

2.

Struttura,
prezzi e qualità
nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2008

Nei corso del 2008 la domanda di energia elettrica ha subito una riduzione rispetto ai valori registrati nel 2007, in linea con il rallentamento dell'economia italiana. Secondo i primi dati (provvisori) diffusi dal gestore della rete nazionale, nel 2008 la domanda di energia elettrica è stata pari a 337,6 TWh, in flessione dello 0,7% rispetto all'anno precedente. Nel corso dello stesso periodo, il Prodotto interno lordo (PIL) ha subito una riduzione dell'1,0%, con una contrazione particolarmente significativa durante l'ultimo trimestre del 2008, in corrispondenza dell'aggravarsi della crisi economica internazionale. La dinamica negativa della richiesta di energia elettrica costituisce un fattore di grande discontinuità rispetto al passato, caratterizzato da crescita ininterrotta a partire dal 1981.

La tavola 2.1 presenta il bilancio dell'energia elettrica in Italia con indicazione delle disponibilità e degli impieghi di energia

elettrica nel 2008, confrontati con gli analoghi valori registrati nel 2007. Nel corso del 2008, la produzione nazionale destinata al consumo ha coperto circa l'88,3% del fabbisogno complessivo (contro l'86,4% del 2007), mentre la restante parte è stata soddisfatta mediante importazioni nette dall'estero per circa 39,6 TWh. Con riferimento agli impieghi, nonostante la flessione complessiva dei consumi (-0,7%) registrata nel corso del 2008, la ripartizione tra mercato tutelato e mercato libero (inclusa la salvaguardia) consente di osservare andamenti estremamente differenziati. In particolare, a fronte di una riduzione dei consumi nel mercato tutelato pari al 19,4%, i consumi nel mercato libero, anche per effetto della completa liberalizzazione del mercato avvenuta in data 1° luglio 2007, registrano un deciso incremento (10,5%) rispetto all'anno precedente, risultando pari a circa 206 TWh.

TAV. 2.1

Bilancio dell'energia elettrica in Italia

GWh

	2008 ^(A)	2007	%
Disponibilità			
Produzione lorda	317.894	313.888	1,3%
Servizi ausiliari	12.354	12.589	-1,9%
Produzione netta	305.540	301.299	1,4%
Ricevuta da fornitori esteri	42.997	48.931	-12,1%
Ceduta a clienti esteri	3.431	2.648	29,6%
Destinata ai pompaggi	7.464	7.654	-2,5%
Disponibilità per il consumo	337.642	339.928	-0,7%
Mercato tutelato	90.000	111.606	-19,4%
Mercato libero (inclusa salvaguardia)	206.400	186.729	10,5%
Autoconsumi	20.300	20.617	-1,5%
Totale consumi	316.700	318.952	-0,7%
Perdite	20.942	20.976	-0,2%
- in percentuale della richiesta	(6,2%)	(6,2%)	

(A) I dati relativi al 2008 sono provvisori. Ai fini del confronto, i consumi effettuati in regime di salvaguardia relativi agli anni 2007 e 2008 sono inclusi nel mercato libero.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Nel corso del 2008 la produzione lorda totale di energia elettrica è risultata pari a circa 317,9 TWh, in aumento dell'1,3% rispetto al livello registrato nel 2007. I dati disaggregati per fonte evidenziano una riduzione della produzione termoelettrica del 2,2%, pari a circa 253 TWh (Tav. 2.2). La produzione di energia elettrica da gas naturale è rimasta sostanzialmente stabile sul livello raggiunto un anno prima, mentre è proseguita nel 2008 la contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-20,2%), che

segue al calo del 32,4% segnato nel 2007. La produzione da fonti rinnovabili è aumentata del 19,9%. Accanto al deciso incremento della produzione idroelettrica da appalti naturali (+21,8%), ritmi di crescita molto sostenuti sono stati registrati nella generazione da fonte eolica (+59,6%) e fotovoltaica (circa 200 GWh nel 2008 contro i 40 GWh dell'anno precedente).

La figura 2.1 riporta le quote di generazione dei principali operatori nel 2008 confrontate con quelle del 2007. Rispetto a quanto avvenuto negli anni precedenti, si arresta la contrazione della quota di mercato del gruppo Enel (31,8%), che rima-

ne sostanzialmente stabile rispetto al valore registrato nel 2007 (pari al 31,7%). I quattro principali concorrenti, Edison, Eni, Edipower ed E.On, riportano invece una riduzione delle proprie quote di mercato, a vantaggio di altri operatori di medie dimensioni (per esempio, EGL AG) o dei produttori di dimensione inferiore.

Il calcolo dell'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI), con riferimento alla generazione lorda, evidenzia un'ulteriore

diminuzione della concentrazione del mercato. L'indice relativo al 2008 assume valore pari a 1.380, contro i 1.440 del 2007.

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 in corso di autorizzazione per 22.186 MWe (Tav. 2.3).

TAV. 2.2

Produzione lorda per fonte nel periodo 2001-2008

GWh

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Produzione termoelettrica	216.792	227.646	238.291	240.488	246.918	255.420	258.811	253.119
Solidi	31.730	35.447	38.813	45.518	43.606	44.207	44.112	43.700
Gas naturale	95.906	99.414	117.301	129.772	149.259	158.079	172.646	173.000
Prodotti petroliferi	75.009	76.997	65.771	47.253	35.846	33.830	22.865	18.250
Altri	14.147	15.788	16.406	17.945	18.207	19.304	19.187	18.169
Produzione da fonti rinnovabili	55.087	49.013	47.971	55.669	49.863	52.239	49.411	59.244
Biomassa e rifiuti	2.587	3.423	4.493	5.637	6.155	6.745	6.954	7.109
Eolico	1.179	1.404	1.458	1.847	2.343	2.971	4.034	6.437
Fotovoltaico	5	4	5	4	4	2	39	200
Geotermico	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325	5.527	5.569	5.518
Idroelettrico da apporti naturali	46.810	39.519	36.674	42.744	36.067	36.994	32.815	39.980
Produzione idroelettrica da pompaggi	70115	7.743	7.603	7.164	6.860	6.431	5.666	5.531
Produzione totale	278.995	284.401	293.865	303.321	303.672	314.090	313.888	317.894
<i>Produzione idroelettrica totale</i>	<i>53.926</i>	<i>47.262</i>	<i>44.277</i>	<i>49.908</i>	<i>42.927</i>	<i>43.425</i>	<i>38.481</i>	<i>145.511</i>

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

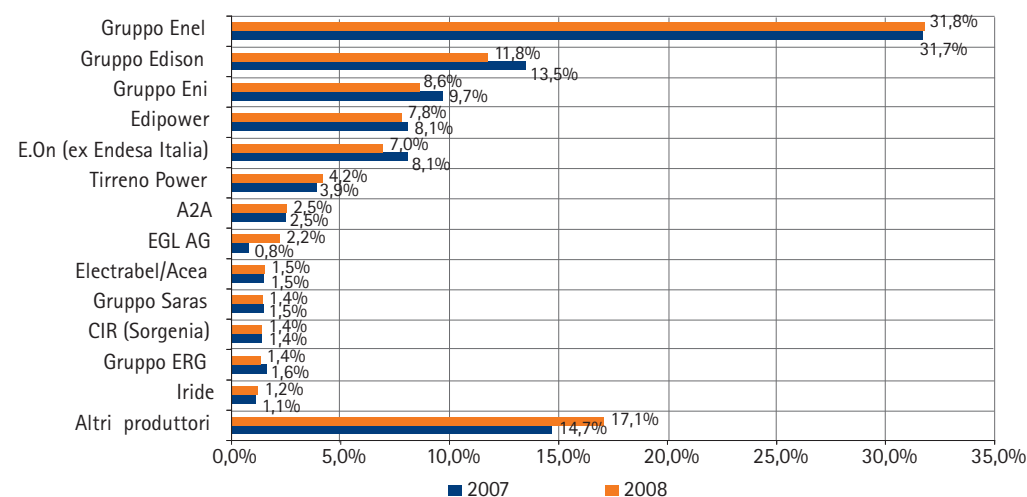


FIG. 2.1

Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda

Confronto 2007-2008; dati in percentuale

(A) I dati relativi alla produzione 2008 di ERG non includono le società minori del gruppo.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.3

Autorizzazioni per centrali termoelettriche (potenza superiore a 300 MWt)

Situazione aggiornata al giugno 2008; l'elenco esclude le iniziative ritirate e archiviate

REGIONE	RICHIESTE IN CORSO DI AUTORIZZAZIONE		AUTORIZZAZIONI RILASCIATE DAL 2002	
	INIZIATIVE	POTENZA (MWe)	IMPIANTI	POTENZA (MWe)
Val d'Aosta	-			
Piemonte	4	2.150	4	2.200
Liguria	1	460	1 ^(A)	
Lombardia	9 ^(A)	2.806	8 ^(A)	3.660
Trentino Alto Adige	-		-	
Veneto	7 ^(A)	2.330	1 ^(A)	
Friuli Venezia Giulia	1 ^(A)		1	800
Emilia Romagna	4 ^(A)	1.790	4	1.712
Toscana	1	250	3 ^(A)	790
Lazio	3 ^(A)	800	2 ^(A)	750
Marche	2	950	-	
Umbria	1	800	-	
Abruzzo	1	980	2	830
Molise	2	1.180	1	750
Campania	4	1.380	5	3.160
Puglia	4	2.250	4	4.900
Basilicata	3	1.550	-	
Calabria	4 ^(A)	2.510	5	4.000
Sicilia ^(B)	-		-	
Sardegna	1 ^(A)		1	80
TOTALE ITALIA		22.186		21.402

(A) Sono incluse le modifiche agli impianti.

(B) Ai sensi della legge 27 dicembre 2003, n. 290, il monitoraggio non include la Sicilia.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

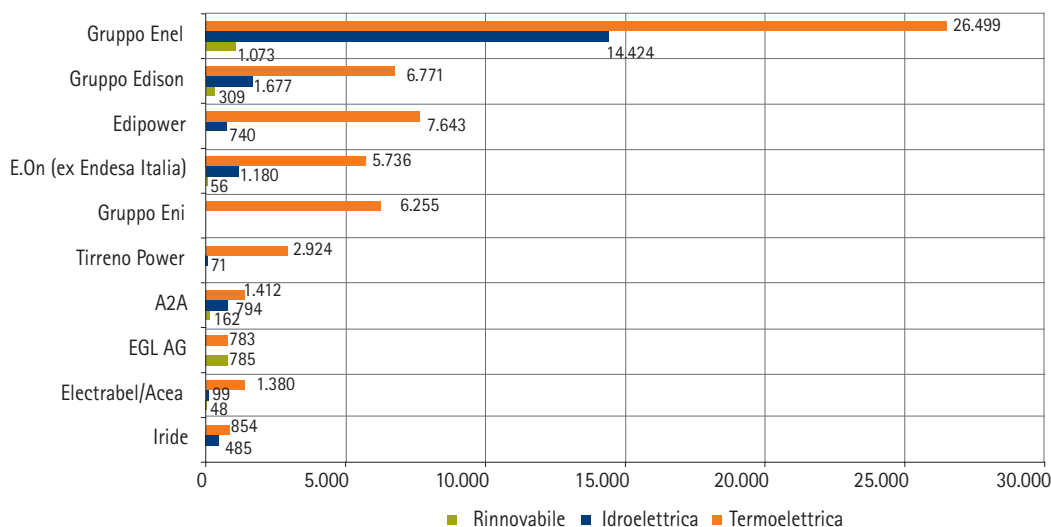
Nel corso del 2008 è entrata in funzione nuova capacità efficiente lorda per circa 5.000 MW, costituita per quasi la metà da impianti termoelettrici e per la restante parte da impianti alimentati da fonti rinnovabili e idroelettrica (Fig. 2.2). Gli

impianti termoelettrici dei principali sei operatori hanno garantito nel 2008 una disponibilità di capacità di generazione, per almeno il 50% delle ore, pari a circa il 92% della relativa capacità installata (Fig. 2.3).

FIG. 2.2

Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi

MW; anno 2008



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.



FIG. 2.3

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

MW; anno 2008

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La figura 2.4 riporta le quote percentuali dell'energia destinata al consumo prodotta dai maggiori operatori nazionali. Il calcolo delle quote è stato effettuato al netto dell'energia CIP6 ceduta dal Gestore dei servizi elettrici (GSE) al mercato, nonché dell'energia destinata ai pompaggi e alle esportazioni. Rispetto all'anno precedente, il gruppo Enel mantiene sostanzialmente stabile la propria posizione, mentre i gruppi Eni ed E.On registrano entrambi una contrazione (superiore all'1%) della propria quota a favore di altri operatori tra cui, in particolare, la società EGL AG, la cui quota di mercato risulta essere pari nel 2008 a circa il 2,8%.

Nel complesso il grado di concentrazione del mercato della generazione destinata al consumo risulta essersi ridotto rispetto al 2007, in linea con quanto registrato negli ultimi anni. In particolare, l'indice HHI nel 2008 risulta pari a 1.590, in diminuzione dal valore di 1.639 del 2007.

La tavola 2.4 riporta il contributo percentuale dei principali gruppi alla generazione termoelettrica nazionale, con riferimento ai principali combustibili convenzionali. Enel si conferma il primo produttore di energia elettrica da fonti convenzionali, con una presenza molto elevata nella generazione da carbone (70,3% del totale) e significativa nella generazione da gas naturale e da prodotti petroliferi. Seguono i gruppi Edison ed Eni, che confermano la propria posizione di principali concorrenti di Enel, con una presenza particolarmente importante nella generazione da gas derivati.

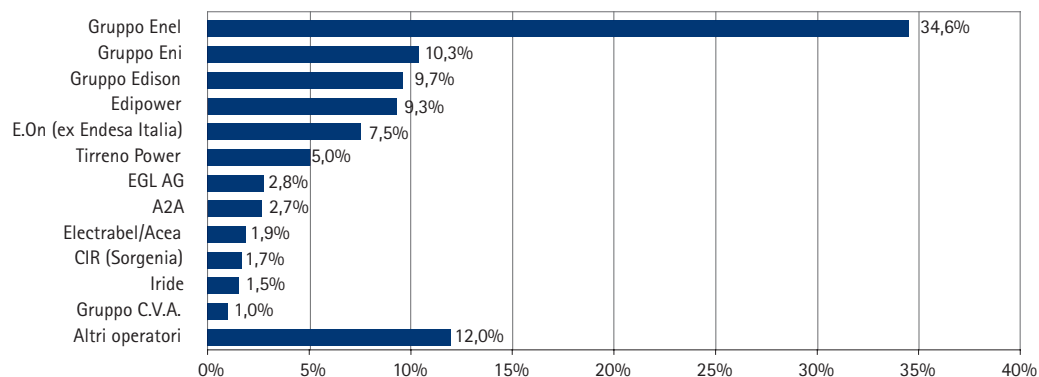
Nel settore delle energie rinnovabili, Enel si conferma come primo produttore sia da fonte idroelettrica (50,3%), sia da fonte geotermica (100%). Nel comparto della produzione di energia eolica, la società International Power risulta essere il principale operatore, con una quota di mercato che risulta pari al 24,7%, in leggera crescita rispetto all'anno precedente (24%), mentre A2A si conferma primo operatore nazionale nella generazione di energia elettrica da biomassa, biogas e rifiuti solidi (tav. 2.5).

La tavola 2.6 descrive la ripartizione regionale dei 1.110 produttori di energia elettrica che hanno risposto all'indagine dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in termini di numerosità degli operatori e di quote di generazione, oltre che di capacità installata per i tre principali operatori. La Valle d'Aosta e il Trentino Alto Adige sono le due regioni che presentano il maggior numero di operatori in proporzione al numero di abitanti: si tratta in larga misura di piccoli produttori idroelettrici. La Lombardia è la regione che presenta il più basso tasso di concentrazione nella generazione elettrica, con una quota di mercato dei tre principali produttori appena superiore al 50%; seguono il Piemonte e il Trentino Alto Adige con quote intorno al 64%. Le regioni che presentano quote superiori al 90% sono, in ordine decrescente: Liguria, Molise, Valle d'Aosta, Marche, Lazio, Calabria e Umbria. In termini di capacità installata la Basilicata e la Lombardia presentano i più bassi tassi di concentrazione (sempre misurati come quote dei

FIG. 2.4

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

Dati in percentuale; anno 2008



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.4

Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione termoelettrica per fonte

Dati in percentuale; anno 2008

	CARBONE	PRODOTTI PRETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)
Gruppo Enel	70,3	24,9	19,4	0,0
Gruppo Edison	0,0	2,9	16,9	39,2
Gruppo Eni	0,0	11,0	13,1	23,3
Edipower	6,8	18,1	9,1	0,0
E.On (ex Endesa Italia)	12,8	7,9	8,0	0,0
Tirreno Power	9,3	0,3	5,4	0,0
EGL AG	0,0	0,0	4,3	0,0
A2A	0,8	0,0	2,9	0,0
Electrabel/Acea	0,0	0,0	2,7	0,0
CIR (Sorgenia)	0,0	0,0	2,7	0,0
Gruppo Saras	0,0	18,4	0,0	0,0
Iride	0,0	0,2	1,8	0,0
Altri operatori	0,0	16,2	13,7	37,1
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.5

Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione rinnovabile per fonte

Dati in percentuale; anno 2008

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	BIOMASSA, BIOGAS E RIFIUTI
Gruppo Enel	50,3	100,0	11,3	3,6
Gruppo Edison	8,6	0,0	12,9	0,6
A2A	5,2	0,0	0,0	22,3
Gruppo C.V.A.	7,3	0,0	0,0	0,0
Edipower	6,5	0,0	0,0	0,0
E.On (ex Endesa Italia)	3,6	0,0	2,7	0,0
International Power	0,0	0,0	24,7	0,0
Ital Green Energy Holding	0,0	0,0	0,0	14,3
Sel Edison	1,7	0,0	0,0	0,0
Iride	1,6	0,0	0,0	0,0
I.V.P.C.	0,0	0,0	13,6	0,0
Api	0,0	0,0	0,0	10,6
Altri operatori	15,2	0,0	34,8	48,6
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

tre principali operatori), mentre Liguria, Lazio, Valle d'Aosta e Puglia si caratterizzano per una significativa presenza di auto-produttori. Umbria hanno quote superiori al 90%. Le regioni Marche e

TAV. 2.6

Presenza territoriale degli operatori

REGIONE	NUMERO OPERATORI PRESENTI	DI CUI AUTOPRODUTTORI	CONTRIBUTO % DEI PRINCIPALI 3 OPERATORI ALLA GENERAZIONE REGIONALE	CONTRIBUTO % DEI PRINCIPALI 3 OPERATORI ALLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLA REGIONE
Val d'Aosta	18	0	92,4	92,5
Piemonte	157	30	63,8	69,8
Liguria	16	2	99,0	99,0
Lombardia	200	41	51,0	59,1
Trentino Alto Adige	135	9	63,7	62,5
Veneto	84	32	87,2	89,3
Friuli Venezia Giulia	47	8	75,5	77,1
Emilia Romagna	72	27	82,0	67,5
Toscana	61	12	77,4	67,1
Lazio	36	10	91,5	94,3
Marche	32	3	92,4	88,7
Umbria	17	3	90,4	92,2
Abruzzo	28	4	66,7	65,6
Molise	20	1	93,0	72,8
Campania	43	5	71,8	70,0
Puglia	38	1	87,3	78,0
Basilicata	15	3	71,2	54,8
Calabria	25	2	90,4	80,3
Sicilia	44	2	79,8	72,8
Sardegna	22	3	89,6	75,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Produzione incentivata: energia fotovoltaica

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

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 edifici¹;
- 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, quali il limite di potenza massima incentivabile per un singolo impianto e le limitazioni all'utilizzo della tecnologia fotovoltaica a film sottile, molto utilizzata nell'ambito dell'integrazione architettonica. Ulteriori elementi di novità che contribuiscono a rendere più flessibile il meccanismo di incentivazione sono stati introdotti con la delibera 17 novembre 2008, n. 161/08 (vedi il Capitolo 2 del secondo Volume). In particolare, viene reso possibile mettere in esercizio ogni sezione di impianto come se si trattasse di un impianto a sé e si consente di collegare più sezioni di impianto all'interno di una rete interna di utenza nel rispetto del vin-

colo imposto dal decreto ministeriale 19 febbraio 2007, secondo cui un impianto fotovoltaico non può condividere il punto di connessione con la rete con altri impianti fotovoltaici.

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 2.7. Le tariffe sono erogate per un periodo di 20 anni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto e rimangono costanti in moneta corrente per l'intero periodo.

Gli impianti che beneficiano di un incentivo maggiore sono quelli domestici fino a 3 kW e che risultano integrati architettonicamente. Per gli impianti entrati in esercizio dall'1 gennaio 2009 e fino al 31 dicembre 2010, è prevista una decurtazione dei valori indicati nella tavola 2.7 pari al 2% per ciascuno degli anni di calendario successivi al 2008, che rimangono poi costanti per il periodo di 20 anni di erogazione dell'incentivo. Il Ministero dello sviluppo economico e il Ministero 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.

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

Nella tavola 2.8 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 2.9 si dà evidenza delle analoghe informazioni relative agli impianti incentivati sulla base del nuovo Conto energia. La Puglia registra il maggior livello di potenza installata, pari a 58,3 MW, seguita dalla Lombardia (52,7 MW), dall'Emilia Romagna (42,2 MW), dal Piemonte (37,8 MW) e dal Veneto (32,1 MW).

¹ 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:

- impianto non integrato;
- impianto parzialmente integrato;
- impianto con integrazione architettonica.

POTENZA NOMINALE (kW)	TIPOLOGIA DI IMPIANTO FOTOVOLTAICO		
	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.

TAV. 2.7

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

	CLASSE 1		CLASSE 2		CLASSE 3		TOTALE	
	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)
Val d'Aosta	-	-	1	46	-	-	1	46
Piemonte	207	1.440	68	2.745	4	2.134	279	6.320
Liguria	90	432	9	351	1	51	100	833
Lombardia	603	3.403	92	3.901	4	332	699	7.636
Trentino ALto Adige	167	1.032	126	5.636	8	3.698	301	10.366
Veneto	395	2.463	61	2.510	3	1.521	459	6.494
Friuli Venezia Giulia	210	1.177	7	324	2	707	219	2.208
Emilia Romagna	468	2.674	177	7.262	7	2.773	652	12.709
Toscana	237	1.797	40	1.653	7	4.512	284	7.963
Lazio	273	1.733	53	2.515	4	3.372	330	7.620
Marche	225	1.425	100	4.452	8	3.826	333	9.704
Umbria	161	1.305	85	3.703	2	560	248	5.568
Abruzzo	57	501	36	1.626	5	1.836	98	3.963
Molise	11	80	3	109	1	301	15	490
Campania	105	936	50	2.287	4	3.491	159	6.717
Puglia	314	2.068	174	7.981	17	12.269	505	22.317
Basilicata	49	489	38	1.774	3	1.232	90	3.495
Calabria	71	529	54	2.575	9	6.852	134	9.955
Sicilia	223	1.291	61	2.890	9	4.928	293	9.110
Sardegna	92	545	20	903	5	4.136	117	5.584
TOTALE ITALIA	3.958	25.324	1.255	55.244	103	58.530	5.316	139.099

Fonte: GSE.

TAV. 2.8

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

Impianti in esercizio
al 30 aprile 2009

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 del 6 novembre 2007, n. 280/07, e successive modifiche.

