

2.

Struttura,
prezzi e qualità
nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2009

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

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

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

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

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

TAV. 2.1

Bilancio dell'energia elettrica nel 2009

GWh

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

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

petroliferi (-6,1%), che tuttavia segue alla forte contrazione registrata nel 2008 (-20,2%), e al calo del 32,4% rilevato nel 2007.

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

TAV. 2.2

Produzione lorda
per fonte nel periodo
2002-2009

GWh

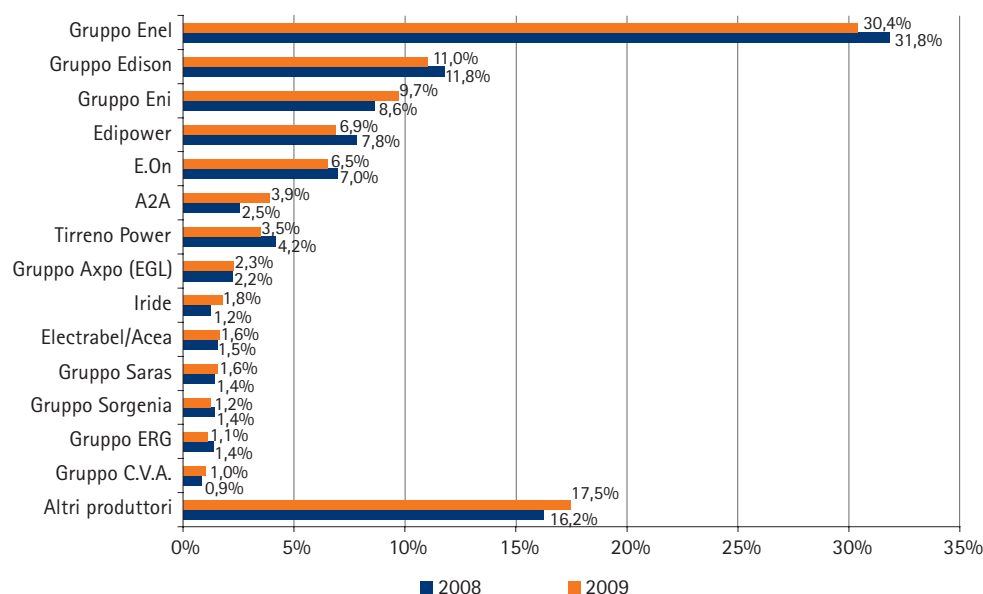
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Produzione termoelettrica	227.646	238.291	240.488	246.918	255.420	258.811	253.806	218.247
Solidi	35.447	38.813	45.518	43.606	44.207	44.112	43.074	39.000
Gas naturale	99.414	117.301	129.772	149.259	158.079	172.646	172.697	145.750
Prodotti petroliferi	76.997	65.771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

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

La figura 2.1 riporta le quote di generazione dei principali operatori nel 2009 confrontate con quelle del 2008. Rispetto a quanto avvenuto negli anni precedenti, riprende la contrazione della quota di mercato del gruppo Enel (30,4%), rispetto al valore registrato nel 2008 (pari al 31,8%). A beneficiare dei maggiori spazi di mercato resi disponibili dal principale produttore sono il gruppo Eni, la cui quota di mercato si attesta a circa il 9,7% (contro l'8,6 registrato nel 2008) e gli operatori di

dimensione inferiore. Gli altri principali concorrenti, quali Edison, Edipower ed E.On, non sembrano aver tratto vantaggio dalla situazione, come testimonia la flessione delle quote di generazione rispetto ai livelli registrati nel 2008.

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.1

Contributo dei principali
operatori alla produzione
nazionale lorda

Confronto 2008-2009;
valori percentuali

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

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

Nel complesso il grado di concentrazione del mercato della

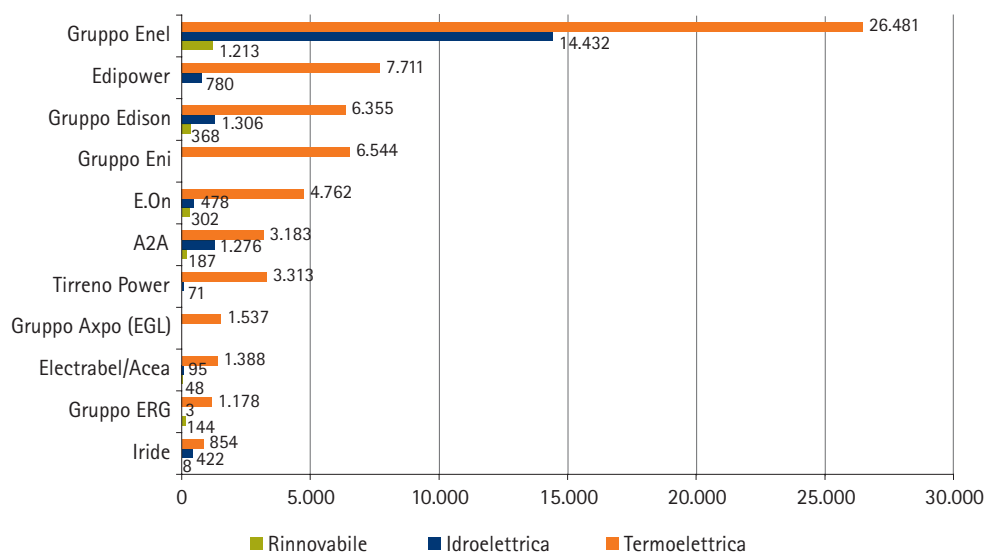
generazione destinata al consumo registra un'ulteriore riduzione, seppure modesta, rispetto al 2008, in linea con quanto registrato negli ultimi anni. In particolare, l'indice HHI nel 2009 è risultato pari a 1.579, in diminuzione dal valore di 1.590 del 2008.

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

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

FIG. 2.2

Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi nel 2009
MW



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

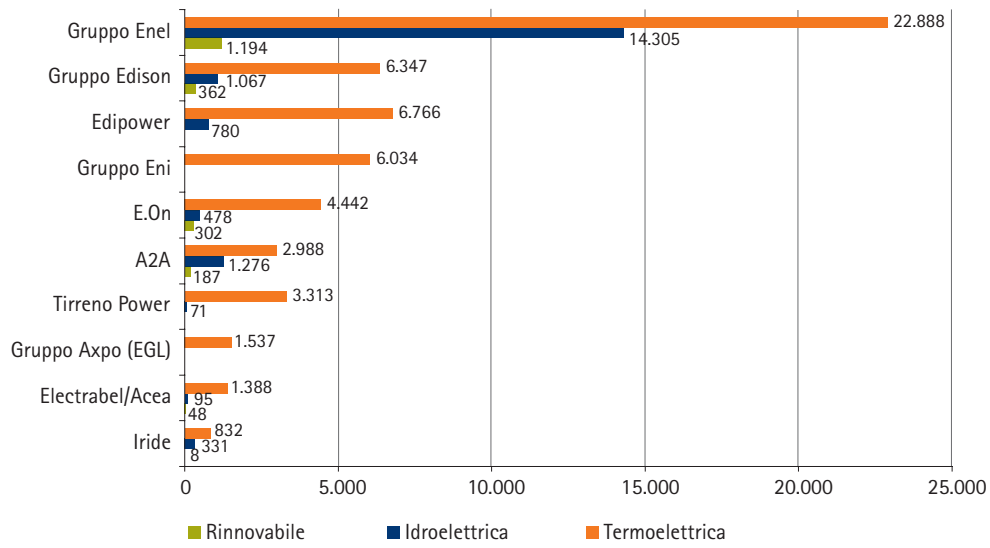


FIG. 2.3

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

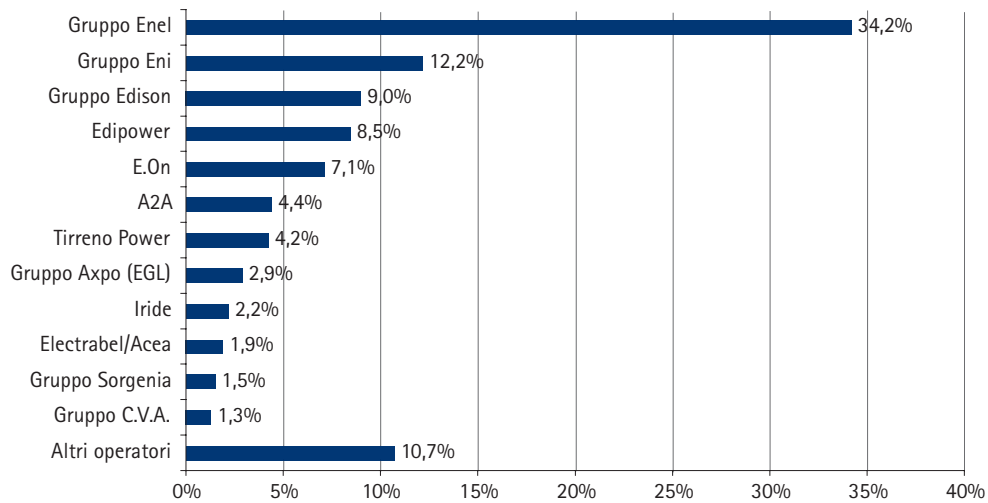


FIG. 2.4

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.3

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

Valori percentuali

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.4

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

Valori percentuali

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 2.5 descrive la ripartizione regionale dei 1.060 produttori di energia elettrica che hanno risposto all'indagine dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in termini di numerosità degli operatori e di quote di generazione, oltre che di capacità installata per i tre principali operatori. La Valle d'Aosta e il Trentino Alto Adige sono le due regioni che presentano il maggior numero di operatori in proporzione al numero di abitanti: si tratta in larga misura di piccoli produttori idroelettrici. La Lombardia è la regione che presenta il più basso tasso di concentrazione nella generazione elettrica con una quota di mercato dei tre principali produttori appe-

na superiore al 40%; segue il Piemonte con una quota intorno al 50%. Le regioni che presentano quote superiori all'80% sono, in ordine decrescente: Liguria, Valle d'Aosta, Marche, Molise, Umbria, Sardegna, Puglia e Lazio. In termini di capacità installata la Basilicata e la Lombardia presentano i più bassi tassi di concentrazione (sempre misurati come quote dei tre principali operatori), mentre Liguria, Valle d'Aosta, Lazio, Marche e Veneto hanno quote superiori al 90%. Le regioni Veneto, Emilia Romagna e Toscana si caratterizzano per una significativa presenza di autoproduttori rispetto al numero complessivo degli operatori presenti in regione.

TAV. 2.5

Presenza territoriale
degli operatori nel 2009

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Produzione incentivata: energia fotovoltaica

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

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

Gli impianti che beneficiano di un incentivo maggiore sono quelli domestici fino a 3 kW e che risultano integrati archi-

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

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

TAV. 2.6

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

Potenza nominale in kW;
tariffe in €/kWh

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

Fonte: GSE.

Nella tavola 2.7 si riportano il numero e la potenza degli impianti in esercizio a seguito dell'introduzione del primo Conto energia, con il dettaglio della loro ripartizione regionale, mentre nella tavola 2.8 si dà evidenza delle analoghe informazioni relative agli impianti incentivati sulla base del nuovo Conto energia. La potenza totale degli impianti in esercizio in

Italia al 30 aprile 2010 risulta pari a circa 1,2 GW, corrispondente a un incremento del 263% rispetto al livello registrato un anno prima. La Puglia mostra il maggior livello di potenza installata, pari a 228,7 MW, seguita dalla Lombardia (134,9 MW), dall'Emilia Romagna (99,9 MW) dal Lazio (89,0 MW) e dal Piemonte (85,9 MW).

TAV. 2.7

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

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

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

Fonte: GSE.

TAV. 2.8

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

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

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

Fonte: GSE.

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

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

- impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW e impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW entrati in esercizio

in data successiva al 31 dicembre 2007;

- impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

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

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

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

Produzione incentivata: solare termodinamico

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

Il decreto ministeriale 11 aprile 2008 definisce il meccanismo di incentivazione per gli impianti solari termodinamici anche ibridi¹ di nuova costruzione ed entrati in esercizio in dopo il luglio 2008, data di pubblicazione della delibera attuativa dell'Autorità (delibera 14 luglio 2008, ARG/elt 95/08).

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

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

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

TAV. 2.9

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

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

Fonte: GSE.

Produzione incentivata: energia CIP6 e altri ritiri del GSE

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

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

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

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

La riduzione della produzione CIP6 da fonti rinnovabili registrata nel 2009, pari a circa 0,6 TWh, è invece stata determinata in prevalenza da una diminuzione della generazione da

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.10

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

GWh

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

Fonte: : Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.11

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

GWh

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.12

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

GWh

Nel 2009 i costi totali dei ritiri del GSE per l'energia CIP6 e ai sensi della delibera n. 108/97, evidenziati nella tavola 2.13, sono stimabili in 4,2 miliardi di euro, in gran parte (circa il 70%) legati alla remunerazione dell'energia CIP6 prodotta da impianti assimilati. I ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica nella Borsa elettrica al netto dei corrispettivi inerenti i con-

tratti per differenza e gli oneri di sbilanciamento, sono risultati pari a circa 2,3 miliardi di euro, in diminuzione di più o meno 750 milioni di euro rispetto al 2008. L'onere da recuperare in tariffa, pari alla differenza tra costi e ricavi dei ritiri dell'energia CIP6, è risultato di circa 1,9 miliardi di euro, in diminuzione di circa 500 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

TAV. 2.13

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

Milioni di euro

COSTI E RICAVI	VALORE
Remunerazione impianti assimilati	2.926,1
Remunerazione impianti rinnovabili	1.268,1
Totale remunerazione energia CIP6^(A)	4.194,3
Altri costi di misura e trasporto per energia CIP6	9,9
Remunerazione energia delibera n. 108/97	-
Totale costi ritiri	4.204,2
Ricavi da cessione energia	2.302,2
Costo da recuperare in tariffa (componente A₃)	1.902,0

(A) Stime di chiusura dell'anno 2009.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Nella tavola 2.14 si presenta il dettaglio dei costi relativi alle fonti assimilate e rinnovabili incentivate tramite il meccanismo CIP6, per tipologia di produzione. La riduzione dei costi relativi alle fonti assimilate rispetto al 2008, pari a circa un miliardo di euro, è stata determinata da una riduzione del 14% della quantità ritirata, accompagnata da un calo analogo della remunerazione unitaria (-14%). Nel 2009 si è registrato un forte decremento della remunerazione ascrivibile a impianti nuovi, solo in parte compensata dall'incre-

mento dei costi associato ai ritiri di energia da impianti esistenti. Anche per quanto riguarda le fonti rinnovabili, la riduzione dei costi, pari a 230 milioni di euro, è stata determinata soprattutto dalla riduzione dei volumi di energia ritirata (-8%) e dal calo della remunerazione unitaria (-8%). Per gli impianti nuovi, la riduzione dei quantitativi ritirati e della corrispondente remunerazione ha riguardato tutte le tipologie di impianto, mentre risultano aumentati i costi associati agli impianti esistenti.

