utenti del dispacciamento in prelievo, sono avvenute, come nel 2006, sulla base di un criterio *pro quota*, basato sui consumi medi annui dichiarati dagli stessi soggetti e certificati dalle imprese distributrici; ai clienti finali idonei che ne hanno fatto richiesta sono state attribuite bande di ampiezza fissa di 1 MW per un profilo costante su base annuale. Anche per il 2007 il decreto non ha escluso dall'assegnazione i soggetti che godono dell'interrompibilità istantanea e con preavviso.
Le regole per il trasferimento dei diritti CIP6 devono tener conto inoltre delle disposizioni contenute nel decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 (così come convertito con la legge 3 agosto 2007, n. 125) e nella delibera dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156, per le quali, a partire dal 1° luglio 2007 viene introdotto il servizio di salvaguardia. Infatti gli utenti del dispacciamento in prelievo esercenti la salvaguardia partecipano, a partire dal 1° luglio 2007, alla procedura di trasferimento dei diritti CIP6 per la sola quota di potenza afferente ai clienti in salvaguardia per i quali l'esercente svolge direttamente la funzione di approvvigionamento.

TAV. 2.16

Assegnazione dei diritti CIP6 al mercato libero

MW

	DIRITTI CIP6 2007	DIRITTI CIP6 2008
Enel	639	1.148
Edison Energia	389	287
Eni	343	332
Asm Energy	219	2
Egl Italia	191	70
Dalmine Energie	-	126
Ergon Energia	-	107
Energetic Source	-	100
Acea Electrabel Elettricità	184	177
Sorgenia (ex Energia)	142	144
Iride Mercato (ex Amga comm. E Siet)	141	97
Modula	134	121
Green Network	75	56
Altri	1.053	908
TOTALE	3.510	3.675

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 basato 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 dal 1° aprile 1999 fino al 31 dicembre 2007, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili (certificato verde) per i primi dodici anni di esercizio. La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° gennaio 2008, invece, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili per i primi quindici anni di esercizio. In precedenza, il decreto ministeriale 11 novembre 1999 aveva stabilito una durata dei certificati pari a otto anni, poi estesa a dodici anni dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

Il certificato verde è emesso dal GSE su comunicazione del produttore e riguarda la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dell'anno precedente o la producibilità attesa nell'anno in corso o nell'anno successivo. I certificati verdi, in particolare, vengono emessi a favore degli operatori con impianti che hanno ottenuto la qualificazione IAFR (Impianti alimentati da fonte rinnovabile) dal GSE o che producono da rifiuti ammessi all'incentivazione, così come a favore del GSE stesso, a fronte dell'energia prodotta dagli impianti CIP6.

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 n. 387/03. 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, attraverso l'acquisto di certificati verdi relativi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili effettuata da altri soggetti.

Il GME ha predisposto una sede di contrattazione organizzata dei certificati verdi, operativa dal marzo 2003, che si è affiancata alle contrattazioni bilaterali. Le sessioni in tale mercato si svolgono almeno una volta alla settimana nel periodo compreso tra gennaio e marzo di ciascun anno e almeno una volta al mese nel restante periodo, attraverso negoziazione continua. Possono partecipare al mercato, come acquirenti o venditori, il GSE, i produttori nazionali ed esteri, gli importatori di energia elettrica, i clienti grossisti e le formazioni associative, previa domanda al GME e ottenimento della qualifica di operatore di mercato. Il GSE, in particolare, colloca i certificati verdi sul mercato per garantire il soddisfacimento della domanda eventualmente non coperta con le produzioni realizzate da privati.

La tavola 2.17 evidenzia le contrattazioni avvenute nel mercato organizzato dal GME nel corso del 2007 e nel primo trimestre del 2008, che hanno riguardato certificati con anno di validità compreso nel periodo 2004-2008. Occorre evidenziare che i prezzi determinatisi sul mercato risultano significativamente diversi dai prezzi di riferimento fissati dal GSE per ciascun anno di riferimento.

La figura 2.30 mette in evidenza il prezzo medio cumulato dei certificati verdi nel mercato organizzato dal GME per ciascun anno di riferimento, ponderato per le quantità scambiate, considerando tutte le sessioni nelle quali questi sono stati negoziati fino a marzo 2008. Come si può rilevare dal grafico, tuttavia, a partire dal 2004 la maggior parte della domanda è stata soddisfatta da transazioni che si svolgono al di fuori del mercato organizzato; nel periodo 2005-2007 le contrattazioni nel mercato organizzato hanno riguardato meno del 10% della domanda complessiva. Parallelamente, sono fortemente diminuite le vendite di certificati da parte del GSE, che nel 2006 e nel 2007 non è quasi mai intervenuto nel mercato per bilanciare la domanda e l'offerta di certificati.

TAV. 2.17

Esito della contrattazione nel mercato dei certificati verdi organizzato dal GME nel 2007 e nel primo trimestre 2008

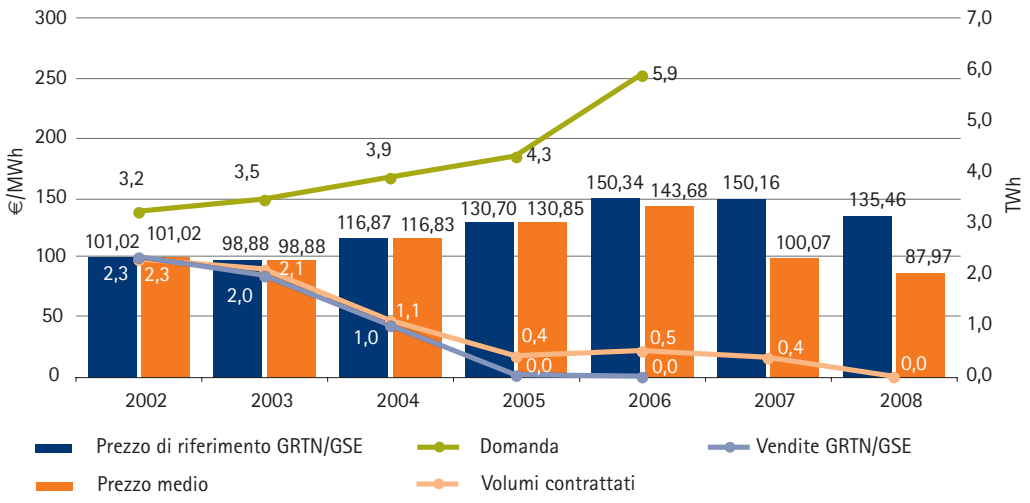
PERIODO DI CONTRATTAZIONE	ANNO DI RIFERIMENTO	CERTIFICATI VERDI NEGOZIATI (MWh)	PREZZO MEDIO (€/MWh)
2007	2004	450	129.51
	2005	8.400	141.56
	2006	376.950	145.96
	2007	24.300	118.45
2008 (gen.-mar.)	2006	9.050	104.36
	2007	344.147	98.78
	2008	2.390	87.97

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.30

Il mercato dei certificati verdi: prezzi di mercato e prezzi di riferimento del GRTN/GSE

€/MWh; TWh



(A) I dati relativi al 2008 si riferiscono ai primi tre mesi dell'anno.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE e GME.

Dalla figura 2.30 emerge una tendenza al disallineamento tra prezzi di mercato e prezzi di riferimento fissati dal GSE a partire dal 2006; tale trend si è accentuato nel 2007 e nelle prime contrattazioni avvenute per certificati aventi come anno di riferimento il 2008.

Il prezzo di riferimento per il 2007, determinato dal GSE seguendo i criteri indicati dal decreto ministeriale del 24 ottobre 2005, è pari a 137,49 €/MWh al netto dell'IVA, calcolato come differenza tra:

- il costo medio dell'energia CIP6 acquistata dal GSE nell'anno 2007, prodotta dai soli impianti a fonti rinnovabili che godono di incentivo, calcolato utilizzando i valori di acconto 2007 comunicati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico nel mese di settembre 2007, a seguito dell'annullamento della delibera dell'Autorità 15 novembre 2006, n. 249, disposto, con propria sentenza, dal TAR Lombardia;
- il ricavo derivante dalla cessione della stessa energia nell'anno 2007.

Con i dispositivi di sentenza n. 26/2008 e seguenti del 22 gennaio 2008, il Consiglio di Stato ha accolto il ricorso in appello proposto dall'Autorità per la riforma delle sentenze del TAR Lombardia n. 5361/2007 e seguenti e, per l'effetto, ha respinto il ricorso di primo grado nei confronti della delibera dell'Autorità n. 249/06, inerente l'aggiornamento per l'anno 2007 del prezzo medio del combustibile convenzionale nel costo evitato di combustibile di cui al titolo II, punto 2, del provvedimento CIP6.

Per effetto di tali disposizioni, il GSE ha effettuato nel marzo del 2008 l'aggiornamento del prezzo di riferimento dei certificati verdi per l'anno 2007. Il valore, non comprensivo di IVA, è pari a 125,13 €/MWh, calcolato come differenza tra:

- il costo medio dell'energia CIP6 acquistata dal GSE nell'anno 2007, prodotta dai soli impianti a fonti rinnovabili che godono di incentivo, calcolato utilizzando i valori di acconto 2007 comunicati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico nel mese di maggio 2007 (determinati sulla base del valore di Costo evitato di combustibile previsto dalla delibera dell'Autorità n. 249/06);
- il ricavo derivante dalla cessione della stessa energia nell'anno 2007.

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 di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità e registrato nell'anno precedente. Con la delibera 26 febbraio 2008, n. 24 (ARG/elt), l'Autorità ha definito pari a 67,12 €/MWh il valore medio annuo del prezzo di cessione, pari alla media aritmetica dei prezzi riconosciuti nel 2007. Pertanto, il valore dei certificati verdi per il 2008, nella disponibilità del GSE, sarà pari a 112,88 €/MWh.
Tra gli altri aspetti di novità introdotti dalla legge n. 244/07, è da evidenziare l'introduzione di una differenziazione delle forme di incentivazione in relazione alla potenza degli impianti che producono energia rinnovabile. Infatti, 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 ed entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007 ha 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 quindici anni.
La produzione di energia elettrica mediante impianti di potenza nominale media annua superiore a 1 MW ed entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, è invece incentivata mediante il solo rilascio di certificati verdi, in numero pari al prodotto della produzione netta di energia elettrica da fonti rinnovabili moltiplicata per un coefficiente differenziato in relazione alla tipologia di fonte utilizzata.
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.
Infine, è da evidenziare che la legge n. 244/07 ha stabilito pari a 1 MWh la taglia dei certificati verdi, che in precedenza, secondo quanto disposto dalla legge 23 agosto 2004, n. 239, era pari a 50 MWh, per tutti gli impianti che beneficiano della loro emissione.

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. Fino al 2007 tali obiettivi sono stati posti a carico dei distributori di energia elettrica e delle imprese distributrici di gas naturale con non meno di 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2001, attraverso progetti che prevedono misure e interventi di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia.
Il decreto del Ministero dello sviluppo economico di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 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 di due 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 a favore di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO), al fine di cer-

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.

tificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica a partire dall'anno 2005. Per ottemperare a tale compito il GME organizza e gestisce il Registro dei TEE.

Le emissioni dei titoli avvengono sulla base dei risparmi conseguiti dai distributori o dalle ESCO e comunicati al GME dall'Autorità. L'Autorità, con la delibera 18 settembre 2003, n. 103, la delibera 11 novembre 2004, n. 200, e la delibera 20 aprile 2005, n. 70, ha emanato le *Linee guida* per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui agli artt. 5 dei 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 titoli 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.

Il mercato dei TEE, in particolare, consente l'acquisto di titoli da parte dei distributori che, attraverso i loro progetti, ottengono dei risparmi inferiori al loro obiettivo annuo e, specularmente, la vendita di titoli da parte dei distributori che raggiungono risparmi oltre l'obiettivo annuo e che possono vendere sul mercato i titoli in eccesso. Sul mercato possono presentare offerta di titoli anche le ESCO, che dispongono di TEE a seguito della realizzazione di progetti autonomi.

Nel corso del 2007 sono stati scambiati sul mercato organizzato 225.951 TEE, in grande maggioranza del tipo I (167.502) e del tipo II (58.439); solo 10 sono stati i TEE scambiati del tipo III. Gli scambi su base media mensile, pari nel 2007 a 18.829 TEE, sono notevolmente aumentati rispetto al 2006 (3.430 TEE). Nei primi tre mesi del 2008 sono stati scambiati 83.518 TEE, in ulteriore aumento rispetto al trend delineatosi nel corso del 2007. A titolo indicativo del livello di liquidità del mercato dei certificati bianchi, si evidenzia che, al 31 maggio 2007, a fronte di certificazioni di risparmi per poco meno di 900.000 tep, gli scambi sul mercato organizzato del GME sono stati pari a poco più di 102.000 tep (11% circa del totale).

La figura 2.31 illustra l'andamento mensile dei prezzi medi dei TEE, senza distinzione per tipologia. I volumi scambiati sono significativamente aumentati da aprile 2007, con una punta nel mese di ottobre; il motivo dell'incremento dei volumi è da ricercarsi nel fatto che, nel mese di ottobre, sono stati emessi i TEE relativi al trimestre luglio-settembre, con il conseguente incremento della quantità di TEE offerti sul mercato.

Il prezzo medio ponderato dei TEE scambiati nel corso del 2007 è pari a 48,25 €/tep, in forte riduzione rispetto alla media del 2006 (77,71 €/tep).

Occorre evidenziare l'esistenza di una certa differenziazione di prezzo in relazione alla tipologia di TEE scambiati; nel periodo 2006-2008 in media i certificati del tipo II sono stati ceduti a un prezzo superiore di quasi 40 €/tep rispetto a quelli del tipo I. Molto inferiore risulta il prezzo di scambio dei titoli di tipo III, sebbene il confronto sia reso poco significativo in ragione delle ridotte quantità a oggi scambiate.

TAV. 2.18

Titoli scambiati nel mercato dei certificati bianchi al 31 marzo 2008

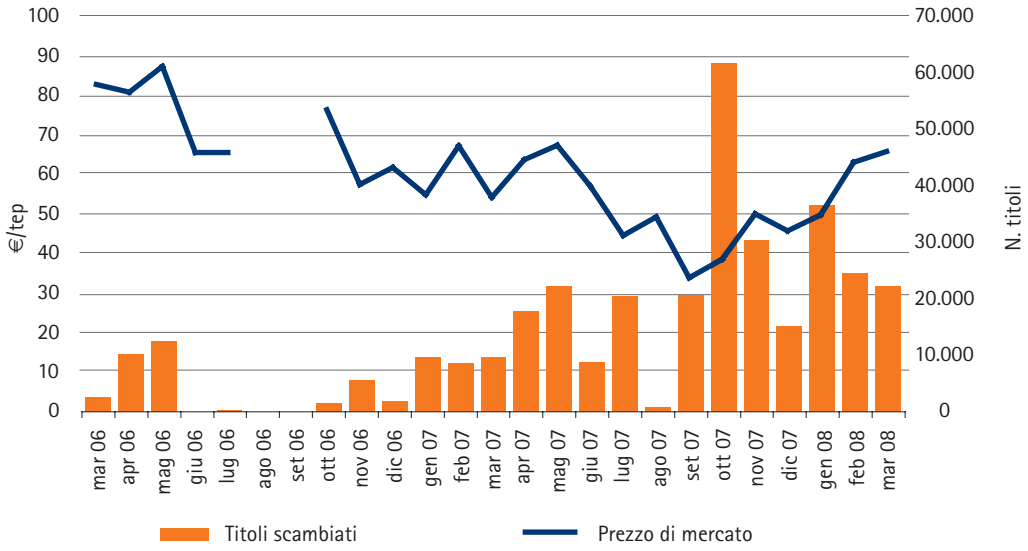
ANNO	TIPO I	TIPO II	TIPO III
2006 (mar.-dic.)	22.664	11.564	76
2007 (gen.-dic.)	167.502	58.439	10
2008 (gen.-mar.)	70.808	12.583	127
TOTALE	260.974	82.586	213

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.31

Andamento dei prezzi e delle quantità sul mercato dei TEE

€/tep; numero dei titoli

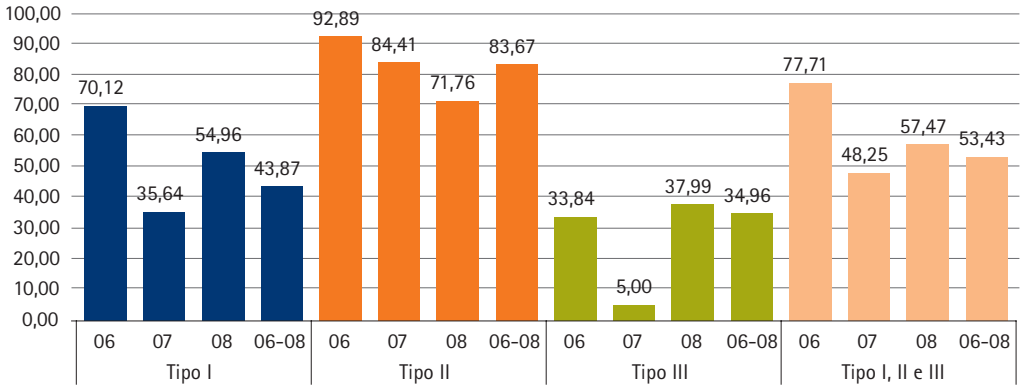


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.32

Andamento dei prezzi per tipologia di titoli scambiati

€/tep



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Mercato finale della vendita

Dall'1 luglio 2007, con la completa apertura del mercato della vendita di energia elettrica, è stata data la facoltà a tutti i clienti finali di scegliere il proprio fornitore. Fino a tale data, la facoltà di accedere al mercato libero era riconosciuta solo ai clienti idonei (ovvero tutti i clienti non domestici a partire dall'1 luglio 2004). I clienti vincolati (domestici e non domestici che, ancorché idonei, avevano deciso di non approvvigionarsi sul mercato libero) erano riforniti dal distributore locale sulla base delle tariffe fissate dall'Autorità. L'energia destinata ai clienti vincolati era acquistata sul mercato all'ingrosso dall'Acquirente Unico. La legge n. 125 del 12 agosto 2007 (legge di conversione del decreto legge n. 73 del 18 giugno 2007), che ha dato attuazio-

ne ad alcune disposizioni comunitarie previste dalla Direttiva 2003/54/CE, ha disposto a partire dall'1 luglio 2007:

- l'istituzione di un servizio di maggior tutela per i clienti domestici e per le piccole imprese connesse in BT (con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore ai 10 milioni di euro);
- l'istituzione di un servizio di salvaguardia a cui possono accedere tutti i clienti (che non rientrano nel servizio di maggior tutela) al fine di garantire che in ogni momento i clienti abbiano un proprio fornitore;
- l'obbligo di separazione societaria per le imprese di distribuzione, le cui reti alimentano almeno 100.000 clienti finali, che al 30 giugno 2007 svolgevano l'attività di vendita in forma integrata.