Il servizio di scambio sul posto, innovato con delibera 3 giugno 2008, n. 74/08 (vedi il Capitolo 2 del secondo Volume), consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete

in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione. In particolare, la delibera n. 74/08 e le successive modifiche prevedono che il servizio di scambio sul posto sia erogato unicamente dal GSE e non più dalle imprese distributrici. L'utente dello scambio è titolare o dispone di:

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

TAV. 2.9

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

Impianti in esercizio al 30 aprile 2009

	CLASSE 1 1 kW ≤ P ≤ 3 kW		CLASSE 2 3 kW < P ≤ 20 kW		CLASSE 3 P > 20 kW		TOTALE	
	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)
Val d'Aosta	21	54	20	188	-	-	41	242
Piemonte	1.454	3.793	1.138	9.212	131	18.472	2.723	31.478
Liguria	252	624	134	865	9	1.705	395	3.195
Lombardia	2.674	6.935	2.048	16.922	208	21.255	4.930	45.112
Trentino Alto Adige	634	1.720	706	6.999	111	12.676	1.451	21.395
Veneto	1.547	4.035	1.246	9.417	102	12.183	2.895	25.634
Friuli Venezia Giulia	740	2.005	853	5.641	36	3.532	1.629	11.178
Emilia Romagna	1.730	4.458	1.171	9.622	161	15.391	3.062	29.471
Toscana	1.236	3.166	983	8.100	76	11.249	2.295	22.514
Lazio	941	2.457	822	6.238	66	7.889	1.829	16.584
Marche	643	1.686	443	3.574	63	10.009	1.149	15.269
Umbria	276	747	305	2.633	51	10.134	632	13.513
Abruzzo	235	603	304	2.308	28	2.473	567	5.384
Molise	33	92	46	425	5	199	84	715
Campania	261	707	267	2.159	23	4.185	551	7.052
Puglia	1.101	2.922	1.178	8.985	101	24.106	2.380	36.013
Basilicata	107	301	115	895	19	1.768	241	2.964
Calabria	242	661	346	2.764	19	5.571	607	8.995
Sicilia	793	2.138	669	4.561	22	3.990	1.484	10.688
Sardegna	1.043	2.869	470	3.095	20	5.217	1.533	11.181
TOTALE ITALIA	15.963	41.972	13.264	104.604	1.251	172.003	30.478	318.578

Fonte: GSE.

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

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

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

Produzione incentivata: solare termodinamico

Gli impianti solari termodinamici, a differenza degli impianti fotovoltaici, convertono indirettamente l'energia solare in energia elettrica passando attraverso una prima fase di trasformazione dell'energia solare in energia termica di un fluido termovettore. Il decreto ministeriale dell'11 aprile 2008 ha introdotto una nuova incentivazione per gli impianti solari termodinamici anche ibridi² di nuova costruzione ed entrati in esercizio in data successiva al 18 luglio 2008, data di pubblicazione della

² Negli impianti ibridi l'energia solare viene integrata in un gruppo termoelettrico di produzione convenzionale, mentre negli impianti non ibridi l'intera energia solare viene destinata al ciclo termodinamico finale di produzione energia.

delibera attuativa dell'Autorità (delibera 14 luglio 2008, ARG/elt 95/08). Gli incentivi, calcolati in base alle tariffe riportate nella tavola 2.10 sono riconosciuti per l'energia elettrica

prodotta dall'impianto esclusivamente per la produzione solare imputabile, e si aggiungono ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

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

Fonte: GSE.

TAV. 2.10

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

I valori delle tariffe sono riferiti agli impianti entrati in esercizio nel periodo intercorrente fra la data di emanazione della delibera ARG/elt 95/08 dell'Autorità e il 31 dicembre 2012.

Per gli impianti che entreranno in esercizio nel periodo intercorrente tra il 1° gennaio 2013 e il 31 dicembre 2014, le tariffe saranno decurtate del 2% per ciascuno degli anni di calendario successivi al 2008 (con arrotondamento alla terza cifra decimale).

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

Produzione incentivata: energia CIP6 e altri ritiri del GSE

Nel 2008 l'energia ritirata dal GSE ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e della delibera dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, è risultata pari a 41.707 GWh, corrispondenti al 13,7% della produzione nazio-

nale netta. Rispetto al 2007 i ritiri si sono ridotti complessivamente di circa 5 TWh.

L'analisi di dettaglio dell'energia assimilata che beneficia dell'incentivazione CIP6 evidenzia come la riduzione complessiva registrata nel 2008, pari a 4 TWh, sia stata determinata in gran parte dalla diminuzione dell'energia elettrica prodotta da impianti nuovi che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi (-2,4 TWh), mentre l'energia generata da impianti esistenti risulta essersi ridotta di circa 0,8 TWh. L'energia assimilata in convenzione CIP6 ha rappresentato nel 2008 circa il 14% della generazione termica convenzionale netta, in diminuzione rispetto al 15,5% del 2007. La riduzione della produzione CIP6 da fonti rinnovabili registrata nel 2008, pari a circa 0,8 TWh, è invece stata determinata in prevalenza da una diminuzione della generazione da impianti nuovi eolici e geotermici (-5,3 TWh) e da quelli fotovoltaici, a biomasse, a RSU (rifiuti solidi urbani) ed equiparati (-2,8 TWh), mentre l'energia generata da impianti esistenti è aumentata di 77 GWh. Le convenzioni CIP6 relative a impianti per la produzione di energia rinnovabile hanno contribuito al 12,8% della generazione complessiva netta da fonti rinnovabili, in diminuzione rispetto al 17% circa del 2007.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.11

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

GWh

TAV. 2.12

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti assimilate negli anni 2003-2008

GWh

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Impianti nuovi	33.963	34.182	25.097	20.465	16.935	13.658
- di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	16.530	17.773	12.891	13.290	12.929	12.041
- di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	17.433	16.409	12.206	7.175	4.006	1.617
Impianti esistenti	6.760	8.086	15.366	18.603	21.333	20.566
TOTALE	40.723	42.268	40.463	39.068	38.268	34.224

Fonte: : Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.13

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti rinnovabili negli anni 2003-2008

GWh

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Impianti nuovi	9.547	10.031	9.685	8.958	7.857	7.015
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	1.450	1.397	1.181	987	591	578
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	383	334	184	137	88	84
- di cui impianti eolici e geotermici	3.850	3.417	3.040	2.566	2.217	1.687
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	3.666	4.648	5.084	5.198	4.949	4.666
- di cui impianti idroelettrici potenziati	199	234	196	70	13	-
Impianti esistenti	90	100	148	314	337	414
TOTALE	9.638	10.131	9.833	9.272	8.194	7.429

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Nel 2008 i costi totali dei ritiri del GSE per l'energia CIP6 e ai sensi della delibera n. 108/97, evidenziati nella tavola 2.14, sono stimabili in 5,5 miliardi di euro, in gran parte (circa il 72%) legati alla remunerazione dell'energia CIP6 prodotta da impianti assimilati. I ricavi connessi, derivanti principalmente dalla vendita dell'energia elettrica nella Borsa elettrica al netto dei corrispettivi inerenti i contratti per differenza e gli oneri di sbilanciamento, sono risultati pari a circa 3 miliardi di euro, in aumento di circa 250 milioni rispetto al 2007. L'onere da recuperare in tariffa, pari alla differenza tra costi e ricavi dei ritiri dell'energia CIP6, è risultato, come per il 2007, pari a circa 2,4 miliardi di euro.

Nella tavola 2.15 si presenta il dettaglio dei costi relativi alle fonti assimilate e rinnovabili incentivate tramite il meccanismo CIP6, per tipologia di produzione. L'aumento dei costi relativi alle fonti assimilate rispetto al 2007, pari a oltre 200 milioni di euro, è spiegato da una riduzione dell'11% della quantità ritirata che è stata più che compensata dall'aumento della remunerazione unitaria (18%). Il contributo principale all'aumento dei costi è ascrivibile ai ritiri da impianti esistenti. Anche per quanto riguarda le fonti rinnovabili, l'aumento dei costi, pari a 21 milioni di euro, è

stato determinato soprattutto dall'aumento dei costi relativi agli impianti esistenti. Per gli impianti nuovi, invece, l'aumento è stato più contenuto e determinato soprattutto dalla crescita dei costi dei ritiri di energia da impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati e da impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente oltre 3 MW (+53 milioni di euro), mentre si sono ridotti i costi dei ritiri dagli impianti eolici e geotermici (-46 milioni di euro). Complessivamente, mentre la quantità di energia da fonti rinnovabili ritirata dal GSE è diminuita del 9,3% nel 2008 rispetto al 2007, la remunerazione unitaria è aumentata di circa il 12%.

Per quanto riguarda le fonti assimilate, i primi 11 gruppi industriali contribuiscono a oltre il 97% della generazione elettrica in convenzione CIP6; la quota maggiore, pari a oltre un terzo dell'intera produzione, spetta al gruppo Edison. Per i ritiri, invece, dell'energia prodotta da fonti rinnovabili il quadro è maggiormente articolato: il gruppo Enel contribuisce al 17% circa dell'intera generazione rinnovabile, seguito da A2A (13%). Complessivamente i primi 10 operatori raggiungono il 62% circa dell'energia totale rinnovabile in convenzione CIP6.

COSTI E RICAVI	VALORE
Remunerazione impianti assimilati	3.965,8
Remunerazione impianti rinnovabili	1.497,7
Totale remunerazione energia CIP6^(A)	5.463,5
Altri costi di misura e trasporto per energia CIP6	10,7
Remunerazione energia delibera n. 108/97	5,0
Totale costi ritiri	5.479,1
Ricavi da cessione energia	3.052,7
Ricavi da cessione certificati verdi	31,3
Totale ricavi	3.084,0
Costo da recuperare in tariffa (componente A ₃)	2.395,1

(A) Stime di chiusura dell'anno 2008 suscettibili di modifiche in esito al contenzioso relativo al calcolo del Costo evitato di combustibile (CEC).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.14

Costi e ricavi dei ritiri CIP6 e della delibera n. 108/97 nel 2008

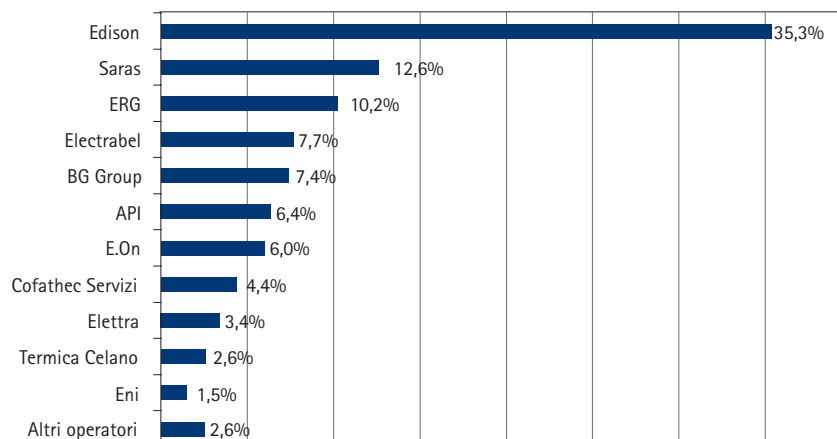
Milioni di euro

	REMUNERAZIONE TOTALE (MILIONI DI EURO)	QUANTITÀ (GWh)	REMUNERAZIONE UNITARIA (€/MWh)
Fonti assimilate	3.965,8	34.224	115,88
Fonti assimilate nuove	1.870,6	13.658	136,96
- di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	1.685,0	12.041	139,94
- di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	185,6	1,617	114,74
Fonti assimilate esistenti	2.095,2	20.566	101,88
Fonti rinnovabili	1.497,7	7.429	201,60
Fonti rinnovabili nuove	1.454,0	7.015	207,27
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	97,7	578	169,02
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	11,9	84	142,30
di cui impianti eolici e geotermici	277,6	1.687	164,51
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	1.066,9	4.666	228,64
- di cui impianti idroelettrici potenziati	-	-	-
Fonti rinnovabili esistenti	43,6	414	105,45
TOTALE	5.463,5	41.653	131,17

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.15

Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2008



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.5

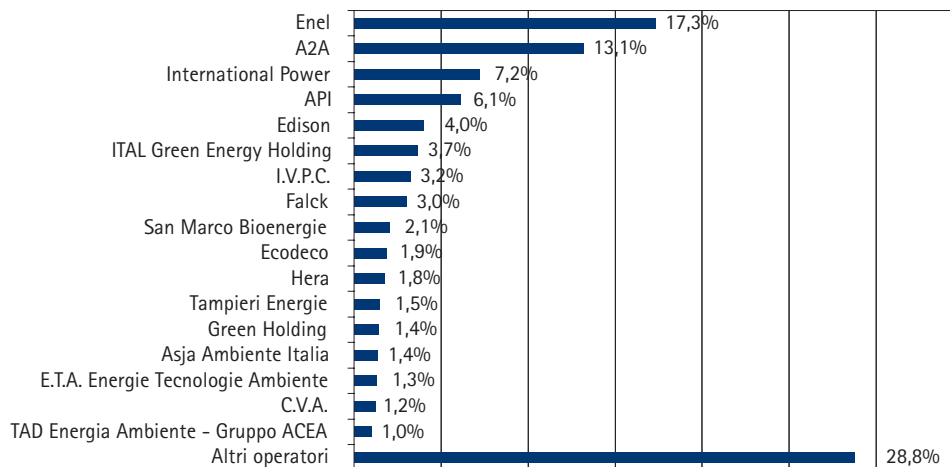
Contributo dei principali operatori alla generazione CIP6 da fonti assimilate

Anno 2008; dati in percentuale

FIG. 2.6

Contributo dei principali operatori alla generazione CIP6 da fonti rinnovabili

Anno 2008; dati in percentuale



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Importazioni nette

Il saldo estero per il 2008, in base ai dati provvisori di esercizio di Terna – Rete elettrica nazionale, è ammontato a 39.566 GWh quale differenza tra le importazioni pari a 42.997 GWh (-12,1% sul 2007) e le esportazioni pari a 3.431 GWh (+29,6% sul 2007). Rispetto al 2007 il saldo estero è diminuito del 14,5%; esso ha garantito nel 2008 la copertura del fabbisogno

nella misura dell'11,7%.

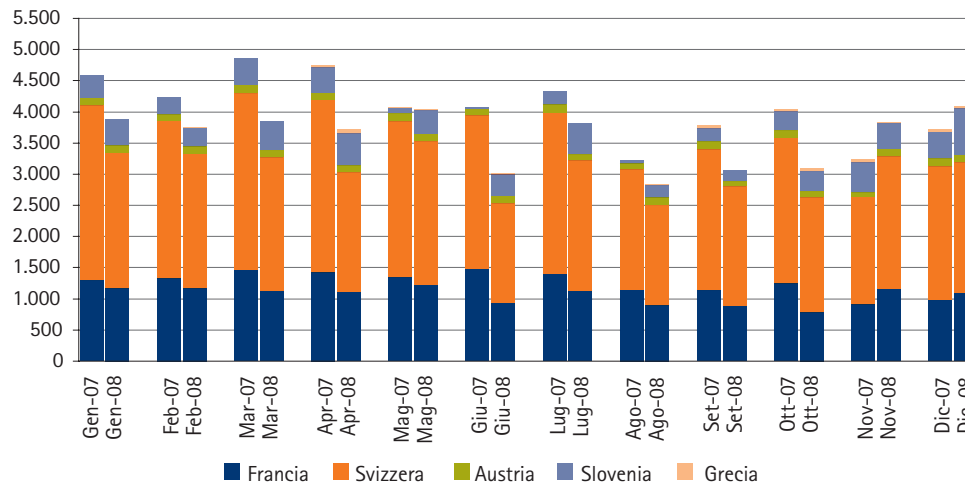
Le importazioni dalla Slovenia e dalla Grecia sono aumentate, rispettivamente, del 45,4% e del 2,8%, mentre sia le importazioni dalla Francia sia quelle dalla Svizzera sono diminuite di circa il 17%.

Per quanto riguarda le esportazioni, l'aumento dei flussi è stato determinato soprattutto dal contributo della Grecia (+59,2%) e della Svizzera (+512,2%).

FIG. 2.7

Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2007 e nel 2008

GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

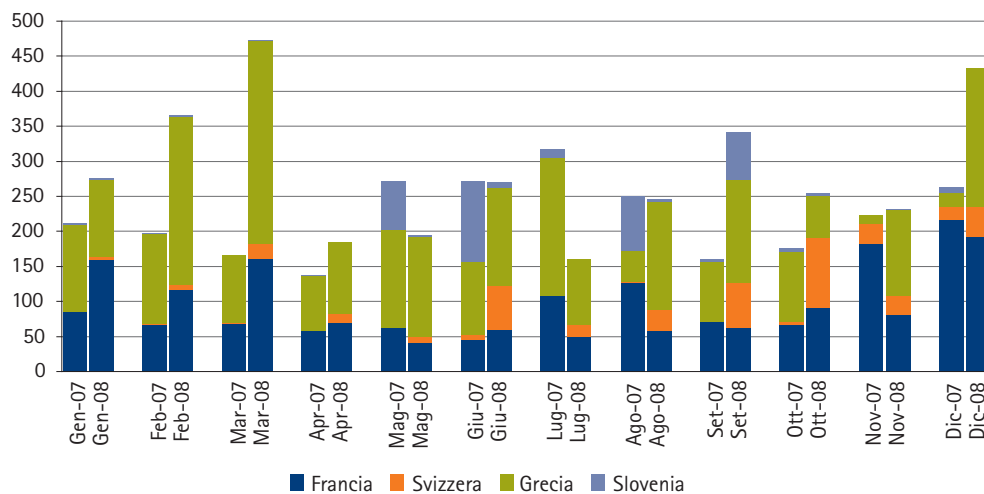


FIG. 2.8

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2007 e nel 2008

GWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

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

Al 31 dicembre 2008 l'azionista di riferimento di Terna, ovvero la Cassa depositi e prestiti, possedeva una quota azionaria pari al 29,99%; Enel e la società di gestione patrimoniale Pictet Asset Management risultavano detenere, ciascuna, il 5,1% del capitale sociale, mentre il restante 60% era ripartito tra investitori istituzionali e *retail*.

	2007	2008
Numero operatori di rete	11	8
Linee a 380 kV (km)	10.518	10.519
Linee a 220 kV (km)	11.416	11.387
Linee a 150-132 kV (km)	22.465	22.436
Linee a 400 kV a corrente continua (km)	207	207
Linee a 200 kV a corrente continua (km)	862	862
Numero stazioni a 380 kV	136	138
Numero stazioni a 220 kV	149	147
Numero stazioni a 150-132 kV	99	103

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.16

Asset della RTN

Anni 2007-2008; dati al 31 dicembre

Distribuzione

La composizione societaria degli operatori di distribuzione evidenzia la prevalenza di soci appartenenti a enti pubblici (54%); significativa è anche la quota di persone fisiche (19%) e di società che non operano nel settore energetico (17%), mentre quest'ultime pesano per circa il 7% sul totale.

Nella tavola 2.18 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 solo il 2% circa del totale nazionale.

TAV. 2.17

Composizione societaria dei distributori

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	54,2
Imprese energetiche locali	3,7
Imprese energetiche nazionali	3,8
Istituti finanziari esteri	0,1
Istituti finanziari nazionali	0,8
Persone fisiche	19,3
Flottante	0,9
Società diverse	16,8
Non disponibile	0,3
TOTALE	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.18

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2008

REGIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE (km)	MEDIA TENSIONE (km)	BASSA TENSIONE (km)	NUMERO DISTRIBUTORI ^(A)
Val d'Aosta	57	1.489	2.563	3
Piemonte	1.401	28.177	63.677	7
Liguria	739	6.995	21.282	2
Lombardia	2.808	40.339	83.107	11
Trentino Alto Adige	433	7.762	14.447	63
Veneto	2.147	26.242	61.064	3
Friuli Venezia Giulia	540	8.119	14.955	6
Emilia Romagna	2.049	31.517	66.219	3
Toscana	1.269	26.309	57.286	2
Lazio	1.744	28.272	64.922	4
Marche	584	11.538	29.653	7
Umbria	57	8.565	20.025	2
Abruzzo	520	9.772	25.229	5
Molise	53	3.624	7.605	1
Campania	1.176	24.130	58.686	3
Puglia	1.758	28.490	59.681	3
Basilicata	629	9.792	14.765	1
Calabria	490	17.569	41.127	1
Sicilia	1.161	35.757	75.235	11
Sardegna	447	17.781	33.515	5
TOTALE	20.061	372.239	815.041	143

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Complessivamente i distributori elettrici italiani risultano essere 131 per un volume totale distribuito pari a 295 TWh. Il gruppo Enel è il primo distributore del Paese con l'87% dei volumi distribuiti, seguito dal gruppo A2A (4,1%) e da Acea/Electrabel (3,4%). Gli altri distributori detengono invece quote marginali (Tav. 2.19).

Nella tavola 2.20 si riporta l'attività dei distributori suddi-

visa per classe di numerosità dei punti di prelievo con relativi volumi distribuiti, punti di prelievo e volumi medi per operatore. Gli operatori appartenenti alla prima classe (punti di prelievo > 500.000) sono Enel, A2A, Electrabel/Acea e Iride, mentre 50 distributori servono meno di 1.000 punti di prelievo (mediamente 311 punti di prelievo per distributore).

GRUPPO	GWh	QUOTA % SU TOTALE
Enel (Enel Distribuzione e Deval)	256.498	87,0
A2A	12.067	4,1
Electrabel/Acea	10.054	3,4
Iride	2.621	0,9
Hera	2.170	0,7
Trentino Servizi	2.007	0,7
Agsm Verona	1.895	0,6
Aim Vicenza	1.105	0,4
Altri operatori	6.476	2,2
TOTALE	294.892	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.19

Distribuzione di energia elettrica per gruppo societario nel 2008

Volumi distribuiti

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	275.865	34.185.708	68.966	8.546.427
100.000-500.000	8	13.797	1.400.409	1.725	175.051
50.000-100.000	2	1.460	141.602	730	70.801
20.000-50.000	8	1.836	260.108	229	32.514
5.000-20.000	22	1.399	218.965	64	9.953
1.000-5.000	37	453	79.135	12	2.139
< 1.000	50	81	15.560	2	311
TOTALE	131	294.892	36.301.487	2.251	277.111

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.20

Attività dei distributori

Anno 2008

Mercato all'ingrosso

I contratti di compravendita di energia elettrica con obbligo di consegna fisica possono essere a termine o a pronti. Il mercato regolamentato a pronti (MPE) gestito dal Gestore del mercato elettrico (GME) si suddivide in due sottomercati: il mercato del giorno prima (MGP), in cui si scambiano volumi 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 e di vendita.

A valle di questi vi è il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) in cui Terna si approvvigiona delle risorse necessarie all'esercizio dell'attività di trasmissione e dispacciamento e alla garanzia di sicurezza del sistema elettrico.

La disciplina a regime del dispacciamento prevede che, a partire dal 2009, la domanda partecipi attivamente anche al MA. Per l'anno 2008, analogamente a quanto previsto con riferimento all'anno precedente, le disposizioni transitorie hanno stabilito che essa partecipi solamente al MGP. La partecipazione della domanda al solo MGP e le ridotte possibilità di negoziazione a termine hanno reso necessario impiegare i seguenti meccanismi transitori per compensare la ridotta flessibilità di negoziazione:

- lo sbilanciamento a programma, per consentire 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), la cui attività è terminata a fine 2008, per permettere agli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa area geografica di effettuare scambi orari bilanciati di energia elettrica.

Un elemento che apporta ulteriore flessibilità al sistema è lo sviluppo dei mercati a termine di negoziazione dell'energia elettric-

ca. A partire dal maggio 2007 è entrata in vigore la Piattaforma conti energia (PCE)³ che, in pratica, sostituisce la precedente Piattaforma bilaterali. Il GME ha inoltre avviato, da novembre 2008, le contrattazioni del mercato a termine elettrico (MTE) che consente, su base multilaterale, di negoziare quantità fisiche di energia elettrica. Contemporaneamente, la Borsa Italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX) dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati aventi come sottostante il prezzo medio di acquisto (PUN - Prezzo unico nazionale). Durante la fase iniziale, le negoziazioni riguardano contratti *futures* mensili, trimestrali e annuali quotati in €/MWh.

Per l'anno 2008, la soglia di tolleranza per le penali di sbilanciamento è stata fissata pari al 3%, invariata rispetto al 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. Nell'ambito del processo di graduale avvicinamento alla disciplina di regime prevista per gli sbilanciamenti effettivi, l'Autorità, con delibera 23 dicembre 2008, n. 203/08, ha deciso un abbassamento della soglia di tolleranza all'1,5% per l'anno 2009.

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, in considerazione delle difficoltà di previsione del carico e della produzione da fonti rinnovabili non programmabili da parte degli operatori di mercato. Con riferimento all'anno 2008 tale meccanismo è stato prorogato con una soglia del 2%. Il meccanismo delle offerte integrative non è ritenuto compatibile con l'apertura del MA alla domanda. La delibera n. 203/08 (vedi Capitolo 2 del secondo Volume) prevede pertanto che, a partire dall'anno 2009, Terna non possa più presentare offerte integrative sul MGP, fatte salve le situazioni eccezionali di criticità del sistema elettrico nazionale.

³ Le modalità di funzionamento della PCE sono normate dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111/06 (e successive modifiche e integrazioni) e dal Regolamento emanato dal GME.