TAV. 2.14

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

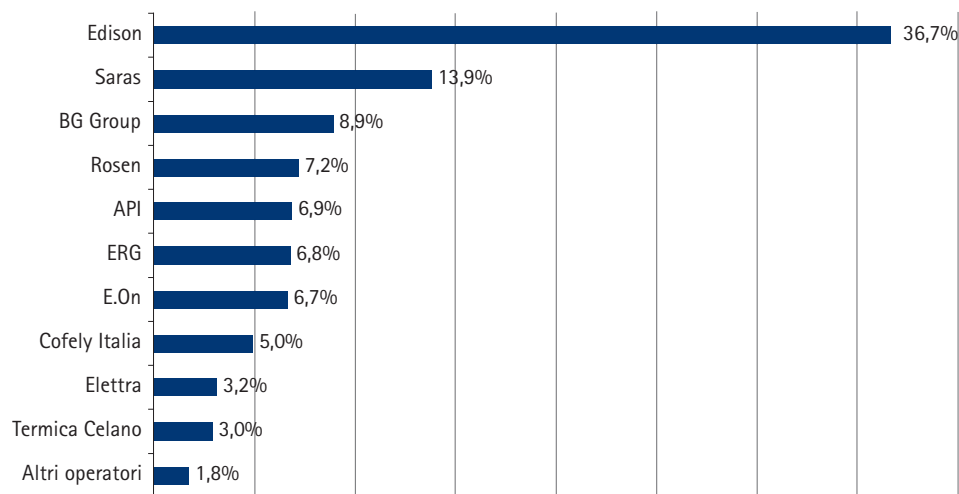
Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

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

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

Per quanto riguarda le fonti assimilate, i primi 10 gruppi industriali contribuiscono a oltre il 98% della generazione elettrica in convenzione CIP6; la quota maggiore, pari a oltre un terzo dell'intera produzione, spetta al gruppo Edison. Per i ritiri, invece, dell'energia prodotta da fonti rinnovabili il quadro è

maggiormente articolato: i gruppi Enel e A2A contribuiscono ciascuno al 17% circa dell'intera generazione rinnovabile, seguiti da International Power (8,3%) e API (8%). Complessivamente i primi 10 operatori raggiungono il 73% circa dell'energia totale rinnovabile in convenzione CIP6.



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.5

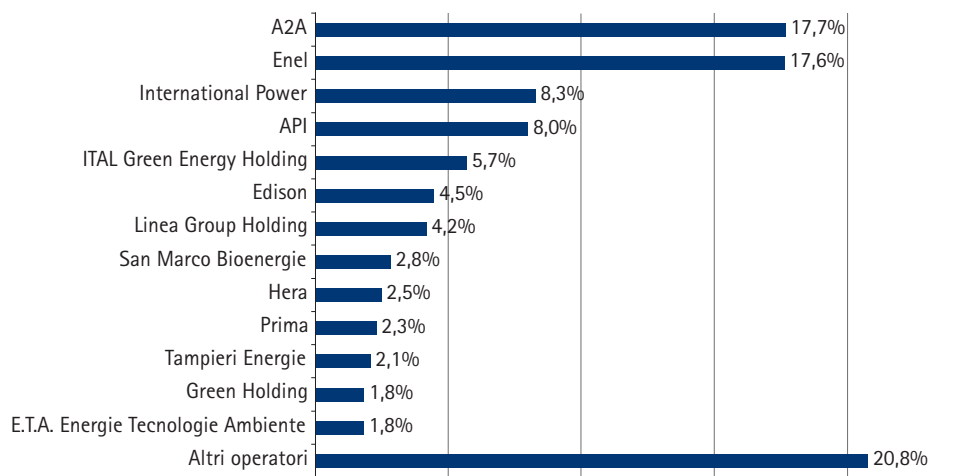
Contributo dei principali operatori alla generazione CIP6 da fonti assimilate nel 2009

Valori percentuali

FIG. 2.6

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

Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Importazioni nette

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

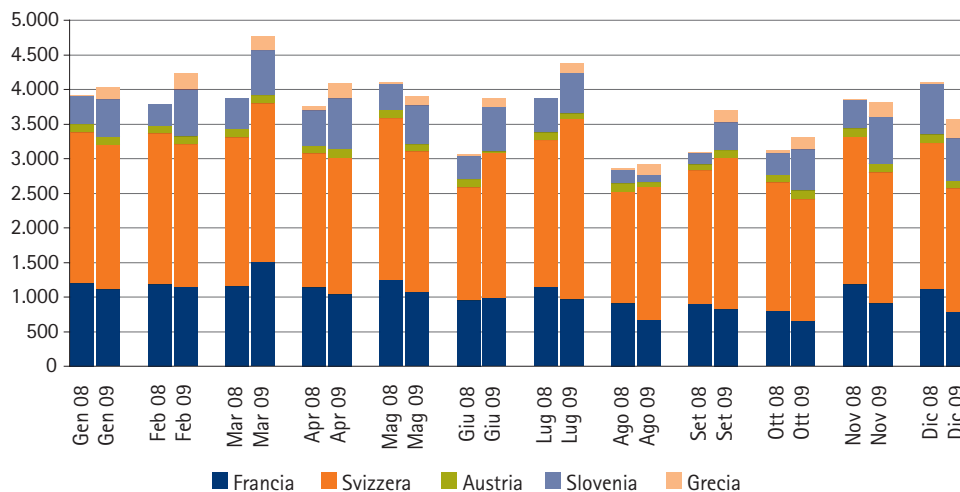
L'incremento delle importazioni nel 2009 è legato a un forte aumento dell'energia proveniente dalla Slovenia (+2.039 GWh) e dalla Grecia (+1.980 GWh); al contrario, nel corso dell'anno si sono significativamente ridotte le importazioni dalla Francia (-9,7%).

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

FIG. 2.7

Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2008 e nel 2009

GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

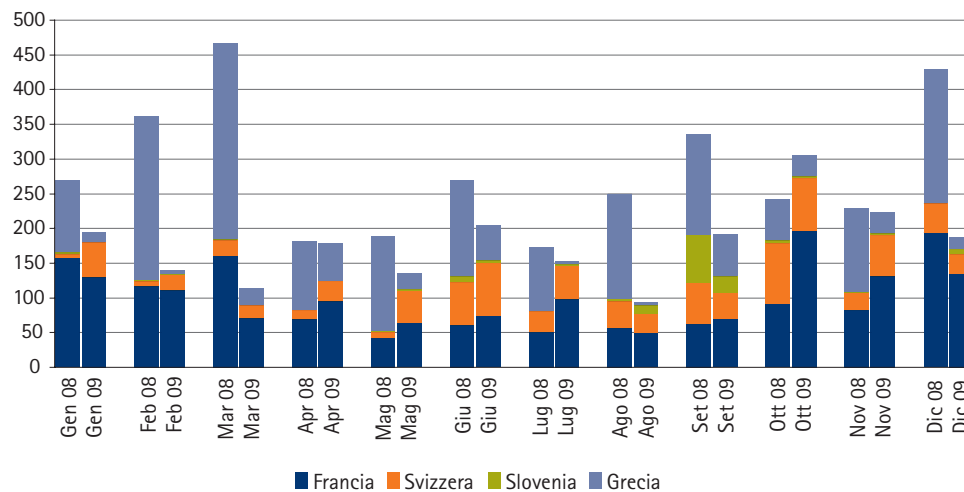


FIG. 2.8

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2008 e nel 2009

GWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

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

L'incremento delle linee di trasmissione appartenenti alla categoria 150-132 kV è relativo all'inclusione della rete di proprietà della società TELAT (Terna Linee Alta Tensione) nel perimetro degli asset della RTN. Tale impresa, costituita nel novembre 2008 con la denominazione di ELAT (Enel Linee Alta Tensione), ha ricevuto in conferimento le linee di distribuzione in alta tensione di Enel Distribuzione. Enel e Terna hanno sottoscritto

un contratto di compravendita della partecipazione in ELAT, perfezionato nell'aprile 2009, a seguito del quale la società è stata ridenominata TELAT e la rete acquisita è stata inclusa nell'ambito della RTN.

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

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

TAV. 2.15

Asset della RTN

Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

Distribuzione

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

Nello stesso anno, Enel Distribuzione ha acquisito l'attività del Comune di Ingrida (TO) e del Comune di Telti (OT), mentre Stet

ha assunto la responsabilità del servizio nel Comune di Sant'Orsola Terme (TN). Set Distribuzione, infine, ha acquisito l'attività del Comune di Besenello (TN).

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

TAV. 2.16

Composizione societaria dei distributori nel 2009

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nella tavola 2.17 è rappresentata la distribuzione territoriale dei gestori e delle reti di distribuzione per tipologia di rete, come emerge dai dati raccolti dall'Autorità presso i distributo-

ri. Si evidenzia l'elevato numero di distributori della regione Trentino Alto Adige a fronte di una rete che, in termini di lunghezza, rappresenta meno del 2% del totale nazionale.

TAV. 2.17

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2009
km

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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

TAV. 2.18

Distribuzione di energia elettrica per gruppo societario nel 2009
Energia distribuita in GWh

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nella tavola 2.19 si riporta l'attività dei distributori suddivisa per classe di numerosità dei punti di prelievo, con i relativi volumi distribuiti, complessivi e medi per operatore. Gli operatori appartenenti alla prima classe

(punti di prelievo > 500.000) sono Enel Distribuzione, Acea Distribuzione, A2A Reti Elettriche e Aem Torino Distribuzione, mentre 53 distributori servono meno di 1.000 punti di prelievo.

TAV. 2.19

Attività dei distributori nel 2009

Volumi in GWh

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato all'ingrosso

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

Il Mercato regolamentato a pronti (MPE), gestito dal Gestore dei mercati energetici (GME), è composto dal Mercato del giorno prima (MGP), che ha per oggetto la contrattazione di energia tramite offerte di vendita e di acquisto per il giorno successivo, e dal Mercato infragiornaliero (MI), che consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto e le loro posizioni commerciali rispetto alle negoziazioni sul MGP. Il MI è stato istituito con legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è divenuto operativo nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). La stessa legge ha riformato anche il Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), in cui

Terna si approvvigiona delle risorse necessarie all'esercizio dell'attività di trasmissione e dispacciamento e alla garanzia di sicurezza del sistema elettrico.

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

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

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

Allo scopo di garantire maggiore flessibilità al sistema, il disegno di mercato si è arricchito mediante lo sviluppo dei mercati a termine di negoziazione dell'energia elettrica. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la Piattaforma conti energia (PCE) che rappresenta la piattaforma di registrazione dei contratti bilaterali. Il GME ha inoltre avviato, da novembre 2008, le contrattazioni del Mercato elettrico a termine (MTE) che consente, su base multilaterale, di negoziare quantità fisiche di energia elettrica. Contemporaneamente, la Borsa Italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati aventi come sottostante il prezzo medio di acquisto (PUN – Prezzo unico nazionale), di durata mensile, trimestrale e annuale. Con delibera 23 dicembre 2008, ARG/elt 203/08, l'Autorità ha

deciso per il 2009 un abbassamento della soglia di tolleranza per le penali di sbilanciamento dal 3% del 2008 all'1,5%. Questo meccanismo, finalizzato ad agevolare gli operatori nella fase di programmazione della domanda, non risulta compatibile con l'assetto definitivo del mercato ed è destinato a essere rimosso nella disciplina a regime prevista per gli sbilanciamenti effettivi. Inoltre, la delibera ARG/elt 203/08 ha stabilito che, a partire dal 2009, Terna non possa più presentare offerte integrative sul MGP, fatte salve le situazioni eccezionali di criticità del sistema elettrico nazionale.

Borsa elettrica: domanda nel Mercato del giorno prima

Nel 2009 la domanda di energia elettrica nel Sistema Italia è stata pari a 313,4 TWh, in calo del 6,7% rispetto al 2008². La domanda nazionale è diminuita del 6,0%, con riduzioni significative a livello zonale, in particolare nelle macrozone Nord e Sud (rispettivamente -6,9% e -5,2%). In forte diminuzione sono anche gli acquisti dalle zone estere che segnano un calo del 41,1%, dopo il forte rialzo dell'anno precedente (+91,3%), portandosi dai circa 7,3 TWh registrati nel 2008 a 4,3 TWh nel 2009.

La flessione della domanda, iniziata nell'ultimo trimestre del 2008 con l'aggravarsi della crisi economica internazionale, si è protratta per tutto il 2009, raggiungendo il valore massimo nel mese di giugno (-12,0%).

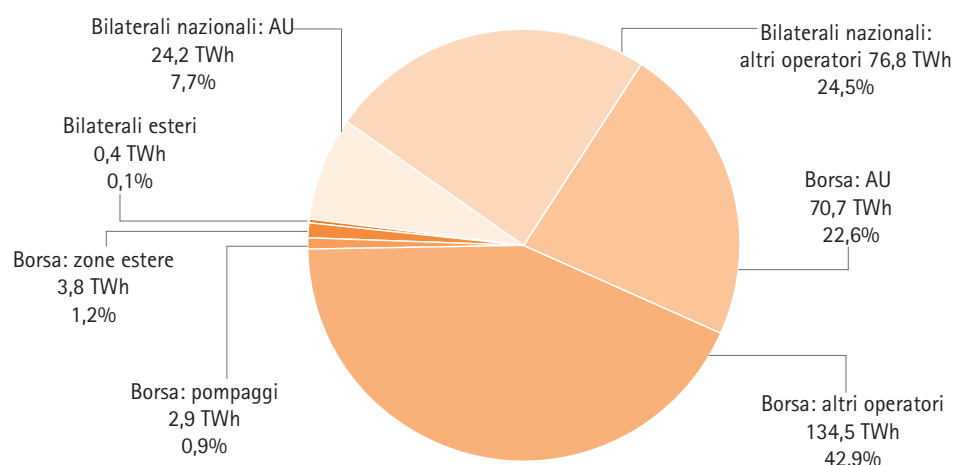


FIG. 2.9

Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2009

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

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

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

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

La domanda sottostante i contratti bilaterali ha subito una riduzione complessiva del 3,5% rispetto all'anno precedente, risultando pari a 100,4 TWh. Il calo ha interessato in modo particolare le contrattazioni bilaterali con l'estero, che risultano

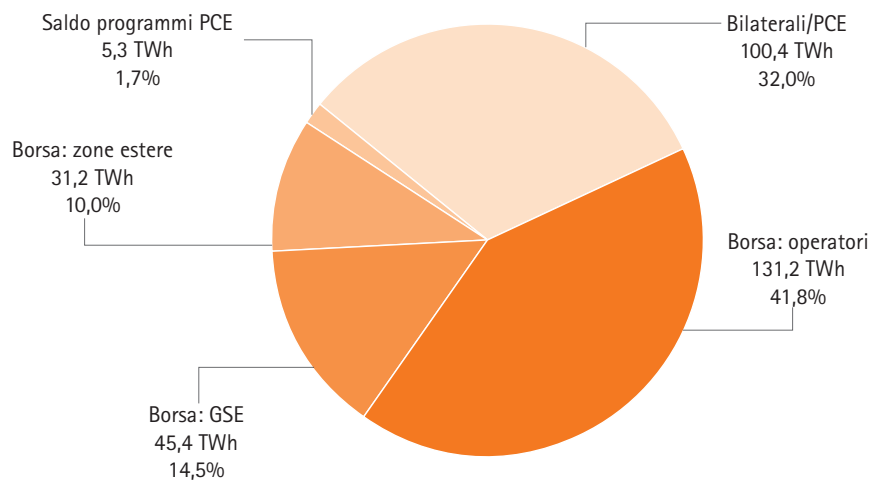
diminuite del 21,8% rispetto al 2008 e, in misura relativamente minore, i contratti bilaterali conclusi da operatori nazionali diversi dall'Acquirente unico (-8,6%); il calo è stato invece parzialmente bilanciato dall'andamento dei contratti bilaterali conclusi dall'Acquirente unico che registrano un aumento pari al 24,7%.