Nel secondo semestre 2007, sulla base dei dati raccolti dall'Autorità, il numero di operatori esercenti il servizio di maggior tutela è stato pari a 130; di questi, 120 risultavano essere anche distributori e circa 100 anche esercenti il servizio di salvaguardia. Con riferimento al mercato libero hanno risposto all'indagine dell'Autorità 272 operatori: il numero include le società di vendita che hanno operato nel segmento *retail* (135), le società che risultavano essere anche grossisti o venditori di gas (136), le società collegate societariamente a un distributore di energia elettrica (39) oppure a un produttore di energia elettrica (61).
Nel 2007 il mercato della vendita al dettaglio, in termini di volumi, è stato pari a circa 301 TWh[6], di cui il 60,3% ascrivibile alle vendite sul mercato libero, per oltre 36 milioni di punti di prelievo complessivi.

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 dalle imprese distributrici, anche attraverso apposite società di vendita, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità. L'esercente la maggior tutela è tenuto a richiedere ai titolari dei punti di prelievo in bassa tensione per usi non domestici e per l'illuminazione pubblica la compilazione di una dichiarazione attestante il possesso dei requisiti necessari per l'accesso a tale servizio.
Nell'ambito del servizio di maggior tutela le vendite alla clientela domestica, nel secondo semestre 2007, sono state pari al 62,9% dell'intero segmento di mercato in volume (circa 49 TWh) e hanno interessato l'82% dei punti di prelievo (in totale circa 17 milioni calcolati con il criterio *pro die*) (Tav. 2.20).
Nel secondo semestre 2007, il cliente domestico residente con potenza fino a 3 kW ha consumato mediamente su base annua 2.300 kWh mentre il cliente residente con potenza superiore a 3 kW, nello stesso periodo, ha consumato circa 4.600 kWh. I consumi medi relativi invece ai clienti non residenti (seconde case) sono stati pari a circa 1.380 kWh annui.
A livello territoriale le regioni che presentano i più elevati valori medi di consumo per la clientela domestica in maggior tutela sono la Sardegna, la Campania, il Lazio, la Sicilia e il Veneto, mentre il Molise, la Liguria e la Valle d'Aosta hanno registrato livelli di consumo inferiori ai 1.800 kWh/a (Fig. 2.33).

TAV. 2.19

Struttura del mercato finale della vendita nel 2007

TIPOLOGIA DI MERCATO(A)	RIFERIMENTO TEMPORALE	VOLUMI GWh	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO(B)
Mercato vincolato	Primo semestre 2007	60.648	17.754.718
Mercato di maggior tutela	Secondo semestre 2007	49.243	16.837.635
Mercato di salvaguardia	Secondo semestre 2007	9.497	142.274
Mercato libero	Anno 2007	181.678	1.505.791
Mercato totale	**Anno 2007**	**301.066**	**36.240.417**

A) La segmentazione del mercato tra vincolato, maggior tutela e salvaguardia deve essere considerata in prima approssimazione data la limitata comparabilità dei dati semestrali.
(B) I punti di prelievo, per i dati semestrali, sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

6 Il dato di preconsuntivo 2007 di Terna al 27 febbraio 2008 relativo ai consumi totali (esclusi gli autoconsumi) era pari a 298,4 TWh.

TAV. 2.20

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente

Luglio-Dicembre 2007

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO(A)
Domestici residenti fino a 3 kW	**24.499**	**10.618.081**
monoraria	24.458	10.606.805
bioraria	41	11.276
Domestici residenti oltre 3 kW e non residenti	**6.458**	**3.102.608**
monoraria	6.335	3.067.114
bioraria	123	35.494
Illuminazione pubblica	**1.009**	**65.085**
monoraria	911	65.083
multioraria	98	2
Altri usi	**17.278**	**3.051.862**
monoraria	17.183	3.051.575
bioraria	7	110
multioraria	88	177
TOTALE MAGGIOR TUTELA	49.243	16.837.635

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.21

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

Luglio-Dicembre 2007

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO(A)
Domestici residenti fino a 3 kW	**24.499**	**10.618.081**
0 -900 kWh/anno	603	1.293.094
901-1.800 kWh/anno	3.804	2.741.139
1.801-2.640 kWh/anno	6.374	2.879.793
2.641-3.540 kWh/anno	6.405	2.103.782
3.541-4.440 kWh/anno	3.795	966.379
Oltre 4.440 kWh/anno	3.518	633.894
Domestici residenti oltre 3 kW e non residenti	**6.458**	**3.097.531**
0-900 kWh/anno	476	1.301.649
901-1.800 kWh/anno	770	589.486
1.80-2.640 kWh/anno	749	342.258
2.641-3.540 kWh/anno	808	263.564
3.541-4.440 kWh/anno	780	196.865
oltre 4.440 kWh/anno	2.874	403.709
TOTALE DOMESTICI	30.956	13.715.612

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

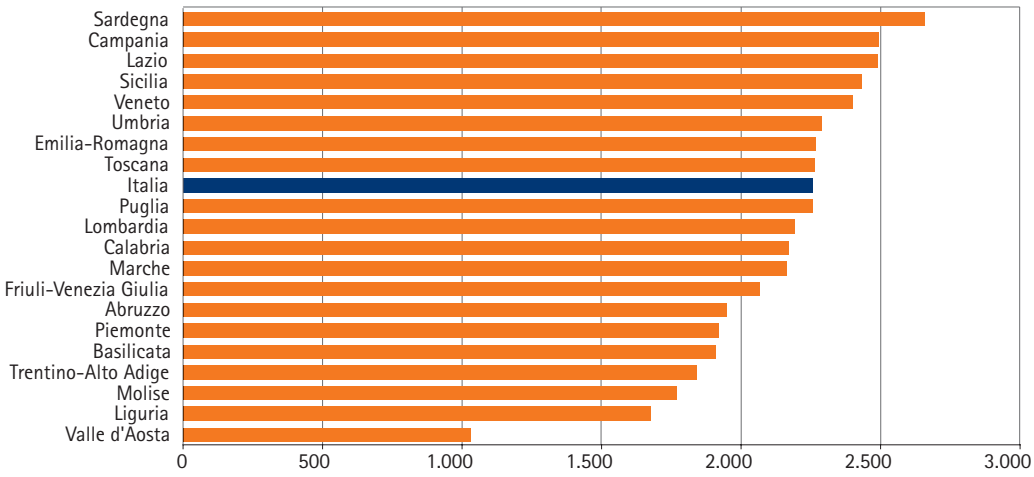
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il mercato della maggior tutela, come l'ex mercato vincolato, risulta fortemente concentrato. Enel Distribuzione Spa (oggi Enel Servizio Elettrico Spa) nel secondo semestre 2007 ha servito l'80% dei punti di prelievo per un totale di circa 38 TWh, ovvero il 78% dell'intero segmento. Il secondo operatore, AceaElectrabel Elettricità, ha una quota di mercato pari all'11% in volumi e al 9% in termini di punti di prelievo. Gli altri operatori hanno quote singolarmente inferiori al 4%.

FIG. 2.33

Consumo medio annuo della clientela domestica in maggior tutela per regione

kWh/a; luglio-dicembre 2007



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.22

Principali esercenti il servizio di maggior tutela

Luglio-Dicembre 2007

REGIONE SOCIALE	VOLUMI (GWh)	QUOTA %
Enel Distribuzione	38.376	77,9%
AceaElectrabel Elettricità	5.468	11,1%
Aem Distribuzione Energia Elettrica	1.624	3,3%
Iride Mercato	699	1,4%
Asm Energia e Ambiente	610	1,2%
Hera Comm socio unico Hera	401	0,8%
Trenta	340	0,7%
Agsm Verona	237	0,5%
Enia energia (ex Amps Energie)	180	0,4%
Acegas-Aps Service	166	0,3%
Aziende Industriali Municipali Vicenza Energia	108	0,2%
Altri esercenti	1.034	2,1%
TOTALE ESERCENTI MAGGIOR TUTELA	49.243	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Mercato libero

Al 31 dicembre 2007 i clienti che risultavano essersi approvvigionati sul mercato libero nel corso del 2007 erano pari a circa 1,5 milioni di punti di prelievo per un totale di circa 181 TWh (Tav. 2.23). In termini di volumi oltre il 50% delle vendite ha interessato le imprese connesse alla rete in media tensione mentre circa un quarto è stato il contributo del segmento della clientela connessa in alta e altissima tensione. La ripartizione delle vendite finali in base ai punti di prelievo attribuisce invece oltre l'85% del mercato libero al segmento dei clienti non domestici collegati in bassa tensione mentre il numero di punti di prelievo riferibili ai clienti domestici (circa 38.000), che per la prima volta hanno potuto rivolgersi a tale mercato, ha raggiunto una quota del 2,5%.

La ripartizione del mercato libero per classi di consumo riflette la struttura produttiva del nostro paese che vede una predominanza delle imprese di piccole dimensioni (il 99% dei punti di prelievo è relativo alle classi di consumo fino a 2.000 MWh/a) mentre in termini di volumi la classe più importante, dove si concentra il 29% delle vendite, è caratterizzata da consumi annui compresi tra 2.000 e 20.000 MWh (Tav. 2.24).

TAV. 2.23

Mercato libero per tipologia di cliente
Anno 2007

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO
BT	36.949	1.425.114
Domestico	97	38.124
Illuminazione pubblica	2.811	110.140
Altri usi	34.041	1.276.850
MT	97.603	80.058
Illuminazione pubblica	263	595
Altri usi	97.340	79.463
AT e AAT	47.126	619
TOTALE MERCATO LIBERO	181.678	1.505.791

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.24

Mercato libero per classe di consumo
Anno 2007

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO
< 20 MWh/anno	5.478	1.048.618
20-50 MWh/anno	6.766	212.644
50-100 MWh/anno	6.677	95,360
100-500 MWh/anno	23.280	111.463
500-2.000 MWh/anno	26.121	26.860
2.000-20.000 MWh/anno	53.577	10.024
20.000-50.000 MWh/anno	17.388	563
50.000-70.000 MWh/anno	4.951	81
70.000-150.000 MWh/anno	12.226	112
> 150.000 MWh/anno	25.215	65
TOTALE MERCATO LIBERO	181.678	1.505.791

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli dagli operatori.

Nel mercato libero i consumi medi annui si sono attestati nel 2007 intorno a 120 MWh. Con riferimento al segmento "altri usi", ovvero esclusi i clienti domestici e la pubblica illuminazione, la media nazionale è stata pari a circa 130 MWh.
A livello territoriale le regioni caratterizzate da consumi medi annui per gli altri usi superiori a 180 MWh sono state l'Umbria, la Sardegna, la Lombardia e il Trentino Alto Adige mentre la Sicilia, la Puglia, la Liguria, la Calabria e l'Abruzzo hanno presentato livelli medi inferiori a 100 MWh/a (Fig. 2.34).
Nel 2007 le vendite sul mercato libero del gruppo Enel hanno rappresentato circa un quarto del totale in volume corrispondente a circa la metà dei punti di prelievo. I primi sette operatori hanno raggiunto singolarmente una quota superiore al 3% e cumulativamente il 63% delle vendite complessive (Tav. 2.25).

La figura 2.35 consente di confrontare la segmentazione del mercato libero relativo agli altri usi per gruppo societario e per livello di tensione a cui sono connessi i clienti. I gruppi Eni e CIR appaiono relativamente più presenti nel segmento della bassa tensione rispetto agli altri gruppi mentre il gruppo Eni presenta la percentuale più elevata con riferimento all'alta e all'altissima tensione.

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.
I soggetti che erogano tale servizio nel periodo compreso tra l'1 maggio e il 31 dicembre 2008 sono stati scelti attraverso pro-

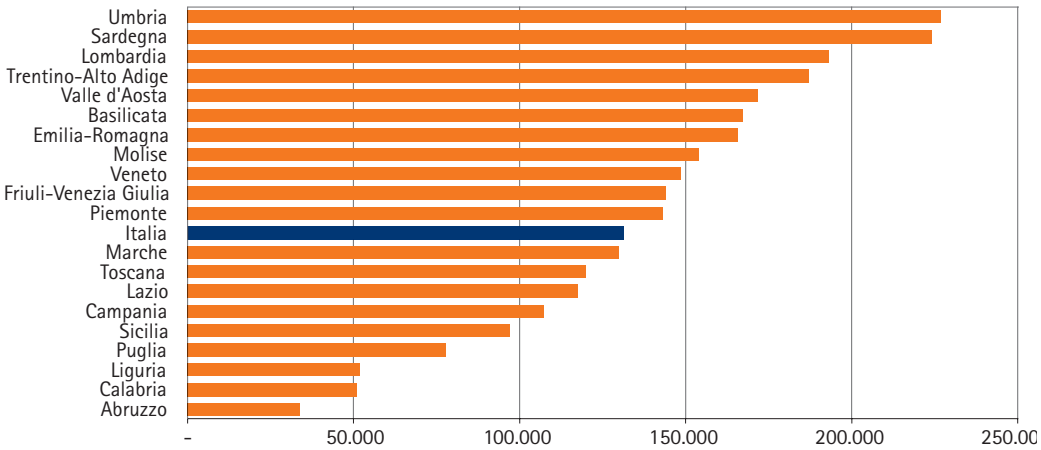


FIG. 2.34

Consumo medio annuo sul mercato libero (escluso clienti domestici e illuminazione pubblica) per regione

kWh/a; anno 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.25

Principali esercenti sul mercato libero

Anno 2007

GRUPPO	VOLUMI (GWh)	QUOTA %
Enel	44.717	24,6%
Edison	20,844	11,5%
Eni	12.030	6,6%
Axpo Group	10.733	5,9%
Electrabel/Acea	9.706	5,3%
CIR	8.158	4,5%
Ergon Energia	7.566	4,2%
Altri esercenti	67.925	37,4%
TOTALE OPERATORI MERCATO LIBERO	181.677	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

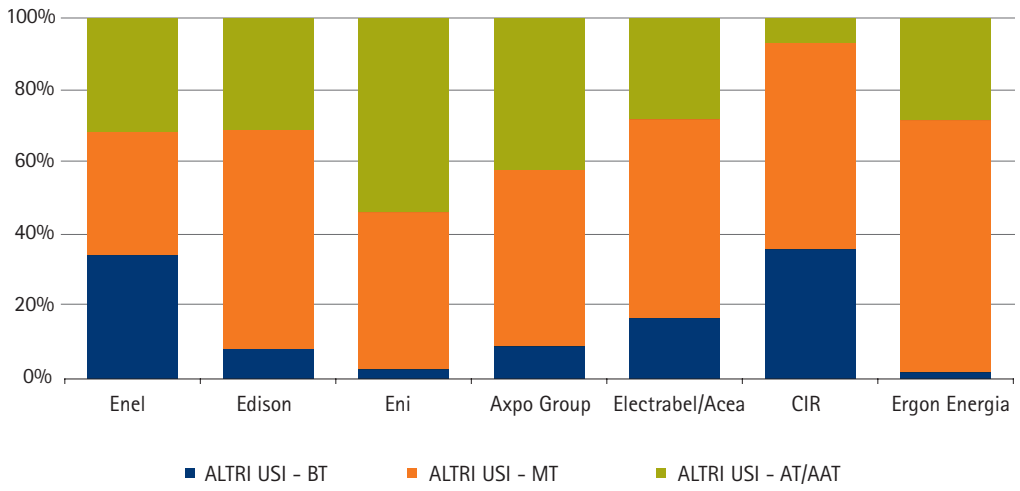


FIG. 2.35

Ripartizione percentuale del mercato libero per tensione (esclusi clienti domestici e illuminazione pubblica) per i principali operatori

Anno 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

cedure concorsuali per aree territoriali dopo una fase transitoria in cui la continuità della fornitura è stata garantita dalle imprese distributrici o da società di vendita a queste collegate. Diversamente dalla maggior tutela, le condizioni economiche della salvaguardia sono fissate dall'esercente in modo da riflettere i costi sostenuti per l'erogazione del servizio; le relative offerte commerciali proposte ai clienti finali devono essere trasparenti e non discriminatorie.