Borsa elettrica: domanda nel mercato del giorno prima

La domanda di energia elettrica nel Sistema Italia nel 2008 è stata pari a 337 TWh, con una crescita dell'1,8% rispetto al 2007⁴. La domanda nazionale è aumentata dello 0,8%, con incrementi a livello zonale abbastanza contenuti: il più elevato risulta essere quello relativo alla macrozona Sicilia (2,5%), mentre si rileva una diminuzione dello 0,9% nella macrozona Sardegna. Un forte contributo all'incremento complessivo della

domanda elettrica nel Sistema Italia è stato fornito dagli acquisti dalle zone estere che, in controtendenza rispetto all'anno precedente, segnano una crescita del 91,3%, passando dai circa 3,8 TWh dell'anno 2007 ai 7,3 TWh dell'anno 2008. Si evidenzia tuttavia una flessione della domanda nel quarto trimestre 2008 (-1,1%) rispetto al medesimo periodo dell'anno 2007. Tale riduzione risulta essere particolarmente consistente nel mese di dicembre (-3,8%), in corrispondenza dell'aggravarsi della crisi economica internazionale.

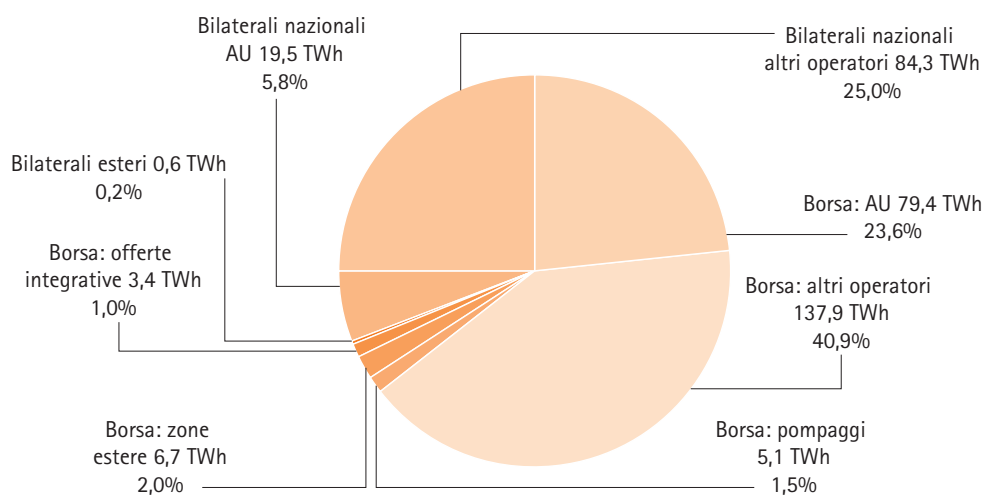


FIG. 2.9

Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2008

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Le operazioni sulla Borsa elettrica hanno raggiunto i 232,6 TWh, in aumento del 4,8% rispetto all'anno precedente; di conseguenza si consolida la tendenza a un aumento della liquidità media del mercato, pari al 69,0% per il 2008 contro il 67,1% del 2007 e il 59,6% del 2006. La liquidità di mercato, misurata sulle sole transazioni di Borsa libere da vincoli normativi (al netto pertanto dei volumi di energia da impianti CIP6), è stata pari al 54%. L'aumento della liquidità, che può essere interpretato come il segnale di maggiore competitività sulla Borsa, è essenzialmente imputabile all'ulteriore incremento delle transazioni sia dal lato vendita sia dal lato acqui-

sti da parte di operatori non istituzionali (diversi dall'Acquirente Unico, dal GSE e da Terna), particolarmente evidente a partire dal secondo semestre 2007 e proseguito nel corso dell'anno 2008. Analogamente a quanto registrato nel secondo semestre dell'anno precedente, un ulteriore elemento che ha sostenuto l'incremento dei volumi scambiati in Borsa rispetto ai volumi complessivamente scambiati nel Sistema Italia, è stato la crescita delle transazioni sulle zone estere, con volumi di scambio elevati durante l'intero anno e in linea con i livelli registrati durante il periodo ottobre-dicembre 2007.

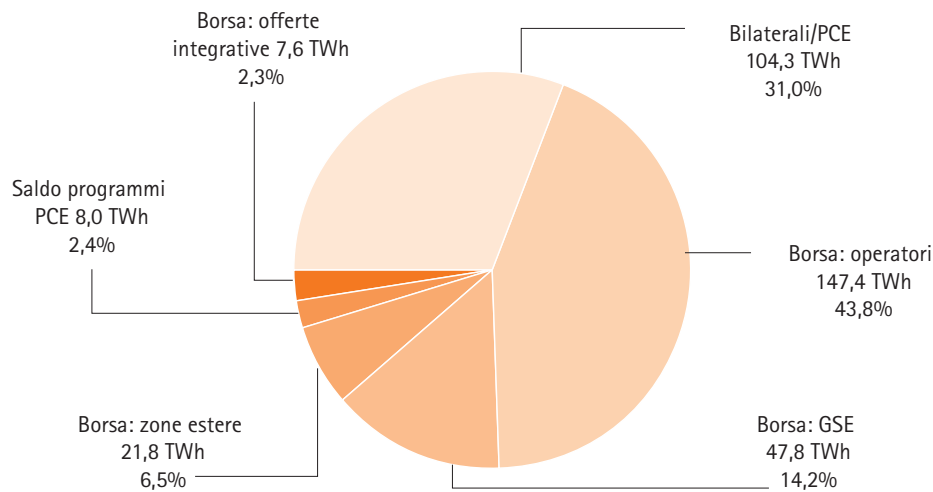
⁴ Al fine di tenere conto del maggior numero di ore dell'anno bisestile 2008, le variazioni percentuali sono calcolate su valori medi annui.

In ragione della progressiva contrazione del mercato vincolato e della completa liberalizzazione del settore della vendita a partire dal 1° luglio 2007, la domanda espressa dalla società Acquirente Unico si è ulteriormente ridotta rispetto all'anno precedente del 25,7%. Questa tendenza è stata al contempo bilanciata da un sostanziale aumento della domanda da parte degli altri operatori, che risulta essere pari a 137,9 TWh contro i 99,7 TWh dell'anno 2007.

La domanda sottostante i contratti bilaterali subisce una riduzione complessiva del 4,3% rispetto al 2007, risultando pari a 104,3 TWh. Questa riduzione interessa in modo particolare le contrattazioni bilaterali con l'estero che risultano diminuite del 23,2% rispetto al 2007 e, in misura solo relativamente minore, i contratti bilaterali conclusi da operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico (-8,3%), mentre è solo parzialmente bilanciata dall'andamento dei contratti bilaterali conclusi dall'Acquirente Unico che registrano un aumento pari al 20,3% rispetto all'anno precedente.

FIG. 2.10

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2008



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul mercato del giorno prima

Il PUN nella Borsa elettrica italiana è stato pari a 86,99 €/MWh, in aumento di 16 €/MWh rispetto al 2007 (+22,5%). L'aumento del PUN, verificatosi per buona parte del 2008 e interrotto soltanto durante l'ultimo bimestre dell'anno, è

Borsa elettrica: offerta nel mercato del giorno prima

L'andamento dei volumi offerti in Borsa evidenzia una crescita del 2,8% rispetto al 2007 delle offerte degli operatori nazionali che, per l'intero 2008, ammontano complessivamente a 147,4 TWh. A ciò vanno aggiunti l'incremento significativo (+29,4%) dell'offerta estera, complessivamente pari a 21,8 TWh, e la crescita (+4,0%) dell'offerta da parte del GSE che risulta pari a 47,8 TWh. Il saldo programmi PCE, misurato come differenza tra programmi in immissione e programmi in prelievo, è stato pari a 8,0 TWh, in riduzione del 36,4% rispetto all'anno precedente.

Le offerte integrative di Terna dal lato dell'offerta risultano pari a 7,6 TWh, in aumento del 140,7% rispetto al 2007. A fronte di questo andamento, si evidenzia come, durante lo stesso periodo, le offerte lato domanda siano state pari a 3,4 TWh, in riduzione del 39,6% rispetto all'anno precedente.

imputabile alla forte crescita delle quotazioni dei combustibili sui mercati internazionali e al conseguente aumento dei costi di generazione dell'elettricità (Fig. 2.11). Un'ulteriore variabile di natura congiunturale che si deve tener presente è l'incremento registrato dalla domanda durante i primi tre trimestri del 2008 (+ 2,9%) rispetto all'analogo periodo del 2007, a cui

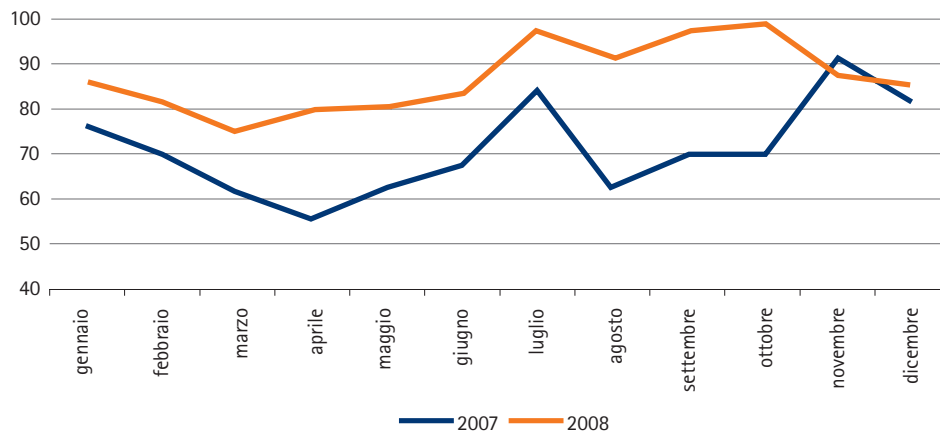


FIG. 2.11

Andamento del PUN
€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

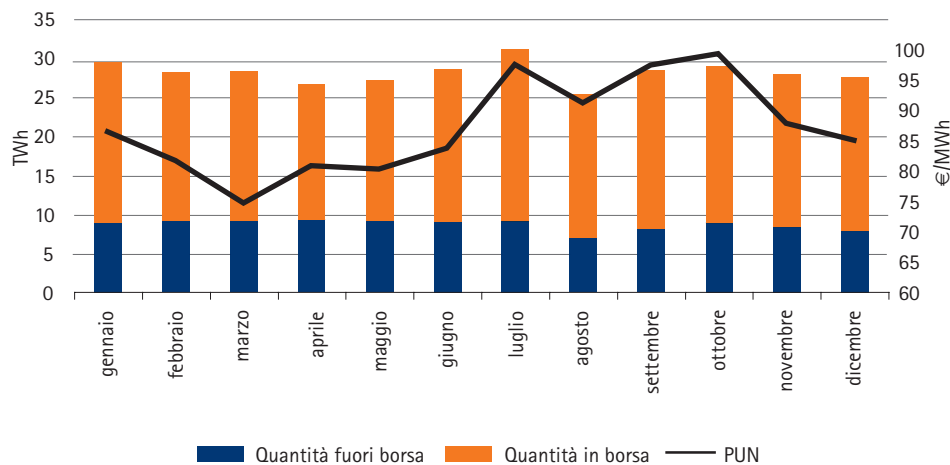


FIG. 2.12

Volumi scambiati sul MGP nel 2008
TWh; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

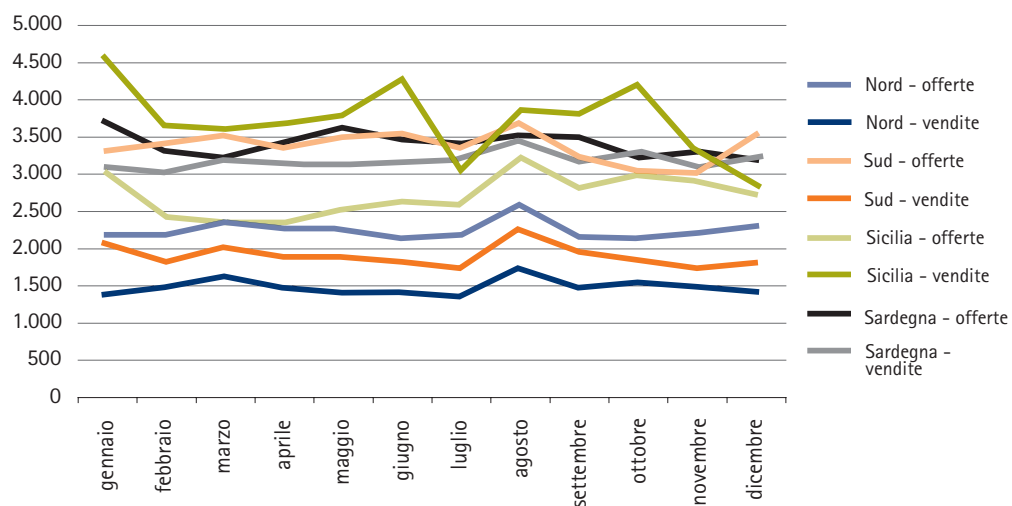
è seguita una riduzione (-1,1%) durante il quarto trimestre. Particolarmente rilevante è il picco raggiunto nel mese di ottobre, quando il prezzo medio di acquisto ha toccato il massimo storico di 99,07 €/MWh (+41,8% rispetto al mese di ottobre 2007) per effetto del costo del combustibile, le cui quotazioni hanno raggiunto il proprio massimo in luglio e sono state recepite dal prezzo dell'elettricità con alcuni mesi di ritardo. Il calo nelle quotazioni dei combustibili fossili e l'aggravarsi della crisi economica internazionale hanno favorito una consistente riduzione del PUN nei mesi di novembre e dicembre 2008 (Fig. 2.12).

L'indice HHI a livello zonale, calcolato in relazione alle vendite effettive di energia e alle offerte di vendita (accettate e non accettate), evidenzia un miglioramento della struttura competitiva dal lato dell'offerta. In particolare, i periodi durante i

quali si registrano livelli soddisfacenti di concentrazione (HHI < 1.800) sono ulteriormente aumentati nella macrozona Nord e progressi si registrano anche nella macrozona Sud. Ostacoli allo sviluppo di assetti pienamente concorrenziali permangono nelle zone Sicilia e Sardegna, dove l'indice HHI non assume mai valori inferiori alla soglia di 1.800 (Fig. 2.13). L'indice di operatore marginale evidenzia una significativa riduzione rispetto al 2007, segnalando una tendenza verso il miglioramento della situazione concorrenziale: infatti, mentre la percentuale dei volumi complessivamente scambiati su cui l'operatore marginale ha fissato il prezzo ha superato il 75% in quasi tutti i mesi dell'anno 2007, la quota di energia su cui l'operatore principale ha fissato il prezzo è stata mediamente del 51% nel 2008, attestandosi stabilmente al di sotto del 35% negli ultimi quattro mesi dell'anno (Fig. 2.14).

FIG. 2.13

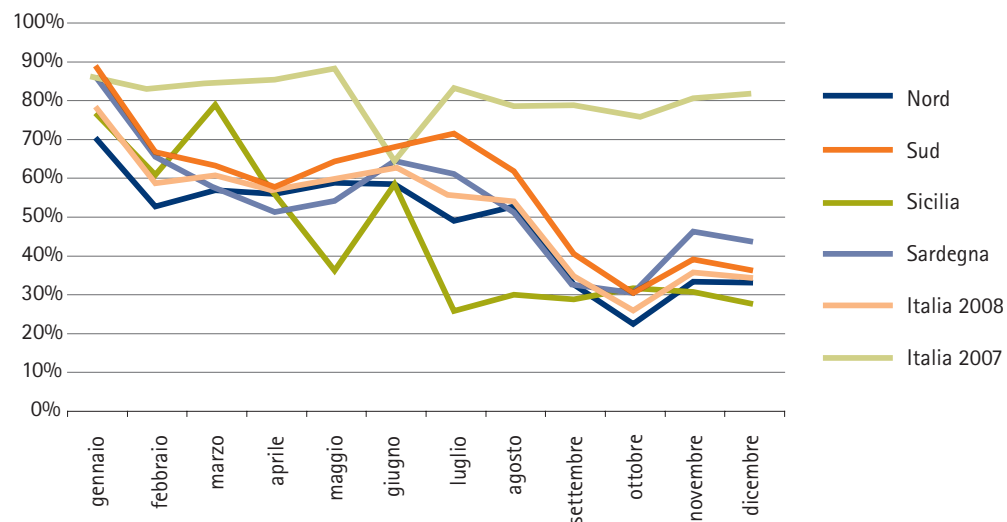
Valori dell'indicatore HHI nel 2008



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.14

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

I prezzi zionali di vendita sono variati tra i 82,92 €/MWh del Nord, che si conferma la zona con i prezzi più bassi, e i 119,63 €/MWh della Sicilia. Rispetto al 2007, i prezzi hanno avuto incrementi in linea con la variazione annuale del PUN, compresi tra il +16,7% del Centro Nord e il +22,5% della Sardegna. Un incremento nettamente superiore rispetto alla variazione media nazionale si è registrato nella macrozona Sicilia (+50,5%).

L'analisi mensile dei prezzi evidenzia una consistente crescita dei prezzi in tutte le zone, particolarmente evidente in Sicilia, nei mesi compresi tra giugno e ottobre in corrispondenza dei maggiori incrementi del prezzo medio di acquisto (Fig. 2.15). Le forti tensioni sui prezzi verificatesi in Sardegna durante il mese di maggio sono da collegarsi alla forte riduzione dell'offerta conseguente all'interruzione del transito con il resto del Paese per un numero rilevante di ore

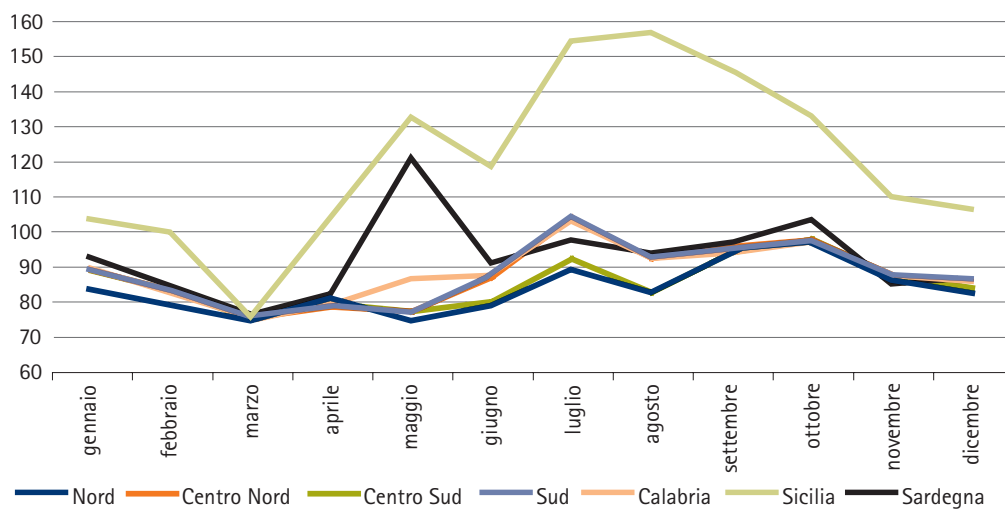


FIG. 2.15

Andamento mensile
dei prezzi zionali nel 2008
€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

dello stesso mese. Con riferimento alla Sicilia, a partire dal mese di aprile si è assistito a incrementi del prezzo zonale sensibilmente superiori ai valori medi nazionali, sia a livello medio giornaliero sia in particolari ore del giorno. Con delibera 22 gennaio 2009, VIS 3/09, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva per valutare le dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica con specifico riferimento alla zona della Sicilia (vedi il Capitolo 6 del secondo Volume).

Per quanto riguarda le rendite di congestione, nel 2007 la rendita nazionale è significativamente aumentata rispetto all'anno precedente, passando da circa 121 milioni di euro a 156 milioni di euro, segnando un incremento pari al 29%. Il transito che contribuisce maggiormente alla rendita nazionale è quello Nord-Centro Nord, seppure il proprio contributo sia notevolmente calato rispetto all'anno precedente (dall'81% al 36% del totale), mentre si è avuto un sensibile incremento della rendita raccolta sui transiti Sicilia-Calabria (dal 3% al 20%) e Centro Nord-Centro Sud (dal 3% al 16%).

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

Borsa elettrica: risultati sul mercato di aggiustamento

Nel corso del 2008 il prezzo medio mensile ponderato nel MA è risultato fortemente correlato rispetto al PUN. Il prezzo medio di acquisto, ponderato per le quantità scambiate è risultato per l'anno 2008 pari a 84,95 €/MWh, inferiore del 2,3% rispetto al PUN. Rispetto all'anno 2007, il prezzo medio ponderato nel MA registra un incremento pari al 22,5%.

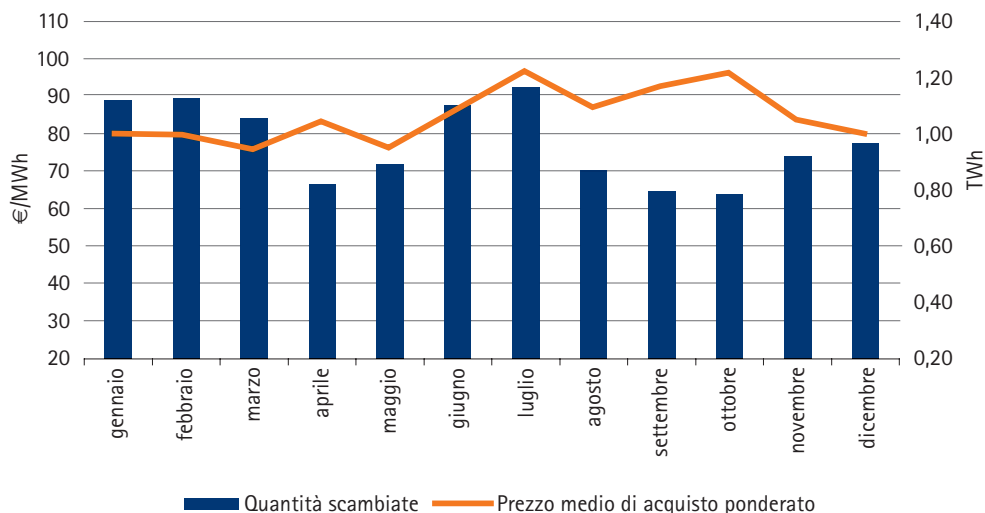
I volumi scambiati sul MA nel corso del 2008 sono stati pari a 11,7 TWh, in riduzione dell'8,8% rispetto all'anno precedente e corrispondenti al 3,5% della domanda complessiva sul MGP, contro il 3,9% dell'anno precedente.

Borsa elettrica: mercato per il servizio di dispacciamento

Con riferimento al MSD, gli acquisti *ex ante* a salire sono risultati pari a 11,6 TWh, in riduzione del 20,8% rispetto al 2007. Le quantità vendute *ex ante* a scendere sono invece risultate pari a 11,3 TWh, in diminuzione di circa il 6,6% rispetto all'anno precedente. Tali volumi hanno rappresentato circa il 3,5% delle quantità complessivamente scambiate sul MGP, evidenziando una discreta variabilità mensile (Fig. 2.17): le offerte a salire sono risultate relativamente maggiori nei mesi di luglio e agosto (rispettivamente 4,1% e 4,8% della corrispondente domanda mensile), mentre le domande a scendere hanno raggiunto il massimo nei mesi di gennaio (3,9%), marzo (3,9%) e luglio (4%).