Borsa elettrica: offerta nel Mercato del giorno prima

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

FIG. 2.10

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2009



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul Mercato del giorno prima

La Borsa elettrica italiana ha registrato per il 2009 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 63,72 €/MWh, con una

flessione di 23,27 €/MWh (-26,8%) rispetto all'anno precedente. Il calo del PUN è da collegare alla drastica contrazione della domanda, figlia della fase di profonda recessione economica, e alla contemporanea vistosa riduzione dei costi variabili

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

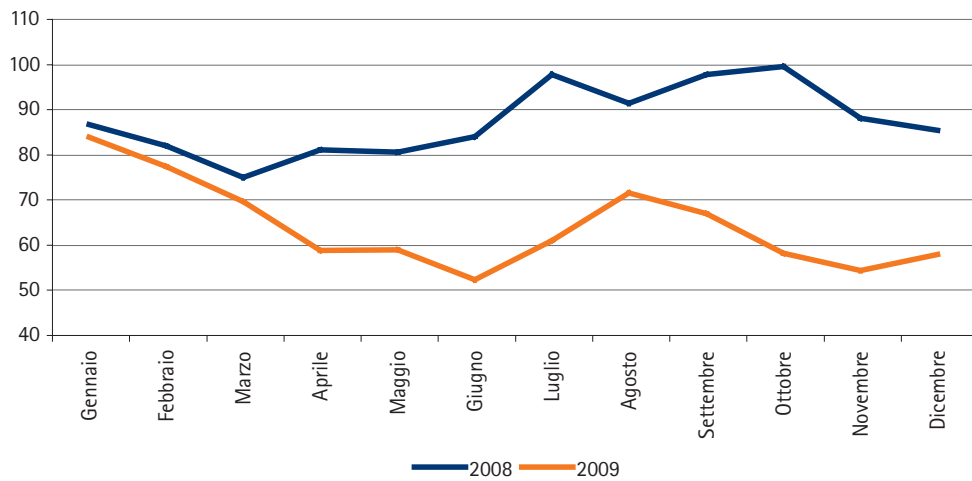


FIG. 2.11

Andamento del PUN nel 2008 e nel 2009
€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

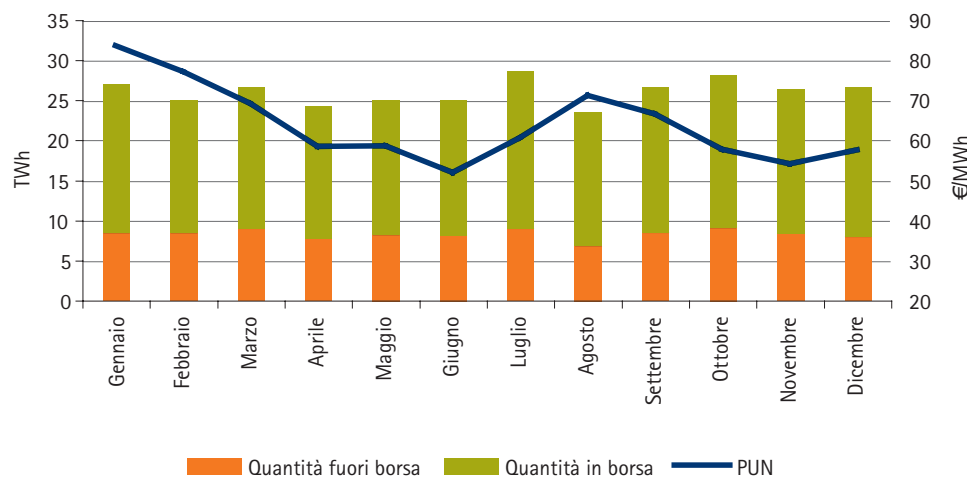


FIG. 2.12

Volumi scambiati sul MGP nel 2009
TW/h; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

L'HHI a livello zonale, calcolato in relazione alle vendite effettive di energia e alle offerte di vendita (accettate e non accettate), conferma il progressivo miglioramento dell'assetto concorrenziale della macrozona Nord. Ostacoli allo sviluppo di assetti pienamente concorrenziali permangono nelle zone

Sicilia e Sardegna, dove l'HHI non assume mai valori inferiori alla soglia di 1.800.

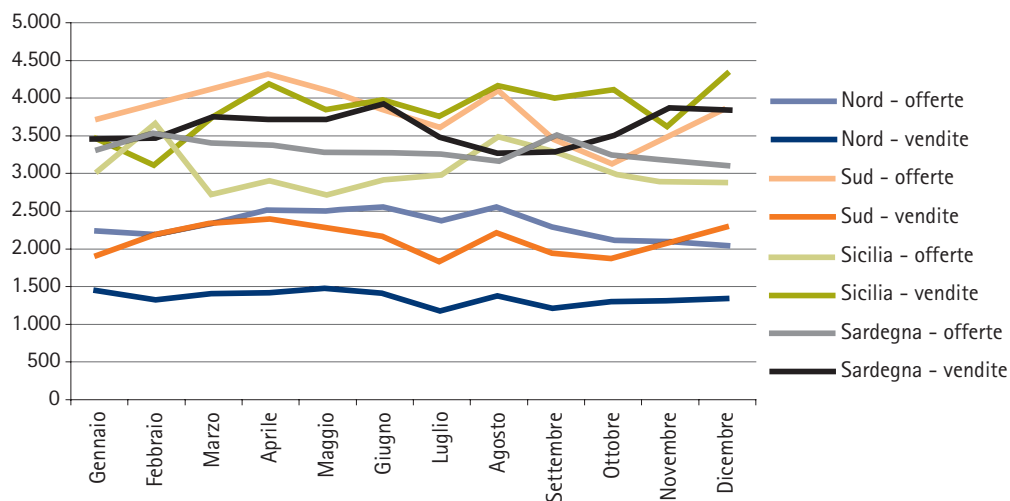
L'indice di operatore marginale evidenzia una significativa riduzione rispetto al 2008, segnalando una tendenza verso il miglioramento della situazione concorrenziale: infatti, mentre

la percentuale dei volumi complessivamente scambiati su cui l'operatore marginale ha fissato il prezzo è stata mediamente del 51% nel 2008, tale quota è scesa al 28% nel 2009 (Fig.

2.13), evidenziando, per quasi tutti i mesi dell'anno (a eccezione di aprile e agosto), un andamento inferiore al 35%, come nell'ultimo trimestre del 2008.

FIG. 2.13

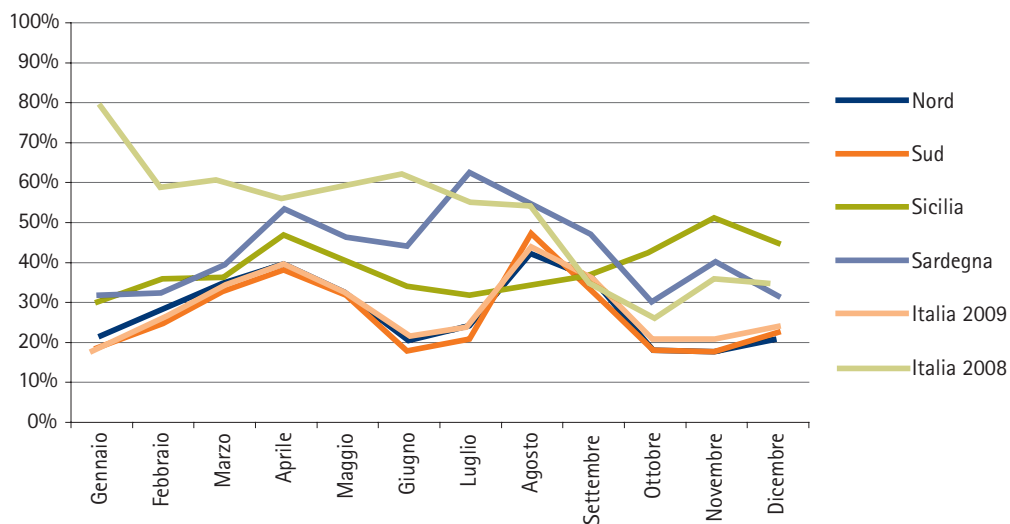
Valori dell'indice HHI nel 2009



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.14

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Con riferimento ai prezzi medi di vendita, per la prima volta dall'avvio della Borsa il prezzo più basso, pari a 59,49 €/MWh, è stato registrato dalla zona Sud; quello delle altre zone con-

tinentali si è allineato poco sopra i 60 €/MWh. Più alto è il prezzo di vendita nelle due isole: 82,01 €/MWh per la Sardegna, 88,09 €/MWh per la Sicilia; quest'ultima ha tutta-

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

L'analisi mensile dei prezzi evidenzia una consistente riduzione in tutte le zone, a eccezione dei mesi estivi in cui la riduzione di offerta e la contestuale tenuta della domanda, soprattutto nelle zone insulari, hanno creato le condizioni per una maggiore concentrazione di offerta e una conseguente possibilità di esercizio di potere di mercato da parte degli operatori dominanti presenti nelle diverse zone di mercato (Fig. 2.14). Per quanto riguarda le rendite di congestione, nel 2009 la rendita nazionale è significativamente aumentata rispetto all'anno precedente, passando da circa 156 milioni di euro a 260

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

A partire dal 2008 tutta la capacità di interconnessione sulle frontiere estere è assegnata congiuntamente dai gestori di rete confinanti mediante aste esplicite annuali, mensili e giornaliera. 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.

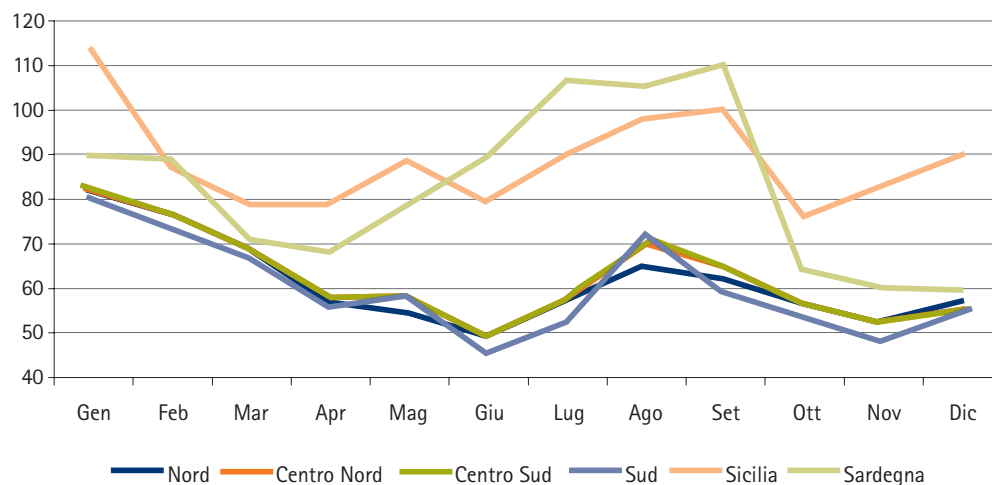


FIG. 2.15

Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2009
€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

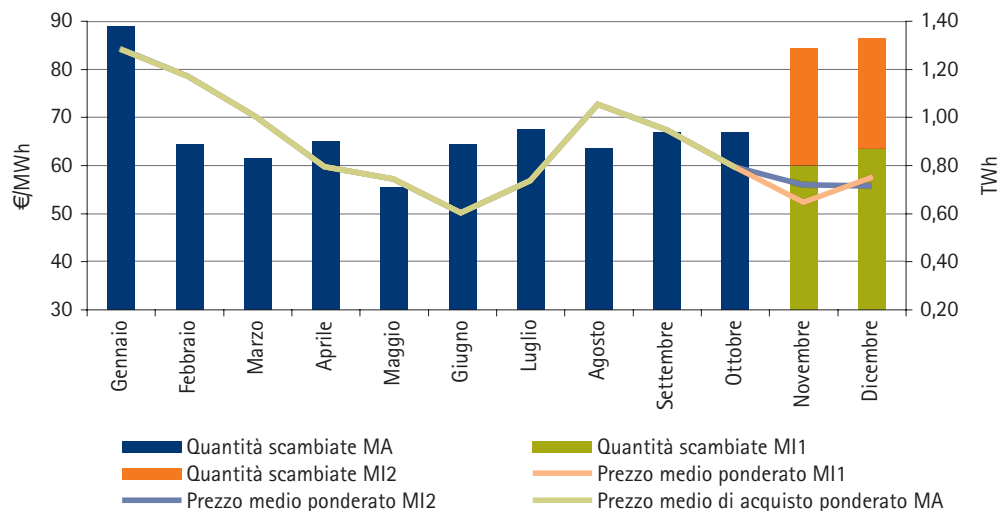
Borsa elettrica: risultati sul Mercato di aggiustamento e infragiornaliero

Nel MA, fino al 31 ottobre 2009, e nel MI, negli ultimi due mesi dello stesso anno, sono stati scambiati complessivamente 11,9 TWh

con un aumento del 2,7% rispetto all'anno precedente. Il prezzo medio ponderato per gli acquisti è stato pari a 66,44 €/MWh su MA, e pari rispettivamente a 54,66 €/MWh e 55,68 €/MWh nelle due sessioni (MI1 e MI2) del MI. Nel 2008 il prezzo medio ponderato per gli acquisti su MA era stato pari a 84,95 €/MWh.