Nel secondo semestre 2007 il servizio di salvaguardia ha interessato più di 140.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*, che hanno prelevato elettricità per circa 9,5 TWh. Di questi, circa due terzi si riferiscono agli utilizzi industriali/commerciali (diversi dall'illuminazione pubblica e dagli utilizzi soggetti a regimi tariffari speciali) con prevalenza di connessioni in media tensione (Tav. 2.26). Più della metà delle vendite totali in salvaguardia cadono nelle classi centrali di consumo della nuova metodologia di rilevazione dei prezzi adottata da Eurostat ovvero sono comprese tra 100 e 20.000 MWh annui (Tav. 2.27).

In termini di consumo medio annuo le regioni Lombardia e Campania hanno registrato nel periodo luglio-dicembre 2007 scostamenti superiori del 40% rispetto alla media nazionale, pari a circa 57 MWh/a, mentre per Liguria, Emilia Romagna e Friuli Venezia Giulia i livelli di consumo sono stati mediamente inferiori del 25% al valore medio nazionale.

Nel periodo transitorio gli esercenti il servizio di salvaguardia sono stati un centinaio di cui circa una settantina hanno servito effettivamente clienti ammessi a questo regime. Enel Distribuzione, in particolare, ha coperto circa il 90% delle vendite totali.

TAV. 2.26

Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente

Luglio-Dicembre 2007

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO[(A)]
BT	1.882	126.507
Illuminazione pubblica	520	28.072
Altri usi	1.290	95.562
Regimi tariffari speciali	72	2.873
MT	5.103	15.710
Illuminazione pubblica	35	141
Altri usi	4.996	15.476
Regimi tariffari speciali	71	93
AT e AAT	2.513	56
Altri usi	99	54
Regimi tariffari speciali	2.414	2
TOTALE SALVAGUARDIA	9.497	142.274

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.27

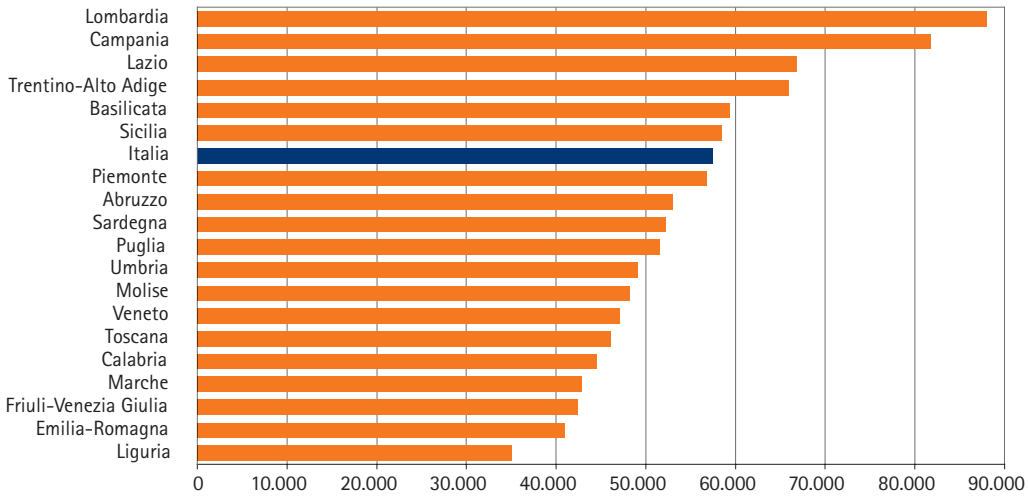
Servizio di salvaguardia per classe di consumo

Luglio-Dicembre 2007

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO[(A)]
< 20 MWh/anno	616	100.501
20-50 MWh/anno	749	24.536
50-100 MWh/anno	502	7.302
100-500 MWh/anno	1.644	7.281
500-2.000 MWh/anno	2.063	2.281
2.000-20.000 MWh/anno	1.435	369
20.000-50.000 MWh/anno	56	2
50.000-70.000 MWh/anno	33	1
70.000-150.000 MWh/anno	19	0
> 150.000 MWh/anno	2.380	1
TOTALE SALVAGUARDIA	9.497	142.274

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.36

Consumo medio annuo della clientela in regime di salvaguardia (esclusi illuminazione pubblica e regimi tariffari speciali) per regione

kWh/a; luglio-dicembre 2007

TAV. 2.28

Principali esercenti il servizio di salvaguardia

Luglio-Dicembre 2007

REGIONE SOCIALE	VOLUMI (GWh)	QUOTA %
Enel Distribuzione	8.418	88,6%
AceaElectrabel Elettricita	326	3,4%
Aem Distribuzione Energia Elettrica	282	3,0%
Iride Mercato	103	1,1%
Trenta	76	0,8%
Hera Comm socio unico Hera	49	0,5%
Azienda Energetica – Etschwerke AG	31	0,3%
Acegas-APS Service	27	0,3%
Altri esercenti	185	1,9%
Totale esercenti servizio salvaguardia	**9.497**	**100,0%**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

In esito al processo di revisione della regolazione tariffaria del settore elettrico per il periodo 2008-2011, conclusosi con la delibera dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348, la tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2008 ha subito complessivamente una riduzione rispetto all'anno 2007 pari all'11,1%, passando da 2,420 c€/kWh a 2,152 c€/kWh. La variazione più consistente, relativa al servizio di distribuzione, è in parte rilevante collegata al venir meno del ruolo (e dunque del riconoscimento di costo) del distributore quale interfaccia con i clienti finali in bassa tensione, in conseguenza del completamento del processo di liberalizzazione del settore elettrico che ha assegnato tale ruolo alle società di vendita.

Nella tavola 2.29 sono evidenziate le variazioni 2008-2007 della tariffa media considerando separatamente le suddette attività.

Occorre inoltre evidenziare che i costi relativi all'attività di commercializzazione della vendita (che fino a luglio 2007 venivano remunerati tramite la componente tariffaria COV), non sono più oggetto di regolazione nell'ambito della definizione delle tariffe a copertura dei costi legati alle infrastrutture di rete, ma rientrano dal secondo semestre dell'anno 2007 nella regolazione del servizio di vendita dell'energia elettrica disciplinata dall'Allegato A alla delibera n. 156/07, come successivamente modificato e integrato.

Le tavole 2.30 e 2.31 illustrano le variazioni intercorse tra l'anno 2007 e l'anno 2008 delle tariffe medie relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura, dettagliate per tipologia contrattuale.

Rispetto al precedente periodo di regolazione l'Autorità, con la delibera n. 348/07, ha introdotto un'apposita tipologia di con-

TAV. 2.29

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

c€/kWh

	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	TOTALE
Anno 2008	0,345	1,534	0,273	2,152
Anno 2007	0,350	1,780	0,290	2,420
Differenza 2008-2007	–0,005	–0,246	–0,017	–0,268
Variazione % 2008-2007	–1,4%	–13,8%	–5,9%	–11,1%

TAV. 2.30

Servizio di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente

c€/kWh

	2007	2008	DIFFERENZA 2008-2007
BT usi domestici	3,850	3,417	–0,433
BT illuminazione pubblica	1,820	1,706	–0,114
BT altri usi	3,190	2,726	–0,464
MT illuminazione pubblica	1,120	1,072	–0,048
MT altri usi	1,310	1,133	–0,177
AT	0,450	0,446	–0,004
AAT > 220 kV	0,450	0,405	–0,045

TAV. 2.31

Servizio di misura: tariffe per tipologia di cliente

c€/kWh

	2007	2008	DIFFERENZA 2008-2007
BT usi domestici	0,840	0,926	0,086
BT illuminazione pubblica	0,110	0,065	–0,045
BT altri usi	0,340	0,287	–0,053
MT illuminazione pubblica	0,060	0,061	0,001
MT altri usi	0,060	0,029	–0,031
AT	0,050	0,005	–0,045
AAT > 220 kV	0,050	0,001	–0,049

tratto per le utenze connesse in altissima tensione (utenze caratterizzate da una tensione nominale tra le fasi superiore a 220 kV), per le quali è stato previsto un corrispettivo a copertura dei costi di distribuzione ridotto rispetto a quello applicato alle altre utenze in alta tensione.

Con riferimento ai corrispettivi di misura, anche in esito alle osservazioni formulate dagli operatori del settore durante il processo di consultazione che ha preceduto la delibera n. 348/07, l'Autorità ha provveduto inoltre a ridefinire l'allocazione dei costi relativi al servizio di misura tra le tipologie contrattuali in modo da determinare strutture tariffarie maggiormente *cost reflective* rispetto a quelle in vigore nel secondo periodo regolatorio. Tale intervento spiega il diverso impatto tra le diverse tipologie di clientela della manovra tariffaria decisa dall'Autorità.

Prezzi del mercato libero

Nel 2007, sulla base dei dati rilevati dall'Autorità presso gli operatori, il prezzo medio, ponderato con i volumi, dell'energia elettrica sul mercato libero si è attestato intorno ai 74 €/MWh. Tale prezzo è da intendersi al netto delle componenti fiscali, degli oneri generali di sistema e delle componenti tariffarie a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura, mentre include il costo del servizio di commercializzazione della vendita. Nella tavola 2.32 i prezzi del mercato libero sono segmentati per livello di tensione mentre nella tavola 2.33 è rappresentata la ripartizione per classi di consumo.

TAV. 2.32

Prezzi medi finali dell'energia elettrica sul mercato libero per livello di tensione

Anno 2007

TENSIONE	PREZZO (€/MWh)	VOLUMI (GWh)
BT	80,50	36.949
MT	75,76	97.603
AT e AAT	65,78	47.126
Totale	**74,14**	**181.678**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori. Dati provvisori.

TAV. 2.33

Prezzi medi finali dell'energia elettrica sul mercato libero per classe di consumo
Anno 2007

CLASSE DI CONSUMO	PREZZO (€/MWh)	VOLUMI (GWh)
< 20 MWh/anno	81,83	5.478
20-50 MWh/anno	80,90	6.766
50-100 MWh/anno	80,55	6.677
100-500 MWh/anno	80,53	23.280
500-2.000 MWh/anno	79,24	26.121
2.000-20.000 MWh/anno	74,66	53.577
20.000-50.000 MWh/anno	69,62	17.388
50.000-70.000 MWh/anno	68,43	4.951
70.000-150.000 MWh/anno	65,89	12.226
> 150.000 MWh/anno	64,90	25.215
Totale	**74,14**	**181.678**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori. Dati provvisori.

Prezzi del mercato vincolato – Condizioni economiche di fornitura

Approvvigionamento dell'Acquirente Unico

Per il periodo compreso tra l'1 aprile 2004, data dell'entrata in operatività del sistema delle offerte e del dispacciamento di merito economico, e il 30 giugno 2007, all'Acquirente Unico è stato affidato il compito di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, ai sensi del decreto del Ministro delle attività produttive del 19 dicembre 2003. Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica avvenuta l'1 luglio 2007, ai sensi 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, servizio 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 nel servizio di maggior tutela sono serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia, per il quale l'Acquirente Unico ha svolto in via transitoria la funzione di approvvigionamento dell'energia elettrica limitatamente al periodo compreso tra i mesi di luglio e ottobre 2007. 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 a cui può ricorrere.

La tavola 2.34 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2007. 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 13% del suo fabbisogno. Relativamente agli acquisti fatti sul mercato del giorno prima, il 53% di tali acquisiti è stato coperto dal rischio prezzo con contratti differenziali e con l'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva di cui alla delibera del CIP6 (capacità produttiva CIP6).

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 superiori a quelli del 2006 e corrispondenti a circa l'1,6% del fabbisogno.

Nella tavola 2.35 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente Unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di borsa.

TAV. 2.34

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico nel periodo gennaio-dicembre 2007

GWh

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Al di fuori del sistema delle offerte	**5.218**	**3.788**	**7.197**	**16.203**
di cui				
importazioni annuali	1.030	690	1.275	2.995
importazioni pluriennali	1.658	1.224	2.348	5.231
altri contratti di importazione	3	2	3	8
DL n. 387/03	1.959	1.427	2.712	6.098
contratti bilaterali	567	444	859	1.871
Mercato del giorno prima	43.591	28.371	34.572	106.534
di cui				
contratti differenziali	20.867	11.101	10.959	42.927
CIP6	4.428	3.254	6.236	13.918
acquisti a PUN	18.296	14.016	17.376	49.688
Sbilanciamento Unità di consumo(A)	*406*	*962*	*610*	*1.977*
TOTALE	**49.214**	**33.121**	**42.379**	**124.714**

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.35

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente Unico nel 2007

	INCIDENZA DELLE FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO NON SOGGETTE AL RISCHIO PREZZO SUL TOTALE DEL FABBISOGNO GENNAIO-DICEMBRE 2007			
CIP6	9%	10%	15%	11%
Contratti bilaterali	1%	1%	2%	2%
Importazioni	5%	6%	9%	7%
Differenziali	42%	34%	26%	34%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Con riferimento al 2008[7], in applicazione della delibera n. 280/07, è venuto meno l'apporto dell'energia elettrica cosiddetta "DL n. 387/03"[8]. Complessivamente l'ammontare di energia elettrica acquistata nel MGP interessa circa l'81% del fabbisogno dell'Acquirente Unico, ma rispetto all'anno 2007 sono sensibilmente diminuiti i contratti differenziali a copertura del rischio della volatilità dei prezzi di borsa. Ciò è dovuto principalmente al venir meno dei cosiddetti contratti differenziali "a una via", giunti a termine nel 2007, e a una minore sottoscrizione di altri contratti differenziali di durata annuale. La quota del portafoglio dell'Acquirente Unico coperta con contratti differenziali contro il rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata nel mercato del giorno prima prevista per l'anno 2008 fa riferimento:

- alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2008 (contratti differenziali 2008);
- alla potenza sottostante il contratto di cessione di capacità produttiva virtuale (contratto VPP) per l'anno 2008 stipulato tra l'Acquirente Unico ed Enel Produzione Spa.

Per quanto riguarda i contratti differenziali 2008, l'Acquirente Unico ha bandito due aste per la stipula di contratti differenziali a "due vie". La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata nella tavola 2.36, dove sono distinti i prodotti *baseload* e *peakload* e le loro rispettive durate. La quota di portafoglio coperta con i contratti differenziali 2008 è prevista collocarsi intorno al 2% del fabbisogno.

7 I dati relativi all'anno 2008 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2008.

8 Si tratta della quota di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili che doveva essere obbligatoriamente immessa in rete da produttori e importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, secondo quanto previsto dall'art. 4, comma 1, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

TAV. 2.36

Quantità assegnate in ogni singola asta: contratti differenziali 2008

DATA	MW	PRODOTTO	DURATA
3 gennaio 2008	55	*baseload*	1 gennaio – 31dicembre 2008
30 gennaio 2008	150	*baseload*	1-29 febbraio 2008
	140		1-31 marzo 2008
	150		1-30 aprile 2008
	140		1-31 maggio 2008
	150		1-30 giugno 2008
	80		1-31 luglio 2008
	120		1-31 agosto 2008
	130		1-30 settembre 2008
	90		1-31 ottobre 2008
	130		1-30 novembre 2008
	120		1-31 dicembre 2008
	150	*peakload*	1-29 febbraio 2008
	150		1-31 marzo 2008
	150		1-30 aprile 2008
	140		1-31 maggio 2008
	130		1-30 giugno 2008
	80		1-31 luglio 2008
	150		1-31 agosto 2008
	150		1-30 settembre 2008
	120		1-31 ottobre 2008
	110		1-30 novembre 2008
	150		1-31 dicembre 2008

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Questi prodotti sono contratti differenziali a "due vie" con prezzo *strike* pari a una componente di prezzo, risultante dal processo di assegnazione, indicizzata al prezzo del petrolio di qualità Brent nei diversi mesi di validità del contratto. Le differenze tra prezzo orario (PUN) e il prezzo *strike* dei contratti, devono essere versate/ricevute all'/dall'Acquirente Unico.

Infine, l'Acquirente Unico ha stipulato con Enel Produzione un contratto di cessione di capacità produttiva virtuale (contratto VPP) per l'anno 2008. Con questo contratto, in relazione a ciascuna ora, Enel Produzione si impegna:

- a pagare all'Acquirente Unico se positiva, la differenza tra il prezzo di mercato e il prezzo *strike* di assegnazione moltiplicata per la quantità assegnata;
- a ricevere dall'Acquirente Unico se negativa, la differenza tra il prezzo di mercato e il prezzo *strike* di assegnazione moltiplicata per la quantità assegnata.

Il prezzo di mercato è definito nel contratto come la media dei prezzi del MGP nelle zone componenti la Macrozona Sud. La quantità aggiudicata all'Acquirente Unico in esito alla procedura di assegnazione e i relativi prodotti sono riportati nella tavola 2.37.

TAV. 2.37

Quantità assegnate: capacità produttiva virtuale (VPP) 2008

PRODOTTO	MW
baseload	150
onpeak	100
offpeak	100

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Per l'anno 2008 l'Acquirente Unico ha inoltre bandito tre aste per la stipula di contrattati bilaterali fisici di tipo *baseload*. La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata nella tavola 2.38.

Per quanto attiene il prezzo di regolazione dei singoli contratti bilaterali, l'asta del 19 settembre 2007 prevede una valorizzazione a prezzo fisso con opzione di indicizzazione al prezzo del Brent, l'asta del 12 dicembre 2007 prevede una valorizzazione a prezzo fisso, l'asta del 20 dicembre 2007, infine, prevede una valorizzazione indicizzata al prezzo del Brent.

Infine, per quanto attiene i contratti di importazione annuale, l'Acquirente Unico ha bandito aste di importazione dalla Svizzera: la potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata nella tavola 2.39, dove sono distinti i prodotti *baseload* e *peakload* e la loro rispettiva durata.