FIG. 2.16

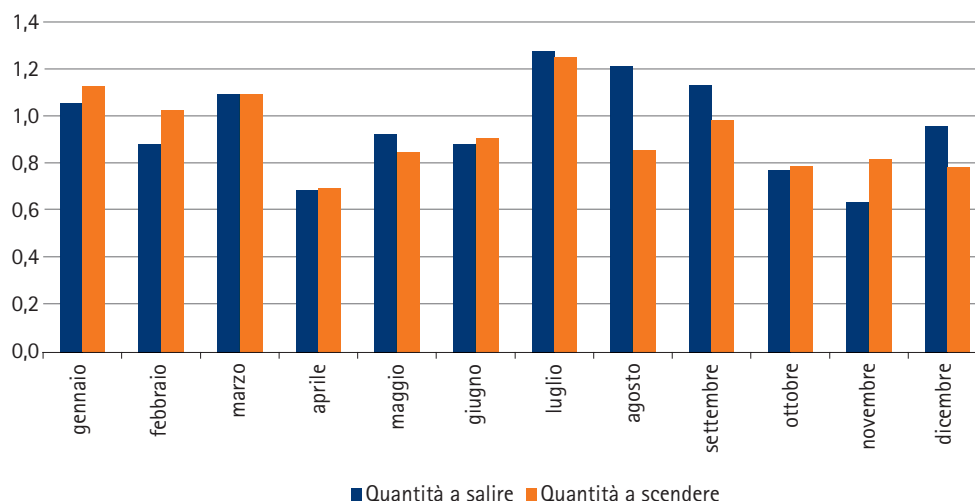
Andamento del prezzo medio ponderato e delle quantità sul MA
€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.17

Quantità sul MSD ex ante nel 2008
TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: confronto con le principali Borse europee

Per tutto il 2008 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 *base load* dell'energia elettrica all'ingrosso è stato infatti pari a 65,76 €/MWh sulla Borsa tedesca (EEX), 69,15 sulla Borsa francese (Powernext), 64,44 €/MWh sulla Borsa spagnola (OMEL) e 44,73 €/MWh sulla Borsa scandinava (NordPool). Questi numeri si confrontano con gli 86,99 €/MWh registrati sulla Borsa italiana nel MGP.

I differenziali di prezzo mostrano tuttavia un avvicinamento del prezzo italiano ai prezzi prevalenti in Europa, soprattutto nei mesi estivi del 2008 (Fig. 2.18). Si conferma la tendenza, già registrata negli scorsi anni, del prezzo italiano a reagire con maggiore lentezza alle oscillazioni delle quotazioni dei combustibili sui mercati internazionali.

Nel corso del 2008, in un contesto caratterizzato da forti tensioni sui mercati petroliferi, i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso evidenziano incrementi notevoli in tutti i Paesi europei, Italia compresa. A partire da novembre, i prezzi europei iniziano a scendere sulla scia delle riduzioni del prez-

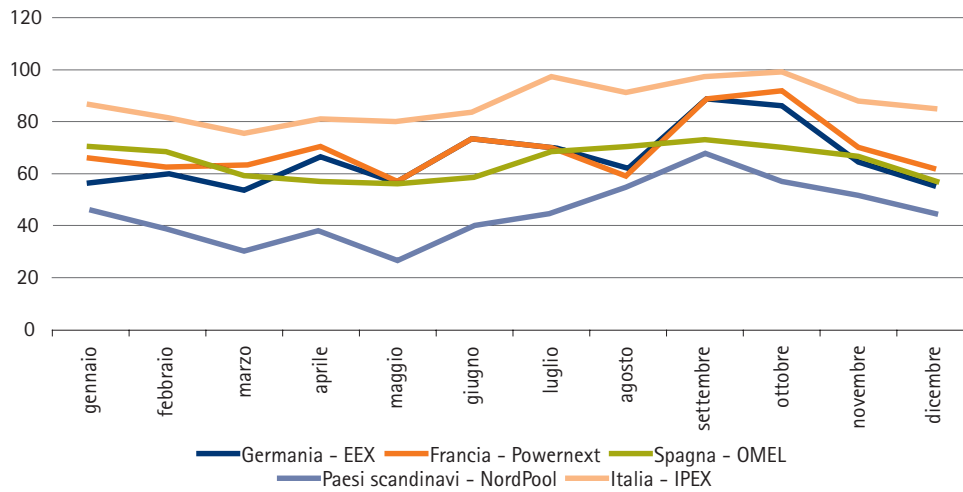


FIG. 2.18

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee

Valori medi *base load*; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

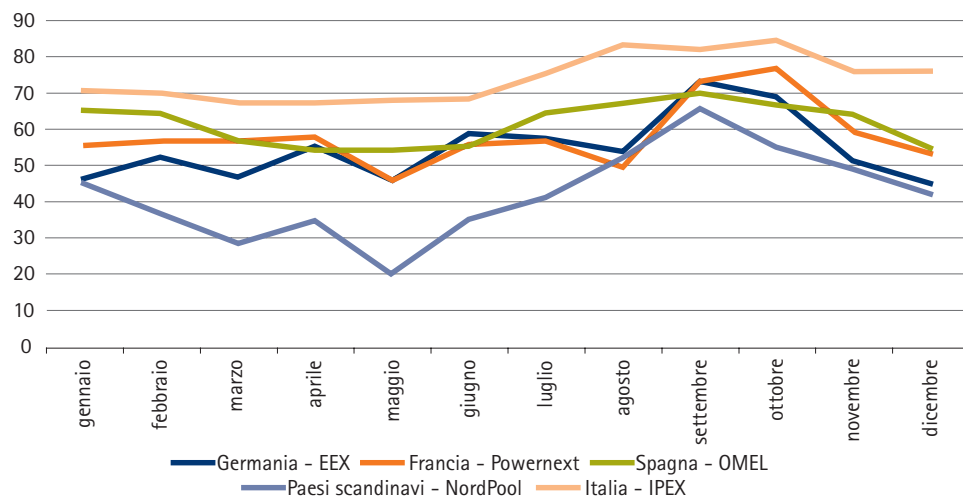


FIG. 2.19

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

€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

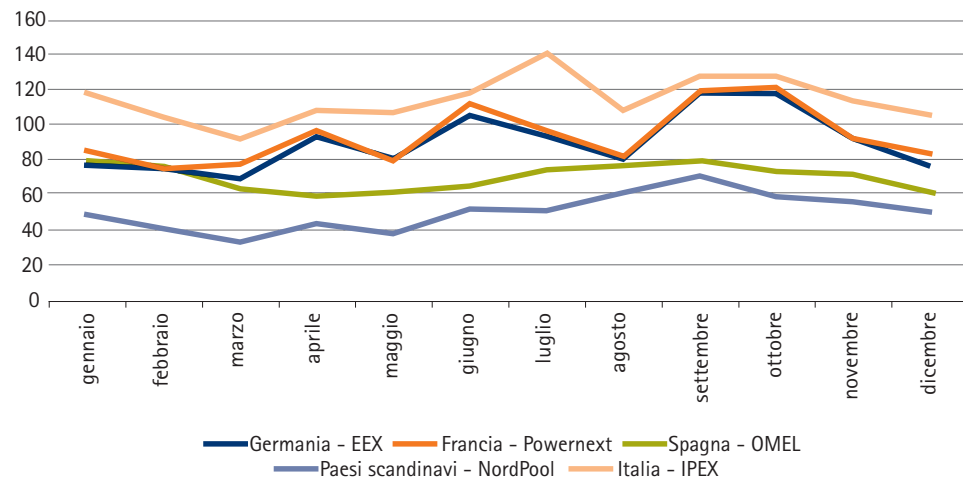


FIG. 2.20

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

€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

zo del petrolio e del deterioramento della congiuntura economica.

La riduzione nel divario di prezzo dell'IPEX nei confronti delle altre Borse europee ha determinato nel corso dell'anno 2008 un incremento significativo dei flussi di esportazione rispetto all'anno precedente, concentrati soprattutto nelle ore fuori picco. Tale dinamica è stata più accentuata sul confine francese, nei mesi di giugno e ottobre, e sui confini con la Svizzera e la Grecia.

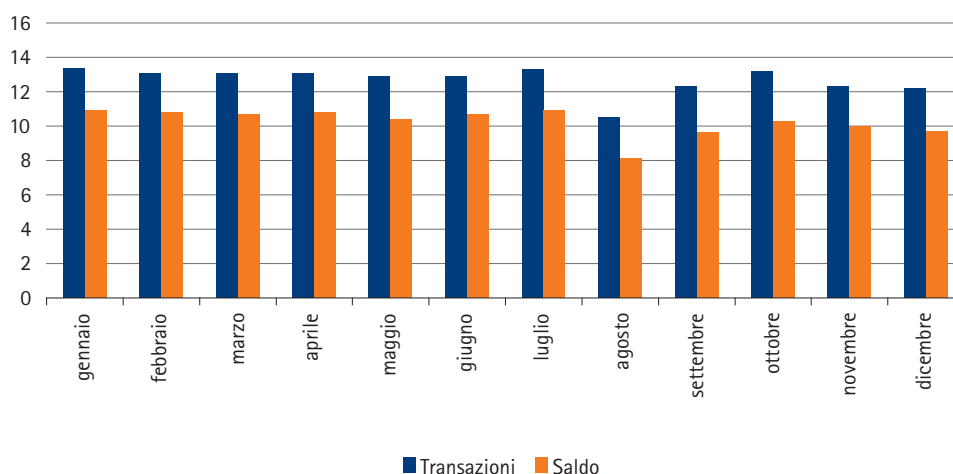
La Borsa elettrica italiana presenta una differenziazione del prezzo *peak* e *offpeak* abbastanza accentuata. Il prezzo medio nel 2008 infatti è stato pari, rispettivamente nelle ore piene e nelle ore vuote⁵, a 114,54 €/MWh e 74,21€/MWh. Nelle altre Borse europee, invece, a un livello di prezzo medio più contenuto si associa solitamente un differenziale minore tra prezzo di picco e prezzo fuori picco. Il prezzo medio *peakload* e il prezzo medio *offpeak* sono risultati rispettivamente pari a 90,21 €/MWh e 54,44 €/MWh sulla Borsa tedesca, a 93,34 €/MWh e 57,93 €/MWh sulla Borsa francese, a 70,59 €/MWh e 61,55 €/MWh sulla Borsa spagnola, a 50,52 €/MWh e 42,04 €/MWh sulla Borsa scandinava.

PCE – Piattaforma conti energia

La PCE è la piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali sulla quale gli operatori possono registrare i dati di quantità e durata della consegna, relativi ai contratti a termine, con due mesi di anticipo massimo rispetto alla data di consegna fisica. In generale ciascun operatore dispone di uno o più Conti energia in immissione e di uno o più Conti energia in prelievo su ciascuno dei quali può registrare acquisti e vendite a condizione che il saldo netto risultante, a fronte della nuova registrazione, sia nel primo caso una vendita netta e nel secondo un acquisto netto. Il saldo del Conto determina la quantità di energia che può essere consegnata/ritirata o venduta/acquistata sul MGP. Durante l'anno 2008, le transazioni complessive svolte sulla PCE ammontano a 152,4 TWh a fronte di una posizione netta pari a 122,9 TWh. La PCE consente la registrazione di 5 tipologie di contratto di cui quattro standard (*baseload*, *peakload*, *offpeak*, *weekend*) e una non standard. Il profilo di contratto maggiormente utilizzato nell'anno 2008 è stato quello non standard, mentre tra i contratti standard il più diffuso risulta essere stato il *baseload*.

FIG. 2.21

Andamento delle transazioni sulla PCE nel 2008
TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

⁵ I prezzi sono calcolati per tutte le Borse sulla base delle fasce orarie adottate dall'Autorità per la differenziazione del valore dell'energia. Il prezzo *peak* medio è determinato sui valori registrati durante le ore corrispondenti alla fascia F1, mentre il prezzo *offpeak* sulle restanti ore dell'anno (fasce F2 e F3).

Mercati a termine: MTE e IDEX

MTE e IDEX sono i due mercati regolamentati a termine, gestiti rispettivamente da GME e Borsa Italiana e istituiti nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile dei propri portafogli di energia.

L'MTE consente di negoziare, con obbligo di consegna alla scadenza, quantità fisiche di energia elettrica su un orizzonte temporale massimo di un mese. Le posizioni fisiche derivanti da negoziazioni sul MTE sono contemporaneamente registrate sulla PCE allo scopo di garantire sicurezza e stabilità al sistema. Durante il primo trimestre di funzionamento del MTE hanno partecipato alle negoziazioni 8 operatori, per un totale di volumi scambiati pari a circa 0,1 TWh, prevalentemente attraverso contratti con profilo *baseload* e consegna a un mese. La partecipazione degli operatori a questo mercato appare scoraggiata dal fatto che non sia consentito negoziare contratti con

periodi di consegna più estesi.

L>IDEX consente di negoziare contratti finanziari *futures* avvenuti come sottostante il PUN. In fase di avvio è stato stabilito che i contratti possano avere soltanto profilo *baseload* e periodi di consegna mensile, trimestrale e annuale. Il funzionamento del mercato prevede la presenza della *clearing house* del gruppo Borsa Italiana, la Cassa di compensazione & garanzia, che agisce da controparte centrale e a cui i membri del mercato devono necessariamente aderire.

Durante il primo trimestre di funzionamento dell>IDEX, i volumi complessivamente scambiati ammontano a circa 2,3 TWh. I contratti più scambiati sono stati quelli annuali (1,1 TWh), seguiti dai contratti con durata trimestrale (0,9 TWh). Nonostante i bassi volumi negoziati, l'avvio delle contrattazioni su questo mercato costituisce un importante elemento di novità in quanto consente agli operatori di disporre di un utile segnale di prezzo su un orizzonte temporale più esteso.

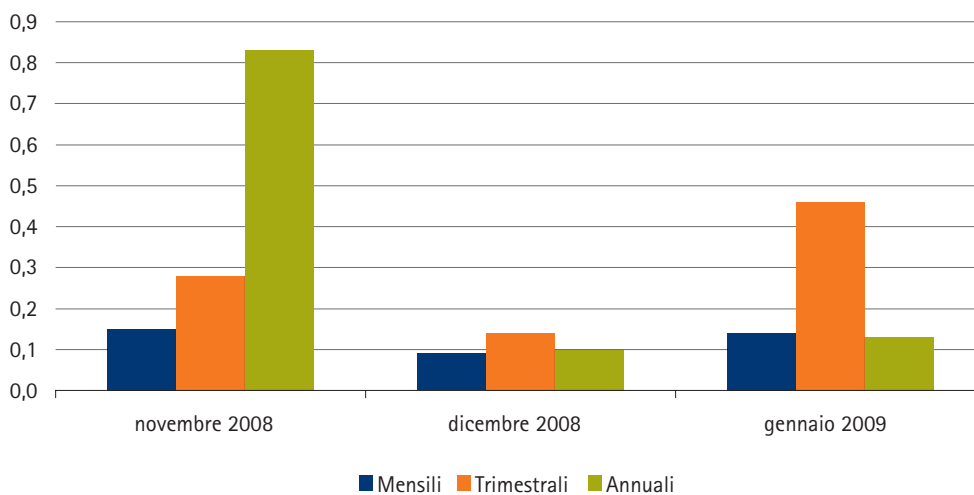


FIG. 2.22

Andamento delle transazioni sull>IDEX nel primo trimestre di funzionamento
TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Borsa Italiana.

Vendita dell'energia CIP6 al mercato

Nel 2008 l'energia ritirata dal GSE è stata collocata sul mercato con le modalità previste dal decreto del Ministero dello sviluppo economico del 15 dicembre 2007. Il decreto ha previsto per l'assegnazione dei 4.900 MW di diritti CIP6 per l'anno 2008 il seguente schema, analogo a quello in vigore l'anno precedente:

- l'energia CIP6 ritirata dal GSE è offerta nel mercato dell'energia elettrica;
- la capacità assegnabile per il 2008 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 25% (1.225 MW) all'Acquirente Unico per la fornitura ai clienti del mercato tutelato e per una quota pari al 75% (3.675 MW) ai clienti del mercato libero;
- il prezzo di assegnazione per il primo trimestre 2008 è pari a 68 €/MWh ed è adeguato trimestralmente secondo le modalità individuate dall'Autorità in funzione dell'andamento, calcolato su base trimestrale, dell'indice dei prezzi, di cui all'art. 5 del decreto del Ministero delle attività produttive (ora Ministero dello sviluppo economico) 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 ora 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.

Nel corso del 2008, l'Autorità ha adeguato ai sensi di quanto previsto dalla delibera del 19 dicembre 2007, n. 331/07, i prezzi di assegnazione per i trimestri successivi al primo, che sono risultati essere rispettivamente pari a 68,23 €/MWh, 68,77 €/MWh e 80,40 €/MWh.

Per l'anno 2009, il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 25 novembre 2008 ha stabilito che l'energia ritirata dal GSE sia collocata per il 20% all'Acquirente Unico per la fornitura di energia elettrica dei clienti finali compresi nel servizio di tutela, e per l'80% ai clienti del mercato libero. Il prezzo di assegnazione per il primo trimestre 2009 è di 78 €/MWh e la capacità assegnabile per il 2009 è stata indicata dal GSE in 4.300 MW.

TAV. 2.21

Assegnazione
dei diritti CIP6
MW

	DIRITTI CIP6 2008	DIRITTI CIP6 2009
Enel Energia	1.148	1.035
Eni	332	250
Edison Energia	287	374
Acea Electrabel Elettricità	177	20
Sorgenia	144	145
E.On Energia (ex Dalmine Energie)	126	125
Modula	121	-
Ergon Energia	107	-
Energetic Source	100	185
Iride Mercato (ex Amga comm. e Siet)	97	81
A2A (fusione Aem e Asm)	86	130
EGL Italia	70	89
Hera Comm	70	106
Altri	810	900
TOTALE	3.675	3.440

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Mercati per l'ambiente

Mercato dei certificati verdi

Il sistema dei certificati verdi costituisce una forma di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

basata su meccanismi di mercato. Secondo quanto disposto dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° aprile 1999 fino al 31 dicembre

2007, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili (certificati verdi) per i primi 12 anni di esercizio. Gli impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° gennaio 2008 hanno diritto ai certificati verdi per un periodo di 15 anni. Per quanto riguarda invece 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, la legge n. 244/07 stabilisce il diritto, in alternativa ai certificati verdi e su richiesta del produttore, a una tariffa fissa di entità variabile a seconda della fonte utilizzata, per un periodo di 15 anni. Agli impianti aventi diritto ai certificati verdi, entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2007, continuano ad attribuirsi i certificati in misura corrispondente alla produzione netta di energia elettrica.

Il certificato verde è emesso dal GSE su comunicazione del produttore e riguarda, in alternativa, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dell'anno precedente, quella attesa nell'anno in corso o la produzione 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) o che producono da rifiuti ammessi all'incentivazione, così come a favore del GSE stesso, a fronte dell'energia elettrica generata 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 29 dicembre 2003, n. 387. Nel periodo 2007-2012, la quota è incrementata dalla legge n. 244/07 dello 0,75% annuo.

L'obbligo di immissione in rete di una quota di energia rinnovabile può essere soddisfatto, oltre che attraverso la produzione/importazione di energia rinnovabile, mediante l'acquisto di certificati verdi da altri operatori. La negoziazione di certificati verdi può avvenire sulla base di contratti bilaterali oppure presso la piattaforma organizzata e gestita dal GME. 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, oltre a collocare i certificati verdi relativi alla produzione degli impianti CIP6, può negoziare ulteriori titoli per favorire l'adeguato funzionamento del mercato. La tavola 2.22 evidenzia le contrattazioni avvenute nel mercato organizzato del GME nel corso del 2008 e nel primo trimestre del 2009. Un elemento di novità rispetto agli anni precedenti è rappresentato dalla negoziazione dei primi certificati verdi rilasciati a fronte dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, mentre ancora nessuno scambio è stato effettuato per i certificati verdi relativi alla generazione elettrica mediante idrogeno.

PERIODO DI CONTRATTAZIONE	ANNO DI RIFERIMENTO	CERTIFICATI VERDI (CV) NEGOZIATI (MWh)	PREZZO MEDIO ^(A) (€/MWh)
2008	2006	24.905	99,87
	CV Teleriscaldamento (2006)	996	90,63
	2007	514.258	95,61
	2008	253.576	91,91
2009 (gennaio-marzo)	2006	6112	88,33
	CV Teleriscaldamento (2006)	1157	87,18
	2007	98.897	89,61
	CV Teleriscaldamento (2006)	20.867	94,51
	2008	434.434	92,20
	2009	45.064	83,88

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

TAV. 2.22

Esito della contrattazione nel mercato dei certificati verdi organizzato dal GME nel 2008 e nel primo trimestre 2009

La figura 2.23 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 2009. Come si può rilevare dal grafico, tuttavia, a partire dal 2004 la maggior parte

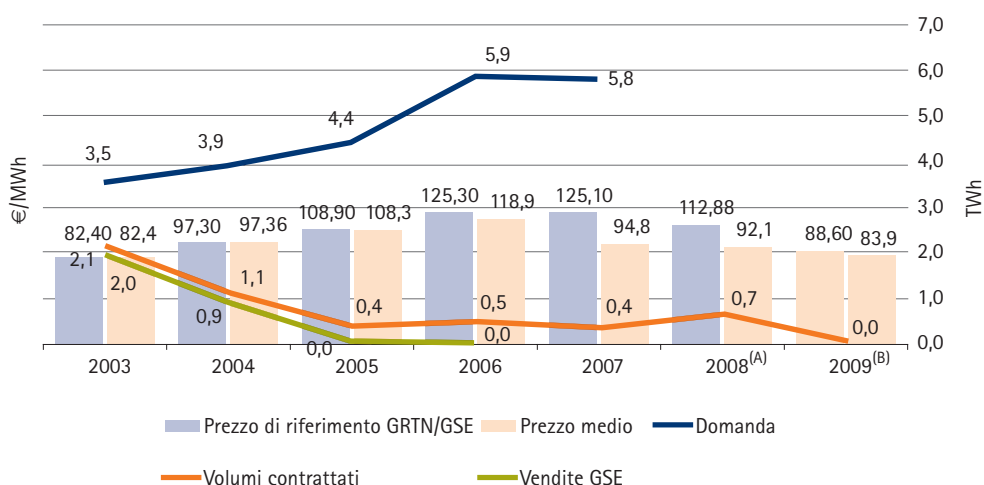
della domanda è stata soddisfatta da transazioni che si svolgono al di fuori del mercato organizzato.

Parallelamente, a partire dal 2006 si è assistito a una situazione di eccesso di offerta che ha determinato la riduzione fino a esaurimento delle vendite di certificati da parte del GSE.

FIG. 2.23

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

€/MWh al netto dell'IVA; TWh



(A) Il calcolo del prezzo medio cumulato include i certificati verdi associati al teleriscaldamento.

(B) I dati relativi al 2009 si riferiscono ai primi tre mesi dell'anno. Il calcolo del prezzo medio cumulato include i certificati verdi associati al teleriscaldamento.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE e GME.

A partire dal 2006 si è assistito a un disallineamento tra prezzi di mercato e prezzi di riferimento fissati dal GSE. Tale trend, conseguente all'eccesso di offerta sul mercato, si è accentuato nel corso del 2007 ed è proseguito fino a ottobre 2008. In particolare, durante la prima fase del 2008 le quotazioni dei certificati verdi hanno subito una forte riduzione, da quasi 100 €/MWh a poco più di 60 €/MWh, mentre un parziale recupero si è invece avuto solo a partire da ottobre, quando sono aumentate tra gli operatori le attese di mutamento della normativa di riferimento.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 18 dicembre 2008, in attuazione della legge n. 244/07, introduce alcune novità che incidono sul meccanismo di formazione del prezzo dei certificati verdi. In particolare si prevede che, in via

transitoria nel triennio 2009-2011, gli operatori possano richiedere al GSE il ritiro anticipato rispetto alla scadenza dei certificati verdi e a un prezzo pari a quello medio di mercato del triennio precedente all'anno nel quale viene inoltrata la richiesta di ritiro. Con riferimento alle richieste presentate entro marzo 2009, il prezzo riconosciuto dal GSE corrisponde a 98 €/MWh, pari al prezzo medio ponderato registrato nel triennio 2006-2008.

A partire dal 2008 inoltre, secondo quanto disposto dalla legge n. 244/07, i certificati verdi emessi dal GSE sono collocati sul mercato a un prezzo pari alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo medio di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità e registrato nell'anno precedente⁶. Con la delibera 26 febbraio 2008, ARG/elt 24/08, l'Autorità

⁶ La legge n. 244/07 prevede che il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica sia definito dall'Autorità in attuazione dell'art. 13, comma 3,

ha definito pari a 67,12 €/MWh il valore medio del prezzo di cessione. Di conseguenza, il valore dei certificati verdi nella disponibilità del GSE è stato pari nel 2008 a 112,88 €/MWh, al netto dell'IVA (vedi il Capitolo 2 del secondo Volume).

Per l'anno 2009 il prezzo di offerta dei certificati nella disponibilità del GSE è pari a 88,66 €/MWh, come risulta dall'applicazione del metodo previsto dalla legge n. 244/07, tenendo conto del prezzo medio di 91,34 €/MWh dei certificati nell'anno 2008, così come definito dall'Autorità con delibera del 28 gennaio 2009, ARG/elt 10/09.