FIG. 2.16

Andamento dei prezzi medi ponderati e delle quantità sul MA e sul MI nel 2009
 €/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

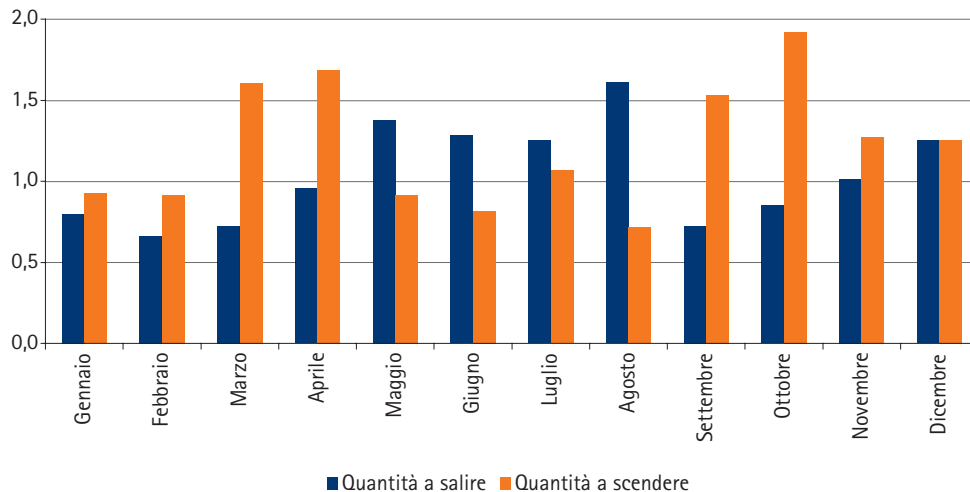
Borsa elettrica: Mercato dei servizi di dispacciamento

Sul MSD, gli acquisti *ex ante* a salire sono risultati pari a 12,5 TWh, in aumento dell'8,4% rispetto all'anno precedente. Le quantità vendute *ex ante* a scendere sono invece risultate pari a 14,6 TWh, in aumento di circa il 30,4% rispetto al 2008, in decisa inversione di tendenza rispetto al trend calante dei due anni precedenti. Tali volumi hanno

rappresentato circa il 4,0% delle quantità complessivamente scambiate sul MGP, evidenziando una forte variabilità mensile (Fig. 2.17): le offerte a salire sono risultate relativamente maggiori nei mesi di maggio, giugno e agosto (rispettivamente 5,5%, 5,1% e 6,8% della corrispondente domanda mensile), mentre le domande a scendere hanno raggiunto il massimo nei mesi di marzo (6%), aprile (6,9%) e ottobre (6,8%).

FIG. 2.17

Quantità sul MSD *ex ante* nel 2009
 TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: confronto con le principali Borse europee

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

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

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

Il differenziale Italia-estero ha registrato un riavvicinamento a

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

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

La Borsa elettrica italiana presenta una differenziazione del prezzo *peak* e *offpeak* abbastanza accentuata. Il prezzo medio nel 2009 infatti è stato pari, rispettivamente nelle ore piene e nelle ore vuote³, a 83,46 €/MWh e a 54,47 €/MWh. Nelle altre Borse europee, invece, a un livello di prezzo medio più contenuto si associa solitamente un differenziale minore tra prezzo di picco e prezzo fuori picco. Il prezzo medio *peakload* e il prezzo medio *offpeak* sono risultati rispettivamente pari a 51,13 €/MWh e a 33,25 €/MWh sulla Borsa tedesca, a 58,86 €/MWh e a 35,59 €/MWh sulla Borsa francese, a 39,82 €/MWh e a 35,62 €/MWh sulla Borsa spagnola, a 38,50 €/MWh e a 33,39 €/MWh sulla Borsa scandinava.

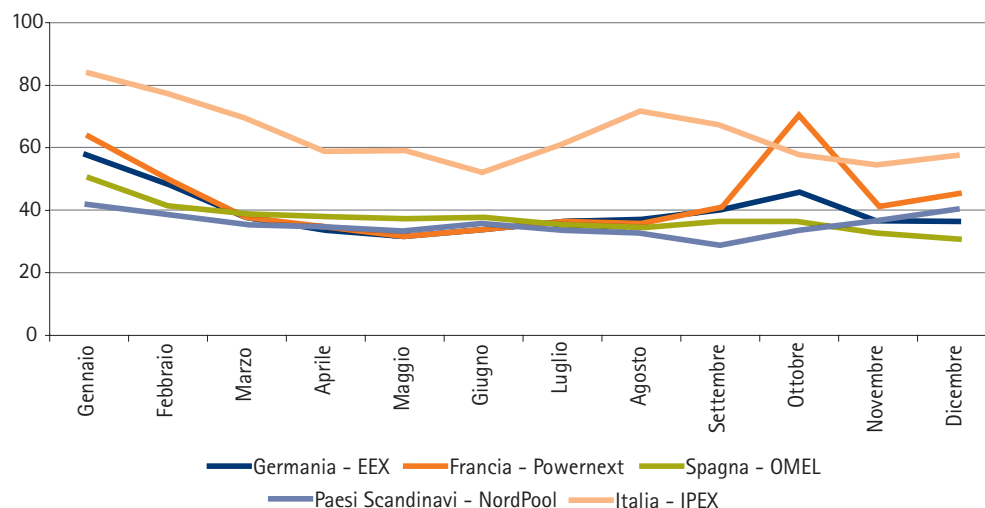


FIG. 2.18

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2009

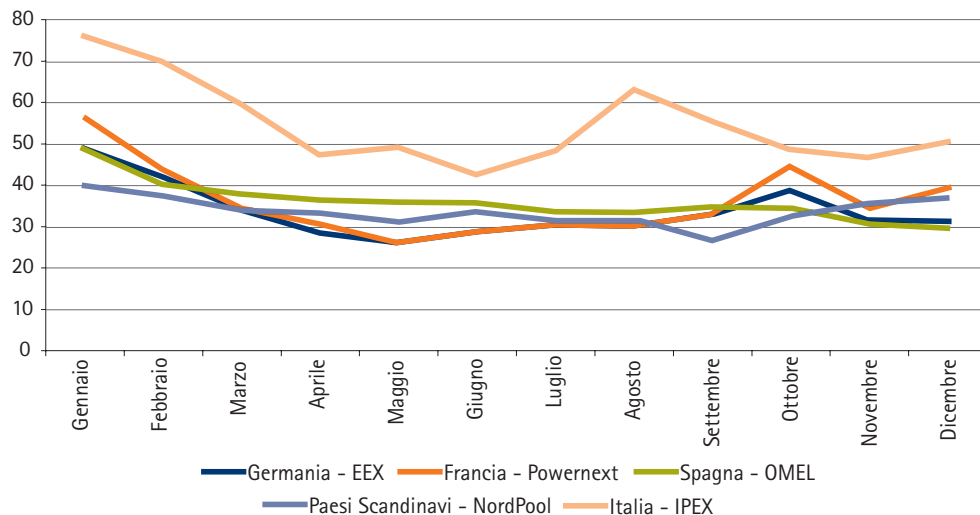
Valori medi *baseload*; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

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

FIG. 2.19

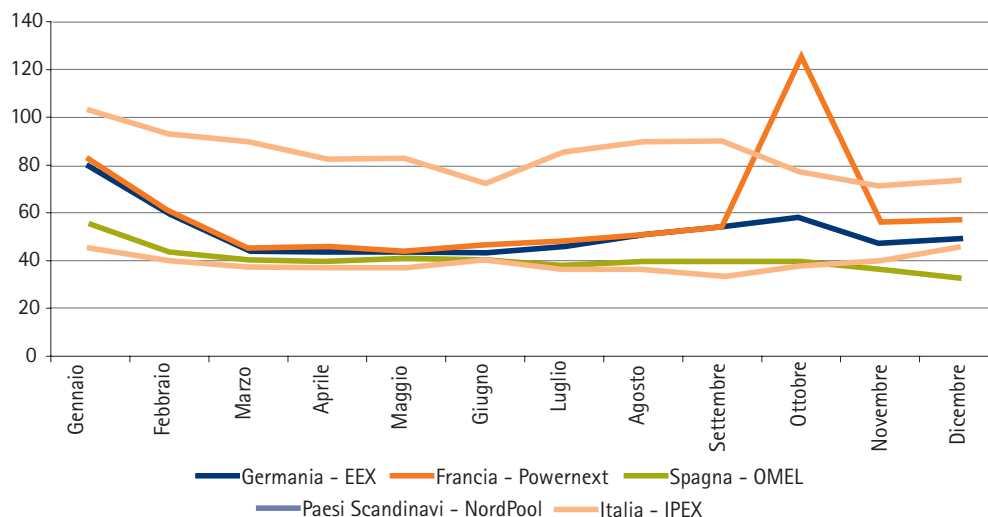
Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nelle ore offpeak nel 2009 €/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

FIG. 2.20

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

Piattaforma conti energia (PCE)

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

netto. Il saldo del Conto determina la quantità di energia che può essere consegnata/ritirata o venduta/acquistata sul MGP.

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

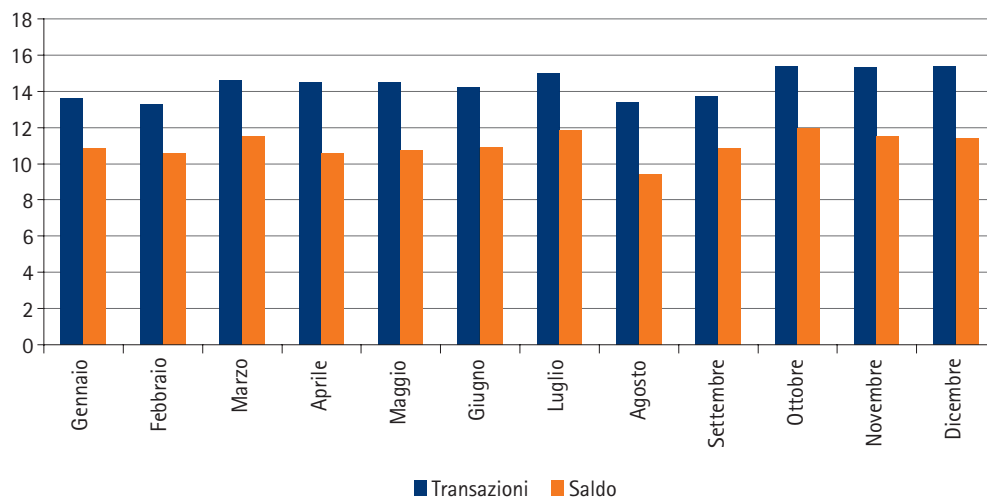


FIG. 2.21

Andamento
delle transazioni
sulla PCE nel 2009
TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Mercati a termine: MTE e IDEX

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

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

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

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

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

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

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

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

Vendita dell'energia CIP6 al mercato

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

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

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

dicembre 2003;

- l'assegnatario stipula con il GSE un contratto per differenza e si impegna ad approvvigionarsi nel mercato dell'energia per quantitativi non inferiori alla quota di energia oraria assegnata;
- se il prezzo che si forma nel mercato è superiore (inferiore) al prezzo di assegnazione, l'assegnatario riceve da (riconosce al) GSE un corrispettivo pari al prodotto tra il differenziale di prezzo e la quantità assegnata.

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

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

TAV. 2.20

Assegnazione dei diritti CIP6 MW

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Mercati per l'ambiente

Mercato dei certificati verdi

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

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

Nel mercato dei certificati verdi la domanda è costituita dall'obbligo per produttori e importatori di immettere annualmente in rete una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. Il decreto legislativo n. 79/99, in particolare, prevede dal 2002 l'immissione in rete di una quota pari al 2% del-

l'energia elettrica prodotta (al netto degli autoconsumi) o importata da fonte non rinnovabile nell'anno precedente, eccedente i 100 GWh/anno. A partire dal 2004 e fino al 2006, la quota minima di elettricità prodotta da fonti rinnovabili da immettere in rete nell'anno successivo è stata incrementata dello 0,35% annuo, sulla base del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Nel periodo 2007-2012, la quota è incrementata dalla legge n. 244/07 dello 0,75% annuo.

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

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

TAV. 2.21

Esito della contrattazione dei certificati verdiCertificati negoziati in MWh;
prezzo medio in €/MWh

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Nel corso del 2009, il prezzo medio di vendita nel mercato gestito dal GME, pari a 88,46 €/MWh, è risultato di poco superiore rispetto a quello delle contrattazioni bilaterali (88,08 €/MWh). La liquidità del mercato organizzato si è attestata al 22% circa. Nel primo trimestre del 2010, invece, il prezzo medio nel mercato organizzato del GME, pari a 88,21 €/MWh, è risultato superiore di quasi 13 €/MWh rispetto al prezzo medio delle contrattazioni bilaterali. Inoltre, si è registrato un forte calo della liquidità del mercato gestito dal GME, di poco superiore al 7%. Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 18 dicembre 2008, in attuazione della legge n. 244/07, ha introdotto alcune novità che incidono sul meccanismo di formazione del prezzo dei certificati verdi. In particolare si è previsto che, in via transitoria nel triennio 2009-2011, gli operatori possano richiedere al GSE il ritiro anticipato rispetto alla scadenza dei certificati verdi e a un prezzo pari a quello medio di mercato del triennio precedente all'anno nel quale viene presentata la richiesta di ritiro.

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

A partire dal 2008, secondo quanto disposto dalla legge n. 244/07, i certificati verdi emessi dal GSE sono collocati sul mercato a un prezzo pari alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo medio di cessione dell'energia elettrica, definito dall'Autorità e registrato nell'anno precedente⁴.

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

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

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

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

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

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente, 21 Dicembre 2007 ha integrato e modificato i precedenti decreti del 2004, determinando gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica che dovranno essere conseguiti dai distributori di energia elettrica e dalle imprese distributrici di gas naturale nel periodo 2008-2012⁵. Per ciascuno degli anni successivi al 2007 sono soggetti agli obblighi i distributori che, alla data del 31 dicembre per gli anni antecedenti a ciascun obbligo, abbiano connessi con la propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali.

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

Le emissioni dei TEE avvengono sulla base dei risparmi conseguiti dai distributori o dalle ESCO e comunicati al GME dall'Autorità. Quest'ultima, con la delibera 18 settembre 2003, n. 103/03, e successive modifiche, ha definito le *Linee guida* per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti

di cui agli artt. 5 di entrambi i decreti del 2004 e ha definito i criteri e le modalità per il rilascio dei TEE.

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

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

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

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

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

I prezzi medi di scambio sul mercato organizzato (81,17 €/tep) sono risultati superiori, rispetto a quelli relativi alle contrattazioni bilaterali, del 18% circa, valore corrispondente a più di 12 €/tep. Nei primi tre mesi del 2010 sono stati scambiati nel mercato organizzato 301.024 TEE; la liquidità di tale mercato è risultata pari al 46,7%. La differenza tra il prezzo medio di scambio nel mercato organizzato e il prezzo delle transazioni bilaterali è ulteriormente aumentata rispetto al 2009, raggiungendo quasi 23 €/tep (+33% circa).