Alla potenza assegnata mediante le suddette aste si aggiungono:

- 175 MW di prodotto *baseload* nel mese di marzo;
- 150 MW di prodotto *peakload* nel periodo aprile-dicembre 2008;

relativi a due contratti di importazione dalla Svizzera sottoscritti dall'Acquirente Unico.

Infine, la tavola 2.40 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2008.

TAV. 2.38

Quantità assegnate: contratti bilaterali 2008

	MW
Asta del 19 settembre 2007	580
Asta del 12 dicembre 2007	367
Asta del 20 dicembre 2007	30

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.39

Quantità assegnate: contratti di importazione dalla Svizzera 2008

ASTA	MW	PRODOTTO	DURATA
Asta annuale	312	*baseload*	1 gennaio - 31 dicembre 2008
Aste mensili	547	*baseload*	1-29 febbraio 2008
	337	*peakload*	1-29 febbraio 2008
	400	*baseload*	1-31 marzo 2008
	200	*peakload*	1-31 marzo 2008
	675	*baseload*	1-30 aprile 2008
	125	*peakload*	1-30 aprile 2008

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.40

Approvvigionamenti dell'Acquirente Unico previsti per l'anno 2008

FONTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2008 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'ACQUIRENTE UNICO	PREZZO
Importazioni annuali	È previsto che l'Acquirente Unico disponga di diritti di utilizzo di capacità di trasporto per l'importazione per una quota non inferiore al 20% del totale della capacità di importazione	4.178	4,3	Definito nell'ambito del contratto
Importazioni pluriennali	600 MW con riferimento alla frontiera svizzera	5.270	5,5	68 €/MWh, corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 dicembre 2007 (aggiornato trimestralmente ai sensi della delibera n. 329/07)
Contratti bilaterali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2008	8.576	8,9	Definito nell'ambito del contratto
Borsa elettrica (mercato del giorno prima)	La quota rimanente per soddisfare la domanda del cliente finale	78.418	81,3	Prezzo unico nazionale
di cui				
Bande CIP6	È previsto che l'Acquirente Unico disponga del 25% delle bande CIP6 assegnate	9.771	10,1	68 €/MWh corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto 15 novembre 2007 (aggiornato trimestralmente ai sensi della delibera n. 331/07)
Contratti differenziali	È la potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2008 e la potenza assegnata in esito ai contratti di cessione di capacità produttiva virtuale (VPP)	4.085	4,2	Prezzi *strike* fissi o indicizzati a seconda dei contratti, funzione del prezzo di aggiudicazione dell'asta
	TOTALE FABBISOGNO	96.442	100,0	

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Energia elettrica e inflazione

Dopo due anni di costante, ma relativamente moderata, crescita, le quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi hanno ripreso un trend di ripida ascesa per tutto il 2007. A fronte di questi andamenti internazionali, la dinamica della tariffa elettrica ha registrato un andamento in salita per tutto il 2006, di rientro nella prima metà del 2007 e di nuova risalita a partire dall'autunno dello stesso anno.

L'indice di prezzo dell'energia elettrica, rilevato dall'Istituto nazionale di statistica nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività[9], ha registrato, infat-

9 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'1,1% nel 2006, è salito all'1,4% nel 2007 ed è tornato all'1,2% nel 2008.

TAV. 2.41

Indici mensili Istat dei prezzi dell'energia elettrica

Numeri indice 1995 = 100 e variazioni percentuali

MESI	2006				2007			
	PREZZO NOMINALE	VAR% 2006-2005	PREZZO REALE[(A)]	VAR% 2006-2005	PREZZO NOMINALE	VAR% 2007-2006	PREZZO REALE[(A)]	VAR% 2007-2006
Gennaio	108,8	7,7	85,0	5,4	121,5	11,7	93,4	9,9
Febbraio	108,8	7,7	84,8	5,5	121,5	11,7	93,1	9,8
Marzo	108,8	7,7	84,7	5,4	121,5	11,7	93,0	9,9
Aprile	114,3	11,4	88,6	9,1	121,0	5,9	92,4	4,3
Maggio	114,3	11,4	88,5	9,1	121,0	5,9	92,2	4,2
Giugno	114,3	11,4	88,3	9,1	121,0	5,9	92,0	4,2
Luglio	120,2	16,9	92,7	14,6	121,2	0,8	91,9	-0,8
Agosto	120,2	16,9	92,5	14,5	121,2	0,8	91,7	-0,8
Settembre	120,2	16,9	92,5	14,5	121,2	0,8	91,7	-0,8
Ottobre	121,8	14,0	93,9	12,1	123,7	1,6	93,4	-0,6
Novembre	121,8	14,0	93,8	12,0	123,7	1,6	93,0	-0,8
Dicembre	121,8	14,0	93,7	12,0	123,7	1,6	92,7	-1,0
Media annua	**116,3**	**12,6**	**89,9**	**10,3**	**121,9**	**4,8**	**92,6**	**2,9**

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

Fonte: Elaborazioni su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.

ti, aumenti via via più consistenti nel corso del 2006, ma nella prima metà del 2007 è tornato a ridursi.

Più in dettaglio, con l'ausilio della tavola 2.41, è possibile osservare che per tutto il 2006, l'energia ha registrato incrementi congiunturali consistenti (1,9% in gennaio, due aumenti del 5% circa, in aprile e in luglio e un rialzo più contenuto, pari all'1,3%, in ottobre). In estate il tasso tendenziale (che indica l'incremento del prezzo rispetto all'anno precedente) ha toccato un punto di massimo, pari al 17%. In ragione d'anno, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è cresciuto del 12,6%. Poiché nel frattempo anche il livello generale dei prezzi è cresciuto, in termini reali il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie è aumentato del 10,3%.

Il 2007 si è aperto con una discesa dello 0,2%, seguita da una diminuzione dello 0,4%, in aprile e da un incremento contenuto, pari allo 0,2%, in luglio. L'aumento del 2,1% registrato in ottobre ha fatto invertire l'andamento del tasso tendenziale che, in marcata discesa dall'inizio dell'anno, è tornato a salire nell'ultimo trimestre. Dal 17% del settembre 2006, infatti, il tasso tendenziale del prezzo dell'energia elettrica è sceso sino allo 0,8% in luglio per poi toccare l'1,6% nel dicembre 2007. In ragione d'anno il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è cresciuto del 4,8% nel 2007, mentre il tasso di inflazione generale si è fermato all'1,8%. Valutato in termini reali, quindi, il prezzo dell'elettricità per le famiglie è aumentato del 2,9%.

Il buon andamento del prezzo dell'energia elettrica italiana nel 2007 si può osservare anche nel confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 2.37).

Dopo un 2005 nel quale il prezzo italiano, a fronte di una variazione del prezzo del petrolio Brent superiore al 40% (riprodotta per memoria nel grafico), era riuscito a mantenersi in linea con quello della media europea (3,7%), nel 2006, con una risalita del 12,5%, la performance del prezzo italiano è risultata la peggiore dopo quella del Regno Unito (21,7%). Con un aumento del prezzo del petrolio Brent del 20%, nella media dei paesi dell'Unione europea l'energia elettrica è rincarata solo della metà, cioè del 6,8%.

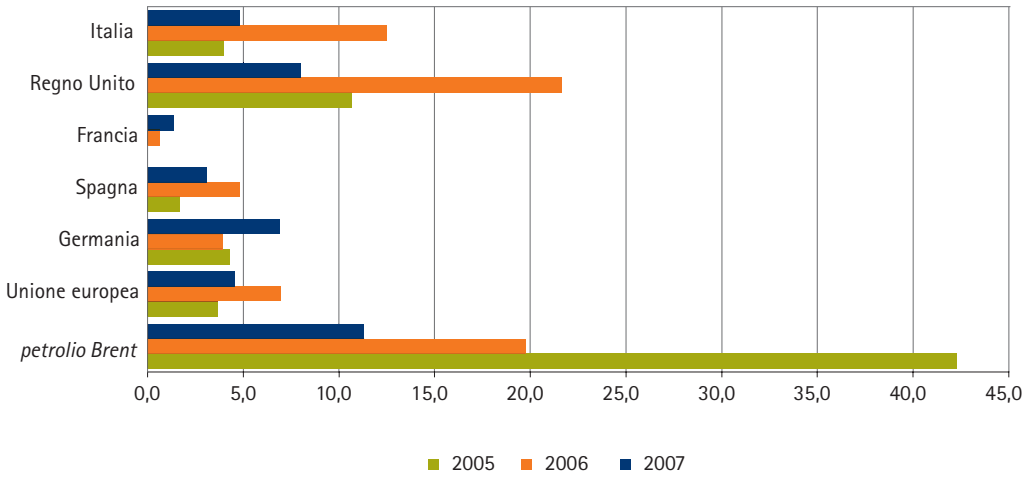
Nel 2007 il prezzo italiano ha evidenziato invece una variazione perfettamente in linea con i paesi europei: il 4,8% della crescita italiana si confronta infatti con il 4,6% della media dell'Unione europea (a 27 paesi). La crescita del prezzo italiano è risultata assai più contenuta di quella del Regno Unito (8%) e della Germania (6,9%), ma più elevata di quella della Spagna (3,1%) e della Francia (1,4%).

Come già sottolineato nelle *Relazioni Annuali* degli scorsi anni, lo spettro degli aumenti del prezzo dell'energia elettrica per i paesi considerati riflette l'importanza della quota di generazione termoelettrica, rispetto alle altre fonti di produzione di elettricità, in questi stessi paesi. In periodi di marcati aumenti delle quotazioni internazionali del greggio, laddove la quota di produzione di energia elettrica proveniente da fonte termica (e dunque dipendente dai combustibili fossili come il petrolio e il gas naturale) è elevata, il prezzo finale dell'elettricità tende a registrare gli incrementi più sensibili.

FIG. 2.37

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.

Tariffa elettrica media nazionale e condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

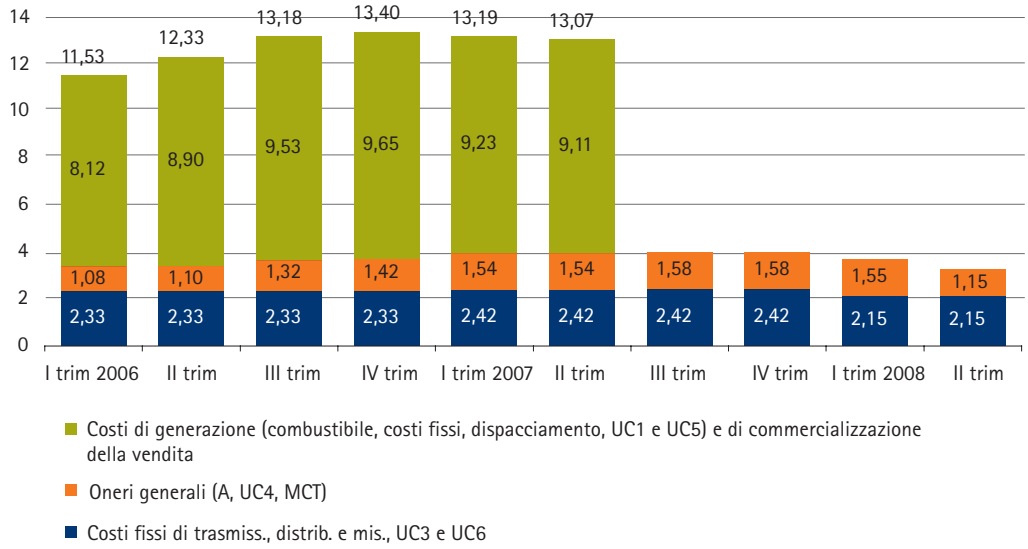
La serie storica della tariffa elettrica media nazionale dall'1 luglio 2007, con la completa apertura del segmento della vendita ai clienti finali, presenta una soluzione di continuità. Su base omogenea, a partire dal terzo trimestre 2007, è possibile confrontare con il passato solo le componenti relative alla copertura dei costi di trasporto e di misura e gli oneri generali di sistema (Fig. 2.38). Dal terzo trimestre 2007, pertanto, alla serie storica della tariffa media nazionale si affianca la nuova serie storica relativa alle condizioni economiche medie per le classi di clienti rientranti nel regime di maggior tutela (clienti domestici e piccole imprese). Questa nuova serie comprende anche le componenti a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica che non sono tuttavia confrontabili con le analoghe componenti della tariffa media nazionale per il mercato vincolato relative al periodo aprile 2004 – luglio 2007.

Per finalità statistiche l'Autorità ha provveduto a calcolare le condizioni economiche medie di maggior tutela dal primo trimestre 2006, al fine di evidenziarne l'andamento temporale, ipotizzando che anche nel passato fosse esistito un regime di maggior tutela anziché il mercato vincolato. Nella figura 2.39 l'andamento della tariffa media nazionale è confrontato con

FIG. 2.38

Tariffa elettrica media nazionale: andamento negli ultimi due anni

Al netto delle imposte, c€/kWh



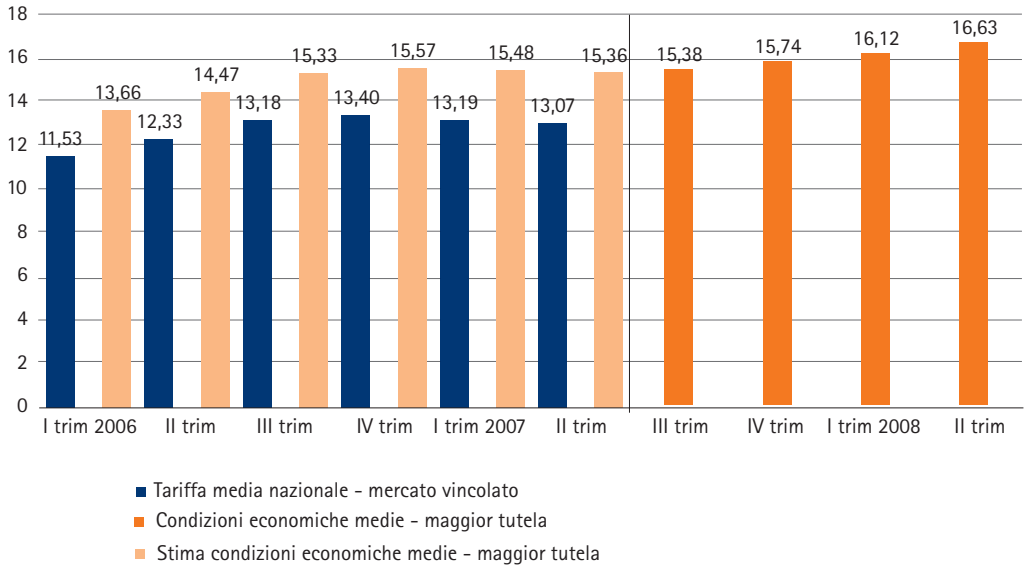


FIG. 2.39

Dalla tariffa elettrica media nazionale alle condizioni economiche di maggior tutela

Al netto delle imposte, c€/kWh

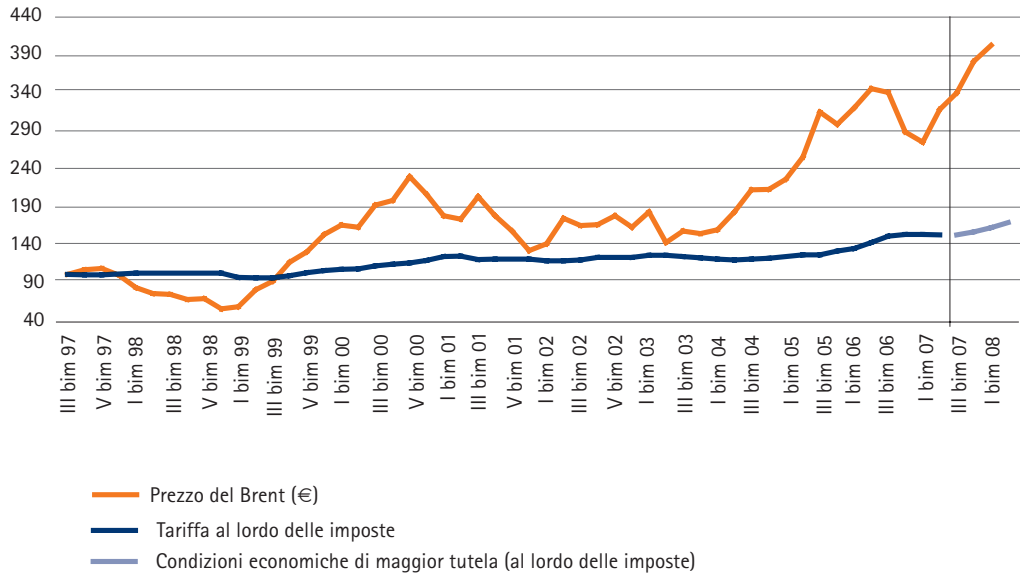


FIG. 2.40

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

Numeri indice 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*.

quello delle condizioni economiche medie di maggior tutela. I dati evidenziano il livello più elevato di queste ultime, che si riferiscono ai clienti domestici e ai piccoli clienti non domestici allacciati in bassa tensione, rispetto alla tariffa media nazionale dove sono rappresentate anche le tipologie contrattuali relative ai clienti allacciati in media e alta tensione.