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 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 2008-2012⁷. Per ciascuno degli anni successivi al 2007 sono soggetti agli obblighi i distributori che, alla data del 31 dicembre per gli

anni antecedenti a ciascun obbligo, abbiano connessi con la propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali.

I TEE sono emessi dal GME a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori medesimi e a favore di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO), al fine di certificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica a partire dall'anno 2005. Per ottemperare a tale compito, il GME organizza e gestisce il Registro dei TEE.

Le emissioni dei TEE avvengono sulla base dei risparmi conseguiti dai distributori o dalle ESCO e comunicati al GME dall'Autorità. Quest'ultima, con la delibera 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche, ha definito le *Linee guida* per la preparazione, 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 TEE da altri soggetti, con contrattazioni bilaterali o con scambi su un apposito mercato organizzato e

del decreto legislativo n. 387/03. L'art. 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03 prevede che l'Autorità definisca, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato, le modalità di ritiro, da parte del gestore di rete alla quale l'impianto è collegato, dell'energia elettrica prodotta da impianti:

- di potenza qualsiasi purché alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente;
- alimentati anche da fonti rinnovabili diverse da quelle di cui al precedente punto), purché di potenza nominale inferiore a 10 MVA;
- a eccezione di quella ceduta al GSE nell'ambito delle convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip n. 15/89, n. 34/90, n. 6/92, nonché della delibera n. 108/97, limitatamente agli impianti nuovi, potenziati o rifatti, come definiti dagli artt. 1 e 4 della medesima delibera, fino alla loro scadenza.

Ai sensi della delibera n. 280/07 il prezzo riconosciuto ai produttori nell'ambito del ritiro dedicato è il prezzo che si forma sul mercato elettrico (il cosiddetto prezzo zonale orario), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore.

⁷ 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.

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 TEE anche le ESCO, che dispongono di TEE a seguito della realizzazione di progetti autonomi.

Nel corso del 2008 sono stati scambiati sul mercato organizzato 514.951 TEE, prevalentemente del tipo I (377.059) e del tipo II (108.232); più limitato, anche se in forte crescita rispetto all'anno precedente, è stato il numero di TEE scambiati del tipo III (29.660). Gli scambi su base media mensile, pari nel 2008 a 42.913 TEE, sono notevolmente aumentati rispetto al 2007 (18.829 TEE). Nei primi tre mesi del 2009 sono stati scambiati 256.481 TEE, in ulteriore aumento rispetto al trend delineatosi nel corso del 2008 (Tab. 2.23).

TAV. 2.23

Titoli scambiati nel mercato dei certificati bianchi al 31 marzo 2009

ANNO	TIPO I	TIPO II	TIPO III
2007	167.502	58.439	10
2008	377.059	108.232	29.660
2009 (gennaio-marzo)	172.483	66.364	17.634
TOTALE	717.044	233.035	47.304

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

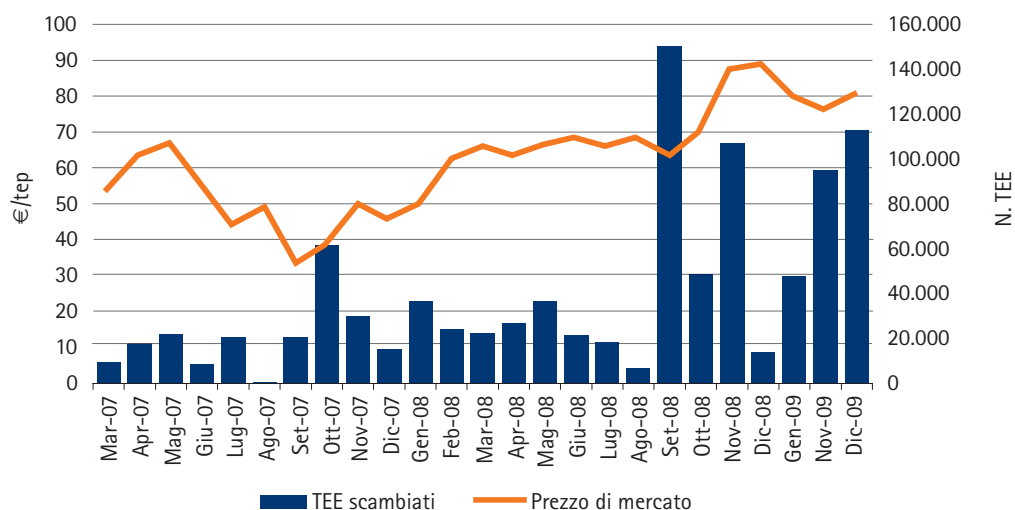
Nel corso del 2008, i TEE scambiati bilateralmente sono stati in numero pari a 800.484; pertanto la liquidità del mercato dei certificati bianchi è stata pari al 39,1%. Una parte consistente dei TEE scambiati bilateralmente (366.549) è riconducibile a transazioni infragruppo. Di conseguenza, la liquidità del mercato, al netto degli scambi infragruppo, è pari al 55,8%. Con

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

FIG. 2.24

Andamento dei prezzi e delle quantità sul mercato dei TEE

€/tep; numero di TEE



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

La figura 2.24 illustra l'andamento mensile dei prezzi medi dei TEE, senza distinzione per tipologia. I volumi scambiati sono significativamente aumentati nella seconda parte del 2008,

con una punta nel mese di settembre; volumi di scambio sostenuti si registrano anche nel corso del primo trimestre dell'anno 2009.

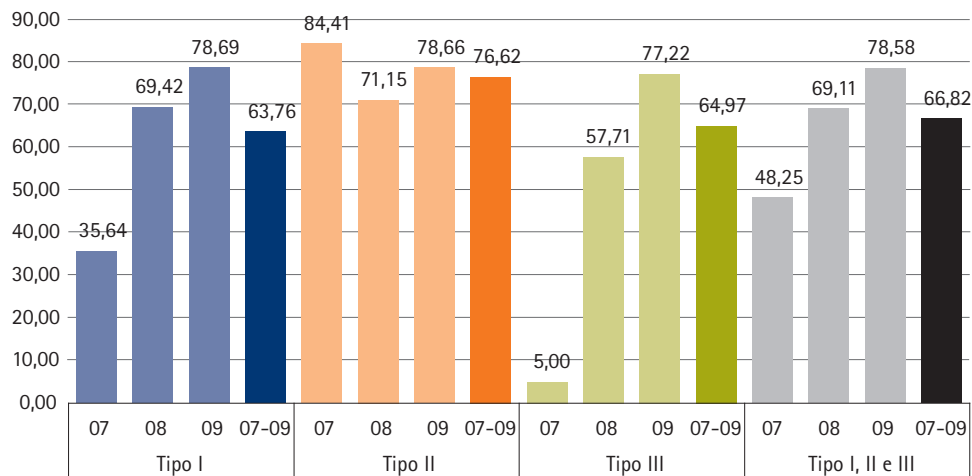


FIG. 2.25

Andamento dei prezzi per tipologia di TEE scambiati^(A)
€/tep

(A) I dati relativi al 2009 si riferiscono ai primi 3 mesi dell'anno.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Il prezzo medio ponderato dei TEE scambiati nel corso del 2008 è pari a 69,11 €/tep, in deciso aumento rispetto alla media del 2007 di 48,25 €/tep (Fig. 2.25).

Con riferimento alla differenziazione di prezzo in relazione alla tipologia di TEE scambiati, è opportuno registrare che, tramite l'eliminazione del c.d. "vincolo del 50%" da parte del decreto ministeriale del 21 dicembre 2007, si è stabilita l'equiparazione tra i TEE del tipo I e II ai fini dell'assolvimento degli obbli-

ghi di efficienza energetica. Questa misura ha comportato, a partire dal 2008, la convergenza nelle quotazioni dei due TEE. Inoltre, grazie all'estensione del contributo tariffario a tutte le tipologie di intervento ammesse, prevista dal decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, a partire da novembre 2008 i prezzi e i volumi scambiati dei TEE di tipo III hanno registrato un forte incremento, convergendo verso le quotazioni delle altre due tipologie di TEE.

Mercato finale della vendita

Le vendite finali di energia elettrica nel 2008, in base ai dati provvisori pubblicati da Terna, sono ammontate a circa 296 TWh (escludendo gli autoconsumi). Nella tavola 2.24 le vendite com-

plesive e il numero totale dei clienti (approssimato dal numero di punti di prelievo) sono ripartiti per tipologia di mercato sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici:

produttori, esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori. Nel 2008 le vendite del mercato libero (compreso il servizio di salvaguardia) hanno raggiunto il 70%

circa del mercato complessivo in termini di volumi e il 9% in termini di clientela. Il servizio di salvaguardia ha interessato circa 192.000 utenze per il 5% delle vendite complessive.

TAV. 2.24

Mercato finale della vendita per mercato e per tipologia di cliente nel 2008

Al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete

	VOLUMI GWh	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(A)
Mercato di maggior tutela	89.288	32.445
Domestico	59.584	27.017
Non domestico	29.705	5.429
Mercato di salvaguardia	12.820	192
Mercato libero^(B)	181.370	2.945
Domestico	2.443	871
Non domestico	178.927	2.074
MERCATO TOTALE	283.478	35.583

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

(B) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 94% circa dei volumi complessivi. In base ai dati provvisori di Terna, infatti, i consumi complessivi (al netto degli autoconsumi e delle perdite) sono stati pari a 296,4 TWh.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Il gruppo Enel si conferma l'operatore principale nel segmento della vendita finale con una quota complessiva del mercato pari a circa il 47%, determinata soprattutto dalle vendite

ai clienti domestici (86% del segmento), mentre le vendite ai clienti non domestici sono state inferiori al 40% del segmento di mercato. Al secondo posto si posiziona il gruppo Edison

TAV. 2.25

Vendite al mercato finale per gruppo societario e per tipologia di cliente nel 2008

GWh

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE
		BT	MT	AT & AAT	
Enel	53.244	44.182	19.211	17.249	133.886
Edison	9	1.867	9.793	5.365	17.034
A2A	1.861	3.436	8.370	2.328	15.995
Eni	164	434	5.202	7.515	13.315
Electrabel/Acea	3.236	3.082	4.646	2.301	13.264
CIR	158	4.607	3.530	292	8.587
Green Network	-	541	2.500	3.795	6.837
E.On	-	131	3.746	2.309	6.187
Iride	841	1.008	2.743	714	5.306
Hera	380	1.549	2.850	131	4.909
Mpe Energia	8	1.386	2.899	12	4.305
Energetic Source	8	941	2.411	332	3.693
Axpo Group	-	250	2.458	548	3.256
C.I.E.	0	716	2.413	-	3.129
Raetia Energie AG	-	1.316	1.798	1	3.115
Atel AG	4	442	1.223	909	2.578
C.V.A.	6	399	1.929	174	2.507
Exergia Spa	-	981	1.463	23	2.467
Telecom Italia	-	715	1.448	-	2.163
Egea	5	175	1.444	98	1.723
Altri operatori	2.103	6.821	17.611	2.687	29.223
TOTALE OPERATORI	62.027	74.979	99.690	46.783	283.479

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

con una quota complessiva dell'8% a cui contribuiscono in larga misura le vendite ai clienti non domestici connessi in media e alta tensione. Seguono i gruppi A2A ed Eni con una quota, ciascuno, del 6% e il gruppo Electrabel/Acea con una quota del 5%.

La fig. 2.26 consente di visualizzare la ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale. In particolare, il

segmento del mercato libero risulta più esteso nelle regioni settentrionali mentre nelle regioni centrali e meridionali i segmenti della maggior tutela e della salvaguardia sono in linea oppure più estesi della media nazionale. La regione Calabria presenta la più bassa percentuale di apertura del mercato con una quota delle vendite del mercato libero sulle vendite complessive inferiore al 40%.

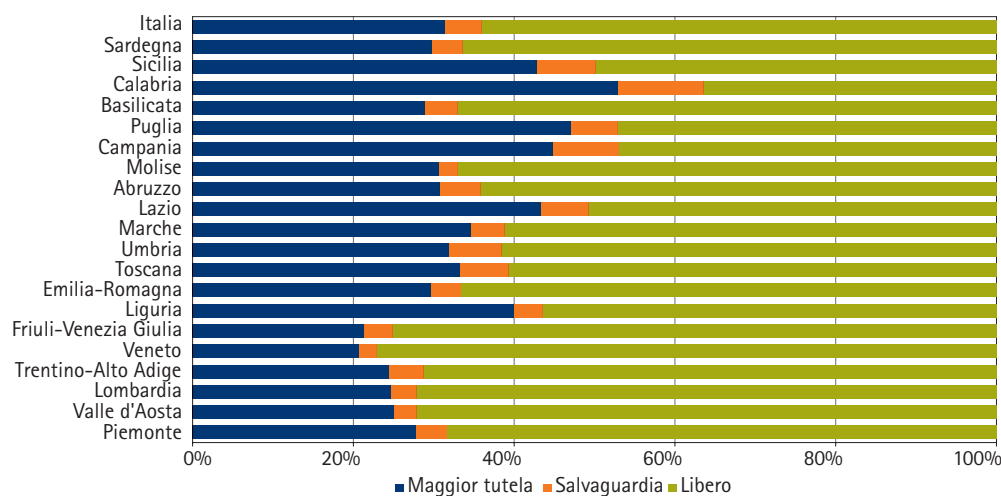


FIG. 2.26

Vendite al mercato finale per regione e tipologia di mercato^(A)

€/tep

(A) Dati provvisori. In particolare si segnala che la quota del mercato libero della regione Veneto è sovrastimata in quanto i dati raccolti non hanno consentito di ripartire alcune vendite in tutte le regioni.

Fonte: elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Servizio di maggior tutela

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

Nel 2008 le vendite ai clienti in maggior tutela sono ammontate a circa 90 TWh per oltre 32 milioni di punti di prelievo, in riduzione del 19% rispetto al 2007 secondo i dati provvisori di

Terna⁸. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 60 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'83% del mercato totale della maggior tutela (circa 27 milioni) (Tav. 2.26).

Le condizioni economiche biorarie nel 2008 hanno interessato soltanto 160.000 clienti domestici.

L'89% del mercato domestico di maggior tutela riguarda i clienti residenti; di questi il 79% è rappresentato da clienti con potenza fino a 3 kW. Le percentuali corrispondenti ai punti di prelievo sono invece, rispettivamente, 81% per i clienti residenti e 76% per i clienti residenti con meno di 3 kW.

⁸ Le vendite del 2007 sono state calcolate sommando alle vendite del mercato vincolato del primo semestre 2007 le vendite del mercato tutelato del secondo semestre 2007.

TAV. 2.26

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente

Anno 2008

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(A)
Domestici residenti fino a 3 kW	47.011	20.530
a) monoraria	46.676	20.428
b) bioraria	335	102
Domestici residenti oltre 3 kW	6.207	1.345
a) monoraria	6.005	1.301
b) bioraria	202	44
Domestici non residenti oltre 3 kW	6.366	5.141
a) monoraria	6.335	5.127
b) bioraria	30	14
Illuminazione pubblica	1.229	73
a) monoraria	1.229	73
b) multioraria	0	0
Altri usi	28.475	5.356
a) monoraria	28.146	5.343
b) bioraria	58	10
c) multioraria	272	4
TOTALE	89.288	32.445

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

TAV. 2.27

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

Anno 2008

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(A)
Domestici residenti fino a 3 kW	47.010	20.530
a) 0-1.000 kWh	1.598	2.980
b) 1.000-1.800 kWh	6.852	4.814
c) 1.800-2.500 kWh	10.121	4.719
d) 2.500-3.500 kWh	14.235	4.842
e) 3.500-5.000 kWh	10.232	2.523
f) 5.000-15.000 kWh	3.877	650
g) > 15.000 kWh	95	2
Domestici residenti oltre 3 kW	6.207	1.345
a) 0-1.000 kWh	29	60
b) 1.000-1.800 kWh	119	81
c) 1.800-2.500 kWh	273	125
d) 2.500-3.500 kWh	749	246
e) 3.500-5.000 kWh	1.578	371
f) 5.000-15.000 kWh	3.174	449
g) > 15.000 kWh	285	12
Domestici non residenti	6.366	5.141
a) 0-1.000 kWh	1.168	3.166
b) 1.000-1.800 kWh	1.158	848
c) 1.800-2.500 kWh	897	421
d) 2.500-3.500 kWh	995	336
e) 3.500-5.000 kWh	905	218
f) 5.000-15.000 kWh	1.017	144
g) > 15.000 kWh	224	8
TOTALE DOMESTICI	59.583	27.017

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Il consumo medio annuo del cliente domestico è risultato pari a 2.200 kWh; per un cliente domestico residente il dato si articola in 2.290 kWh con potenza fino a 3 kW e 4.600 kWh oltre i 3 kW, mentre per un consumatore non residente esso è pari a 1.240 kWh. Il 48% dei consumatori residenti fino a 3 kW di potenza appartiene alle prime due classi di consumo (consumi inferiori a 1.800 kWh/anno) mentre il 34% dei consumatori residenti oltre i 3 kW di potenza appartiene alle ultime due classi di consumo (consumi superiori ai 5.000 kWh/anno). Per quanto riguarda invece i consumatori non residenti (secondo case) il 50% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) (Tav. 2.27).

La tavola 2.28 propone la ripartizione dei volumi (circa 28 TWh) e dei punti di prelievi (oltre 5 milioni) relativi agli altri usi dell'energia elettrica per classe di consumo. Circa l'80% dei consumatori non domestici (escludendo l'illuminazione pubblica) appartiene alla prima classe di consumo (< 5 MWh/anno) alla quale corrisponde un quinto dei volumi complessivi. Benché sul mercato della maggior tutela operino circa 150 esercenti, il segmento risulta fortemente concentrato. La società Enel Servizio Elettrico resta il principale esercente con una quota di mercato di circa l'84%; seguono AceaElectrabel Elettricità (5,5%), A2A Energia (3,4%) e Iride Mercato (1,5%). Gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%.

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(A)
< 5 MWh	5.629	4.279
5-10 MWh	3.814	505
10-15 MWh	2.482	189
15-20 MWh	1.929	104
20-50 MWh	6.666	204
50-100 MWh	3.821	53
100-500 MWh	3.846	22
500-2.000 MWh	286	0
2.000-20.000 MWh	2	0
TOTALE ALTRI USI	28.475	5.356

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

TAV. 2.28

Vendite a clienti non domestici (altri usi) per classe di consumo

Anno 2008

RAGIONE SOCIALE	VOLUMI (GWh)	QUOTA %
Enel Servizio Elettrico	75.256	84,3%
AceaElectrabel Elettricità	4.869	5,5%
A2A Energia	3.039	3,4%
Iride Mercato	1.357	1,5%
Hera Comm S.R.L. Socio Unico Hera	644	0,7%
Asm Energia E Ambiente	629	0,7%
Trenta	561	0,6%
Agsm Energia	442	0,5%
Enia Energia	349	0,4%
Acegas-Aps Service	317	0,4%
Vallenergie	165	0,2%
Asm Terni	143	0,2%
Aem Gestioni	113	0,1%
Altri esercenti	1.406	1,6%
TOTALE ESERCENTI MAGGIOR TUTELA	89.288	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

TAV. 2.29

Principali esercenti il servizio di maggior tutela

Anno 2008

Mercato libero

Le vendite del mercato libero nel 2008, sottraendo ai dati provvisori di Terna le vendite relative al servizio di salvaguardia, si sono attestate sui 194 TWh, in aumento del 9% rispetto al 2007. Nella tavola 2.30, i dati raccolti dall'Autorità sono ripartiti per tipologia di cliente: il 96% dei volumi ha interes-

sato i cosiddetti altri usi (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica) per circa 2 milioni di punti di prelievo (65% del totale).

Nel 2008 sul mercato libero risultano essersi approvvigionati circa 871.000 clienti domestici per complessivi 2.443 GWh. Poco meno della metà delle vendite ha interessato le classi di consumo oltre i 3.500 kWh/anno (Tav. 2.31).

TAV. 2.30

Mercato libero per tipologia di cliente

Anno 2008^(A)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(B)
BT	44.086	2.866
Domestico	2.443	871
Illuminazione pubblica	3.733	144
Altri usi	37.910	1.850
MT	92.970	79
Illuminazione pubblica	320	2
Altri usi	92.649	77
AT e AAT	44.315	1
TOTALE MERCATO LIBERO	181.370	2.945

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 94% circa dei volumi complessivi.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

TAV. 2.31

Mercato libero domestico per classe di consumo

Anno 2008^(A)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(B)
< 1.000 kWh	41	74
1.000 - 1.800 kWh	221	146
1.800 - 2.500 kWh	385	177
2.500 - 3.500 kWh	706	243
3.500 - 5.000 kWh	653	165
5.000 - 15.000 kWh	416	67
> 15.000 kWh	21	1
TOTALE DOMESTICI	2.443	871

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 94% circa dei volumi complessivi.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Per quanto riguarda invece i clienti non domestici, le vendite in volume risultano concentrate nelle classi più elevate di consumo: l'1% della clientela consuma più di 2000 MWh all'anno

per oltre 100 TWh (circa il 60% delle vendite complessive del segmento di mercato in questione) mentre poco meno della metà dei clienti consuma meno di 5 MWh all'anno. (Tav. 2.32).

TAV. 2.32

**Mercato libero
non domestico
per classe di consumo**
Anno 2008^(A)

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(B)
< 5 MWh	BT	1.910	950
5-10 MWh	BT	2.236	312
10-15 MWh	BT	1.938	158
15-20 MWh	BT	1.855	107
< 10 MWh	MT	37	5
10-20 MWh	MT	29	2
< 20 MWh	AT e AAT	0	0
20-50 MWh	Tutti	8.788	281
50-100 MWh	Tutti	7.847	115
100-500 MWh	Tutti	21.776	105
500-2.000 MWh	Tutti	26.370	28
2.000-20.000 MWh	Tutti	49.963	10
20.000-50.000 MWh	Tutti	15.423	1
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.950	0
70.000-150.000 MWh	Tutti	9.988	0
> 150.000 MWh	Tutti	26.816	0
TOTALE NON DOMESTICI		178.927	2.074

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 94% circa dei volumi complessivi.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Complessivamente sul mercato libero operano oltre 200 imprese. nel 2008, del 27%. I primi 18 operatori rappresentano l'85% del mercato in termini di volumi e il 91% in termini di clientela. Il principale operatore è il gruppo Enel con una quota in volume,

TAV. 2.33

**Principali esercenti
sul mercato libero**
Anno 2008^(A)

GRUPPO	VOLUMI (GWh)	QUOTA %
Enel	48.796	26,9%
Edison	17.034	9,4%
Eni	13.315	7,3%
A2A	12.128	6,7%
CIR	8.587	4,7%
Electrabel/Acea	8.193	4,5%
Green Network	6.837	3,8%
E.On	6.187	3,4%
Altri esercenti	60.293	33,2%
TOTALE OPERATORI MERCATO LIBERO	181.370	100,0%

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 94% circa dei volumi complessivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Secondo rapporto
sulla domanda di energia
elettrica Anno 2007

Nell'ottica di promuovere la trasparenza e favorire il funzionamento del mercato libero dell'energia elettrica, la Camera di commercio di Milano, con il supporto scientifico di Ricerche per l'economia e la finanza (ref.), ha realizzato la seconda edizione dell'*Indagine sul costo del servizio di fornitura di energia elettrica pagato dalle imprese sulla piazza di Milano e provincia*.

L'indagine ha permesso di identificare alcuni profili tipo tra le piccole e medie imprese (PMI), monitorare lo sviluppo del libero mercato, offrire una quantificazione dei costi dell'energia elettrica pagati dalle PMI e dei risparmi attivabili con il passaggio al mercato libero. Il lavoro descrive analogie e differenze nelle modalità di consumo, nelle motivazioni che guidano la selezione del fornitore (grossista, venditore o consorzio), il grado di soddisfazione rispetto al servizio ricevuto, la durata dei contratti in essere (annuale, biennale o oltre) e la natura del prezzo pattuito (fisso/aggiornato, per fasce orarie o monorario ecc.), e come tali scelte gestionali si riflettano in un diverso costo di acquisto dell'energia elettrica.

Nel complesso l'indagine ha permesso di fare luce sul consumo di energia elettrica di un campione considerevole: oltre 1.200 imprese per un consumo totale di 950 milioni di kWh l'anno, cioè il 7% dei consumi complessivi dei settori inclusi nel campo di osservazione.