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

TAV. 2.22

Esito della contrattazione dei certificati bianchi

TEE negoziati in tep; prezzo medio in €/tep

PERIODO DI CONTRATTAZIONE	TIPOLOGIA	MERCATO GME		BILATERALI	
		TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
2009	I	638.324	81,51	1.024.040	68,62
	II	285.615	80,64	256.760	66,82
	III	49.311	79,83	81.264	77,49
2010 (gennaio-marzo)	I	173.554	92,79	244.166	69,40
	II	108.472	91,82	92.509	69,53
	III	18.998	94,10	7.022	74,81

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

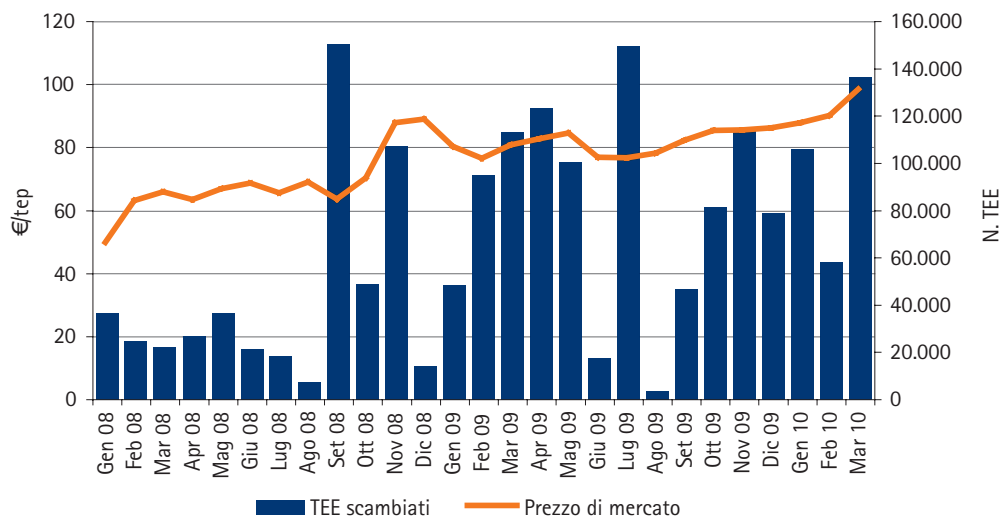
La figura 2.22 illustra l'andamento mensile dei prezzi medi e delle quantità scambiate dei TEE, senza distinzione per tipologia. I volumi scambiati, in decisa crescita nel 2009 rispetto all'anno precedente (+89%), presentano un'eleva-

ta variabilità a livello mensile. Il prezzo di vendita dei TEE, dopo un calo nel mese di giugno 2009, è risultato in costante crescita, raggiungendo il livello massimo a marzo 2010.

FIG. 2.22

Andamento dei prezzi e delle quantità sul mercato dei TEE

€/tep; numero di TEE



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Mercato finale della vendita

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

grossisti e venditori.

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

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

TAV. 2.23

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

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Il gruppo Enel si conferma l'operatore principale nel segmento della vendita finale, con una quota complessiva pari a circa il 46%, in virtù soprattutto delle vendite ai clienti domestici (84,5% del segmento), mentre le vendite ai clienti non domestici si sono attestate a poco sopra il 34%. Al secondo posto si posiziona il gruppo Edison, con una quota

complessiva dell'8%, cui contribuiscono in larga misura le vendite ai clienti non domestici connessi in media e alta tensione. Seguono il gruppo Electrabel/Acea, con una quota di poco inferiore al 5%, ed E.On, che ha raggiunto una quota del 4,3% quasi esclusivamente in virtù di vendite a clienti non domestici.

TAV. 2.24

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

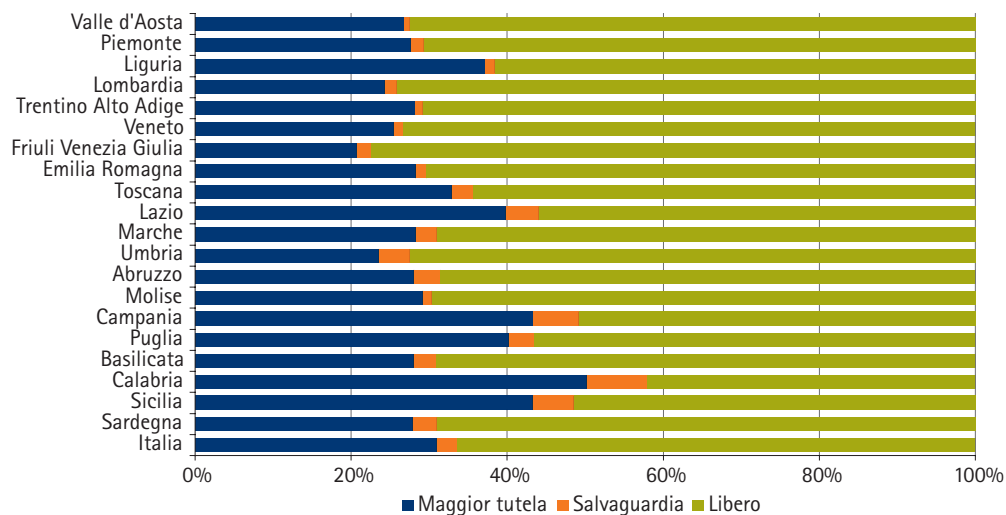
La figura 2.23 illustra la ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale. In particolare, il segmento del mercato libero risulta più ampio nelle regioni settentrionali, mentre nella maggior parte delle regioni meridionali i segmenti della

maggior tutela e della salvaguardia sono più estesi della media nazionale. La regione Calabria presenta la più bassa percentuale di apertura del mercato, con una quota delle vendite del mercato libero sulle vendite complessive di poco superiore al 40%.

FIG. 2.23

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

Ripartizione percentuale^(A)



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Servizio di maggior tutela

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

Nel 2009 le vendite ai clienti in maggior tutela sono ammontate a circa 84 TWh per oltre 31 milioni di punti di prelievo, in

riduzione del 6% rispetto al 2008. Il 68% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 57 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'84% del mercato totale della maggior tutela (oltre 26 milioni) (Tav. 2.25).

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

TAV. 2.25

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente nel 2009

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia

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

Il consumo medio annuo del cliente domestico è risultato pari a circa 2.170 kWh; per un cliente domestico residente il dato si articola in circa 2.270 kWh con potenza fino a 3 kW e 4.600 kWh oltre i 3 kW, mentre per un consumatore non residente

esso è pari a circa 1.170 kWh. Il 61% dei consumatori residenti con potenza impegnata fino a 3 kW appartengono alle prime tre classi di consumo (consumi inferiori a 2.500 kWh/anno), mentre il 34% dei consumatori residenti con oltre 3 kW di potenza appartengono alle ultime due classi di consumo (consumi superiori ai 5.000 kWh/anno). Per quanto riguarda invece i consumatori non residenti (secondo case), il 63% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) (Tav. 2.26).

TAV. 2.26

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

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

La tavola 2.27 propone la ripartizione dei volumi (circa 26 TWh) e dei punti di prelievo (oltre 5 milioni) relativi agli altri usi dell'energia elettrica per classe di consumo. Circa il 79% dei consumatori

non domestici (escludendo l'illuminazione pubblica) appartiene alla prima classe di consumo (< 5 MWh/anno), per un volume corrispondente di consumi pari a circa il 19% delle vendite totali.

TAV. 2.27

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

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

TAV. 2.28

Principali esercenti il servizio di maggior tutela nel 2009

Volumi in GWh;
quota percentuale

Mercato libero

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

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

I prezzi dell'energia elettrica sulla piazza di Milano

sempre in capo al fornitore, per la copertura delle penali addebitate in base alla normativa comunitaria in materia di emissioni inquinanti (oneri da CO₂). La rilevazione esclude invece tutte le altre componenti del costo dell'energia elettrica, ovvero i corrispettivi per la commercializzazione al dettaglio, gli oneri passanti, come i corrispettivi di dispacciamento, i corrispettivi per il trasporto e i c.d. "oneri impropri", oltre alle imposte (accise erariali, addizionali provinciali e IVA). La rilevazione è ex post, cioè riferita a prezzi effettivamente pagati per forniture già attive.

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

La pubblicazione periodica del Mercuriale risponde a una serie di finalità: l'iniziativa consente di disporre di riferimenti di prezzo per le declaratorie contrattuali maggiormente in uso, di quantificare le differenze di prezzo legate a una maggiore/minore durata contrattuale, a una diversa modalità di aggiornamento dei corrispettivi (fissi o variabili), a una articolazione dei corrispettivi per fasce o meno, a un maggiore o minore volume di con-

sumo annuo (due classi di consumo). Inoltre, essa rappresenta un momento di verifica circa l'evoluzione del mercato libero e un modo per quantificare, ex post, le economie di costo conseguibili da parte delle imprese attraverso l'accesso al libero mercato dell'energia.

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

Il portato informativo del Mercuriale

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

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

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

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

Tra i portati informativi del mercuriale vi è anche la possibilità di operare dei raffronti con le condizioni economiche aggiornate trimestralmente dall'Autorità e applicate alle impre-

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

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

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

(A) Oltre al corrispettivo di energia include gli oneri di sbilanciamento e gli oneri di CO₂.

(B) Valorizzazione per il primo mese di fornitura, gennaio 2010.

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

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

Le vendite del mercato libero nel 2009, determinate sottraendo al dato provvisorio di Terna relativo al mercato libero le vendite inerenti il servizio di salvaguardia, si sono attestate sui 189 TWh, in diminuzione di più del 3% rispetto al 2008. Nella tavola 2.29, i dati raccolti dall'Autorità, che coprono circa il 95% del totale provvisorio di Terna, sono ripartiti per tipologia di cliente; poco meno del 95% dei

volumi ha interessato i c.d. "altri usi" (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), per circa 3 milioni di punti di prelievo (70% del totale).

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

TAV. 2.29

Mercato libero per tipologia di cliente nel 2009

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

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

TAV. 2.30

Mercato libero domestico per classe di consumo nel 2009

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

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, le vendite in termini di volumi risultano concentrate nelle classi di consumo più elevate; lo 0,4% circa della clientela consuma più di 2.000 MWh all'an-

no, per un totale di 96 TWh (circa il 55% delle vendite complessive nel relativo segmento di mercato), mentre poco meno della metà dei clienti consuma meno di 5 MWh all'anno (Tav. 2.31).

TAV. 2.31

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Mercato libero non domestico per classe di consumo nel 2009

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

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

TAV. 2.32

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Principali esercenti sul mercato libero nel 2009

Volumi in GWh; quota percentuale^(A)

Servizio di salvaguardia

Tutti i clienti che non hanno titolo per accedere al servizio di

maggior tutela e che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, sono ammessi al servizio di salvaguardia. Dall'1

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

Nel 2009 il servizio di salvaguardia ha interessato circa 130.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*, che hanno pre-

levato elettricità per circa 7,2 TWh. Il 5,7% delle vendite riguarda l'illuminazione pubblica, la quota restante gli altri utilizzi industriali/commerciali, con prevalenza di connessioni in media tensione (65% del totale delle vendite) (Tav. 2.33).

TAV. 2.33

Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente

Volumi in GWh

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Dall'analisi della ripartizione a livello regionale delle vendite emerge che le principali regioni in termini di energia fornita

tramite il servizio di salvaguardia sono Campania, Lombardia e Lazio, tutte con una vendita superiore a 900 GWh.

TAV. 2.34

Servizio di salvaguardia per regione nel 2009

Volumi in GWh

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

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

- la riduzione, in termini reali, della parte di tariffa che remunera i costi operativi, secondo il meccanismo del *price cap*;

- l'adeguamento della restante parte della tariffa, a copertura di ammortamenti e remunerazione del capitale investito, per tener conto dei nuovi investimenti realizzati, a favore della sicurezza, della concorrenza e della qualità dei servizi.

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

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

TAV. 2.35

Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura
c€/kWh

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

TAV. 2.36

Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe per tipologia di cliente
c€/kWh

TAV. 2.37

Servizio di misura:
tariffe per tipologia
di cliente

c€/kWh

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

Condizioni economiche di maggior tutela

Approvvigionamento dell'Acquirente unico

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

ni che gli sono attribuite, l'Acquirente unico è incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica minimizzando i costi e i rischi connessi con le diverse modalità di approvvigionamento cui può ricorrere.

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

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

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

somma dei corrispettivi di conguaglio straordinario a carico degli altri utenti del dispacciamento.

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

TAV. 2.38

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2009

GWh, al lordo delle perdite di rete

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

TAV. 2.39

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2009

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

Con riferimento al 2010⁶ l'ammontare di energia elettrica acquistata nel MGP interessa circa il 59% del fabbisogno dell'Acquirente unico.

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

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

per l'anno 2010, fa riferimento:

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

pulato tra l'Acquirente unico ed Enel Produzione.

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

TAV. 2.40

Quantità assegnate ai contratti bilaterali nel 2010

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Per quanto attiene il prezzo di regolazione dei singoli contratti bilaterali, l'asta del 20 dicembre 2007 prevede una valorizzazione indicizzata al prezzo del Brent, mentre tutte le altre aste prevedono una valorizzazione a prezzo fisso. L'Acquirente unico aveva poi sottoscritto contratti in esito a un'asta il 19 settembre 2007, assegnando, relativamente all'anno 2010, una potenza pari a 155 MW costanti in ogni ora dell'anno. Relativamente a tali contratti, l'Acquirente unico ha esercitato il diritto di recesso e sarà pertanto tenuto a pagare alle con-

troparti un corrispettivo pari, per ciascun mese dell'anno 2010, al 50% della differenza, se positiva, tra il prezzo della fornitura e il PUN, moltiplicata per l'energia oggetto del contratto. All'energia elettrica conseguente alle assegnazioni riportate nella tavola 2.40 vanno poi aggiunti 381 GWh di energia elettrica riferita a prodotti negoziati sul MTE gestito dal GME. Infine, per quanto attiene i contratti di importazione annuale, la tavola 2.41 riporta la potenza assegnata singolarmente in ogni asta bandita dall'Acquirente unico.

TAV. 2.41

Quantità assegnate ai contratti di importazione nel 2010

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Alla potenza assegnata mediante le suddette aste si aggiungono circa 14 GWh corrispondenti a un contratto di importazione sottoscritto dall'Acquirente unico e avente a oggetto la fornitura dell'energia elettrica indicata e la corrispon-

dente capacità di trasporto per il periodo 12 gennaio – 31 gennaio 2010.