Negli ultimi 11 anni, a fronte di un prezzo del petrolio che si è quadruplicato (in euro in termini nominali) il prezzo complessivo del kilowattora pagato dal consumatore domestico tipo è aumentato di circa il 61%. La ristrutturazione del settore elettrico e il processo di liberalizzazione hanno permesso di contenere l'impatto sulla tariffa elettrica delle forti tensioni che si sono manifestate sui mercati internazioni dei combustibili a partire dalla primavera del 2004 (Fig. 2.40).

Dal secondo trimestre 2007, con la pubblicazione del *Testo integrato della vendita* (TIV), l'Autorità ha introdotto una nuova terminologia per definire i corrispettivi che costituiscono le condizioni economiche di erogazione del servizio di maggior tutela al fine di enfatizzare il passaggio dal regime di mercato vincolato al nuovo regime di maggior tutela. Nella tavola 2.42 le componenti tariffarie applicate al mercato vincolato sono confrontate con le componenti applicate alla maggior tutela.

TAV. 2.42

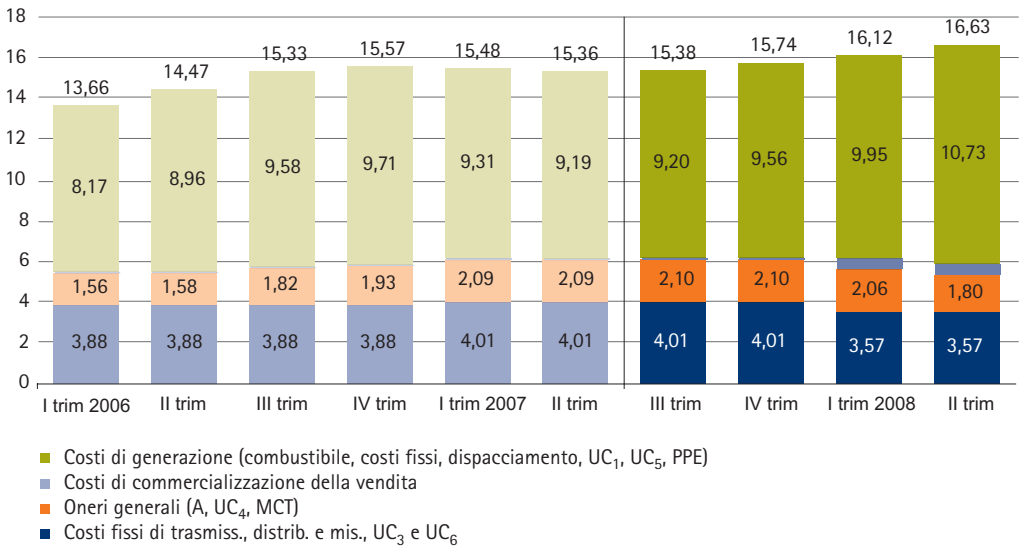
Componenti applicate al mercato vincolato e alla maggior tutela

AL 30 GIUGNO 2007: MERCATO VINCOLATO	DALL'1 LUGLIO 2007: MAGGIOR TUTELA	A COPERTURA DI:
Componente COV	Corrispettivo PVC	Costi di commercializzazione della vendita
Componente CCA	Corrispettivo PED	Costi di approvvigionamento dell'energia elettrica
VE	-	Costi sostenuti dai produttori di energia elettrica per l'acquisto dei certificati verdi negli anni 2002-2003
DP	-	Costi sostenuti da Terna per la riconciliazione 2001
PC	PE	Costi di acquisto dell'energia elettrica
OD	PD	Costi di dispacciamento comprendenti gli oneri per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, del servizio di interrompibilità del carico, con o senza preavviso, e della differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti
CD		
INT		
Componente UC_5		
Componente UC_1	Componente UC_1	Squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato negli anni dal 2004 al 2007
-	Corrispettivo PPE	Squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela dall'1 gennaio 2008

FIG. 2.41

Condizioni economiche medie di maggior tutela(A)

Al netto delle imposte; c€/KWh



(A) I valori antecedenti il terzo trimestre 2007 sono stime interne effettuate per finalità statistiche e non valori effettivi.

All'1 aprile 2008 il prezzo medio dell'energia elettrica al netto delle imposte per la clientela in regime di maggior tutela è pari a 16,63 c€/kWh. La componente a copertura dei costi fissi di trasmissione, distribuzione e misura (incluse le componenti tariffarie UC_3 e UC_6 in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incide per il 21% sul prezzo netto complessivo. Nel secondo trimestre 2006 tale componente sarebbe stata pari al 27%.

Le componenti a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica ad aprile 2008 rappresentano il 65% del prezzo netto mentre la loro incidenza nel secondo trimestre 2006 sarebbe stata pari al 62%. Tali componenti comprendono anche le seguenti voci:

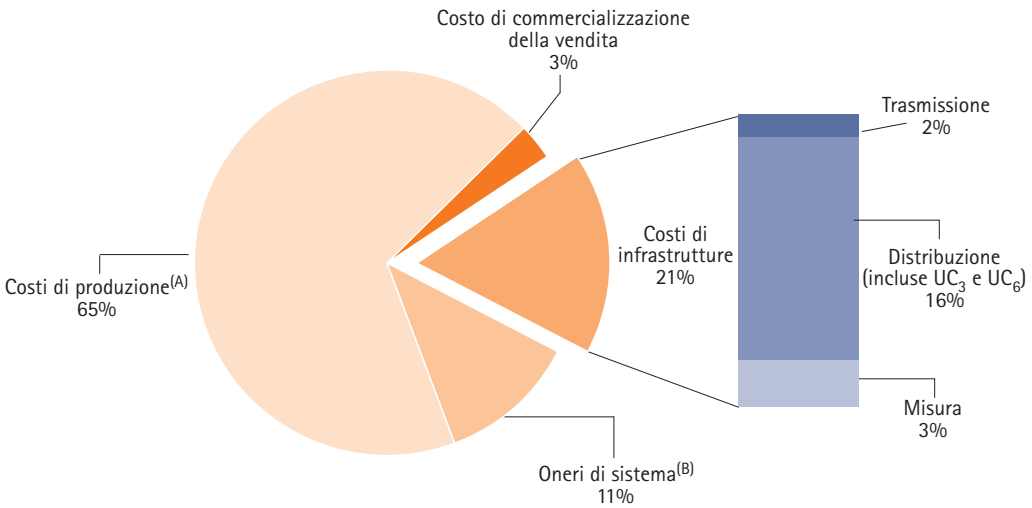
- la componente UC_1 relativa alla copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato e pari a 0,441 c€/kWh;
- la componente PPE, in vigore dall'1 gennaio 2008 ma non ancora attivata, destinata al finanziamento degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela;
- 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 di capacità produttiva) e INT (remunerazione del servizio di interrompibilità) e che sono stati inglobati in un unico elemento (l'elemento *PD*) a copertura dei costi di dispacciamento, a partire dal terzo trimestre 2007.

La componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita ad aprile 2008 è pari a 0,54 c€/kWh e pesa per circa il 3% sul prezzo totale mentre la sua incidenza nell'aprile del 2006 sarebbe stata del tutto marginale (0,3%).

Nel secondo trimestre 2008 gli oneri generali di sistema (incluse le componenti UC_4, relativa alle integrazioni tariffarie, e MCT, per le misure di compensazione territoriale) ammontano in media, per i clienti in regime di maggior tutela, a 1,80 c€/kWh e incidono sul prezzo complessivo al netto delle imposte per il 10,8%, in linea con la percentuale che avrebbero registrato nell'aprile 2006.

FIG. 2.42

Composizione percentuale delle condizioni economiche medie di maggior tutela al netto delle imposte al 1° aprile 2008



(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 e le componenti UC1, UC5 e PPE.

(B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, la componente UC4 e la componente MCT.

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione

La regolazione della qualità del servizio di trasmissione è stata oggetto di una significativa evoluzione nel corso degli ultimi anni. La delibera 30 dicembre 2004, n. 250, aveva fissato, tra le direttive al GRTN per la predisposizione del Codice di rete, alcune regole in materia di qualità del servizio di trasmissione, definendo gli obblighi di registrazione delle disalimentazioni che riguardano gli utenti della RTN, nonché obblighi di trasparenza su diversi aspetti di qualità del servizio; tra questi, in particolare, la pubblicazione annuale di un rapporto sulla qualità del servizio. Tale rapporto è stato pubblicato per la prima volta da Terna nel 2007 e fornisce informazioni inerenti la qualità del servizio di trasmissione nell'anno 2006, a fronte dei "livelli attesi di qualità" del servizio di trasmissione proposti dalla stessa Terna e approvati dall'Autorità per l'anno 2006 con la delibera 17 gennaio 2006, n. 6. I livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione sono stati aggiornati per l'anno 2007 con la delibera 23 febbraio 2007, n. 37, e riguardano le disalimentazioni ai clienti e alle imprese distributrici (direttamente connesse con la RTN) attribuibili alla responsabilità del gestore della rete di trasmissione, al netto degli "incidenti rilevanti" (disalimentazioni con energia non fornita superiore a 150 MWh/evento) e delle cause di forza maggiore.

Esaminando i dati sulla qualità del servizio di trasmissione al netto degli incidenti rilevanti, su una durata media complessiva di interruzione per cliente pari a circa 1 ora per anno, meno di 1 minuto, al netto degli incidenti rilevanti sulla RTN, dipende dalla trasmissione (Tav. 2.43).

È importante sottolineare che i livelli attesi, e il consuntivo a fronte di essi, sono valutati senza includere gli effetti degli incidenti rilevanti e delle disalimentazioni attribuite a cause di forza maggiore. La distinzione tra "incidenti rilevanti" e "altre disalimentazioni", introdotta inizialmente con la delibera n. 250/04, è stata oggetto di revisione nel corso del procedimento per la formazione di provvedimenti per il terzo periodo regolatorio, in quanto un numero anche ridottissimo di incidenti rilevanti può aumentare sensibilmente il livello dell'energia non fornita e peggiorare i livelli degli indicatori di qualità complessiva del servizio di trasmissione.

Con la delibera 27 dicembre 2007, n. 341, la regolazione della qualità del servizio di trasmissione è stata modificata, introducendo uno schema di incentivi e penalità per l'energia non servita e per il numero di disalimentazioni relativi alla RTN (si veda il Volume 2). Tale schema di regolazione incentivante richiede la ricostruzione dei dati storici di continuità del servizio di trasmissione in accordo alle regole che verranno utiliz-

TAV. 2.43

Tempo medio di disalimentazione di sistema(A)

Minuti/anno – anno 2007
(esclusi gli incidenti rilevanti)

AREA	CONSUNTIVO	LIVELLI ATTESI
Torino	0,21	0,80
Milano	1,75	1,00
Venezia	0,45	1,10
Firenze	1,13	0,70
Roma	0,64	1,10
Napoli	1,41	3,00
Palermo	1,07	2,80
Cagliari	0,29	1,00
Nazionale	**0,99**	**1,00**

(A) Livelli calcolati per l'intera area nazionale e per le otto aree territoriali di Terna, con riferimento alle disalimentazioni subìte da tutti gli utenti della RTN direttamente e indirettamente connessi, coinvolti nei disservizi dovuti alle cause attribuibili a Terna ("altre cause"), con esclusione degli incidenti rilevanti e senza alcuna distinzione per l'origine della disalimentazione.

zate nel periodo 2008-2011. In base ai dati ricevuti da Terna al 30 aprile 2008, ancora oggetto di verifiche da parte degli Uffici, la situazione della qualità del servizio di trasmissione è quella indicata nella tavola 2.44 per quanto riguarda l'energia non servita e nella tavola 2.45 per quanto riguarda il numero medio di disalimentazioni per utente della rete RTN (vedi il riquadro *Indicatori della qualità del servizio di trasmissione*). Tra gli incidenti rilevanti che si sono verificati nel corso del 2007 e che hanno causato disservizi sulla rete di trasmissione, il principale è avvenuto in Sicilia a fine giugno 2007, a seguito della combinazione di guasti contemporanei e dell'apertura di linee ad alta tensione per permettere gli spegnimenti degli incendi nell'isola, con un'energia non servita pari a 4.762 MWh; nel corso dell'evento sono intervenuti anche i sistemi di difesa ed è stato necessario ricorrere al Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (PESSE) "in tempo reale" per riuscire a ripristinare gradualmente il servizio. Gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa hanno inciso sugli indicatori di continuità del servizio nel 2007 per 9 minuti di interruzione all'anno per cliente. Il sistema di regolazione incentivante introdotto anche per la rete di trasmissione con la delibera n. 341/07 per il periodo di regolazione 2008-2011 permetterà di avvicinare ulteriormente i livelli di qualità tra Centro-Nord e Sud Italia e di ridurre i disservizi sulla rete di trasmissione, inclusa la maggior parte delle diverse tipologie di incidenti rilevanti.

TAV. 2.44

Energia non fornita per le disalimentazioni di tutti gli utenti

MWh/anno, inclusi gli incidenti rilevanti

AREA	CONDIZIONI ANNO 2006	CONDIZIONI ANNO 2007
Nazionale	3.477	8.469

Fonte: Dati forniti da Terna ai sensi della delibera n. 341/07.

TAV. 2.45

Numero medio di disalimentazioni (lunghe o brevi) per utente direttamente connesso con la RTN

Numero/anno, anno 2007 inclusi gli incidenti rilevanti

AREA	CONDIZIONI ANNO 2006	CONDIZIONI ANNO 2007
Torino	0,32	0,13
Milano	0,11	0,25
Venezia	0,21	0,41
Firenze	0,25	0,46
Roma	0,79	0,34
Napoli	0,29	0,37
Palermo	1,05	0,94
Cagliari	0,75	0,82
Nazionale	0,38	0,39

Fonte: Dati forniti da Terna ai sensi della delibera n. 341/07.

Indicatori della qualità del servizio di trasmissione

L'indicatore Energia non fornita (ENS, *Energy not supplied*) è il più comune indicatore di qualità del servizio di trasmissione utilizzato a livello internazionale. La ENS corrisponde alla quantità di energia che sarebbe stata fornita se non ci fosse stata una disalimentazione della rete di trasmissione.

La ENS è calcolata come segue:

$$\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{m}(P_{i,j} * T_{i,j})(MWh)$$

dove la sommatoria è estesa a tutte le disalimentazioni accadute nel periodo e/o nell'anno solare e nell'area e, per ciascuna di esse, a tutti gli utenti affetti dalla stessa disalimentazione, con:

- *n* numero di disalimentazioni nel periodo di osservazione;
- *m* numero di utenti coinvolti dalla disalimentazione i-esima;
- $T_{i,j}$ e $P_{i,j}$ sono rispettivamente la durata (in ore) della disalimentazione e la potenza interrotta (MW) sull'utente j-esimo coinvolto durante la disalimentazione i-esima; $P_{i,j}$ è il valore medio costante nei primi 15 minuti se la durata dell'interruzione è inferiore o uguale a 15 minuti, mentre è stimata in base al diagramma di potenza previsto e/o storico se la durata è superiore ai 15 minuti.

L'indicatore Numero medio di disalimentazioni per utente esprime il numero di volte che in media un utente della RTN è stato disalimentato (per più di 1 secondo). Esso è calcolato come segue:

$$\frac{\sum_{i=1}^{n} U_i}{U_{tot}}(N)$$

dove la sommatoria è estesa a tutte le n disalimentazioni accadute nel periodo e/o nell'anno solare e nell'area, e dove:

- U_i è il numero di utenti coinvolti nella i-esima disalimentazione considerata;
- U_{tot} è il numero totale degli utenti direttamente connessi con la RTN durante l'anno solare.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

Proseguendo un trend di continuo miglioramento a partire dal 2000, anno di prima introduzione della regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese di distribuzione, nel 2007 sono ulteriormente migliorati sia il numero sia la durata delle interruzioni senza preavviso, al netto degli effetti degli incidenti rilevanti descritti nel paragrafo precedente.

Considerando le interruzioni sulle reti di *distribuzione* e di *trasmissione* (esclusi gli "incidenti rilevanti" e gli interventi dei sistemi di difesa), nel 2007 la *durata complessiva* delle interruzioni per cliente è scesa a 58 minuti, in riduzione del 70% in media nazionale rispetto al 1999 (ultimo anno prima dell'introduzione della regolazione incentivante dell'Autorità; vedi la figura 2.43).

Nel 2007, come negli anni precedenti, la riduzione dei minuti persi per cliente deriva dai miglioramenti realizzati sulle reti di distribuzione: 48 minuti nel 2007 rispetto ai 50 minuti nel 2006 (–4%). Il numero di interruzioni lunghe (durata superiore a 3 minuti) per cliente è risultato di 2,16 interruzioni per cliente (considerando tutte le interruzioni); il miglioramento complessivo per il numero medio di interruzioni lunghe è del 43% rispetto al 1999. Anche per quanto riguarda il numero di interruzioni brevi per cliente (durata inferiore a 3 minuti ma superiore a 1 secondo), si è assistito a un miglioramento dell'indicatore a livello nazionale, passando da 4,77 interruzioni brevi registrate per cliente nel 2006 a 4,73 interruzioni brevi nel 2007; il miglioramento dal 2002 (primo anno per cui sono disponibili i dati sulle interruzioni brevi) è di circa il 30% (Fig. 2.43, Fig. 2.44, Fig. 2.45). Tutti i dati relativi alla continuità del servizio elettrico sono consultabili sul sito Internet dell'Autorità.

Il miglioramento è dovuto al sistema di incentivi e penalità che l'Autorità ha applicato ai distributori di energia elettrica nei primi due periodi di regolazione (2000-2003 e 2004-2007) e ha permesso di ridurre sensibilmente i differenziali di continuità del servizio elettrico tra Nord e Sud, con beneficio non solo per le famiglie ma anche per la competitività dei settori produttivi (Fig. 2.44).