La ricerca ha consentito di classificare i consumatori non domestici in 5 profili tipo che riflettono fondamentalmente la segmentazione del mercato operata dai fornitori: si va dai *piccoli consumatori energivori* e *non* sino ai *medi e grandi consumatori*.

Il costo del kWh è più alto per i *piccoli consumatori non energivori*: nel 2007 queste imprese hanno pagato circa 19 c€ per ogni kWh consumato. Tale costo scende all'aumentare

dei consumi, passando per i 17 c€ al kWh dei *piccoli consumatori energivori* e sino a valori inferiori ai 12 c€ al kWh dei *grandi consumatori*.

Un costo decrescente del kWh all'aumentare dei consumi che è spiegato da:

- una struttura fortemente regressiva delle imposte;
- la possibilità di ridurre l'incidenza dei costi fissi di distribuzione;
- risparmi crescenti sul prezzo dell'energia negoziabili sul mercato libero;
- una maggiore diffusione del mercato libero tra i medi e grandi consumatori.

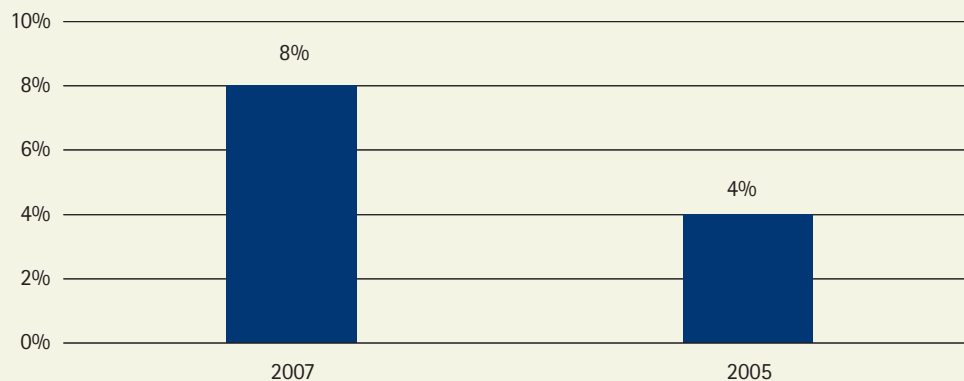
Nella provincia di Milano il 57% delle imprese acquista energia elettrica sul libero mercato, per un prelievo totale pari al 93% dei kWh consumati; ciò conferma la maggiore propensione al libero mercato tra i *medi e grandi consumatori*. Se quest'ultimo è un dato abbastanza trasversale sul territorio nazionale, Milano si connota per una elevata diffusione del mercato libero anche tra i *piccoli consumatori non energivori* che rappresentano la grande maggioranza del tessuto produttivo.

Tra questi, una impresa su due negozia sul mercato libero la propria fornitura di energia elettrica. Un risultato sensibilmente superiore alla media nazionale (30%) e che testimonia che siamo in presenza di una piazza "evoluta" e attenta a cogliere le opportunità offerte dal libero mercato. D'altro canto la piazza lombarda si caratterizza anche per l'elevato numero di operatori presenti dal lato dell'offerta: grossisti, società di vendita e consorzi.

Rispetto alle imprese che sono rimaste ancorate al mercato tutelato e che pagano le condizioni economiche stabilite dall'Autorità, le imprese appartenenti alla classe dei *piccoli*

consumatori non energivori che hanno scelto il mercato libero conseguono un risparmio di circa l'8%, in aumento rispetto al 4% rileva-

to nel 2005. Tale risparmio è in parte ascrivibile all'aumento degli sconti sui corrispettivi di energia negoziati sul mercato libero.



Fonte: Elaborazione ref. su Indagine CCIAA-Milano.

FIG. A

**Mercato libero:
risparmio medio
percentuale rispetto
al mercato tutelato**

Per consumi inferiori a
300 MWh/anno

L'approccio al libero mercato da parte dei *piccoli consumatori* è sintetizzato in un dato: 6 imprese su 10 hanno acquistato sul mercato libero senza contattare alcun fornitore, dunque sottoscrivendo o rinnovando le condizioni proposte dal fornitore abituale.

I risultati del lavoro indicano che il confronto tra le proposte di più "potenziali fornitori" è ingrediente importante per conseguire risparmi di costo: esiste una relazione positiva tra il numero di fornitori contattati nella fase di selezione e il costo medio dell'energia delle imprese che acquistano sul mercato libero. Ciò è vero soprattutto tra i *piccoli consumatori non energivori* dove la differenza di costo tra coloro che hanno contattato almeno un fornitore rispetto a coloro che, pur acquistando sul mercato libero, hanno rinnovato la loro fiducia al fornitore abituale, può raggiungere il 5%.

Un interessante bilancio è poi quello che emerge tra i clienti del mercato libero che hanno sottoscritto contratti a prezzo fisso e quelli che invece hanno optato per corrispettivi agganciati a formule di indicizzazione, cioè legati all'andamento del costo di un

paniere di combustibili. Nell'anno 2007 la maggioranza delle imprese della provincia di Milano ha acquistato a prezzo fisso; si tratta del 56% degli intervistati, in prevalenza *piccoli consumatori*. Il restante 44% delle imprese ha invece optato per contratti a prezzi indicizzati con una diffusione che sale all'aumentare della classe di consumo: tra i *medi e grandi consumatori* 2 imprese su 3 scelgono corrispettivi agganciati all'andamento del petrolio. Il maggiore consumo e una maggiore incidenza dell'energia sul complesso dei costi di produzione rendono quella dei prezzi indicizzati una scelta quasi obbligata per molte imprese, dettata dall'esigenza di preservare la propria competitività di prezzo in ogni scenario di costo; in molti casi poi esiste un fattore imitativo per cui la scelta è condizionata dalle scelte dei *competitor* e dal settore di appartenenza.

Il tema del costo dell'energia si conferma particolarmente sentito da parte delle imprese: oltre il 60% degli intervistati dichiara che l'energia elettrica incide molto o abbastanza sui bilanci aziendali. Ne consegue che una impresa su due della provin-

cia di Milano sarebbe interessata a cambiare fornitore, spinta dalla ricerca di un risparmio sui prezzi dell'energia: quasi il 40% delle imprese sarebbe disposto a cambiare fornitore per uno sconto del 5%, percentuale che sale all'80% in presenza di uno sconto del 10%.

Le imprese che invece non cambierebbero

fornitore sono abbastanza soddisfatte degli attuali livelli di servizio, come dichiarato dal 60% di loro; emerge, infine, una crescente attenzione al tema della tutela dell'ambiente testimoniato da un 8% di PMI che si dichiara disposto a cambiare fornitore per acquistare energia "verde", cioè prodotta da fonti rinnovabili certificate.

TAV. A

Mercato libero: caratteristiche del contratto di fornitura

Quote % delle imprese

	CONSUMI ANNUI (MWh)	MERCATO LIBERO	PREZZO INDICIZZATO	DURATA ANNUALE	ALMENO UN FORNITORE CONTATTATO
Piccolo non energivoro	<300	48%	34%	44%	43%
Piccolo energivoro	301-800	83%	52%	82%	72%
Medio	801-3.000	93%	73%	79%	75%
Medio-grande	3.001-10.000	88%	71%	92%	71%

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. Dal 1° maggio 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta.

Nel 2008 il servizio di salvaguardia ha interessato circa 192.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*, che hanno pre-

levato elettricità più o meno per 13 TWh. Di questi, circa tre quarti 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. 2.34). Il 40% delle vendite totali in salvaguardia cade nelle classi centrali di consumo della nuova metodologia di rilevazione dei prezzi adottata da Eurostat ovvero sono comprese tra 500 e 20.000 MWh annui. Nella classe di consumo inferiore ai 20 MWh annui, oltre il 94% delle vendite riguarda clienti connessi in bassa tensione (Tav. 2.35).

TAV. 2.34

Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente

Anno 2008

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
BT	3.632	168.793
Illuminazione pubblica	890	31.733
Altri usi	2.739	137.000
Regimi tariffari speciali	3	59
MT	6.720	23.400
Illuminazione pubblica	95	343
Altri usi	6.581	22.989
Regimi tariffari speciali	44	68
AT e AAT	2.468	200
Altri usi	151	105
Regimi tariffari speciali	2.317	95
TOTALE SALVAGUARDIA	12.820	192.393

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

TAV. 2.35

**Servizio di salvaguardia
per classe di consumo**

Anno 2008

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(B)
< 5 MWh	BT	159	74.220
5-10 MWh	BT	204	27.029
10-15 MWh	BT	214	16.590
15-20 MWh	BT	170	9.745
< 10 MWh	MT	17	4.032
10-20 MWh	MT	26	1.739
< 20 MWh	AT e AAT	0	31
20-50 MWh	Tutti	973	29.431
50-100 MWh	Tutti	888	12.450
100-500 MWh	Tutti	2.918	13.184
500-2.000 MWh	Tutti	2.987	3.385
2.000-20.000 MWh	Tutti	2.108	525
20.000-50.000 MWh	Tutti	563	19
50.000-70.000 MWh	Tutti	152	3
70.000-150.000 MWh	Tutti	596	6
> 150.000 MWh	Tutti	844	4
TOTALE NON DOMESTICI		12.820	192.393

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Con la delibera ARG/elt 188/08 del 19 dicembre 2008 sono state aggiornate le tariffe relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per l'anno 2009. L'aggiornamento, in coerenza con le disposizioni dell'Allegato A alla delibera n. 348/07 del 29 dicembre 2007, ha comportato l'applicazione del metodo del *price cap* per la quota parte della tariffa relativa alla copertura dei costi operativi. L'adeguamento della restante parte della tariffa a copertura

degli ammortamenti e a remunerazione del capitale investito è stato invece effettuato tenendo conto dell'effettivo livello sia dei nuovi investimenti sia delle dismissioni effettuati dalle imprese esercenti.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2009 ha subito, complessivamente, un aumento rispetto all'anno 2008 pari all'1,7%, passando da 2,152 c€/kWh a 2,188 c€/kWh.

TAV. 2.36

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

€/kWh

	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	TOTALE
Anno 2009	0,363	1,547	0,278	2,188
Anno 2008	0,345	1,534	0,273	2,152
Differenza 2009-2008	0,018	0,013	0,005	0,036
Variazione % 2009-2008	5,2%	0,8%	1,8%	1,7%

Gli aumenti sono in gran parte dovuti all'elevato tasso di inflazione registrato nei mesi precedenti l'aggiornamento annuale (+2,4%), utilizzato nella formula di aggiornamento secondo il metodo del *price cap*, applicata ai costi operativi: ciò ha comportato un aumento nominale della quota parte delle tariffe di trasmissione e di distribuzione a copertura dei costi operativi, nonostante il recupero annuale di efficienza su tali costi im-

posto dalla regolazione.

L'incremento delle tariffe riflette inoltre l'incremento del capitale investito, lordo e netto, come conseguenza degli investimenti effettuati dalle imprese esercenti, e l'effetto della rivalutazione degli investimenti medesimi, ottenuta applicando il deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat.

TAV. 2.37

Servizio di trasmissione e distribuzione: tariffe per tipologia di cliente

€/kWh

	TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE		DIFFERENZA
	2008	2009	2009-2008
BT usi domestici	3,417	3,505	0,088
BT illuminazione pubblica	1,706	1,751	0,045
BT altri usi	2,726	2,798	0,072
MT illuminazione pubblica	1,072	1,104	0,032
MT altri usi	1,133	1,166	0,033
AT	0,446	0,465	0,019
AAT > 220 kV	0,405	0,424	0,019

TAV. 2.38

Servizio di misura: tariffe per tipologia di cliente

€/kWh

	MISURA		DIFFERENZA
	2008	2009	2009-2008
BT usi domestici	0,926	0,946	0,020
BT illuminazione pubblica	0,065	0,066	0,001
BT altri usi	0,287	0,290	0,003
MT illuminazione pubblica	0,061	0,063	0,002
MT altri usi	0,029	0,029	0,000
AT	0,005	0,005	0,000
AAT > 220 kV	0,001	0,001	0,000

Prezzi del mercato al dettaglio

Sulla base dei dati ancora provvisori raccolti dall'Autorità, nel 2008 il prezzo medio sul mercato libero per l'acquisto di energia elettrica è risultato pari a circa 76 €/MWh. I clienti domestici sul mercato libero hanno pagato la fornitura di energia elettrica mediamente più del 20% rispetto ai clienti non domestici. Sul mercato di salvaguardia il prezzo medio è risul-

tato pari a circa 106 €/MWh. Per quanto riguarda invece le vendite relative al servizio di maggior tutela, i prezzi si sono attestati sui 123 €/MWh. Si ricorda, tuttavia, che questi prezzi, a differenza di quelli sul mercato libero e di salvaguardia, includono tutti i costi di dispacciamento per cui non sono direttamente comparabili con essi.

	DOMESTICO	NON DOMESTICO	TOTALE
Libero ^(A)	91,83	75,66	75,87
Maggior tutela ^(B)	122,24	123,67	122,72
Salvaguardia ^(A)	-	106,03	106,03

TAV. 2.39

Prezzi medi finali nel 2008

€/MWh

(A) I prezzi relativi alle vendite sul mercato libero e per il servizio di salvaguardia comprendono il costo di acquisto dell'energia elettrica, i corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di non arbitraggio e il servizio di commercializzazione della vendita, mentre escludono tutte le imposte, gli oneri generali, i costi di trasporto e altri corrispettivi e sono al lordo delle perdite di rete.

(B) I prezzi di maggior tutela comprendono tutte le componenti di prezzo relative all'approvvigionamento di energia elettrica e di commercializzazione della vendita e sono al lordo delle perdite di rete.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Prezzi del mercato libero

Nel 2008, sulla base dei dati provvisori rilevati dall'Autorità presso gli operatori, il prezzo medio, ponderato con i volumi, dell'energia elettrica sul mercato libero si è attestato intorno ai 76 €/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 tra-

smisione, distribuzione e misura, mentre include il costo del servizio di commercializzazione della vendita e tiene conto delle perdite di rete. Nella tavola 2.40 i prezzi del mercato libero sono segmentati per livello di tensione, mentre nelle tavole 2.41 e 2.42 sono rappresentate le ripartizioni dei prezzi per classe di consumo, rispettivamente, per la clientela domestica e per la clientela non domestica.

TAV. 2.40

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

Anno 2008^(A)

TENSIONE	PREZZO (€/MWh)	VOLUMI (GWh)
BT	85,98	44.086
MT	72,62	92.970
AT e AAT	72,66	44.315
TOTALE	75,87	181.370

(A) I prezzi relativi alle vendite sul mercato libero e per il servizio di salvaguardia comprendono il costo di acquisto dell'energia elettrica, i corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di non arbitraggio e il servizio di commercializzazione della vendita, mentre escludono tutte le imposte, gli oneri generali, i costi di trasporto e altri corrispettivi e sono al lordo delle perdite di rete.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 2.41

Prezzi medi finali dell'energia elettrica sul mercato libero per i clienti domestici suddivisi per classe di consumo

Anno 2008^(A)

CLASSE DI CONSUMO	PREZZO (€/MWh)	VOLUMI (GWh)
< 1.000 kWh	105,57	41
1.000-1.800 kWh	107,93	221
1.800-2.500 kWh	95,25	385
2.500-3.500 kWh	89,12	706
3.500-5.000 kWh	89,02	653
5.000-15.000 kWh	88,07	416
> 15.000 kWh	85,68	21
TOTALE DOMESTICI	91,83	2.443

(A) I prezzi relativi alle vendite sul mercato libero e per il servizio di salvaguardia comprendono il costo di acquisto dell'energia elettrica, i corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di non arbitraggio e il servizio di commercializzazione della vendita, mentre escludono tutte le imposte, gli oneri generali, i costi di trasporto e altri corrispettivi e sono al lordo delle perdite di rete.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 2.42

Prezzi medi finali dell'energia elettrica sul mercato libero per i clienti non domestici suddivisi per classe di consumo

Anno 2008^(A)

CLASSE DI CONSUMO	PREZZO (€/MWh)	VOLUMI (GWh)
< 20 MWh	98,60	8.006
20-50 MWh	87,77	8.788
50-100 MWh	85,19	7.847
100-500 MWh	80,19	21.776
500-2.000 MWh	75,97	26.370
2.000-20.000 MWh	72,48	49.963
20.000-50.000 MWh	71,06	15.423
50.000-70.000 MWh	72,62	3.950
70.000-150.000 MWh	70,25	9.988
> 150.000 MWh	69,07	26.816
TOTALE NON DOMESTICI	75,66	178.927

(A) I prezzi relativi alle vendite sul mercato libero e per il servizio di salvaguardia comprendono il costo di acquisto dell'energia elettrica, i corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di non arbitraggio e il servizio di commercializzazione della vendita, mentre escludono tutte le imposte, gli oneri generali, i costi di trasporto e altri corrispettivi e sono al lordo delle perdite di rete.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Condizioni economiche di maggior tutela

Approvvigionamento dell'Acquirente Unico

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

La tavola 2.43 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2008. 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 19% del proprio fabbisogno. Relativamente agli acquisti fatti sul MGP, il 33% 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 CIP del 29 aprile 1992, n. 6 (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 2007 e corrispondenti a circa il 2,3% del fabbisogno. Nella tavola 2.44 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente Unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di borsa.

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Al di fuori del sistema delle offerte	6.709	4.490	8.309	19.508
<i>di cui</i>				
- Importazioni annuali	2.316	1.206	2.122	5.643
- Importazioni pluriennali	1.670	1.249	2.352	5.270
- Contratti bilaterali	2.723	2.036	3.836	8.595
Mercato del giorno prima	32.214	22.131	25.104	79.449
<i>di cui</i>				
- Contratti differenziali	7.432	3.249	5.692	16.373
- CIP 6	3.029	2.266	4.261	9.555
- Acquisti a PUN	21.753	16.616	15.151	53.520
<i>Sbilanciamento Unità di consumo^(A)</i>	894	881	528	2.303
TOTALE	39.816	27.502	33.942	101.260

(A) Per fini di 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. 2.43

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico nel periodo gennaio-dicembre 2008

GWh

TAV. 2.44

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente Unico nel 2008

INCIDENZA DELLE FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO NON SOGGETTE AL RISCHIO PREZZO SUL TOTALE DEL FABBISOGNO GENNAIO-DICEMBRE 2008				
CIP6	8%	8%	13%	9%
Contratti bilaterali	7%	7%	11%	8%
Importazioni	10%	9%	13%	11%
Contratti differenziali	19%	12%	17%	16%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Con riferimento al 2009⁹ l'ammontare di energia elettrica acquistata nel MGP interessa circa il 71% del fabbisogno dell'Acquirente Unico.

La quota del portafoglio dell'Acquirente Unico, coperta con contratti differenziali per la protezione dal rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata nel MGP, prevista per l'anno 2009 fa riferimento:

- all'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva CIP6 assegnata all'Acquirente Unico nel 2009;

- alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2009 (contratti differenziali 2009).

In merito ai contratti differenziali 2009, l'Acquirente Unico ha bandito 5 aste per la stipula di contratti differenziali a "due vie". La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata nella tavola 2.45, dove sono distinti i prodotti *baseload* e *peakload*. La quota di portafoglio coperta con i contratti differenziali 2009 è prevista collocarsi intorno al 23,2% del fabbisogno.

TAV. 2.45

Quantità assegnate ai contratti differenziali nel 2009

DATA	MW	PRODOTTO
30/07/2008	920	Baseload
	355	Peakload
13/10/2008	250	Baseload
	350	Peakload
21/10/2008	10	Baseload
24/10/2008	691	Baseload
	20	Peakload
11/11/2008	200	Peakload

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Questi prodotti sono contratti differenziali a "due vie" con prezzo *strike* risultante dal processo di assegnazione. In particolare, nel caso del contratto sottoscritto in esito all'asta del 30 luglio 2008 è previsto che 110 MW del prodotto *baseload* saranno valorizzati a un prezzo *strike* indicizzato al prezzo del Brent. Le differenze tra prezzo orario (PUN) e il

prezzo *strike* dei contratti devono essere versate/ricevute all'/dall'Acquirente Unico.

Per l'anno 2009 l'Acquirente Unico ha inoltre bandito 5 aste per la stipula di contratti bilaterali fisici. La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata nella tavola 2.46 dove sono distinti i prodotti *baseload* e *peakload*.

⁹ I dati relativi all'anno 2009 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2009.

TAV. 2.46

DATA	MW	PRODOTTO
12/12/2007	500	Baseload
20/12/2007	100	Baseload
18/11/2008	200	Baseload
	220	Peakload
24/11/2008	350	Baseload
	500	Peakload
09/12/2008	300	Baseload
	300	Peakload

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Quantità assegnate ai contratti bilaterali nel 2009

Per quanto attiene il prezzo di regolazione dei singoli contratti bilaterali, l'asta del 20 dicembre 2007 prevede una valorizzazione indicizzata al prezzo del Brent, mentre tutte le altre aste prevedono una valorizzazione a prezzo fisso. L'Acquirente Unico aveva poi sottoscritto contratti in esito a un'asta il 19 settembre 2007, assegnando, relativamente all'anno 2009, una potenza pari a 155 MW costanti in ogni ora dell'anno. Relativamente a tali contratti, le controparti hanno esercitato il diritto di recesso e saranno pertanto tenute a pagare un corrispettivo pari, per ciascun mese dell'anno 2009, al 50% della differenza, se positiva, tra il PUN e il prezzo della fornitura, moltiplicata per l'energia oggetto del contratto. All'energia elettrica conseguente alle assegnazioni riportate

nella tavola 2.46 vanno poi aggiunti 143 GWh relativi a contratti OTC di tipo *peakload* sottoscritti dall'Acquirente Unico. 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 2.47, dove sono distinti i prodotti *baseload* e *peakload* e la loro rispettiva durata.

Alla potenza assegnata mediante le suddette aste si aggiungono le quantità riportate nella tavola 2.48, relative ad altri contratti di importazione sottoscritti dall'Acquirente Unico, distinti per tipologia di prodotto (*baseload* e *peakload*) e la loro rispettiva durata (mensile e annuale).

Infine, la tavola 2.49 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2009.

TAV. 2.47

ASTA	MW	PRODOTTO	DURATA
Asta annuale ^(A)	160	Baseload	1 gennaio - 31 dicembre
Aste mensili	200	Baseload	1-31 gennaio
	30	Peakload	
	50	Peakload	1-28 febbraio
	60	Peakload	1-31 marzo

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Quantità assegnate ai contratti di importazione dalla Svizzera nel 2009

TAV. 2.48

ASTA	MW	PRODOTTO	DURATA
Prodotti annuali ^(A)	175 ^(B)	Baseload	1 gennaio - 31 dicembre
Prodotti mensili	30	Baseload	Gennaio
	40	Peakload	
	80	Baseload	Febbraio
	50	Peakload	
	30	Baseload	Marzo
	40	Peakload	

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

(B) 155 MW nel mese di gennaio.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Quantità assegnate ad altri contratti di importazione nel 2009

TAV. 2.49

**Approvvigionamenti
dell'Acquirente Unico
previsti per l'anno 2009**

FONTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2009 (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 15% del totale della capacità di importazione	2.821	3,4	Definito nell'ambito del contratto
Importazioni pluriennali	600 MW con riferimento alla frontiera svizzera	5.256	6,3	78 €/MWh, corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto 11 dicembre 2008 (aggiornato trimestralmente ai sensi della deliberazione ARG/elt 182/08)
Contratti bilaterali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2009	16.039	19,3	Definito nell'ambito del contratto
Borsa elettrica (mercato del giorno prima)	La quota rimanente per soddisfare la domanda del cliente finale	58.959	71,0	Prezzo unico nazionale
di cui				
Bande CIP6	È previsto che l'Acquirente Unico disponga del 20% delle bande CIP6 assegnate	6.888	8,3	78 €/MWh corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto 25 novembre 2008 (aggiornato trimestralmente ai sensi della delibera ARG/elt 11/09)
Contratti differenziali	È la potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2009	19.287	23,2	Prezzi <i>strike</i> fissi o indicizzati a seconda dei contratti, funzione del prezzo di aggiudicazione dell'asta
	TOTALE FABBISOGNO	83.075	100,0	

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Energia elettrica e inflazione

Come ampiamente descritto nel primo Capitolo di questo Volume, è solo dalla seconda metà del 2008 che le quotazioni internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi hanno interrotto il trend di ripida ascesa che avevano mantenuto dall'inizio del 2007. Dopo essere più che raddoppiato, pas-

sando da valori attorno a 70 \$/barile nell'estate del 2007 ai quasi 150 \$/barile del picco di luglio 2008, il prezzo del greggio Brent è sceso sotto i 40 \$/barile nei tre mesi successivi con il manifestarsi della crisi economica globale. Toccato il minimo in dicembre 2008, è tornato poi a risalire nel primo trimestre del 2009. A fronte di questi andamenti internazionali, scontando i consueti ritardi dovuti ai meccanismi di

indicizzazione, il prezzo dell'energia elettrica ha preso a salire dall'autunno del 2007 e ha mantenuto il trend di ascesa sino all'inizio del 2009.