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

TAV. 2.42

Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per l'anno 2010

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Energia elettrica e inflazione

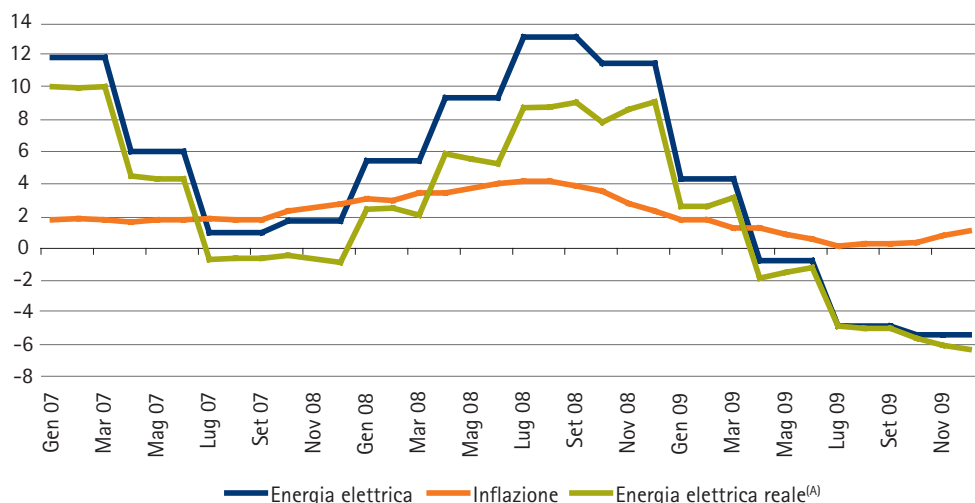
Come ampiamente descritto nel Capitolo 1 di questo Volume, dall'inizio del 2009 le quotazioni internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi hanno ripreso a crescere interrompendo il ripido trend di discesa che avevano mantenuto nella seconda metà del 2008. Dai 40 \$/barile registrati a dicembre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

2009 su dicembre 2008) del prezzo del petrolio in euro al 68,6%, contro l'84% delle quotazioni in dollari. A fronte di questi andamenti internazionali, il prezzo dell'energia elettrica rilevato dall'Istituto nazionale di statistica nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC)⁷ ha mantenuto un trend di discesa sino all'estate del 2009, per poi restare stabile fino alla fine dell'anno. Poiché nel 2008 era invece cresciuto in maniera costante, seppur scontando i consueti ritardi dovuti ai meccanismi di indicizzazione ma seguendo l'andamento del petrolio, il tasso d'inflazione misurato sui prezzi dell'energia elettrica ha registrato bruschi rallentamenti a partire dall'autunno 2008 e per tutto il corso del 2009 (Fig. 2.24).

FIG. 2.24

Inflazione generale ed elettrica dal 2007 al 2009

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



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

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

Dal 13% toccato in luglio 2008, il tasso d'inflazione elettrico è sceso sino ad annullarsi nell'aprile 2009, per poi divenire negativo (-5,5%) a fine anno. In ragione d'anno, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane rilevato dall'Istat è diminuito dell'1,9% nel 2009, dopo essere cresciuto del 9,7% nel 2008.

Poiché nel frattempo anche il livello generale dei prezzi è cresciuto, del 3,3% nel 2008 e dello 0,7% nel 2009, il rincaro dell'energia elettrica per le famiglie italiane nel 2008 è inferiore se valutato in termini reali (pari al 6,2%), mentre il calo del 2009 risulta ancor più consistente: in termini reali è pari a -2,6%.

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

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

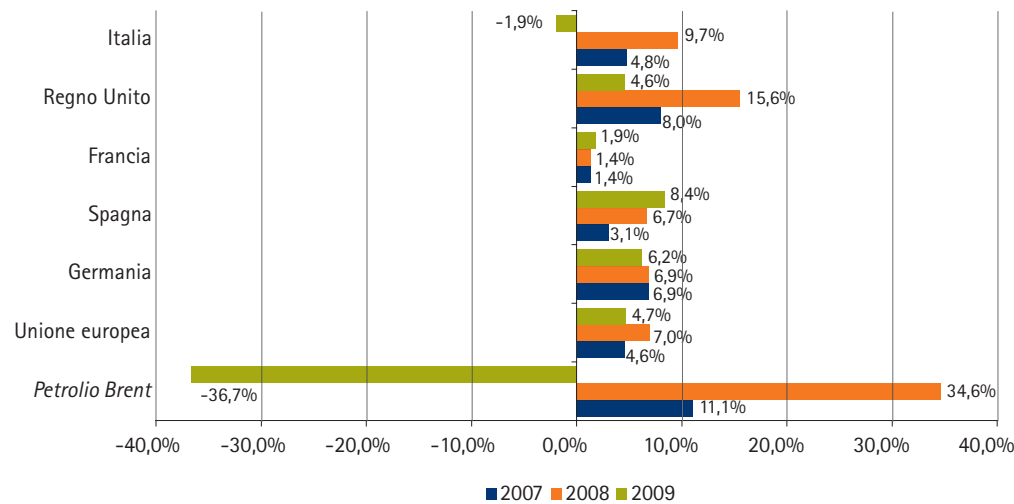


FIG. 2.25

Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica nei principali Paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente

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

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

Nei due anni precedenti, al contrario, il prezzo italiano aveva evidenziato variazioni relativamente peggiori o al più in linea con quelle dei Paesi considerati. Infatti, se nel 2007 il rincaro italiano del 4,8% era risultato simile a quello dei Paesi europei, pari al 4,6%, nel 2008 il risultato italiano appariva come uno dei peggiori: l'aumento del 9,7% registrato nel nostro Paese era effettivamente inferiore solo al 15,6% ottenuto nel Regno Unito. Più in generale, osservando i corrispondenti tassi di crescita del

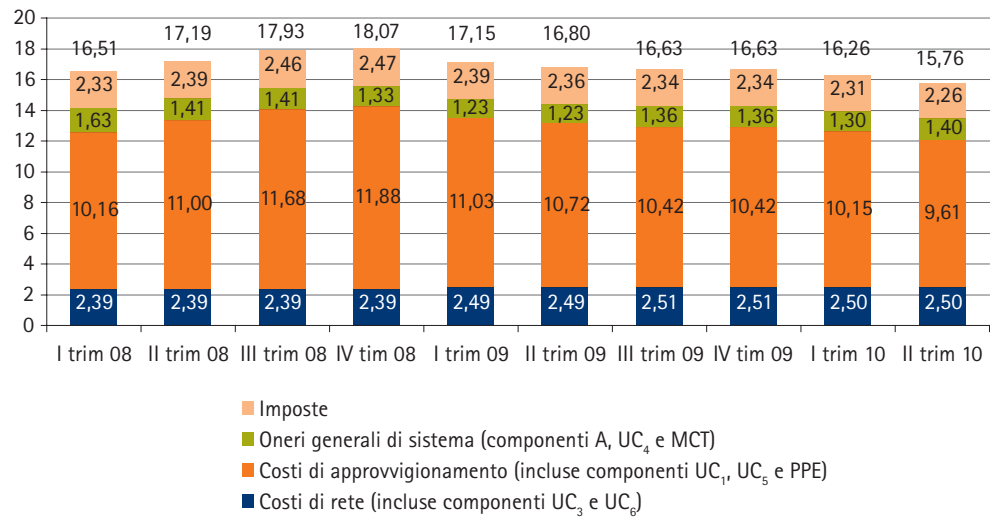
prezzo del petrolio, le variazioni del prezzo italiano dell'energia elettrica sembrano molto più correlate con l'andamento del Brent rispetto a quelle che si osservano negli altri Paesi considerati; ciò riflette il relativamente maggior peso che in Italia ha la generazione termoelettrica in confronto alle altre fonti di produzione di elettricità.

Le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

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

FIG. 2.26

Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW
 c€/kWh^(A)



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

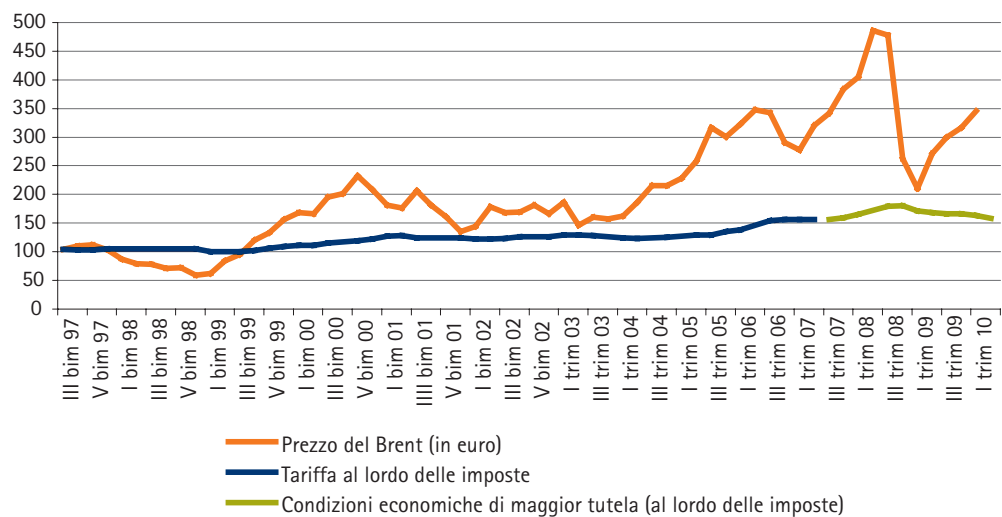
La ristrutturazione del settore elettrico e il processo di liberalizzazione hanno permesso di contenere l'impatto sul prezzo dell'energia elettrica sia delle forti tensioni che si sono mani-

festate sui mercati internazionali dei combustibili a partire dalla primavera del 2004, sia della marcata volatilità registrata nel biennio 2008-2009 dal prezzo del greggio (Fig. 2.27).

FIG. 2.27

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

Numeri indici
 III bimestre 1997=100^(A)



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

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

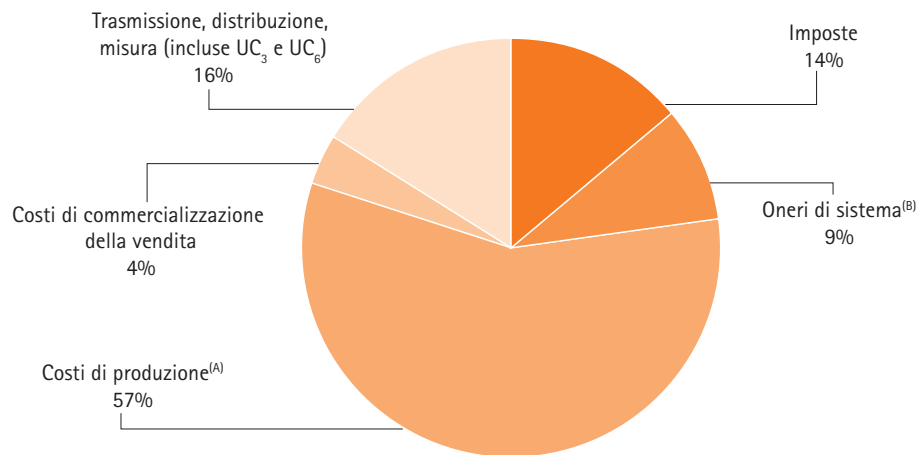


FIG. 2.28

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

Composizione percentuale all'1 aprile 2010

(A) I costi di produzione comprendono il costo del combustibile, i costi fissi di generazione, il costo del dispacciamento, la remunerazione della capacità produttiva e del servizio di interrompibilità, le componenti UC₁, UC₅ e PPE.

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

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

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

- la componente 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; a partire dall'1 aprile 2010 è stata azzerata e il relativo conto presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico verrà soppresso al termine di tutte le operazioni di calcolo e liquidazione delle partite della perequazione per l'anno 2007;

- la componente PPE, in vigore dall'1 gennaio 2008 e attivata nel gennaio 2009, deputata al finanziamento degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela; all'1 aprile 2010 è pari a 0,0 c€/kWh;
- i corrispettivi che nel regime di definizione delle componenti tariffarie del mercato vincolato erano esplicitati attraverso, rispettivamente, la componente UC₅ (differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti) e gli elementi CD (remunerazione della disponibilità della capacità produttiva) e INT (remunerazione del servizio di interrompibilità), che sono stati inglobati in un unico elemento (PD) a copertura dei costi di dispacciamento, a partire dal terzo trimestre 2007.

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

Nel secondo trimestre 2010 gli oneri generali di sistema (incluse le componenti UC₄, relativa alle integrazioni tariffarie, MCT, per le misure di compensazione territoriale e la nuova componente A₃ a copertura del bonus sociale) ammontano, per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela, a 1,40 c€/kWh e incidono sul prezzo lordo per il 9%, in aumento di circa due punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2009. Si rimanda al Capitolo 2 del Volume 2 per una descrizione dettagliata degli oneri generali di sistema.

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione

L'anno 2009 ha confermato il miglioramento, già riscontrato durante l'anno 2008, della continuità del servizio di trasmissione rispetto agli anni precedenti. Nel settore della trasmissione, la continuità del servizio viene comunemente misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS).

L'andamento di questo indicatore negli ultimi quattro anni è presentato nella tavola 2.43, dove le informazioni relative all'anno 2009 fanno riferimento a dati ricevuti da Terna durante il mese di aprile 2010, ancora oggetto di verifiche da parte degli Uffici dell'Autorità.

TAV. 2.43

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

ANNO	MW
2006	3.477
2007	8.465
2008	2.440
2009	2.464

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

Fonte: Comunicazioni di Terna all'Autorità.

Nel corso del 2009 si è confermata la riduzione degli incidenti rilevanti (cioè delle disalimentazioni con maggiore impatto in termini di ENS), già riscontrata nel corso del 2008. Si è registrato infatti un unico incidente considerevole nel mese di

luglio nell'area territoriale di Napoli, in corrispondenza di un assetto temporaneo di esercizio della rete (220 kV) per lavori finalizzati all'attivazione di un nuovo collegamento in cavo 220 kV (Tav. 2.44).

TAV. 2.44

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

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

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

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

L'andamento del numero medio di disalimentazioni originate dalla trasmissione (dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna) è riportato nella tavola 2.45. Il numero medio rimane sostanzialmente costante su base nazionale e inferiore a una interruzione ogni due anni. Si riscontrano invece

variazioni anche significative per le diverse aree territoriali, con la conferma di una migliore continuità del servizio nel Centro-Nord Italia. Le informazioni relative all'anno 2009 fanno riferimento ai dati ricevuti da Terna durante il mese di aprile 2010, ancora oggetto di verifiche da parte degli Uffici dell'Autorità.

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

TAV. 2.45

Numero medio di disalimentazioni per utente direttamente connesso con la RTN

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

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

Fonte: Comunicazioni di Terna all'Autorità.

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

- variazioni della frequenza;
- variazioni della tensione a frequenza industriale;
- buchi di tensione, aggregati per fasce di durata e di abbassamento di tensione e tipologia (unipolare, bipola-

re, tripolare);

- distorsione armonica;
- fluttuazione della tensione a breve e a lungo termine (*flicker*);
- grado di asimmetria della tensione trifase;
- interruzioni transitorie.

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

TAV. 2.46

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

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

Fonte: Terna.