Per il quadriennio 2008-2011 l'Autorità ha rafforzato il sistema di incentivi e penalità con la delibera 19 dicembre 2007, n. 333. Dal 2008, le imprese distributrici italiane sono soggette a incentivi e penalità riferiti non solo alla durata delle interruzioni (come negli anni precedenti), ma anche, per la prima volta in Europa, al miglioramento del numero delle interruzioni lunghe e brevi, cioè tutte quelle di durata superiori a 1 secondo.

Se si considerano anche gli effetti sulla continuità dovuti all'intervento dei "sistemi di difesa" che agiscono automaticamente o manualmente in caso di inadeguatezza della generazione, il miglioramento in otto anni si riduce al 64%; questo è dovuto ad alcuni "incidenti rilevanti" occorsi nel 2007 sulla RTN (si veda il paragrafo precedente).

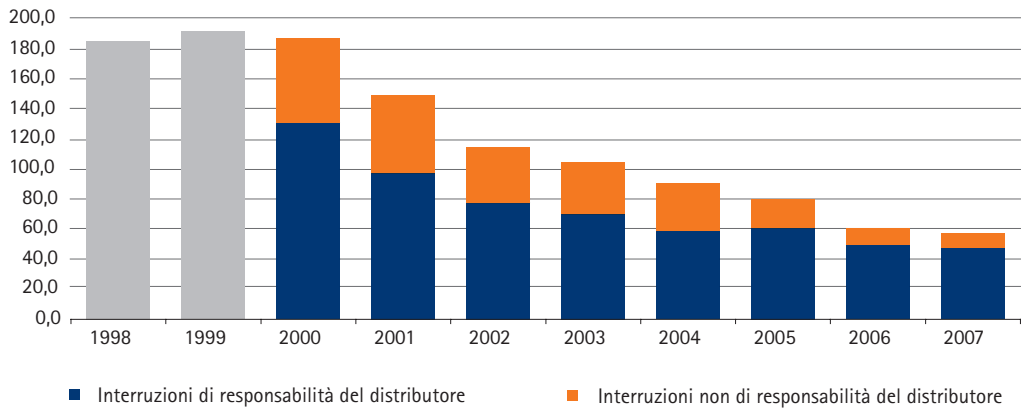


FIG. 2.43

Durata di interruzione per cliente in bassa tensione dal 1998

Minuti persi per cliente all'anno; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali (esclusi incidenti rilevanti e interventi del sistema di difesa)

FIG. 2.44

Durata di interruzione per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente all'anno; Enel Distribuzione e imprese elettriche con più di 5.000 clienti finali; solo interruzioni attribuibili alle reti di distribuzione in mdia e bassa tensione

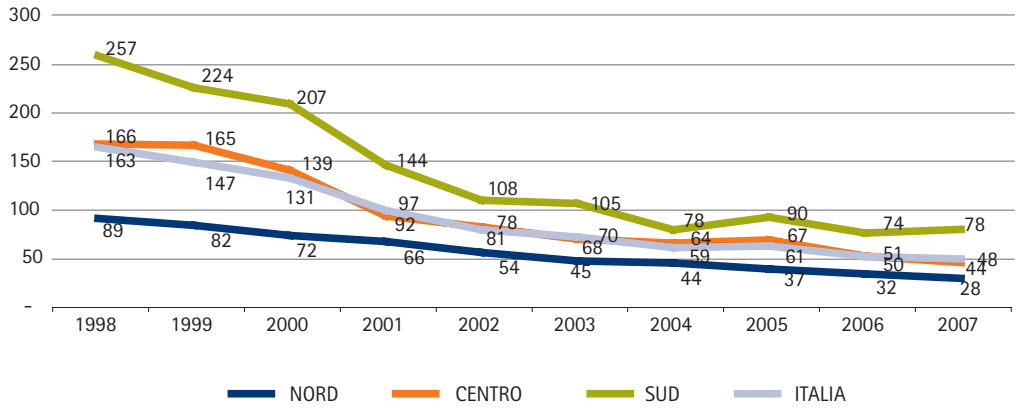


FIG. 2.45

Numero di interruzione senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione

Valori annuali medi nazionali: Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali (esclusi incidenti rilevanti e interventi del sistema di difesa)

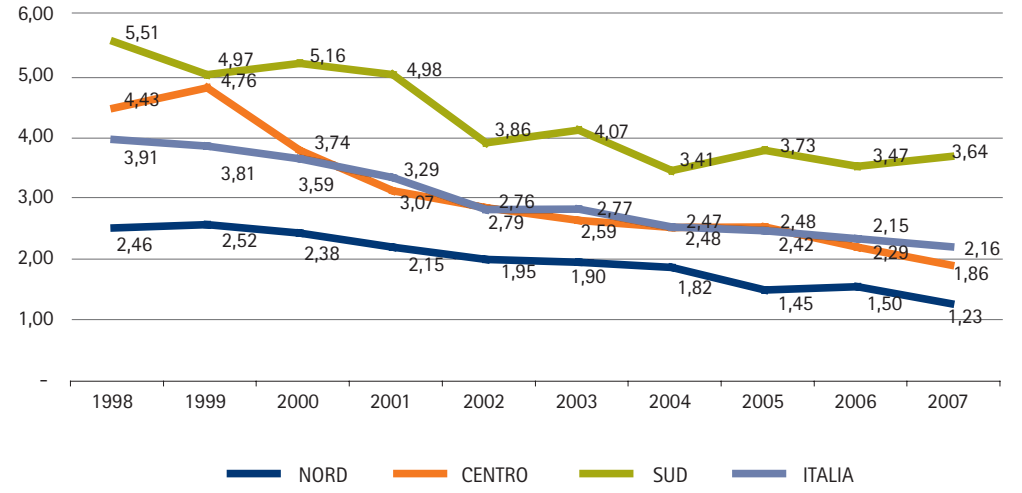
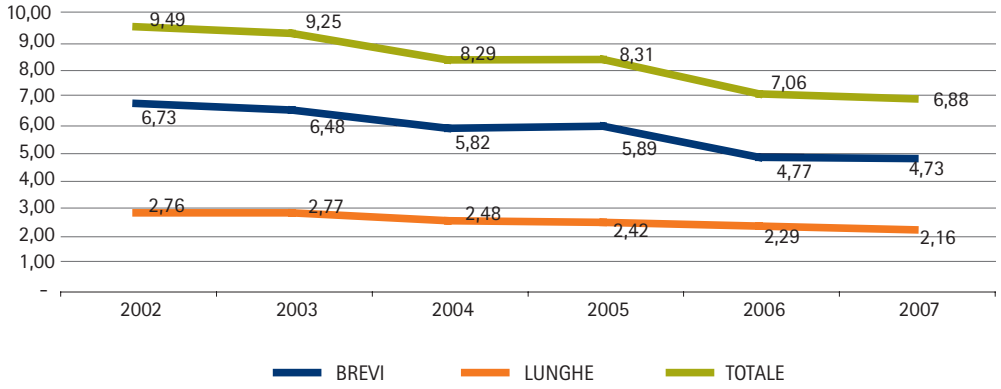


FIG. 2.46

Numero di interruzione lunghe o brevi per cliente in bassa tensione

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali (esclusi incidenti rilevanti e interventi del sistema di difesa)



La tavola 2.46 mostra i valori di continuità del servizio relativi a disservizi sulle reti di distribuzione e trasmissione (esclusi gli interventi sui sistemi di difesa e "incidenti rilevanti" sulla RTN) nel 2006 e 2007 a livello regionale.

TAV. 2.46

Durata di interruzioni per cliente e numero medio di interruzioni lunghe (superiori a 3 minuti) per cliente all'anno in bassa tensione

Enel Distribuzione e imprese elettriche con più di 5.000 clienti finali (esclusi interventi del sistema di difesa e incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione)

	DURATA DELLE INTERRUZIONI minuti persi nell'anno per cliente in bassa tensione		NUMERO DI INTERRUZIONI LUNGHE ALL'ANNO per cliente in bassa tensione	
	2006	2007	2006	2007
Piemonte	53	35	1,79	1,35
Valle d'Aosta	43	25	1,12	0,76
Liguria	49	36	2,23	1,44
Lombardia	32	30	1,24	1,07
Trentino Alto Adige	47	40	1,82	1,98
Veneto	65	36	1,68	1,45
Friuli Venezia Giulia	36	28	1,01	0,89
Emilia Romagna	27	22	1,32	1,05
Toscana	42	41	1,61	1,49
Marche	47	41	1,93	1,56
Umbria	38	41	1,67	1,64
Lazio	77	66	2,67	2,24
Abruzzo	60	64	2,43	2,14
Molise	31	20	1,81	1,06
Campania	86	105	3,89	4,29
Puglia	76	73	2,65	2,76
Basilicata	83	46	2,28	1,39
Calabria	91	93	3,53	3,43
Sicilia	109	127	4,38	4,85
Sardegna	83	125	3,17	3,17
NORD	*42*	*31*	*1,50*	*1,23*
CENTRO	*59*	*53*	*2,15*	*1,86*
SUD	*87*	*98*	*3,47*	*3,64*
ITALIA	**61**	**58**	**2,29**	**2,16**

Standard di qualità individuali per clienti MT

Per quanto riguarda la regolazione individuale del numero di interruzioni per clienti MT (si veda *Relazione Annuale* dello scorso anno), nel 2007 le imprese distributrici hanno subìto complessivamente una penalità pari a circa 7,4 milioni di euro per il mancato rispetto degli standard di qualità per clienti di maggiori dimensioni (calcolate solo in relazione ai clienti alimentati in alta e media tensione con potenza disponibile maggiore di 100 kW).

I clienti MT che hanno subìto un numero di interruzioni superiore allo standard (definiti clienti "peggio serviti"), sono localizzati in maggioranza nelle regioni del Sud: la percentuale dei clienti "peggio serviti" nelle regioni del Sud è del 21% circa, ben oltre il valore medio nazionale (6%) (Fig. 2.47). Per ricevere l'indennizzo, i clienti MT che subiscono interruzioni in misura superiore agli standard devono aver inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza. Qualora i clienti non abbiano presentato tale dichiarazione, la penalità viene versata dall'impresa distributrice alla Cassa conguaglio per il settore elettrico e ha l'effetto di alleviare la tariffa media nazionale; rispetto all'anno 2006 le dichiarazioni di adeguatezza complessivamente inviate al 31 dicembre 2007 sono più che raddoppiate (Fig. 2.48).

FIG. 2.47

Percentuale di clienti "peggio serviti" sul totale clienti, per regione

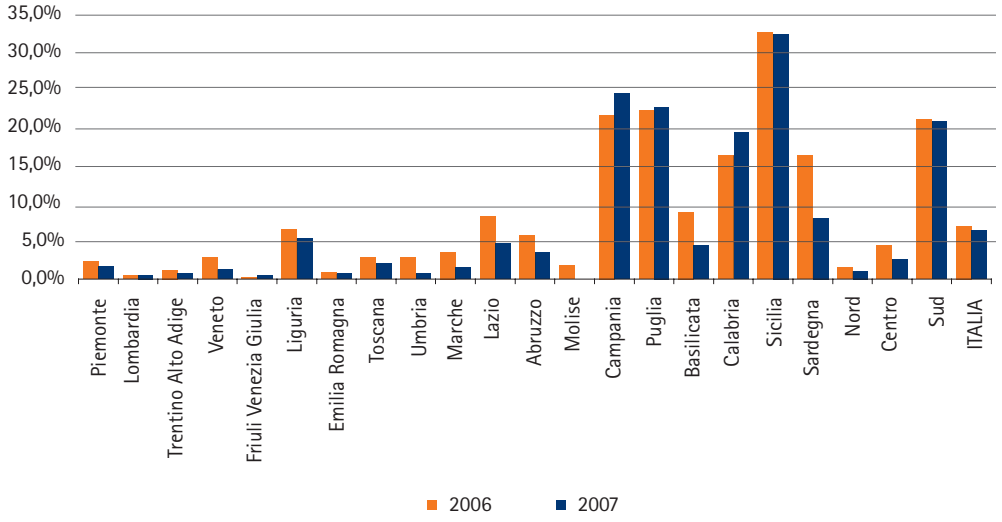
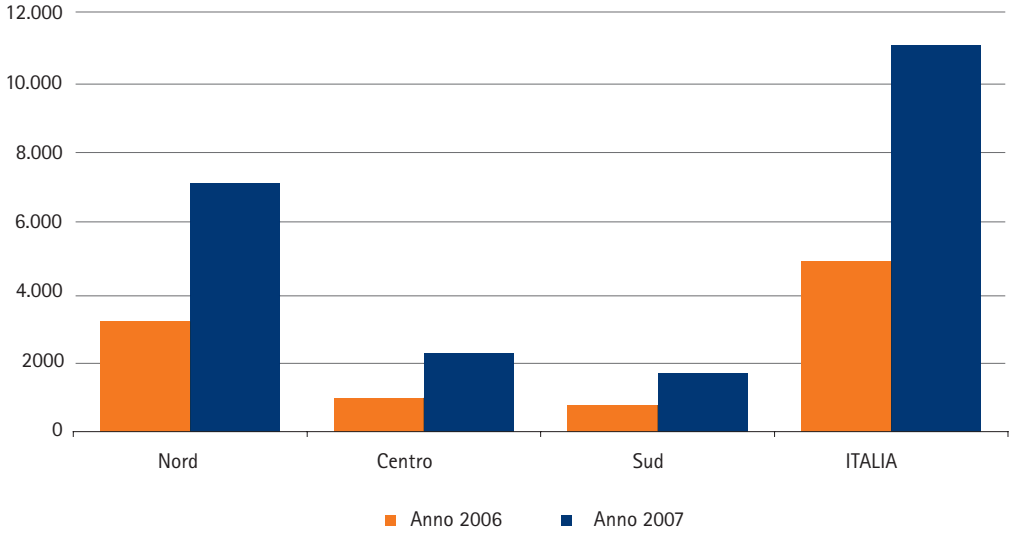


FIG. 2.48

Dichiarazioni di adeguatezza inviate al 31/12/2007



Qualità della tensione: monitoraggio dei buchi di tensione e potenza di corto circuito sulle reti MT

Nel precedente paragrafo sono stati esaminati i principali indici di continuità del servizio, relativi alle interruzioni lunghe e brevi dell'alimentazione. Le interruzioni lunghe e brevi sono la principale fonte di disturbo dei clienti del servizio elettrico, ma non l'unico. Alcuni clienti hanno impianti che sono sensibili anche ad altri disturbi della tensione di alimentazione, quali i buchi di tensione e le interruzioni transitorie, noti nel complesso come "microinterruzioni". L'Autorità ha affrontato questi aspetti di "qualità della tensione", con alcune iniziative che oggi permettono di fornire un primo quadro 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 è stato realizzato dalla società CESI RICERCA Spa nell'ambito della Ricerca di sistema ed è entrato a regime dall'inizio del 2006; esso è pubblicamente consultabile sul sito Internet http://queen.ricercadisistema.it, dove si possono ottenere informazioni sulla distribuzione territoriale e temporale dei buchi di tensione e di altri importanti parametri di qualità della tensione su un campione del 10% delle reti di distribuzione MT, rappresentativo di tutte le realtà di distribuzione in Italia (urbane/rurali, in cavo e con linee aeree, ai diversi livelli di tensione, con neutro isolato o compensato ecc.).

A livello europeo, l'Autorità ha cooperato attivamente all'iniziativa dei regolatori europei (CEER/ERGEG – *Council of European Energy Regulators/European Regulators Group for Electricity and Gas*) in materia di qualità della tensione. Questo sforzo ha prodotto il Documento per la consultazione pubblica europea *Towards Voltage Quality Regulation in Europe* (dicembre 2006) e successivamente un *Conclusions Paper* dallo stesso titolo, che illustra la posizione dei regolatori europei sugli standard di qualità della tensione[10].

Il motivo principale che ha spinto le Autorità europee di regolazione dell'energia a intraprendere una propria iniziativa è la necessità di colmare le lacune normative attualmente esistenti nella norma CEI EN 50160. Nella norma attuale, infatti, non sono previsti regole o criteri che consentano di attribuire le responsabilità dei disturbi alla tensione di alimentazione; inoltre, i limiti indicati o sono troppo poco severi o sono soltanto indicativi e rischiano di avere effetti controproducenti per i clienti e i progettisti. In ambito CENELEC (Comitato europeo di normalizzazione elettrotecnica) sono state costituite quattro *task force*, con l'obiettivo di rivedere alcune parti critiche della norma in tema di variazioni lente di tensione, di classificazione di buchi di tensione e di applicazione della norma EN 50160 alle reti di alta tensione. Attualmente un nuovo draft di norma EN 50160:2008 è in inchiesta pubblica e i Comitati nazionali di standardizzazione (il CEI, Comitato elettrotecnico italiano, in Italia) sono tenuti a inviare i propri commenti entro il mese di agosto 2008; l'approvazione della norma potrebbe avvenire entro la fine di quest'anno.

Il disturbo maggiormente avvertito per i clienti industriali sono i "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 e durata (in millisecondi). Il sistema di monitorag-

10 Entrambi i documenti sono disponibili sul sito www.energy-regulators.eu.

gio della ricerca di sistema permette per la prima volta di disporre di dati sui buchi di tensione sulle reti MT in Italia. Le tavole 2.47 e 2.48 riportano i valori relativi all'anno 2007 del numero medio di buchi di tensione per punto e la ripartizione percentuale per classe di severità. Lo schema di classificazione per severità (profondità/durata) è quello proposto nel draft di revisione della norma europea EN 50160, attualmente in inchiesta pubblica da parte del CENELEC.