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 (NIC)¹⁰, ha registrato, infatti, aumenti via via più consistenti dal luglio 2007 sino a tutto il 2008.

MESI	2007				2008			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2007-2006	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2007-2006	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2008-2007	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2008-2007
Gennaio	121,5	11,7	93,4	9,9	127,9	5,3	95,5	2,3
Febbraio	121,5	11,7	93,1	9,8	127,9	5,3	95,3	2,4
Marzo	121,5	11,7	93,0	9,9	127,9	5,3	94,8	1,9
Aprile	121,0	5,9	92,4	4,3	132,1	9,2	97,7	5,7
Maggio	121,0	5,9	92,2	4,2	132,1	9,2	97,1	5,4
Giugno	121,0	5,9	92,0	4,2	132,1	9,2	96,7	5,1
Luglio	121,2	0,8	91,9	-0,8	136,9	13,0	99,8	8,6
Agosto	121,2	0,8	91,7	-0,8	136,9	13,0	99,6	8,6
Settembre	121,2	0,8	91,7	-0,8	136,9	13,0	99,9	8,9
Ottobre	123,7	1,6	93,4	-0,6	137,7	11,3	100,5	7,7
Novembre	123,7	1,6	93,0	-0,8	137,7	11,3	100,9	8,5
Dicembre	123,7	1,6	92,7	-1,0	137,7	11,3	101,0	8,9
MEDIA ANNUA	121,9	4,8	92,6	2,9	133,7	9,7	98,2	6,2

(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.

Come si vede nella tavola 2.50, a partire dal quarto trimestre 2007 il prezzo dell'energia elettrica ha registrato ripetuti e notevoli incrementi su base congiunturale: al 2,1% dell'ottobre 2007 sono seguiti, infatti, il 3,4% di gennaio 2008, il 3,3% di aprile, il 3,6% di luglio e lo 0,6% di ottobre. A luglio 2008 il relativo tasso d'inflazione ha toccato un punto di massimo, pari al 13% in termini tendenziali. In ragione d'anno, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è cresciuto del 4,8% nel 2007 e del 9,7% nel 2008. Poiché nel frattempo anche il livello generale dei prezzi è cresciuto, il rincaro dell'energia elettrica per le famiglie italiane è inferiore se valutato in termini reali; nei due anni considerati esso diviene rispettivamente pari al 2,9% e al 6,2%.

L'andamento del prezzo dell'energia elettrica italiana si può osservare anche nel confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 2.27).

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 petrolio Brent quasi del 20%, nella media dei Paesi dell'Unione europea l'energia elettrica è rincarata solo del 7%. 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

TAV. 2.50

Indici mensili Istat dei prezzi dell'energia elettrica

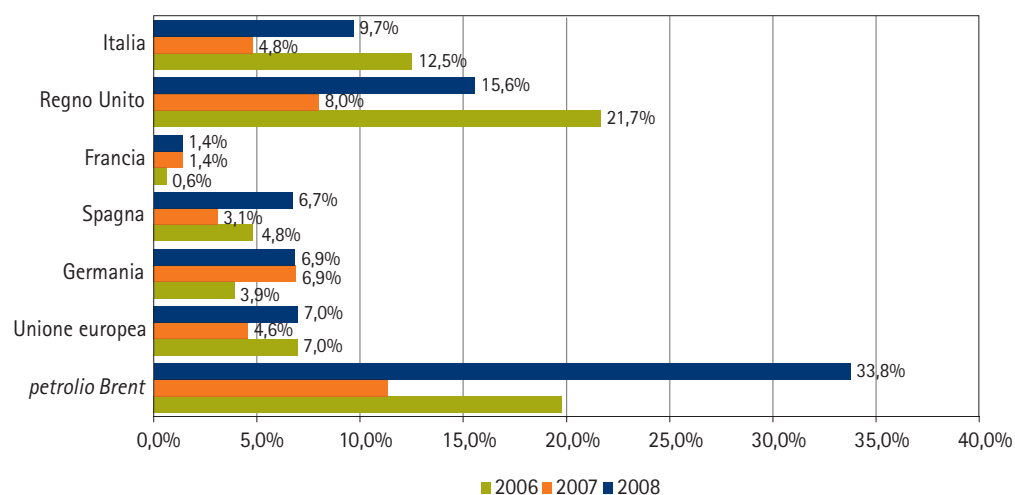
Numeri indice 1995 = 100
e variazioni percentuali

¹⁰ 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'1,4% nel 2007, è sceso all'1,2% nel 2008 ed è pari all'1,3% nel 2009.

FIG. 2.27

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.

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%). Nel 2008, di nuovo, il risultato italiano appare come uno dei peggiori: l'aumento del 9,7% registrato nel nostro Paese è effettivamente inferiore solo al 15,6% ottenuto nel Regno Unito. In Germania e in Spagna il prezzo risulta cresciuto come nella media dell'Unione europea, intorno al 7%. La Francia, invece, si conferma come il luogo in cui i consumatori subiscono meno rincari: il prezzo risulta infatti più elevato rispetto al 2007 solo dell'1,4%. Come più volte ricordato anche nella *Relazione Annuale* degli scorsi anni, la variabilità dei tassi di crescita del prezzo dell'energia elettrica per i Paesi considerati tende a riflettere il peso della quota di generazione termoelettrica, rispetto alle altre fonti di produzione di elettricità, in questi stessi Paesi. In periodi di marcati aumenti nelle quotazioni internazionali del greggio, laddove la quota di produzione di energia elettrica proveniente da fonte termica (e dunque dipendente dai combustibili come il petrolio e il gas naturale) è elevata, il prezzo finale dell'elettricità tende a registrare gli incrementi più sensibili.

Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

La dinamica dell'indice mensile dell'Istat per il prezzo dell'energia elettrica trova conferma nell'andamento delle condizioni economiche di maggior tutela per un consumatore

domestico residente con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza di 3 kW. Dal terzo trimestre 2007 i prezzi di maggior tutela sono infatti aumentati gradualmente fino a raggiungere nel quarto trimestre 2008 il livello più alto dell'ultimo biennio. Nel secondo trimestre del 2009 i prezzi sono scesi del 7% rispetto a tale massimo ma sono ancora superiori di circa l'8% rispetto al livello di due anni fa (Fig. 2.28).

In un'ottica di lungo periodo, a fronte di un prezzo del petrolio che si è quadruplicato (in euro in termini nominali) nel periodo 1999-2009, il prezzo complessivo del kilowattora pagato dal consumatore domestico tipo è aumentato di circa il 65%. La ristrutturazione del settore elettrico e il processo di liberalizzazione hanno permesso di contenere l'impatto, sul prezzo dell'energia elettrica, delle forti tensioni che si sono manifestate sui mercati internazionali dei combustibili a partire dalla primavera del 2004 (Fig. 2.29)

All'1 aprile 2009 il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza è pari a 14,44 €/kWh al netto delle imposte e a 16,80 €/kWh al lordo delle imposte. La componente a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura (incluse le componenti tariffarie UC₃ e UC₆ in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incide per il 15% sul prezzo lordo complessivo, in leggero aumento rispetto al contributo registrato nel secondo trimestre 2008 (14%).

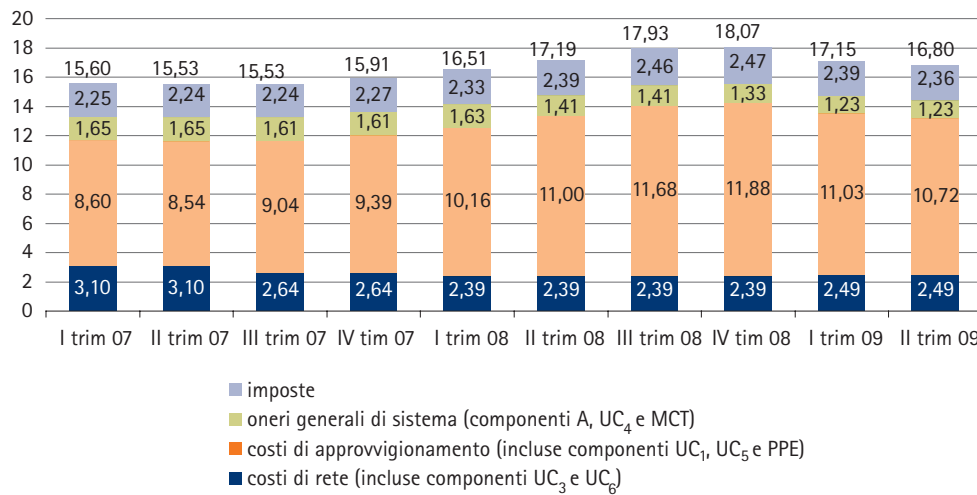


FIG. 2.28

Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW
c€/kWh; 2007-2008

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

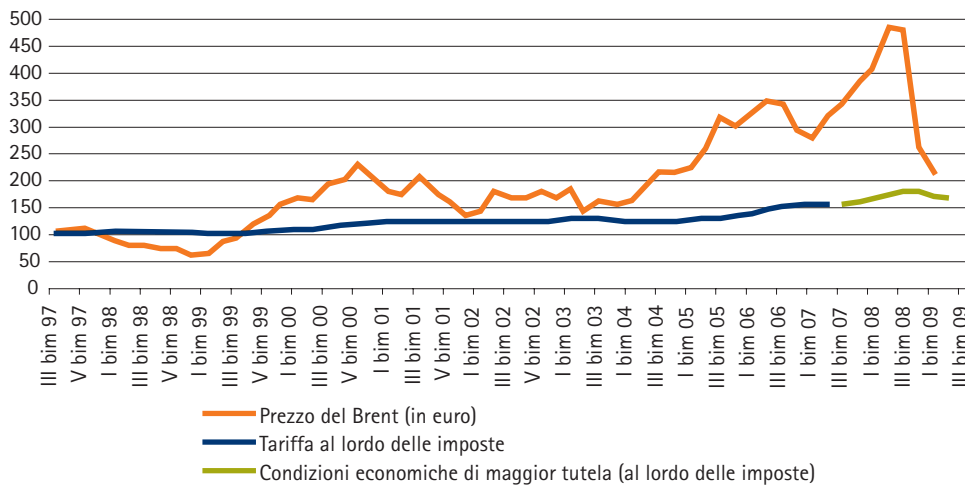


FIG. 2.29

Andamento della tariffa elettrica (poi condizioni economiche di maggior tutela) e andamento del prezzo del petrolio
Numeri indici
III bimestre 1997=100^(A)

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

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

Le componenti a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica ad aprile 2009 presentano la stessa incidenza di un anno prima sul prezzo lordo (64%). Tali componenti comprendono anche le seguenti voci:

- la componente UC₁, relativa alla copertura degli squilibri residui del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato fino al 30 giugno 2007, e dell'energia

elettrica destinata al servizio di maggior tutela per il periodo compreso tra l'1 luglio e il 31 dicembre 2007; all'1 aprile 2009 è pari a 0,148 c€/kWh;

- la componente PPE, in vigore dall'1 gennaio 2008 e attivata nel gennaio 2009, preposta al finanziamento degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela; all'1 aprile 2009 è pari a 0,525 c€/kWh;
- i corrispettivi che nel regime di definizione delle componenti tariffarie del mercato vincolato erano esplicitati attraverso, rispettivamente, la componente UC_5 (differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti) e gli elementi CD (remunerazione della disponibilità della capacità produttiva) e INT (remunerazione del servizio di interrompibilità); questi 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 all'1 aprile 2009, è pari a 0,7 c€/kWh e pesa per circa il 4% sul prezzo totale.

Nel secondo trimestre 2009 gli oneri generali di sistema (incluse le componenti UC_4 , relativa alle integrazioni tariffarie, e MCT, per le misure di compensazione territoriale, oltre che la nuova componente A_5 a copertura del bonus sociale) ammontano, per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela, a 1,23 c€/kWh e incidono sul prezzo lordo per il 7%.

La componente A_3 , in particolare, è destinata a finanziare i programmi di incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate. Con riferimento all'anno 2008, i costi da recuperare, per oltre 3.000 milioni di euro, hanno riguardato:

- i ritiri dell'energia elettrica CIP6 e come da delibera 108/97, effettuati dal GSE, per circa 2.400 milioni di euro, ai quali vanno aggiunti gli oneri per l'acquisto sia di certificati verdi in capo ai produttori da fonti assimilate, sia di permessi di emissione di anidride carbonica per coprire la differenza tra quote assegnate ed emissioni effettive, ai sensi della Direttiva 2003/87/CE che ha istituito il Sistema europeo per lo scambio di quote di emissioni; tali ulteriori oneri possono essere quantificati in circa 500 milioni di euro per il 2008, ma sono destinati a ridursi negli anni successivi per la progressiva conclusione delle convenzioni;
- l'incentivazione per gli impianti fotovoltaici per circa 112 milioni di euro;
- l'incentivazione per gli impianti di potenza nominale inferiore a 1 MW (per la sola fonte eolica la soglia di impianto è pari a 200 kW) che hanno optato per un meccanismo di incentivazione a tariffa fissa per un importo complessivo pari a circa 20 milioni di euro;
- i costi che il ritiro dedicato¹¹ ha indotto sul sistema elettrico in quanto saldo positivo tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE dalla vendita di tale energia sul mercato e quantificabili in circa 40 milioni di euro.

¹¹ Il ritiro dedicato, che si pone quale alternativa al normale regime di vendita dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di piccola taglia e dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili, prevede delle semplificazioni e non degli incentivi in senso stretto, che sono invece definiti dall'ordinaria attività legislativa.

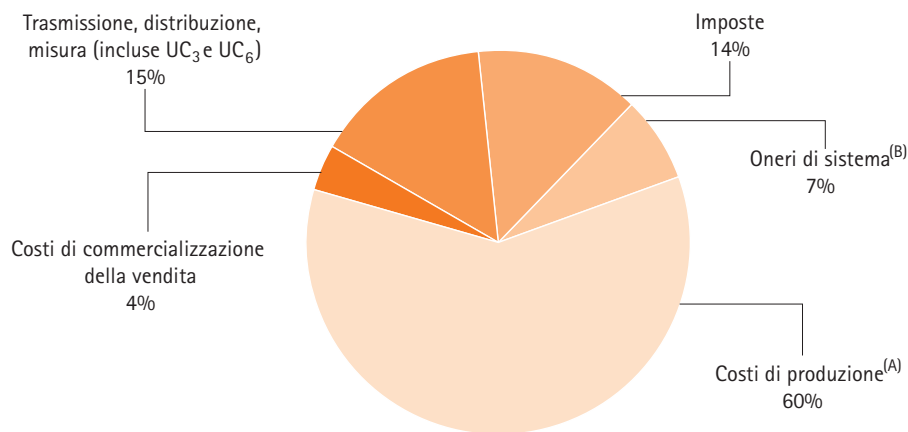


FIG. 2.30

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

Composizione percentuale all'1 aprile 2009

(A) I costi di produzione comprendono il costo del combustibile, i costi fissi di generazione, il costo del dispacciamento, la remunerazione della capacità produttiva e del servizio di interrompibilità, le componenti 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

L'anno 2008 ha registrato un miglioramento della continuità del servizio di trasmissione rispetto agli anni precedenti. Nel settore della trasmissione, la continuità del servizio viene comunemente misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS). L'andamento di questo indicatore negli ultimi tre anni è presentato nella tavola 2.51, dove le informazioni relative all'anno 2008 fanno riferimento a dati ricevuti da Terna durante il mese di aprile 2009, ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Nel corso dell'anno 2008 si è inoltre registrata una significativa riduzione degli incidenti rilevanti (vale a dire le disalimentazioni con maggiore impatto in termini di ENS). Si è verificato, infatti, un unico incidente rilevante nel mese di dicembre, in occasione di precipitazioni nevose eccezionali (Tav. 2.52). La definizione di incidente rilevante è stata modificata a partire dal 1° gennaio 2008: nell'ambito del procedimento per la regolazione del periodo 2008-2011, la delibera 7 novembre 2007, n. 281/07, ha infatti definito gli incidenti rilevanti come le

TAV. 2.51

**Energia non fornita
per le disalimentazioni
di tutti gli utenti**

 MWh/anno; inclusi gli incidenti
rilevanti^(A)

AREA	ANNO 2006	ANNO 2007	ANNO 2008
Nazionale	3.477	8.469	2.440

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

Fonte: Terna.

TAV. 2.52

**Energia non fornita
in occasione
di incidenti rilevanti^(A)**

	NUMERO	MWh
2006	2	2.548
2007	11	7.468
2008	1	560

(A) Incidenti rilevanti definiti come da delibera n. 250/04 per gli anni 2006 e 2007 e da delibera n. 281/07 per l'anno 2008.

Fonte: Terna.

disalimentazioni che comportano un livello di energia non servita superiore a 250 MWh; fino al 31 dicembre 2007, la delibera 30 dicembre 2004, n. 250/04, prevedeva che l'incidente rilevante fosse caratterizzato da energia non servita maggiore di 150 MWh e una durata superiore a 30 minuti.

A seguito della delibera 27 dicembre 2007, n. 341/07, è entrata in vigore nel 2008 la regolazione della qualità del servizio di trasmissione, a sostanziale modifica delle precedenti disposizioni che riguardavano principalmente la trasparenza delle *performance* dell'operatore di trasmissione. La regolazione della qualità del servizio di trasmissione è basata sui dati di continuità del servizio, registrati da Terna in attuazione del Titolo VIII della delibera n. 250/04, e sui documenti pubblicati da Terna per effetto di tale delibera.

La regolazione della qualità del servizio di trasmissione ha un forte carattere innovativo e pertanto è da considerarsi di natura sperimentale. La finalità principale è la promozione del miglioramento della qualità del servizio di trasmissione attraverso adeguati interventi operativi e investimenti, evitando l'aggravio

delle risorse necessarie per il servizio di dispacciamento. La disciplina relativa alla qualità del servizio di trasmissione prevede uno schema di incentivi e penalità per la continuità del servizio basato su 3 indicatori principali: l'energia non fornita per eventi che abbiano interessato, anche parzialmente, la RTN¹², il numero medio di disalimentazioni (lunghe – vale a dire con durata superiore a tre minuti – o brevi) per utente direttamente connesso con la RTN e la percentuale di utenti direttamente connessi con la RTN che non hanno subito alcuna disalimentazione. Quest'ultimo indicatore svolge una funzione correttiva degli incentivi ottenuti mediante il confronto tra risultati effettivi e livelli annuali attesi, per quanto riguarda i due indicatori principali.

L'andamento del numero medio di disalimentazioni (dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna) è riportato nella tavola 2.53, dove le informazioni relative all'anno 2008 fanno riferimento a dati ricevuti da Terna durante il mese di aprile 2009, ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

¹² Ai fini regolatori si adotta la variante ENSR, energia non fornita di riferimento.

TAV. 2.53

AREA	ANNO 2006	ANNO 2007	ANNO 2008
Torino	0,32	0,13	0,71
Milano	0,11	0,25	0,22
Padova	0,21	0,41	0,37
Firenze	0,25	0,46	0,27
Roma	0,79	0,34	0,41
Napoli	0,29	0,37	0,48
Palermo	1,05	0,94	0,75
Cagliari	0,75	0,82	0,22
TOTALE ITALIA	0,38	0,39	0,42

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

Numero/anno; inclusi gli incidenti rilevanti^(A)

(A) I dati sono calcolati per l'intera area nazionale e per le 8 aree territoriali di Terna con riferimento alle disalimentazioni subite dagli utenti direttamente connessi con la RTN di Terna, coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione per l'origine della disalimentazione.

Fonte: elaborazione AEEG su dati di Terna.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

Il numero e la durata delle interruzioni senza preavviso hanno registrato un trend di miglioramento ininterrotto (70% per la durata e 45% per il numero) dal 2000, anno di prima introduzione della regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese di distribuzione, fino al 2007. Il 2008 ha evidenziato un valore in controtendenza a livello nazionale, principalmente a causa di eventi meteorologici eccezionali che si sono verificati in particolare nei mesi di novembre e dicembre. Considerando le interruzioni sulle reti di *distribuzione* e di *trasmissione* (esclusi gli "incidenti rilevanti" e gli interventi dei sistemi di difesa), nel 2008:

- la *durata complessiva* delle interruzioni per cliente è stata pari a 88 minuti (Fig. 2.31);
- la *durata netta* delle interruzioni per cliente (vale a dire di responsabilità delle imprese distributrici, escludendo in particolare gli effetti di eventi meteorologici eccezionali) è

stata di circa 51 minuti a livello nazionale, di 36 minuti nel Nord Italia, 50 minuti nel Centro Italia e 73 minuti nel Sud Italia (Fig. 2.32);

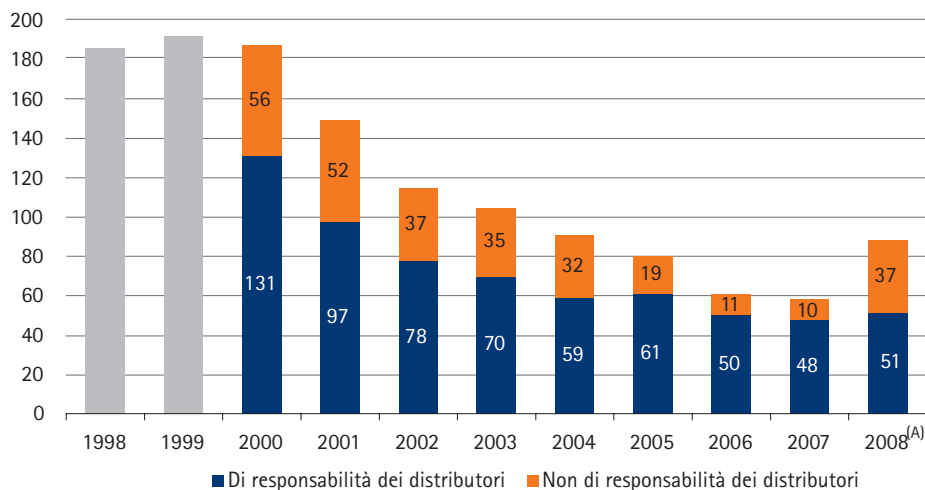
- il *numero complessivo* di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente si è attestato a 2,37 interruzioni per cliente (Fig. 2.33).

L'aumento della durata e del numero di interruzioni registrato nel 2008 (durata +51%, numero +9%) è da attribuire principalmente a cause di forza maggiore, mentre il valore di durata netta di responsabilità delle imprese distributrici conferma i trend già registrati nel corso del 2006 e del 2007. Negli ultimi mesi dell'anno, infatti, nevicate eccezionali nel Nord Italia e alluvioni in Centro Italia hanno comportato un numero di scatti delle linee elettriche molto superiore ai valori medi mensili registrati negli anni precedenti, con difficoltà e ritardi nel ripristino dell'alimentazione, anche per ragioni di sicurezza.