TAV. 2.47

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

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

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

Fonte: Terna.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

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

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2009, e in particolare le cause all'origine della disalimentazione, si conferma

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

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

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

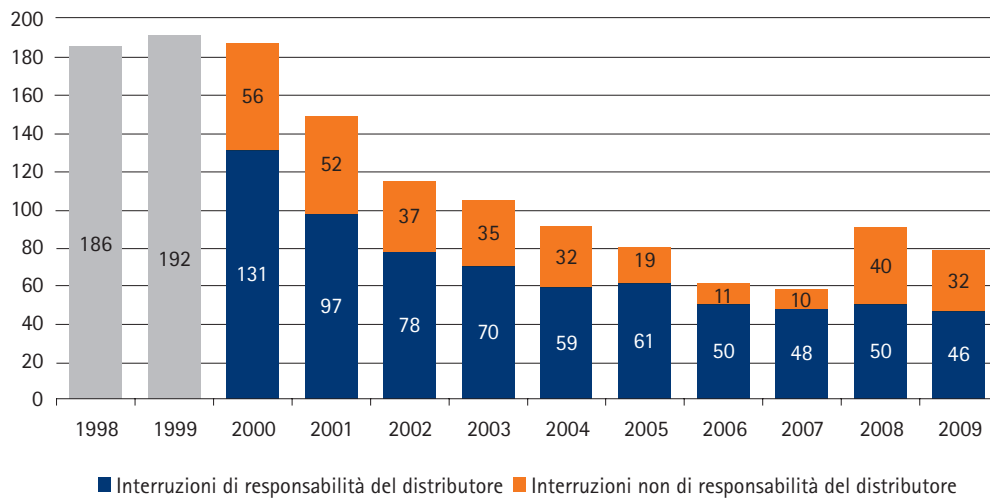


FIG. 2.29

Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione^(A)

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

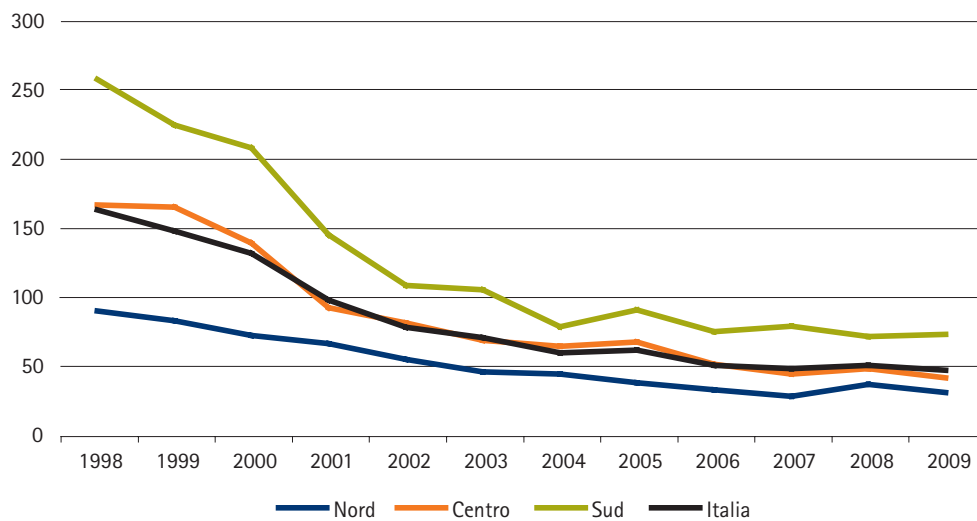


FIG. 2.30

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

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

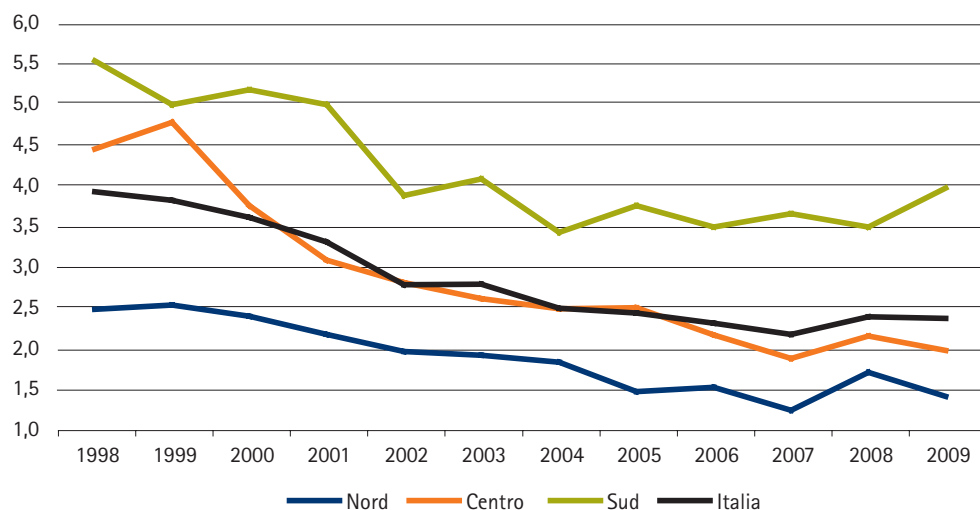
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2009 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.31

Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

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

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

TAV. 2.48

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

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

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

Standard di qualità individuali per clienti MT

Oltre alla regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione prima richiamata, le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono anche un meccanismo di regolazione individuale di tutela per i clienti alimentati in MT. I clienti che subiscono un numero di interruzioni in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità possono ricevere un indennizzo economico. Per avere diritto a tali indennizzi, i clienti MT devono avere inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità, con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento tecnico degli impianti elettrici dei clienti MT. I clienti che non hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza sono soggetti al versamento di un corrispettivo tariffario

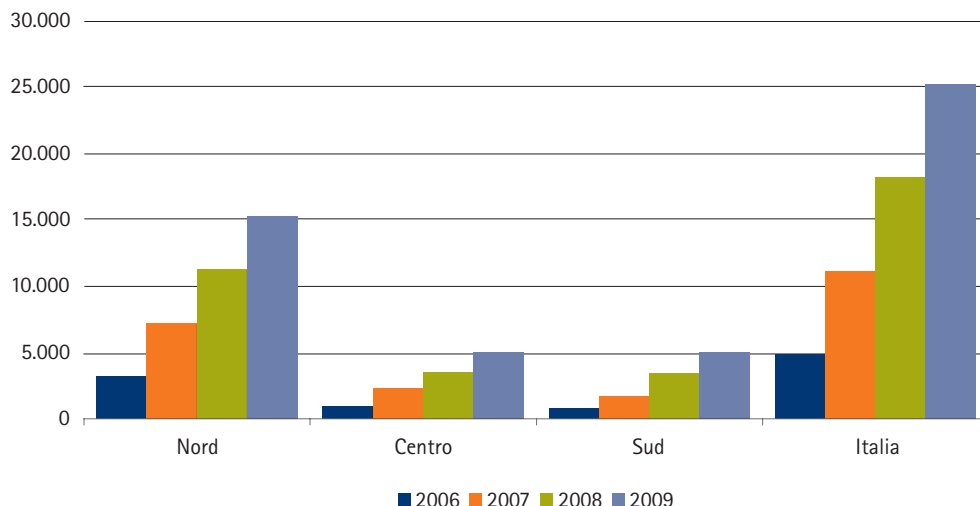
specifico (CTS) che l'impresa distributrice può trattenere in parte, dovendo versare la rimanenza alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. A quest'ultima è destinata anche la quota residuale delle penalità, per l'anno 2009 pari a 8,3 M€, che le imprese distributrici devono accantonare per finanziare gli indennizzi ai clienti MT che hanno prodotto la dichiarazione di adeguatezza.

Rispetto al 31 dicembre 2006, le dichiarazioni di adeguatezza presentate entro il 31 dicembre 2009 sono pressoché quintuplicate, raggiungendo le 25.000 unità e con un incremento annuo costante evidente su tutto il territorio nazionale. Da quando sono in vigore gli standard di qualità individuali, circa un quarto dei clienti MT (in totale circa 100.000) ha adeguato i propri impianti elettrici ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità (Fig. 2.32).

FIG. 2.32

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

Numero cumulato delle dichiarazioni inviate alla fine degli anni indicati



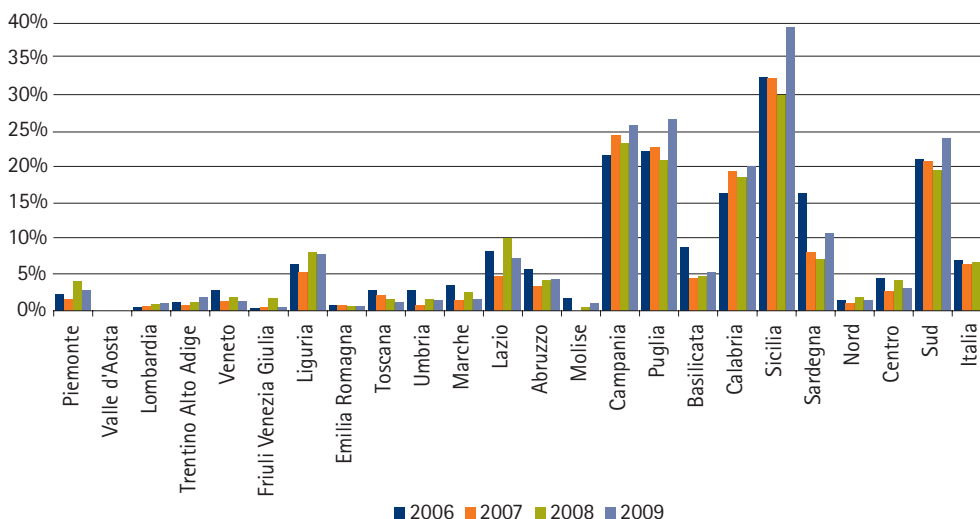
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

I clienti MT che hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (definiti "clienti peggio serviti"), sono localizzati in maggio-

ranza nelle regioni del Sud, dove la percentuale dei "clienti peggio serviti" è del 20% circa, ben oltre il 7% medio nazionale (Fig. 2.33).

FIG. 2.33

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



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Nel corso del 2009, gli ammontari derivanti dal CTS raccolto dalle imprese distributrici nel corso del 2009 (Tav. 2.49) sono cresciuti per effetto della gradualità di applicazione introdotta con il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici*:

dal 2007 per i soli clienti in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW senza dichiarazione di adeguatezza, dal 2008 per tutti i clienti in media tensione senza dichiarazione di adeguatezza, indipendentemente dalla

potenza disponibile, e dal 2009 con l'applicazione di un coefficiente maggiorativo F in funzione della potenza per i clienti con potenza disponibile superiore a 400 kW, nonché per effetto delle disposizioni della delibera 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08, che prevedono l'applicazione di un CTS maggiorato per impianti divenuti oggetto di modifiche elettriche

significative, senza un contestuale adeguamento tecnico. Tali ammontari vengono destinati al Conto qualità dei servizi elettrici presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico, che ha l'obiettivo di finanziare interventi migliorativi della qualità (a partire dai premi erogati dalla regolazione incentivante della continuità).

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

TAV. 2.49

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

Qualità della tensione sulle reti di distribuzione in media tensione

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

Tra il 2005 e il 2006 l'Autorità ha promosso, nell'ambito della Ricerca di sistema, la realizzazione di un sistema di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di media tensione, sollecitando anche la più ampia partecipazione possibile dei clienti. Il sistema, realizzato dalla società ERSE – Enea Ricerca sul Sistema Elettrico (già CESI RICERCA) ed entrato a regime a febbraio 2006, è consultabile sul sito Internet <http://queen.erse-web.it>; esso fornisce informazioni sulla distribuzione sia territo-

riale sia temporale dei buchi di tensione e di altri importanti parametri di qualità della tensione su un campione di circa il 10% delle reti di distribuzione MT, rappresentativo di tutte le realtà di distribuzione in Italia (urbane/rurali, in cavo e con linee aeree, a diversi livelli di tensione, con neutro isolato o compensato ecc.).

Il disturbo maggiormente avvertito dai clienti industriali è legato ai c.d. "buchi di tensione" (*voltage dips*). Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione, senza interruzione circuitale, seguito dal ristabilimento della tensione di esercizio. I buchi di tensione sono caratterizzati da due parametri: tensione residua (solitamente espressa in percentuale della tensione di esercizio) e durata (normalmente espressa in millisecondi). Le tavole 2.50, 2.51 e 2.52 riportano la ripartizione per classe di severità e i valori del numero medio di buchi di tensione per punto di misura, in riferimento al triennio 2006-2008. Per il 2009, più precisamente per il periodo annuale febbraio 2009 – gennaio 2010, le stesse grandezze sono riportate nella tavola 2.53, che adotta lo schema di classificazione per severità (profondità/durata) definito nella recente revisione della norma europea EN 50160.

TAV. 2.50

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

Tensione residua in %; durate in secondi

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

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

Fonte: Sistema di monitoraggio QuEEN, elaborazione ERSE.

TAV. 2.51

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

Tensione residua in %; durate in secondi

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

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

Fonte: Sistema di monitoraggio QuEEN, elaborazione ERSE.

TAV. 2.52

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

Tensione residua in %; durate in secondi

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

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

Fonte: Sistema di monitoraggio QuEEN, elaborazione ERSE.

TAV. 2.53

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

Tensione residua in %; durate in secondi

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

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

Fonte: Sistema di monitoraggio QuEEN, elaborazione ERSE.

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

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

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

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

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

Il cliente che richiede una prestazione soggetta a standard specifico viene informato dall'impresa che eroga il servizio in merito al tempo massimo e all'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Almeno una volta

all'anno, tutti i clienti del servizio di maggior tutela devono ricevere dall'esercente, attraverso la fattura commerciale, le informazioni sugli standard di qualità garantiti e sui risultati effettivamente raggiunti nel corso dell'anno.

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

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

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

TAV. 2.54

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

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

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

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

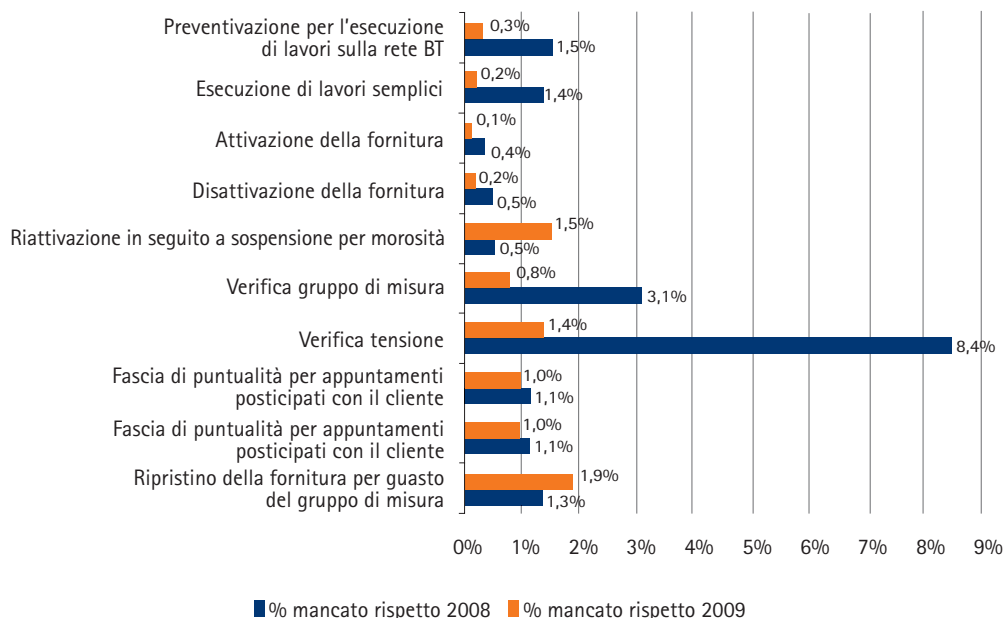
Il miglioramento delle *performance* dei distributori trova conferma nell'esame dei dati delle singole prestazioni soggette a standard specifico (Fig. 2.34), per le quali si registra una generale riduzione, in confronto al 2008, del numero dei casi di mancato rispetto dello standard per ogni prestazione. Solo le

prestazioni relative alle riattivazioni per morosità e al ripristino della fornitura in seguito a guasto del gruppo di misura registrano, in confronto all'anno precedente, un aumento dei casi di mancato rispetto degli standard previsti, anche se questo incremento resta al di sotto del 2%.