TAV. 2.47

Numero medio di buchi di tensione nel 2007

TENSIONE RESIDUA u [%]	DURATA DEL BUCO DI TENSIONE (MS)					
	20 < t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1.000	1.000 < t ≤ 5.000	5.000 < t ≤ 60.000	TOTALE
90>u>=80	37,7	5,5	1,1	0,9	0,1	45,3
80>u>=70	19,9	4,1	0,5	0,2	0,0	24,7
70>u>=40	38,8	6,6	0,6	0,2	0,1	46,3
40>u>=5	12,5	2,6	0,3	0,1	0,0	15,5
5>u	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
TOTALE	109,2	18,8	2,5	1,4	0,2	132,1

TAV. 2.48

Ripartizione in percentuale dei buchi di tensione per severità nel 2007

TENSIONE RESIDUA u [%]	DURATA DEL BUCO DI TENSIONE (MS)					
	20 < t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1.000	1.000 < t ≤ 5.000	5.000 < t ≤ 60.000	TOTALE
90>u>=80	29%	4%	1%	1%	0%	34%
80>u>=70	15%	3%	0%	0%	0%	19%
70>u>=40	29%	5%	0%	0%	0%	35%
40>u>=5	9%	2%	0%	0%	0%	12%
5>u	0%	0%	0%	0%	0%	0%
TOTALE	83%	14%	2%	1%	0%	100%

Considerata la criticità che le microinterruzioni – ovvero, le interruzioni transitorie e i buchi di tensione severi – rivestono per il funzionamento di alcuni processi industriali, l'Autorità ha commissionato una ricerca al Dipartimento di Ingegneria gestionale del Politecnico di Milano sui costi provocati agli utenti industriali dalle microinterruzioni. Il riquadro sul *Progetto di valutazione dei costi sostenuti dai clienti per le microinterruzioni* illustra i principali risultati della ricerca; l'*executive summary* completo è stato pubblicato come Appendice n. 2 del Documento per la consultazione 2 agosto 2007, n. 36.

Progetto di valutazione dei costi sostenuti dai clienti per le microinterruzioni

Gli utenti del servizio elettrico di distribuzione subiscono disturbi della tensione di alimentazione di diversa natura. Il progetto di ricerca si è concentrato in particolare sulle microinterruzioni – *interruzioni transitorie* (di durata inferiore al secondo) e buchi di tensione – con l'obiettivo di valutare, per i consumatori industriali, i costi sostenuti dalle singole imprese e dall'intera economia nazionale.

La ricerca ha individuato due tipologie di costo: diretto e indiretto. I *costi diretti* sono quelli sopportati dalle imprese clienti in seguito a una microinterruzione e assumono rilevanza economica solo quando si verifica un fermo di produzione. Sinteticamente, essi comprendono costi relativi a riparazione di macchinari e apparecchiature, difettosità dei semilavorati e scarto di

materiale, recupero della produzione e perdita della produzione. Per *costi indiretti* si intendono invece gli investimenti in sistemi di desensibilizzazione quali gli apparecchi UPS (i gruppi di continuità), che mitigano i costi diretti ma provocano un costo di prevenzione. I *costi totali* rappresentano tutti i costi, diretti e indiretti, sopportati dalle imprese.

I risultati dell'indagine relativi ai costi diretti registrati nelle imprese e nei settori sottoposti a osservazione – 50 imprese italiane partecipanti alla campagna di monitoraggio della tensione condotta da Cesi Ricerca – rappresentano l'*output* di maggior rilievo dello studio. Uno degli indicatori di maggior interesse a questo riguardo è il costo diretto annuo normalizzato sulla potenza [€/kW]. Come illustrato nella tavola A, la mediana (media) di tale indicatore per l'intero campione è stata stimata pari a 10,7 €/kW (61,7 €/kW); se si escludono le imprese che non hanno avuto fermi di produzione e danni di alcun tipo nel corso di un anno (focalizzazione sul sottocampione), la mediana assume valore pari a 21,3 €/kW (74,6 €/kW)[11]. Tali valori sono allineati a quelli indicati dalla letteratura.

TAV. A

Costo diretto annuo per kW

€/kW

SETTORE	CAMPIONE COMPLETO E (SOTTOCAMPIONE) MEDIA	MEDIANA
Alimentare	79,1	15,3
Tessile	6,5	6,5
Carta	19,0 (22,8)	6,4 (14,0)
Raffinerie	13,3	13,3
Chimica	10,6 (15,9)	4,8 (15,9)
Plastica	78,4	71,1
Minerali non metalliferi	17,4	18,9
Metallurgia	225,4 (338,1)	67,0 (338,1)
Macchine elettriche	252,3	268,7
Auto e automotive	42,8	42,8
TUTTI I SETTORI	61,7 (74,6)	10,7 (21,3)

La *survey* conferma la particolare sensibilità ai disturbi di qualità della tensione dei processi produttivi utilizzati nei seguenti settori: carta, plastica, tessitura di fibre naturali e artificiali, produzione di apparecchiature elettriche ed elettroniche, produzione di autoveicoli e loro parti, lavorazioni meccaniche, fabbricazione del vetro, della ceramica e del gesso, e settore alimentare. La ricerca ha poi valutato quanto "pesano" i costi direttamente provocati dalle microinterruzioni nei settori sensibili e quindi nell'intero sistema economico italiano[12].

La tavola B riporta la mediana (minimo e massimo) dei costi diretti annui per tutto il sistema economico italiano, quando si assuma che il fenomeno delle microinterruzioni colpisca solo i settori osservati (SO) e quando si assuma che colpisca sia i SO sia altri settori identificati come sensibili ma non osservati direttamente

11 Si osserva che il valore mediano dei diversi indicatori costituisce una statistica di speciale interesse perché nel campione sono presenti un numero piccolo di imprese per le quali i costi diretti hanno avuto valori eccezionalmente alti e che portano a considerare il valore medio meno rappresentativo; per completezza, tuttavia, viene riportata anche questa seconda statistica.

12 I risultati delle stime riportate qui di seguito discendono da assunzioni piuttosto stringenti, sebbene motivate dalle conoscenze maturate nel corso dello studio; inoltre, essi consistono in stime basate su un campione limitato in dimensione e non stratificato sulle caratteristiche del sistema economico italiano. Per tali ragioni le evidenze vanno considerate come il frutto di un esercizio preliminare, per quanto condotto al meglio delle conoscenze di chi ha effettuato la ricerca.

(cosiddetti "settori potenzialmente sensibili non osservati": PSNO)[13].

Quando si passa dai settori sensibili all'intero sistema economico italiano, l'evidenza porta a osservare che le microinterruzioni si presentano come un problema economicamente "concentrato", ovvero con effetti diretti rilevanti per una parte piuttosto piccola del sistema economico. I SO, infatti, producono il 7,03% del fatturato (5,76% del valore aggiunto) prodotto dall'intero sistema economico nazionale; più ampio, ma comunque minoritario, risulta il comparto composto sia dai SO sia dai PSNO: esso produce il 16,97% del fatturato nazionale (14,98% del valore aggiunto). La parte restante dell'economia o non è toccata dal fenomeno o se ne difende con apparati di protezione.

Sono stati stimati quindi i costi indiretti totali annui per microinterruzioni per il sistema economico italiano. Attraverso la quota annua di ammortamento di tutti i sistemi di protezione UPS che è possibile ritenere essere attualmente in utilizzo presso le imprese italiane, stante la vita tecno-economica di tali apparati, si ottiene un costo pari a 196,8 Mln €/anno (Tav. B). Tali costi sono distribuiti in maniera ineguale nel sistema economico. Il settore che più utilizza sistemi UPS è quello dei servizi, al quale viene destinato circa il 33% delle vendite. Al secondo posto vi è il settore delle telecomunicazioni (17%) e al terzo posto il settore manifatturiero e delle costruzioni (13%), settori a cui appartengono gran parte delle imprese osservate. In conclusione, i costi indiretti totali annui presentano un ordine di grandezza paragonabile ai costi diretti totali annui, pur essendo inferiori in livello.

Si è stimato infine il "peso" dei costi totali associati alle microinterruzioni nell'intero sistema economico italiano (Tav. B).

Se ci si riferisce alla "forchetta" costituita dal valore mediano SO e dal valore mediano "SO più PSNO" dei costi totali annui, è possibile affermare che ogni 1.000 € di fatturato (di valore aggiunto) le imprese italiane sostengono un costo (diretto e/o indiretto) per microinterruzioni compreso tra 0,20 € e 0,34 € (tra 0,81 € e 1,36 €). Per una valutazione dell'entità del danno economico, è utile un confronto tra la "forchetta" appena illustrata e i soli costi diretti nell'insieme dei settori sensibili. Nei settori sensibili, che corrispondono al 16,97% del fatturato nazionale, per ogni 1.000 € di fatturato le imprese sostengono un costo diretto per microinterruzioni pari a 1,5 €. Il "peso" delle microinterruzioni in questi settori è assai superiore (di un fattore superiore a 4) al "peso" nella "generica" impresa italiana.

Le evidenze empiriche dello studio possono essere sintetizzate nel modo seguente: la probabilità che un'impresa italiana abbia un danno economico rilevante dai disturbi di tensione è piccola, ma tale danno economico è significativo per un sottoinsieme di imprese. In secondo luogo, tali costi sono distribuiti in maniera disomogenea tra i settori e tra le imprese: solo un ristretto insieme di settori manifatturieri (16,97% del fatturato del sistema economico) registra danni economici rilevanti in termini assoluti e relativi in seguito a eventi di microin-

TAV. B

Costi annui per il sistema economico italiano

Mln €/anno

	SO (MEDIANA)	SO (MIN - MAX)	SO + PSNO (MEDIANA)	SO + PSNO (MIN - MAX)
Costi diretti annui	267,8	252,1 – 296,3	583,4	567,7 – 611,8
Costi indiretti annui	196,8			
Costi totali annui	464,6	448,9 – 493,0	780,2	764,5 – 808,6

13 Questi settori sono quelli della stampa, della gomma, della produzione di cavi elettrici, delle lavorazioni meccaniche, dei cementifici e della siderurgia.

terruzione (costi diretti); inoltre, le stesse imprese appartenenti a tale insieme di settori appaiono colpite dai costi diretti secondo gradi assai diversi.
Come terzo aspetto, il sistema economico italiano sostiene un ulteriore costo, meno rilevante dei costi diretti ma significativo, per la presenza delle microinterruzioni: numerose imprese appartenenti a un insieme piuttosto ampio di settori hanno deciso di dotarsi di apparati di protezione. Dal punto di vista della regolazione dei disturbi della tensione, pertanto, è evidente che l'entità dei costi delle microinterruzioni merita un intervento; tuttavia, la disomogeneità di tali costi nel sistema economico sembra sconsigliare un intervento di carattere generale. In altre parole, il regolatore potrebbe considerare la possibilità di adottare rimedi "mirati", ovvero di privilegiare misure la cui attuazione è condizionata dall'evidenza di costi sopportati da singoli clienti industriali.

Per quanto riguarda la potenza di corto circuito sulle reti MT, un tema di interesse in particolare per i clienti industriali, occorre evidenziare che nel 2007 è stato completato il lavoro avviato nell'anno precedente, in collaborazione con la Ricerca di sistema, per la definizione di una metodologia di valutazione del livello minimo di potenza di cortocircuito nei nodi di rete MT. In particolare, in una giornata di studio svoltasi a Milano in data 8 marzo 2007 presso il CEI, l'ente preposto in Italia per la normazione tecnica, sono stati presentati i risultati dell'analisi di un campione di nodi di reti di media tensione, affidata al Dipartimento di Elettrotecnica del Politecnico di Milano. L'indagine effettuata sui livelli di potenza di corto circuito nei nodi delle reti MT ha consentito anche lo sviluppo di alcune proposte in tema di regole tecniche di connessione, effettuato con l'ausilio del CEI (gruppo di lavoro CEI 136/04). Tali proposte, che sono state oggetto di inchiesta pubblica, sono confluite nella Norma CEI 0-16 (in particolare si veda l'Allegato F – Potenza di cortocircuito) che esplicita le regole tecniche di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica in alta tensione e media tensione su tutto il territorio nazionale. Tale norma è parte integrante della delibera 18 marzo 2008, n. 33 (ARG/elt), che stabilisce le condizioni tecniche per la connessione di utenti che immettono o prelevano energia dalle reti elettriche di distribuzione con tensione nominale maggiore di 1 kV nel punto di connessione.

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

La regolazione della qualità commerciale è in vigore dall'1 luglio 2000, con la determinazione degli standard nazionali di qualità commerciale che esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni richieste dai clienti (allacciamenti, attivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposta a reclami ecc.) e che definiscono la prestazione di base che ogni impresa deve assicurare ai propri clienti. La regolazione della qualità commerciale ha lo scopo di tutelare i clienti finali con interventi di garanzia e promozione della qualità del servizio, affinché la liberalizzazione non comporti l'indebolimento della tutela soprattutto per i clienti con minore forza contrattuale, nel rispetto del diritto di scelta in regime di concorrenza per le prestazioni erogate dai venditori.

Il cliente che richiede una prestazione soggetta a standard specifico viene informato dall'impresa che eroga il servizio del tempo massimo e dell'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 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 e non per cause dovute a forza maggiore o a responsabilità di terzi o al cliente stesso, ha fatto crescere nel tempo il numero di indennizzi effettivamente pagati ai clienti rispetto al regime delle carte dei servizi in vigore prima dell'attuale regolazione (Tav. 2.49). L'entità dei 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 una 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. L'esercente che non rispetta questo termine deve pagare un rimborso di entità doppia o quintupla, in ragione del ritardo di pagamento.

Per tenere conto dell'avanzamento della liberalizzazione nel settore a tutti i clienti BT avvenuta l'1 luglio 2007 e per effetto delle modifiche legislative intervenute, la regolazione della qualità commerciale è stata aggiornata con la delibera n. 333/07 al fine di:

- adattare le disposizioni al nuovo assetto di separazione societaria e funzionale previsto dalla normativa;
- rivedere gli standard di qualità commerciale in relazione al livello di qualità registrato nel secondo periodo di regolazione e all'impatto della telegestione;
- estendere gradualmente la regolazione della qualità commerciale a tutte le aziende, comprese quelle minori, del settore elettrico;
- allineare la regolazione della qualità commerciale del settore elettrico all'analogo *Testo integrato per la qualità dei servizi gas*, compresa l'adozione del metodo di verifica per l'effettuazione dei controlli dei dati di qualità commerciale.

Dal 2009 entrerà in vigore una nuova disciplina degli indennizzi che prevede che gli stessi siano legati al tempo effettivo di esecuzione della prestazione, introducendo, in particolare, un

raddoppio dell'indennizzo per esecuzione oltre un tempo doppio rispetto allo standard e un indennizzo triplo per esecuzione oltre un tempo triplo; inoltre, l'indennizzo sarà ulteriormente triplicato se, qualora dovuto, non venga corrisposto entro 6 mesi, con un obbligo tassativo di corresponsione entro 7 mesi, pena la possibilità che sia erogata una sanzione.

Dal 2009, inoltre, tutti gli appuntamenti saranno soggetti a indennizzo automatico in caso di mancato rispetto della fascia di puntualità e l'indennizzo per la mancata puntualità si potrà sommare all'indennizzo per il mancato rispetto dello standard di tempestività (in termini di giorni) se la prestazione viene eseguita in ritardo.

Dai dati forniti dagli esercenti si osserva che per l'anno 2007 è sostanzialmente stabile il numero dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità soggetti a rimborso, così come il numero di indennizzi pagati ai clienti (Tav. 2.49). In particolare, esaminando le prestazioni soggette a standard specifico, si assiste a un aumento del numero dei casi di mancato rispetto per tutte le prestazioni, a esclusione delle riattivazioni in caso di morosità. Lo standard relativo alle rettifiche di fatturazione, che è stato introdotto nel corso del 2004 come standard specifico soggetto a indennizzo per ovviare alla scarsa incisività del precedente standard generale, registra un deciso peggioramento (Fig. 2.49).

TAV. 2.49

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

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali dal 1° luglio 2000

	CARTA DEI SERVIZI			REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE							
	1997	1998	1999	2000 II SEM.	2001	2002	2003	2004(A)	2005	2006	2007
Casi di mancato rispetto standard soggetti a rimborso	6.099	4.167	8.418	7.902	25.650	61.881	67.344	57.479	64.696	73.868	73.903
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	21	54	22	4.711	12.437	52.229	79.072	53.006	62.725	73.690	70.712

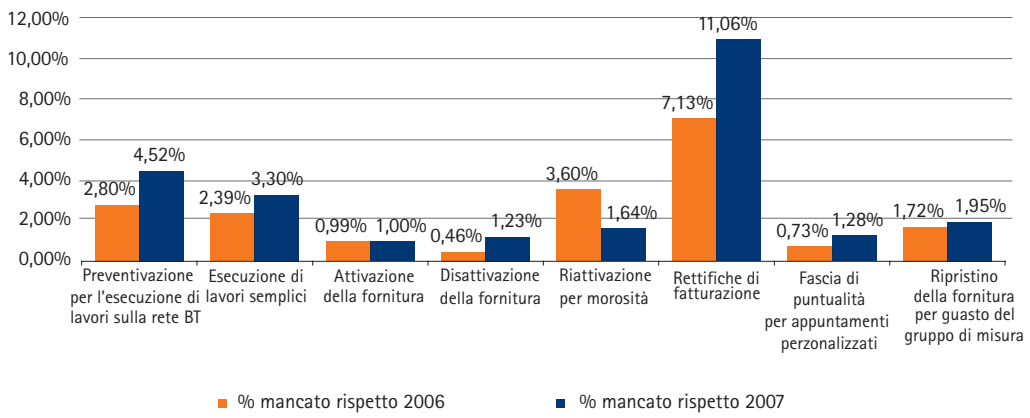
(A) Dati da febbraio a dicembre 2004.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 2.49

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale

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



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Per alcune prestazioni, al momento non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per esse sono fissati standard generali di qualità, che permettono di effettuare il monitoraggio dell'andamento della qualità commerciale.