FIG. 2.31

Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente all'anno; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa)



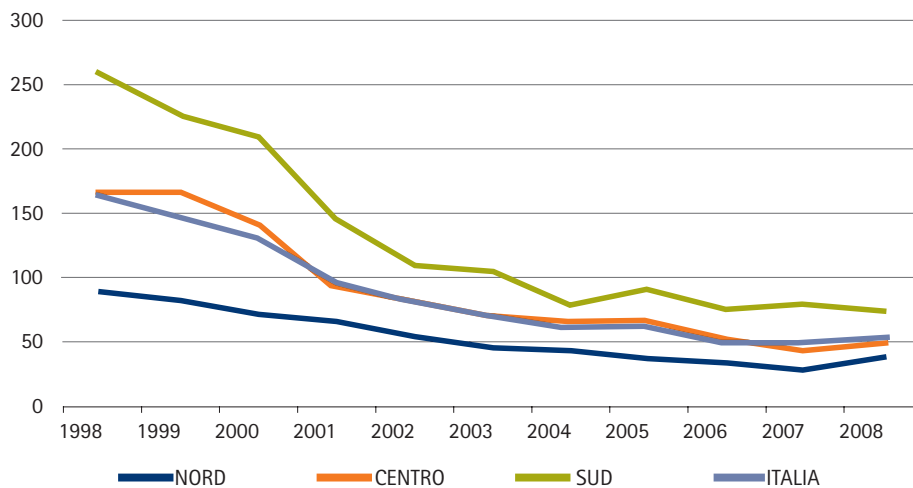
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2008 (51 minuti) è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.32

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

Minuti persi per cliente all'anno; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa)^(A)

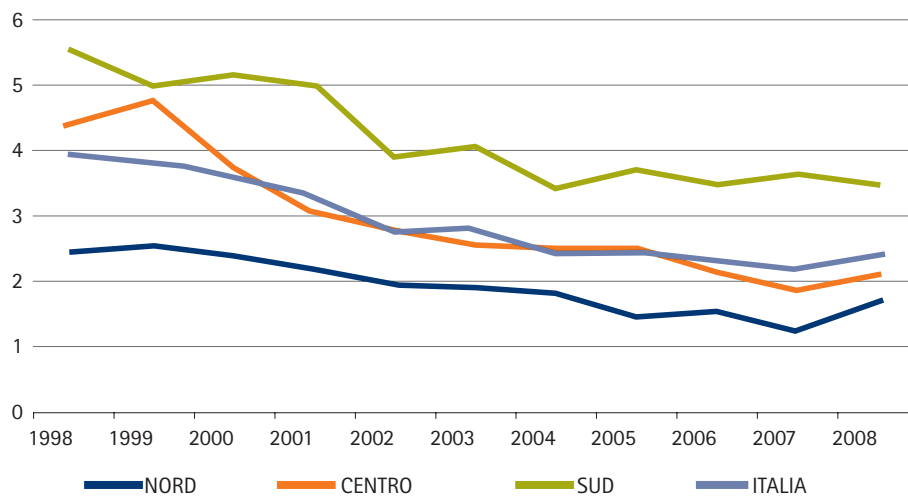


(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2008 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

L'impatto degli eventi meteorologici appare inoltre chiaro dall'osservazione dei dati territoriali: a fronte dell'incremento degli indicatori di durata netta e di numero nelle aree del Nord e Centro Italia, al Sud si sono registrati il minimo storico di durata netta (73 minuti persi per anno per cliente) e un numero totale di interruzioni lunghe (3,46 per cliente all'anno) molto vicino al minimo raggiunto nel 2004.

Il trend di miglioramento della durata delle interruzioni registrato nel periodo 2000-2008 è stato ottenuto grazie al sistema di incentivi e penalità che l'Autorità ha applicato ai distributori di energia elettrica a partire dal 2000. Tale sistema, come indicato in maggior dettaglio nel secondo Volume di questa relazione, colloca l'Italia fra gli Stati europei più virtuosi in termini complessivi di continuità del servizio e ha inoltre permesso di ridur-



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

re 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. Il nuovo siste-

ma di incentivi e penalità introdotto dall'Autorità con la delibera 19 dicembre 2007, n. 333/07, per il quadriennio 2008-11 prevede che dal 2008 le imprese distributrici siano soggette a

	MINUTI PERSI PER CLIENTE ALL'ANNO	NUMERO DI INTERRUZIONI LUNGHE PER CLIENTE ALL'ANNO	NUMERO DI INTERRUZIONI BREVI PER CLIENTE ALL'ANNO
Piemonte	201	2,50	3,37
Val d'Aosta	69	1,86	2,50
Liguria	67	2,17	3,69
Lombardia	47	1,32	1,64
Trentino Alto Adige	116	3,58	2,58
Veneto	56	1,76	2,53
Friuli Venezia Giulia	49	1,34	2,38
Emilia Romagna	30	1,08	1,65
Toscana	53	1,59	2,20
Marche	50	1,64	2,59
Umbria	40	1,49	2,20
Lazio	81	2,65	3,23
Abruzzo	62	2,09	3,11
Molise	24	1,30	1,44
Campania	104	4,04	8,14
Puglia	90	2,61	3,67
Basilicata	46	1,47	2,48
Calabria	132	4,16	6,45
Sicilia	197	4,20	7,24
Sardegna	115	3,16	5,26
NORD	72	1,68	2,27
CENTRO	65	2,09	2,74
SUD	122	3,46	5,94
ITALIA	88	2,37	3,61

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.33

Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT

Numero medio: Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa)

TAV. 2.54

Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione e numero medio di interruzioni lunghe (> 3 minuti) e brevi (> 1 secondo e ≤ 3 minuti) per cliente all'anno

Enel Distribuzione e imprese elettriche con più di 5.000 clienti finali (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa); anno 2008

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 un secondo.

La tavola 2.54 mostra i valori di continuità del servizio relativi a disservizi sulle reti di distribuzione e trasmissione (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa) nel 2008 a livello regionale. Tutti i dati relativi alla continuità del servizio elettrico sono consultabili sul sito Internet dell'Autorità.

Standard di qualità individuali per clienti MT

I clienti MT che subiscono un numero di interruzioni in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità, possono ricevere il relativo indennizzo solo dopo aver inviato all'impresa

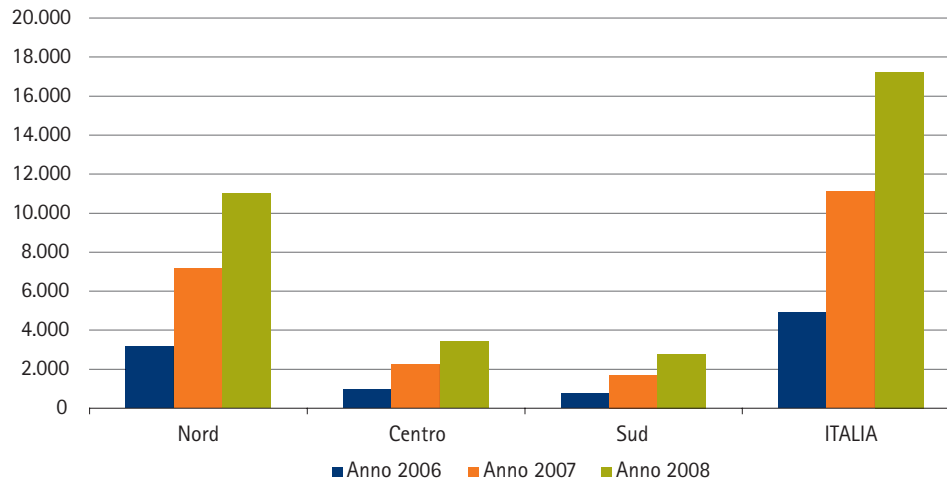
distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità. Qualora i clienti non presentino tale dichiarazione sono soggetti al versamento di un Corrispettivo tariffario specifico (CTS) che l'impresa distributrice può trattenere in parte, dovendo versare la rimanenza alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. A quest'ultima è destinata anche la quota residuale delle penalità che le imprese distributrici devono accantonare per finanziare gli indennizzi ai clienti MT che hanno prodotto la dichiarazione di adeguatezza.

Rispetto al 2006 il numero di dichiarazioni di adeguatezza è triplicato, con un incremento annuo costante e che ha interessato tutto il territorio nazionale. Da quando sono in vigore gli standard di qualità individuali, circa un quinto dei clienti MT (più o meno 100.000) ha adeguato i propri impianti elettrici ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità (Fig. 2.34).

FIG. 2.34

Dichiarazioni di adeguatezza degli impianti di clienti in media tensione

Numero cumulato delle dichiarazioni inviate a fine 2006, a fine 2007 e a fine 2008



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

L'incremento del CTS raccolto dalle imprese distributrici nel corso del 2008 (Tav. 2.55) risente della gradualità di applicazione introdotta con il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici*: dal 2007 per i soli clienti in media tensione con

potenza disponibile superiore a 500 kW che non hanno prodotto la dichiarazione di adeguatezza, dal 2008 per tutti i clienti in media tensione che non hanno prodotto la dichiarazione di adeguatezza, indipendentemente dalla potenza disponibile.

TAV. 2.55

	CTS RACCOLTO	CTS TRATTENUTO
2007	12,8	5,2
2008	44,9	5,5

CTS raccolto
e trattenuto dalle imprese
distributrici
Milioni di euro

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

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

La regolazione della qualità commerciale è in vigore dal 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, risposte a reclami ecc.) e 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 reali di effettuazione delle prestazioni dichiarati dalle imprese esercenti, e i relativi parametri di

controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard per cause imputabili alla stessa impresa esercente, al netto di cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi).

L'introduzione degli indennizzi automatici, riconosciuti ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità per cause imputabili agli esercenti e non per cause dovute a forza maggiore o a responsabilità di terzi o del cliente stesso, ha fatto crescere nel tempo il numero di indennizzi effettivamente pagati ai clienti rispetto al regime delle Carte dei servizi precedentemente in vigore (Tav. 2.56). 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 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.

Dal 1° gennaio 2009 è entrata in vigore la nuova disciplina degli indennizzi automatici che prevede il raddoppio o la triplicazione dell'indennizzo automatico in base al ritardo nell'effettuazione della prestazione rispetto agli standard stabiliti dall'Autorità, e non più in ragione del ritardo di pagamento.

Con il 2008 la regolazione della qualità commerciale è stata estesa a tutte le aziende, comprese quelle minori, del settore elettrico ed è stata allineata 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 2008 la regolazione della qualità commerciale tiene inoltre conto dell'estensione della liberalizzazione a tutti i clienti BT avvenuta il 1° luglio 2007 e del nuovo assetto di separazione societaria e funzionale previsto dalla normativa. In conseguenza di ciò la regolazione della qualità commerciale relativa alla vendita è stata oggetto di revisione con un apposito processo di consultazione, focalizzato tra l'altro sul tema della gestione tempestiva e risolutiva dei reclami; è stata quindi stralciata dal *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* ed è confluita nel *Testo integrato della qualità della vendita approvato* con la delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08.

Dai dati forniti dagli esercenti si osserva che fino all'anno 2007 sono sostanzialmente stabili il numero dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità soggetti a rimborso

e il numero di indennizzi pagati ai clienti, mentre nel corso del 2008 si assiste a più che un dimezzamento dei casi di mancato rispetto degli standard specifici e a una conseguente riduzione, di circa due terzi, del numero di rimborsi effettivamente pagati (Tav. 2.56). Tale miglioramento trova conferma nell'esame delle singole prestazioni soggette a standard specifico (Fig. 2.35): la riduzione del numero dei casi di mancato rispetto degli standard di qualità commerciale riguarda ogni tipologia di prestazione. Le prestazioni relative alla verifica della tensione di alimentazione e alla verifica del gruppo di misura, soggette a standard generale fino al 2007, dal 2008 sono soggette a standard specifico. Per tali prestazioni non è possibile un riscontro con i dati del 2007 dal momento che anche lo standard è cambiato, anche sotto l'aspetto procedurale, per entrambe: da 10 giorni a 30 giorni per la verifica della tensione di alimentazione e da 10 giorni a 15 giorni per la verifica del gruppo di misura. In particolare la verifica della tensione di alimentazione evidenzia una percentuale elevata di casi di mancato rispetto, probabilmente a causa della completa revisione della prestazione introdotta a partire dal 2008.

TAV. 2.56

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

Per la regolazione della 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	2008
Casi di mancato rispetto standard soggetti a rimborso	6.099	4.167	8.418	7.902	25.650	61.881	67.344	57.424	64.696	73.868	73.903	32.509
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	21	54	22	4.771	12.437	52.229	79.072	48.305	63.822	73.714	70.712	27.716
Ammontare effettivamente pagato nell'anno (milioni di €)	0,001	0,002	0,001	0,22	0,82	3,11	4,21	3,41	4,43	4,07	4,25	2,23

(A) Dati da febbraio a dicembre 2004.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

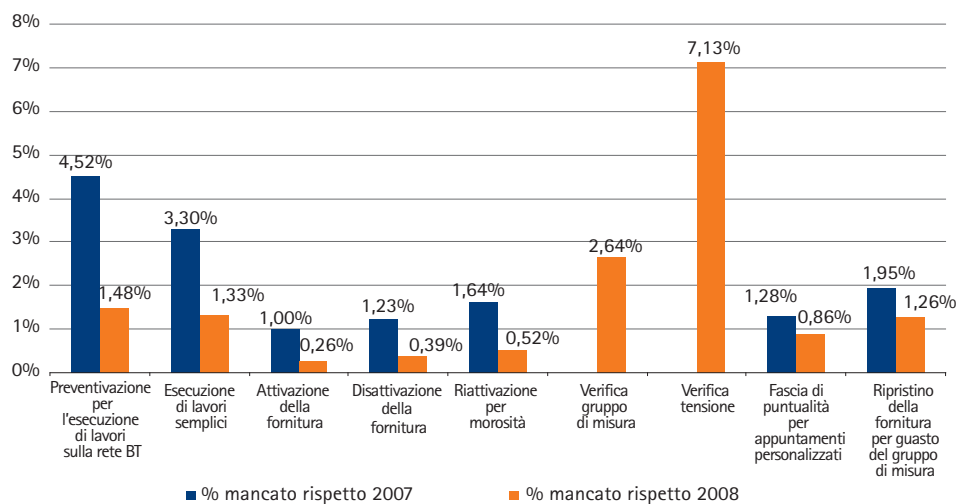


FIG. 2.35

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale per gli utenti in bassa tensione domestici e non domestici

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

Per alcune prestazioni, non sono previsti al momento standard specifici associati a indennizzi automatici, mentre si prevedono 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'attivi-

tà di distribuzione (Fig. 2.36) per i quali si osserva un valore superiore allo standard (26,92 giorni medi contro uno standard pari a 20 giorni), mentre per i tempi di risposta ai reclami e alle richieste di informazione per l'attività di misura si osserva un valore inferiore allo standard (15,66 giorni medi contro uno standard pari a 20 giorni).

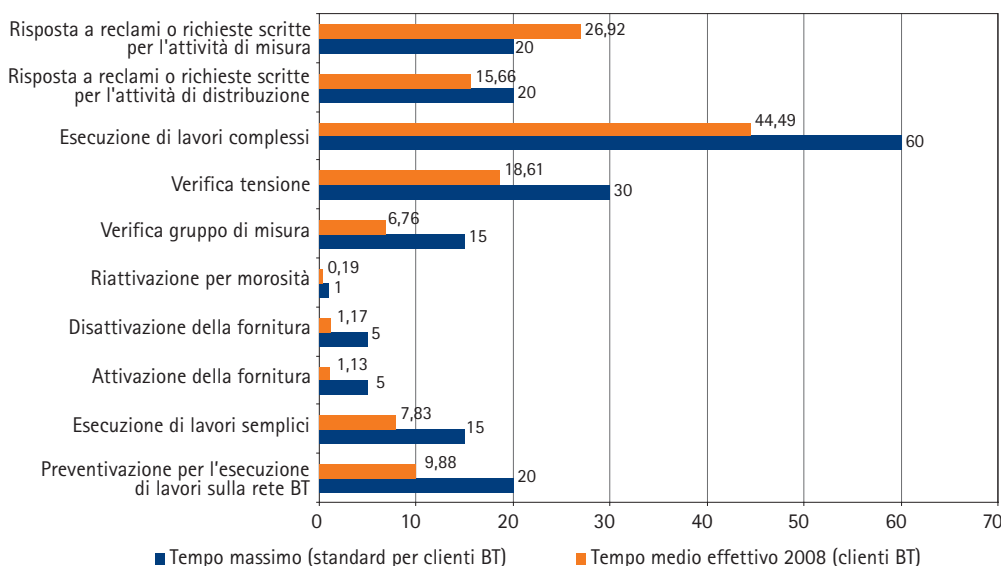


FIG. 2.36

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi, 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.

La tavola 2.57 presenta, dati di riepilogo (anni 2007 e 2008) 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 a dire i clienti finali domestici e non domestici BT.

TAV. 2.57

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 2007			ANNO 2008		
		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	336.423	13,71	14.657	330.595	9,88	5.274
Esecuzione di lavori semplici	15 gg. lavorativi	411.978	8,96	12.403	344.938	7,83	5.196
Attivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	1.576.899	1,56	15.104	1.502.079	1,13	5.448
Disattivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	814.666	1,50	9.683	805.068	1,17	3.932
Riattivazione per morosità	1 gg. feriale	946.624	0,36	15.393	1.159.628	0,19	5.478
Verifica gruppo di misura	15 gg. lavorativi				12.191	6,76	284
Verifica tensione	30 gg. lavorativi				1.805	18,61	40
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	3 ore	46.483		493	47.682		373
Ripristino fornitura a seguito guasto gruppo di misura	3 ore/4 ore	114.259	1,66	1.819	106.316	1,68	1.302

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 2.57 evidenzia una riduzione consistente dei tempi effettivi medi dal 2007 al 2008 per tutte le prestazioni soggette a standard specifico, con una conseguente diminuzione del numero di indennizzi pagati. In particolare, i tempi

medi effettivi relativi all'attivazione e alla disattivazione della fornitura e alla riattivazione per morosità beneficiano della diffusione dei contatori elettronici e dei sistemi di tele-gestione dei contatori.

Qualità dei servizi telefonici

La regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali è confluita nel *Testo integrato della qualità dei servizi di vendita* con l'approvazione della delibera ARG/com 164/08. Gli standard di qualità sui servizi telefonici commerciali sono stati introdotti con lo scopo di tutelare i clienti che contattano i venditori tramite i *call center*, garantendo allo stesso tempo le

esigenze di differenziazione e competitività degli operatori. L'Autorità ha fissato livelli standard per il tempo medio di attesa, per il livello di servizio (percentuale di chiamate andate a buon fine) e per l'accessibilità al servizio, al fine di limitare code di attesa troppo elevate e di ridurre il fenomeno delle linee occupate.

Lo standard minimo sul livello di servizio, rappresentato dal rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine sul numero di chiamate ai *call center* in cui si chiede di parlare con un operatore, è fissato pari all'80%. Per quanto riguarda il livello di servizio, dall'esame dei dati dichiarati dagli operatori con più di 100.000 clienti finali elettrici e gas (la regolazione bisettoriale è entrata in vigore il 1° gennaio 2008), per il primo e il secondo semestre 2008 si osserva che le *performance* aziendali semestrali sono caratterizzate da forti disomogeneità (Fig. 2.37).

Sul totale di 31 aziende di vendita, relativamente alle richieste di parlare con un operatore, si registrano 3 casi di non rispetto degli standard fissati per il tempo medio di attesa¹³ nel primo semestre 2008 e di 2 casi nel secondo semestre 2008.

Per quanto riguarda invece l'indicatore di accessibilità al ser-

vizio, pari al rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del *call center* con presenza di operatori, dai dati dichiarati si registrano 3 casi di non rispetto dello standard fissato (90%) per il primo semestre, e il rispetto dei livelli fissati dall'Autorità per tutte le aziende di vendita nel secondo semestre per entrambi i settori.

Nei casi in cui il venditore svolga più servizi (per esempio, servizi idrici, rifiuti ecc.), il livello registrato dagli indicatori potrebbe tuttavia essere influenzato dalla difficoltà di stabilire a quale servizio si rivolge la chiamata telefonica. In tal caso, infatti, concorrono al computo degli indicatori tutte le chiamate telefoniche dei clienti finali che hanno richiesto di parlare con un operatore o che sono stati reindirizzati da parte di servizi automatici a un operatore, indipendentemente dal servizio fornito.

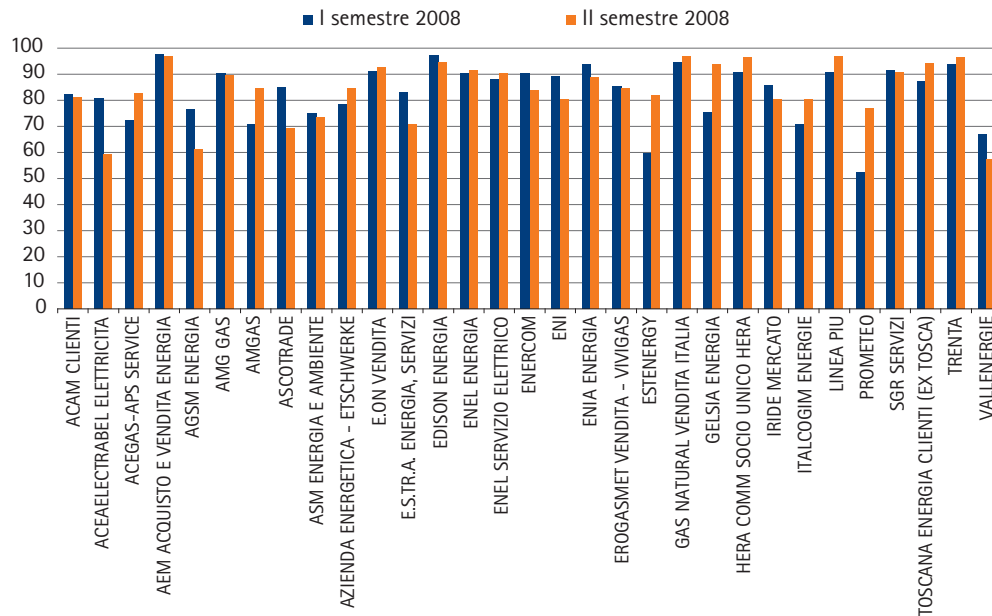


FIG. 2.37

Livello di servizio dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti finali I e II semestre 2008

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

¹³ Gli standard di 240 secondi comprendono i tempi necessari per l'attraversamento dell'albero fonico o IVR.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

Sin dal 1998 l'Istat propone per conto dell'Autorità, all'interno dell'Indagine multiscopo sulle famiglie intitolata "Aspetti della vita quotidiana", alcuni quesiti specifici volti a rilevare la soddisfazione e l'efficacia dei servizi nel settore dell'energia elettrica e del gas. L'indagine prevede infatti un modulo *ad hoc* sulla soddisfazione delle famiglie per i servizi di fornitura di energia elettrica e gas. L'indagine raggiunge in media 22.000 famiglie e 60.000 individui su tutto il territorio nazionale. L'esteso campione di famiglie permette di ottenere risultati rappresentativi a livello regionale, garantendo un monitoraggio costante della soddisfazione complessiva della qualità del servizio elettrico e dei fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione dei clienti. Dal 2004 l'indagine viene svolta nel mese di febbraio, mentre fino al 2003 la rilevazione si svolgeva nel corso del mese di novembre; a causa di ciò non sono disponibili i risultati della rilevazione per l'anno 2004.

Nel corso del tempo, intorno a un nucleo stabile di quesiti relativi alla soddisfazione delle famiglie per l'uso dell'energia elettrica e del gas si sono avvicinati quesiti volti a rilevare altri aspetti quali la leggibilità delle bollette da parte degli utenti, la conoscenza dell'Autorità e delle sue funzioni, il grado di apertura del mercato o la soddisfazione per il servizio di *call center* eventualmente attivato dalle aziende.

Nel 2008 l'andamento del livello di soddisfazione generale dei clienti risulta leggermente in flessione rispetto agli anni precedenti su tutto il territorio nazionale, ma in ogni caso attestato su un buon livello. La flessione si inquadra in un trend di minore soddisfazione che si registra già dal 2005, in coincidenza con la crescita del prezzo dei combustibili e dei prodotti energetici avvenuta nel corso di questi ultimi anni e culminata durante il 2008. Si confermano inoltre livelli di soddisfazione differenti sotto il profilo geografico (Tavv. 2.58 e 2.59).

TAV. 2.58

Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico

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

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

Fonte: Indagine multiscopo Istat.

TAV. 2.59

Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico

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

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

Fonte: Indagine multiscopo Istat.

Tra i fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione complessiva, la continuità del servizio (mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica ai clienti) è il fattore con rilevanza maggiore.

Anche in relazione agli aspetti commerciali del servizio, che sono però percepiti come meno importanti rispetto alla continuità dai clienti, dal 2008 si registra una lieve flessione del

grado di soddisfazione complessiva, che risulta maggiormente penalizzata dai giudizi negativi su aspetti quali la comprensibilità delle bollette e le informazioni sul servizio (Tav. 2.60). Si conferma invece il maggiore grado di soddisfazione degli ultimi anni riguardo la frequenza della lettura, probabilmente associato alla diffusione dei contatori elettronici.

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

Fonte: Indagine multiscopo Istat.

TAV. 2.60

Soddisfazione globale per i diversi aspetti del servizio elettrico in Italia
 Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"