FIG. 2.34

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

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



Fonte: Dichiarazioni dei distributori all'Autorità.

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

Per alcune prestazioni (richieste di preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT, richieste di esecuzione di lavori complessi, risposte motivate a reclami scritti o a richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e misura) al momento non sono previsti standard specifici associati a

indennizzi automatici. Per esse sono fissati standard generali di qualità che permettono di completare il monitoraggio dell'andamento della qualità commerciale.

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

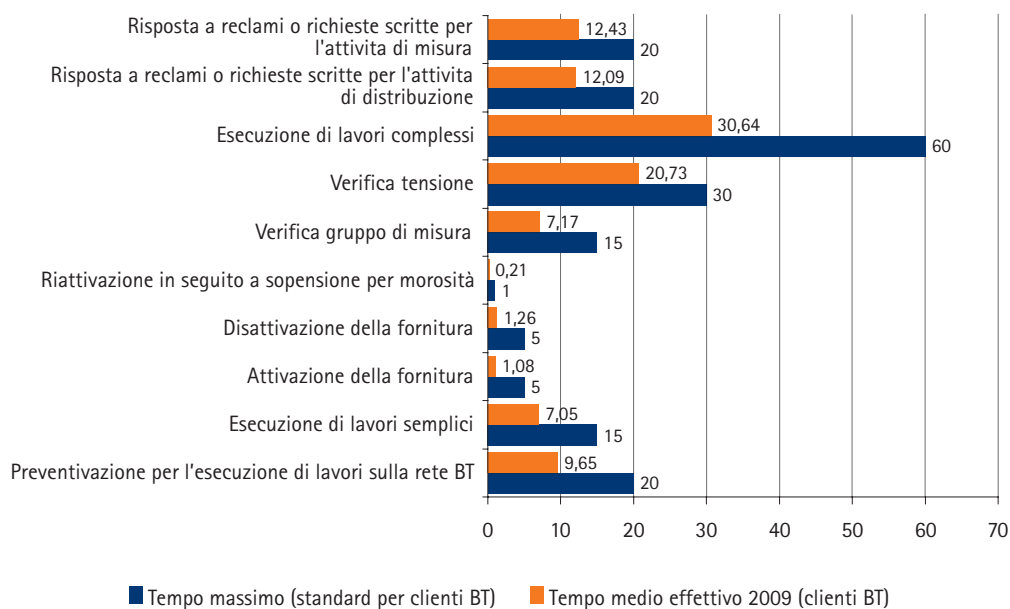


FIG. 2.35

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2009

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

Fonte: Dichiarazioni dei distributori all'Autorità.

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

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

numero di indennizzi pagati per tutte le prestazioni. Fanno eccezione: le verifiche del gruppo di misura e della tensione di alimentazione, per le quali si registra invece un lieve incremento dei tempi medi effettivi, e la riattivazione in seguito a sospensione per

morosità, prestazione per la quale il numero di indennizzi pagati è fortemente aumentato, passando dai 5.478 del 2008 ai 18.282 del 2009. In lieve aumento sono anche gli indennizzi pagati per la fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente.

TAV. 2.55

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

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

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

Fonte: Dichiarazioni dei distributori all'Autorità.

Per completare il riassetto della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura, e assicurare coerenza con le disposizioni previste dal TIQV, dall'1 luglio 2009 sono in vigore due nuovi standard specifici in capo ai distributori (Tav. 2.56) per la messa a disposizione dei dati tecnici richiesti dai venditori (richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura e richiesta di altri dati tecnici); le nuove prestazioni in capo ai distributori hanno standard specifici diffe-

renziati a seconda che la richiesta del venditore riguardi la lettura del gruppo di misura o altri dati tecnici. È previsto un indennizzo automatico di 20 € che il distributore deve versare al venditore qualora non rispetti gli standard specifici per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi.

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

TAV. 2.56

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

Fonte: Dichiarazioni dei distributori all'Autorità.

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

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

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

plina, la quale prevede che tutti gli appuntamenti siano soggetti a indennizzo automatico in caso di mancato rispetto della fascia di puntualità e che l'indennizzo per la mancata puntualità possa sommarsi, se dovuto, all'indennizzo per il mancato rispetto dello standard di tempestività, nel caso in cui la prestazione venga eseguita in ritardo.

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

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

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

te che effettua il reclamo.

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

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

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

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

una volta l'anno allo stesso cliente per lo stesso motivo, al fine di evitare eventuali abusi.

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

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

TAV. 2.57

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

Venditori; ammontare degli indennizzi in M€

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

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

Fonte: Dichiarazioni dei venditori all'Autorità.

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

La disciplina degli indennizzi automatici prevede il raddoppio o la triplicazione dell'indennizzo in base all'entità del ritardo con cui viene effettuata la prestazione rispetto agli standard stabiliti dall'Autorità, e non più in ragione del ritardo di pagamento. I rimborsi automatici sono corrisposti al cliente attraverso detrazione

dall'importo addebitato nella prima fatturazione utile. Il TIQV, inoltre, adotta il metodo di verifica per l'effettuazione dei controlli dei dati di qualità commerciale già previsto nella disciplina della qualità commerciale dei servizi di distribuzione.

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

Qualità dei servizi telefonici

La regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali, in vigore sin dal 2007, è stata accorpata dall'1 gennaio 2009 nel TIQV con l'approvazione della delibera ARG/com 164/08. Gli standard generali di qualità dei *call center* e gli obblighi di servizio si applicano a tutte le imprese di vendita di energia elettrica e gas. Per i venditori di minori dimensioni è prevista una disciplina semplificata in considerazione del fatto che il cliente entra in contatto diretto con questi soggetti tramite gli sportelli presenti sul territorio. Le imprese con più di 50.000 clienti finali dall'1 gennaio 2009 sono inoltre coinvolte nella pubblicazione della graduatoria semestrale se hanno una

media giornaliera di chiamate uguale o superiore a 200.

Gli standard di qualità sui servizi telefonici commerciali sono stati introdotti con lo scopo di tutelare i clienti che contattano i venditori tramite i *call center*, e allo stesso tempo, di lasciare libere le società di vendita di differenziare la propria offerta di servizi anche in termini di *customer care* e assistenza ai clienti. I livelli fissati per l'accessibilità al servizio, per il tempo medio di attesa e per il livello di servizio (percentuale di chiamate andate a buon fine), hanno gli obiettivi di ridurre il fenomeno del mancato accesso ai *call center* per linee occupate e di limitare code e tempi di attesa troppo prolungati.

TAV. 2.58

Standard generali di qualità dei call center

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

Dall'esame dei dati comunicati per il primo e il secondo semestre 2009 dalle aziende con più di 50.000 clienti finali risulta che 4 aziende di vendita non hanno rispettato per il secondo semestre i livelli stabiliti dall'Autorità per l'indicatore relativo all'accesso al servizio; le stesse quattro aziende e una ulteriore non hanno rispettato i livelli stabiliti dall'Autorità per l'indicatore relativo al livello di servizio; dai dati dichiarati risulta invece che tutte le aziende hanno rispettato i livelli stabiliti dall'Autorità

per l'indicatore definito per il tempo medio di attesa. Dall'1 gennaio 2010 è previsto che il mancato rispetto per due semestri consecutivi di uno stesso standard costituirà presupposto per l'avvio di un procedimento sanzionatorio ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

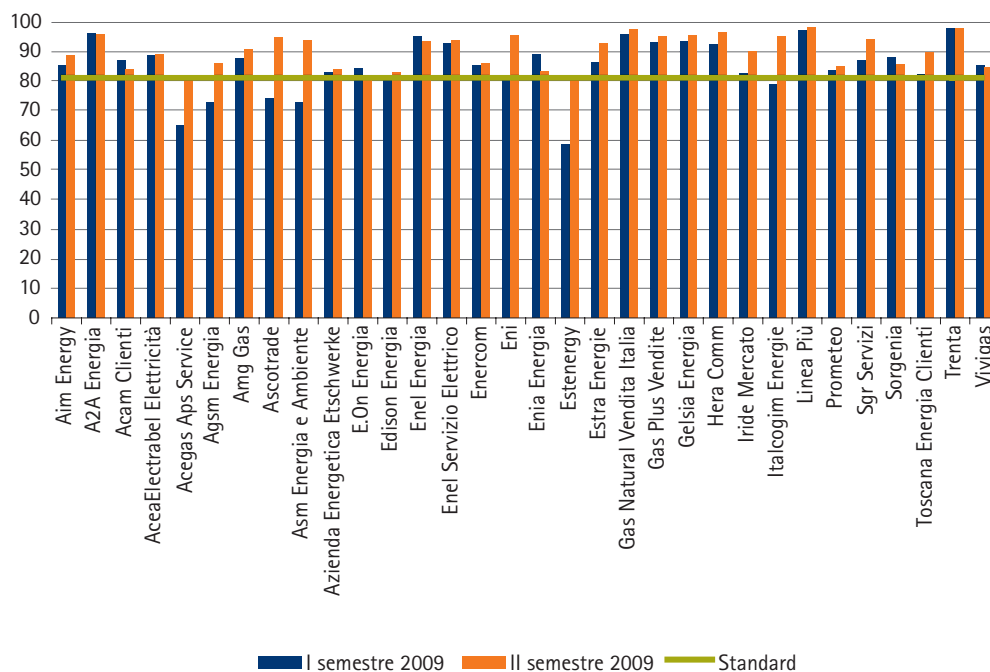
Per i venditori con più di 100.000 clienti finali, per il primo e per il secondo semestre 2009 le *performance* aziendali semestrali rispetto all'indicatore livello di servizio (LS) sono quelle

mostrate dalla figura 2.36, dalla quale emerge che nel secondo semestre 2009 tutti i venditori con più di 100.000 clienti

finali hanno rispettato lo standard generale relativo al livello di servizio LS.

FIG. 2.36

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



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

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

Nel corso del 2009, nei mesi di maggio e novembre, per dare attuazione alla regolazione sono state pubblicate sul sito

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

TAV. 2.59

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

Punteggio globale IQT

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

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

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

sfazione delle famiglie per i servizi di fornitura di energia elettrica e gas.

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

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

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

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

TAV. 2.60

Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico

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

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

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2009.

Tra i fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione globale, la continuità del servizio, cioè la mancanza di interruzioni

nell'erogazione dell'energia elettrica ai clienti, è il fattore che riveste il peso maggiore.

TAV. 2.61

Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico

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

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

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2009.

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

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2009.

In relazione agli aspetti commerciali del servizio, che sono però percepiti come meno decisivi rispetto alla continuità dai clienti elettrici, si registra un miglioramento in tutti gli ambiti (sbalzi di tensione, frequenza di lettura, comprensibilità delle bollette e informazioni sul servizio) (Tav. 2.63). Si conferma il

maggiore grado di soddisfazione a partire dal 2006 riguardo la frequenza della lettura, probabilmente associato alla diffusione dei contatori elettronici. Rimangono ancora basse le percentuali di soddisfazione relative alla comprensibilità delle bollette (68,3%) e alle informazioni sul servizio (66,6%).

TAV. 2.62

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

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

TAV. 2.63

Soddisfazione globale per i diversi aspetti del servizio elettrico in Italia

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

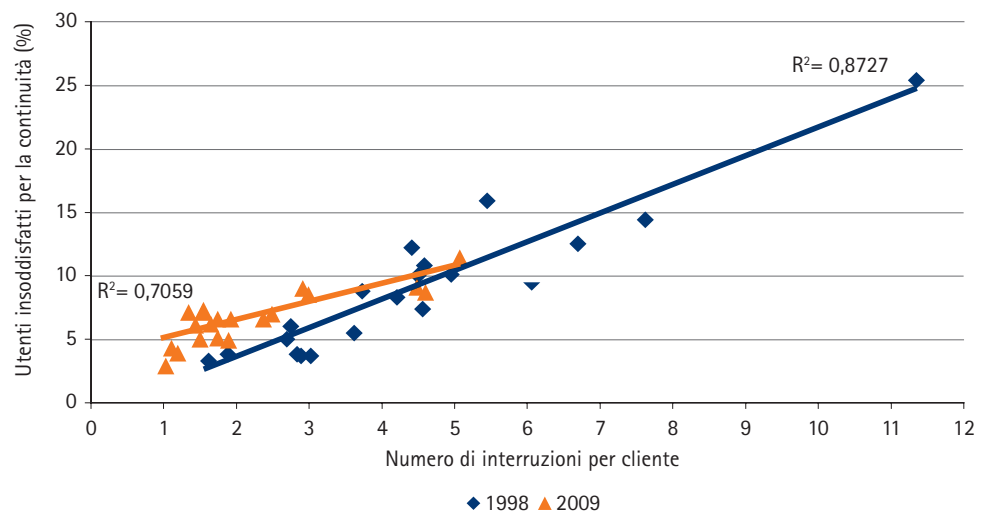
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008	2009
Continuità	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8	91,6	92,5	91,3	92,2
Sbalzi di tensione	86,3	87,2	87,1	87,8	86,2	86,1	85,4	86,0	87,3	85,4	87,1
Frequenza lettura	72,8	74,1	73,5	72,5	72,5	70,7	71,5	79,1	83,0	79,6	81,8
Comprensibilità bollette	75,0	76,1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

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2009.

FIG. 2.37

Correlazione tra qualità percepita e qualità effettivamente erogata

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Istat.

I dati raccolti permettono comunque di confermare una correlazione tra qualità erogata (livelli effettivi di continuità del servizio) e qualità percepita (percentuale di clienti insoddisfatti per la con-

tinuità del servizio). Tale correlazione (Fig. 2.37), seppure ridotta nel corso del tempo, mostra che al migliorare della continuità si riduce la quota di clienti poco o per niente soddisfatti.