Dall'esame dei dati, le maggiori criticità si rilevano sui tempi di risposta ai reclami e alle richieste di informazione per l'attività di distribuzione e misura, con una netta differenziazione dei tempi medi effettivi per le diverse attività; in particolare, si osserva un aumento dei tempi medi effettivi per l'attività di distribuzione e misura, ben oltre il doppio dello standard previsto (tempo previsto dallo standard 20 giorni lavorativi), mentre per l'attività di vendita si registrano tempi effettivi medi di risposta che si attestano al di sotto dello standard. L'andamento particolarmente negativo dell'indicatore per l'attività di distribuzione dipende in modo rilevante dai dati di Enel Distribuzione, che ha fornito all'Autorità elementi di dettaglio per illustrare le azioni intraprese al fine di eliminare le criticità, risoltesi nel corso del 2007.

La tavola 2.50 presenta, per gli anni 2006 e 2007, dati di riepilogo 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 alla tipologia di utenza più largamente diffusa, vale e dire i clienti finali domestici e non domestici BT.

Mentre, in generale, sia il numero delle prestazioni sia il tempo medio effettivo rimane sostanzialmente stabile, il tempo medio effettivo relativo alle rettifiche di fatturazione è aumentato da 46 a 53 giorni. Questo può essere spiegato in parte dalla crescente necessità degli esercenti di acquisire ulteriori dati per effettuare le verifiche tecniche che necessitano sopralluoghi e che allungano i tempi, mentre la riduzione dei tempi per le prestazioni che registrano le performance migliori risulta in buona sostanza come conseguenza della diffusione dell'utilizzo del telegestore. A fronte dell'esame di tali dati sugli standard relativi alle prestazioni commerciali, l'Autorità ha previsto di condurre un'apposita consultazione dedicata ai servizi commerciali di vendita.

TAV. 2.50

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione (domestici e non domestici)

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

PRESTAZIONE	STANDARD	ANNO 2006			ANNO 2007		
		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 gg. lavorativi	328.637	13,08	8.434	336.423	13,71	14.657
Esecuzione di lavori semplici	15 gg. lavorativi	419.042	8,77	9.688	411.978	8,96	12.403
Attivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	1.702.160	1,97	16.653	1.576.899	1,56	15.104
Disattivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	826.458	1,58	3.144	814.666	1,50	9.683
Riattivazione per morosità	1 gg. feriale	863.530	0,51	32.361	946.624	0,36	15.393
Rettifica di fatturazione	90 gg. solari	11.453	46,65	515	13.239	53,85	898
Ripristino fornitura a seguito guasto gruppo di misura	3 ore 4 ore	130.461	1,70	2.501	114.259	1,66	1.819
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	3 ore	52.674		259	46.483		493

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Qualità dei servizi telefonici

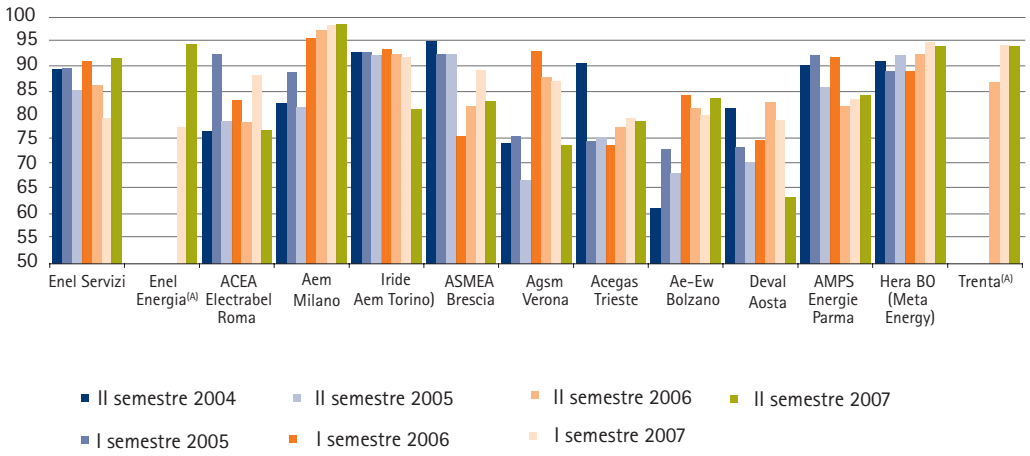
Con il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* (delibera 30 gennaio 2004, n. 4), l'Autorità ha avviato il monitoraggio della qualità dei servizi telefonici. Dal secondo semestre del 2004 sono stati raccolti i dati riguardanti il tempo medio di attesa delle chiamate telefoniche, l'incidenza delle rinunce e il livello di servizio reso. Il monitoraggio riguarda fino a ora le imprese elettriche che svolgono l'attività di distribuzione o vendita con più di 100.000 clienti finali. Nel luglio 2007 è stata emessa la Direttiva in tema di qualità dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e di gas (si veda il Capitolo 4 del Volume 2*)*. Per quanto riguarda il livello di servizio (rappresentato dal rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine e il numero di chiamate presso i *call center* con richiesta di parlare con un operatore), si osserva che le performance aziendali semestrali sono caratterizzate da un certo grado di disomogeneità e incostanza. Nel secondo semestre 2007, i valori registrati dall'indicatore in 9 casi su 13 superano il livello dell'80%, che corrisponde allo standard generale previsto dalla delibera 19 giugno 2007, n. 139 (Fig. 2.50).

Anche i tempi medi di attesa dei clienti che hanno richiesto di parlare con un operatore mostrano disomogeneità a livello di singole aziende. In media, su un totale di 21,5 milioni di chiamate telefoniche annue con richiesta di parlare con un operatore e che sono pervenute agli esercenti soggetti al monitoraggio, si registrano tempi medi di attesa (TMA) (comprensivi dei tempi necessari per l'attraversamento dell'albero fonico o *IVR*) di 222 secondi, in linea con i 240 secondi previsti dalla delibera n. 139/07. L'entrata in vigore della Direttiva in tema di qualità dei servizi telefonici dall'1 gennaio 2008 dispiegherà rilevanti effetti sia sul livello di servizio sia sui tempi medi di attesa, che verranno pubblicati e aggiornati semestralmente (si veda il Capitolo 4 del Volume 2).

FIG. 2.50

Livello di servizio dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica con più di 100.000 clienti finali

Dal 2° semestre 2004 al 2° semestre 2007



(A) Enel Energia è stata sottoposta al monitoraggio dal primo semestre 2007, Trenta dal secondo semestre 2006.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

Nell'ambito delle rilevazioni periodiche sulla soddisfazione dei clienti domestici (prevalentemente famiglie) per l'uso dell'energia elettrica e del gas, l'Istat ha posto per conto dell'Autorità, all'interno dell'Indagine multiscopo sulle famiglie "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.

L'indagine nazionale, che raggiunge in media 22.000 famiglie e 60.000 individui, prevede un modulo *ad hoc* sulla soddisfazione delle famiglie per i servizi di fornitura di energia elettrica e gas. L'ampio campione di famiglie permette di ottenere risultati rappresentativi a livello regionale, in modo da assicurare un monitoraggio costante degli effetti della regolazione della qualità, mirata anche alla riduzione dei divari tra regioni. 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. Intorno a un nucleo stabile di quesiti si avvicendano, a partire dal 1998, quesiti volti a rilevare altri aspetti di interesse, quali la leggibilità delle bollette da parte degli utenti, la conoscenza del ruolo dell'Autorità e il grado di apertura del mercato della fornitura di gas. Anche nel 2007 il livello di soddisfazione generale dei clienti è risultato buono e in crescita rispetto all'anno precedente, seppure si evidenzino situazioni diverse sotto il profilo geografico (Tav. 2.51).

TAV. 2.51

Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico

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

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

Fonte: Indagine multiscopo Istat.

TAV. 2.52

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
Nord-Ovest	95,4	95,4	95,1	94,5	95,6	94,1	93,5	94,3	93,7
Nord-Est	94,2	94,8	93,9	95,8	95,0	93,1	93,1	93,5	95,0
Centro	89,5	90,6	89,0	91,9	91,7	89,9	89,4	90,5	92,3
Sud	85,9	87,5	88,3	88,5	89,2	89,6	90,0	89,7	90,8
Isole	85,0	83,1	85,8	85,9	88,4	86,4	83,5	86,6	88,4
Italia	**90,8**	**91,1**	**91,2**	**92,0**	**92,5**	**91,1**	**90,8**	**91,6**	**92,5**

Fonte: Indagine multiscopo Istat.

TAV. 2.53

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
Continuità	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8	91,6	92,5
Sbalzi di tensione	86,3	87,2	87,1	87,8	86,2	86,1	85,4	86	87,3
Frequenza lettura	72,8	74,1	73,5	72,5	72,5	70,7	71,5	79,1	83,0
Comprensibilità bollette	75,0	76,1	74,3	76,3	72,9	72,8	70,3	70,7	71,8
Informazioni sul servizio	73,2	74,1	73,4	73,5	71,6	69,5	67,4	69	69,1
Soddisfaz. globale	**90,3**	**91,2**	**90,6**	**91,7**	**91,5**	**90,3**	**87,7**	**88,6**	**89,2**

Fonte: Indagine multiscopo Istat.

Tra i fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione dei clienti nel settore dell'energia elettrica, un ruolo centrale è rivestito dalla continuità del servizio, intesa come la mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica agli utenti. La soddisfazione globale è penalizzata dai giudizi negativi su dimensioni legate agli aspetti commerciali del servizio (frequenza lettura, comprensibilità della bolletta e informazioni sul servizio) che sono però percepiti come meno importanti rispetto alla continuità da parte dei clienti. Su questi temi, a seguito del processo di liberalizzazione, l'Autorità è chiamata sempre più sia a monitorare costantemente le performance aziendali sia, allo stesso tempo, a stimolare il miglioramento costante degli aspetti legati al rapporto con la clientela e a creare un ambiente competitivo favorevole per il dispiegarsi della concorrenza.

Nel 2007, inoltre, l'Autorità ha avviato un'indagine demoscopica sulla qualità del servizio elettrico per i clienti domestici e non domestici, per la rilevazione delle aspettative e della conoscenza degli standard di qualità[14]. L'indagine ha previsto una fase qualitativa, attraverso la costituzione e riunione di *focus group* di clienti domestici e la conduzione di interviste a clienti non domestici, e una fase quantitativa, con interviste a due campioni rappresentativi, formati rispettivamente da 1.000 clienti domestici e 1.500 clienti non domestici.

Principali risultati dell'indagine demoscopica sulla qualità del servizio elettrico nel 2007

La ricerca ha avuto come obiettivo principale quello di rilevare le aspettative e la soddisfazione delle famiglie e delle piccole imprese, cercando anche di capire il reale atteggiamento verso le tematiche della liberalizzazione.

Sette famiglie italiane su dieci sono a conoscenza della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, scattata l'1 luglio 2007, e il 7% di queste si dice pronto a cambiare venditore nei prossimi mesi. Circa la metà dei clienti domestici, inoltre, si dichiara "interessato" alle nuove offerte, ma quasi la stessa percentuale manifesta alcune preoccupazioni nei confronti del passaggio a un nuovo fornitore.

Dai risultati dell'indagine emerge il ritratto di un cliente in generale interessato alle opportunità offerte dal mercato aperto alla concorrenza, soddisfatto della qualità tecnica del proprio servizio (anche se certamente non dei prezzi), ma non a piena conoscenza dei propri diritti a tutela della continuità ed efficienza della fornitura. Per esempio, l'89% delle famiglie dichiara di essere "molto" o "abbastanza" soddisfatto della qualità tecnica del servizio elettrico (continuità

14 L'Indagine è inserita nella Relazione di analisi di impatto della regolazione del *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2008-2011*, ed è disponibile sul sito Internet dell'Autorità.

della fornitura, numero e durata delle interruzioni) ma solo il 19% dei clienti è a conoscenza degli indennizzi automatici fissati dall'Autorità in caso di mancato rispetto dello standard di qualità commerciale da parte dei venditori.

Conoscenza della liberalizzazione

Relativamente al mercato dell'energia elettrica, si evidenzia che il 72% delle famiglie è a conoscenza della completa liberalizzazione dal luglio 2007, mentre l'86% delle aziende è consapevole del fatto che il mercato per i clienti non domestici (imprese, utenti con partita IVA ecc.) sia liberalizzato già dal 2004. Gli utenti propensi a cambiare fornitore nei prossimi mesi, cioè coloro che dichiarano che certamente o probabilmente non continueranno a rivolgersi all'attuale fornitore, sono il 7% delle famiglie e l'8% delle aziende. Circa la metà dei clienti domestici, inoltre, si dichiara "curiosa" verso le offerte dei nuovi fornitori, ma quasi la stessa percentuale manifesta alcune preoccupazioni nei confronti del passaggio a un nuovo fornitore, temendo soprattutto che questo possa avere come conseguenza maggiori interruzioni, una bolletta più alta o comunque che il processo di *switching* sia troppo complicato (tra i non domestici questi timori riguardano poco più di un quarto dei clienti).

Il 50% dei clienti domestici e il 63% dei clienti non domestici è inoltre a conoscenza del fatto che il mercato dell'energia elettrica in Italia è regolato dall'Autorità; nel caso l'Autorità creasse un sito Internet dove poter confrontare con facilità i prezzi dei diversi fornitori di energia elettrica, il 33% dei clienti domestici e il 49% dei clienti non domestici andrebbe certamente a consultarlo.

Qualità tecnica del servizio

Per quanto riguarda la qualità tecnica del servizio (continuità della fornitura, numero e durata delle interruzioni), il livello di soddisfazione espresso dai consumatori nei confronti della fornitura di energia elettrica è alto. Con riferimento ai clienti domestici, l'89% dichiara di essere "molto" o "abbastanza" soddisfatto, contro un 11% di "poco" o "per nulla" soddisfatti, mentre i clienti non domestici per il 93% si dicono "molto" o "abbastanza" soddisfatti, contro un 7% di insoddisfatti. Come motivo principale di insoddisfazione, seppur non strettamente legato alla qualità della fornitura, emerge spontaneamente il tema dei prezzi, ritenuti troppo elevati. Nel merito, tra i principali motivi di insoddisfazione del servizio si rilevano invece le interruzioni lunghe e brevi (rispettivamente quelle superiori a tre minuti e inferiori o uguali a tre minuti), percepite come troppo elevate rispettivamente dal 22% dei clienti non domestici e dal 24% dei clienti domestici.

Qualità commerciale e indennizzi automatici

Se si concentra l'attenzione sul livello di conoscenza da parte dei consumatori del meccanismo di indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard di qualità commerciale (tempi massimi per attivazioni o disattivazioni, preventivi, esecuzione lavori ecc.), si osserva che solo il 19% ne è consapevole, nel caso sia delle famiglie sia delle aziende, mentre il 43% e il 40% dichiara di essersi accorto che una volta all'anno, insieme alla bolletta, vengono comunicate alcune informazioni sulla qualità del servizio. Il 14% della clientela domestica e il 18% della clientela non domestica dichiara poi di aver contattato negli ultimi 12 mesi il fornitore di energia elettrica per informazioni o reclami: la modalità di contatto nettamente più utilizzata è il telefono, mentre appare ancora decisamente basso il numero di reclami effettuati via Internet.

Le interruzioni

Nell'ambito dell'Indagine, è stato anche analizzato il modo in cui viene percepito dai consuma-

tori il fenomeno delle interruzioni nella fornitura di energia elettrica. Agli intervistati, in particolare, è stato chiesto se negli ultimi 12 mesi avessero avuto qualche interruzione (programmata, lunga o breve) della corrente elettrica nella loro casa o azienda e in che misura tali interruzioni avessero recato loro dei disagi. Il 23% dei clienti domestici e il 16% delle aziende ha risposto di aver avuto un'interruzione programmata (interruzioni dovute a interventi e manovre programmati sulla rete, precedute dalla comunicazione ai clienti interessati); il 23% sia delle famiglie sia delle aziende ha dichiarato di aver avuto un'interruzione senza preavviso decisamente più lunga di qualche minuto; il 46% dei clienti domestici e il 40% dei non domestici ha sostenuto di aver avuto un'interruzione senza preavviso breve, di pochi minuti; il 37% delle aziende ha affermato di aver avuto micro-interruzioni, cioè interruzioni della corrente elettrica inferiori a un secondo; il 7%, infine, ha dichiarato di averne avute "spesso" negli ultimi 12 mesi, il restante 30% qualche volta o raramente.

Il livello di disagio più alto è sicuramente quello creato dalle interruzioni lunghe non programmate: oltre il 50% di chi ha avuto un'interruzione di questo tipo dichiara di aver avuto molto o abbastanza disagio. A differenza delle interruzioni lunghe, dove il livello di disagio è abbastanza simile, i clienti non domestici risultano decisamente più sensibili ai disagi creati dalle interruzioni programmate (+15% rispetto ai clienti domestici) e alle interruzioni brevi (+14%).