

2.

Struttura,
prezzi e qualità
nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2010

Nel corso del 2010, dopo la forte contrazione dell'anno precedente la domanda di energia elettrica è tornata a crescere, in concomitanza con una moderata ripresa dell'economia italiana. Secondo i primi dati (provvisori) diffusi dal gestore della rete nazionale, nel 2010 la domanda di energia elettrica è stata pari a 326,2 TWh, in aumento dell'1,8% rispetto al 2009. Durante lo stesso periodo, il Prodotto interno lordo (PIL) ha registrato un aumento dell'1,3%. La domanda relativa al 2010 è comunque ancora molto inferiore in confronto a quella registrata nel periodo precedente la crisi, risultando più bassa di circa 13 TWh se paragonata alla disponibilità per il consumo nel 2008.

La tavola 2.1 presenta il bilancio dell'energia elettrica in Italia,

indicando le disponibilità e gli impieghi nel 2010, confrontati con gli analoghi valori registrati nel 2009.

Nel corso del 2010, la produzione nazionale destinata al consumo ha coperto l'86,5% del fabbisogno complessivo, in leggero aumento rispetto al 2009 (86,0%). La restante quota è stata soddisfatta mediante importazioni nette dall'estero per 43,9 TWh, in diminuzione del 2,3% rispetto all'anno precedente, in ragione di una riduzione dell'energia ricevuta dall'estero. Con riferimento agli impieghi, l'aumento dei consumi al netto delle perdite è da attribuirsi a un incremento della domanda da parte del mercato libero, pari a circa 10,3 TWh. Il mercato tutelato ha invece visto ridursi i propri consumi del 5,3%, risultando questi pari a circa 80 TWh.

TAV. 2.1

Bilancio dell'energia elettrica nel 2010

GWh

	2009	2010 ^(A)	VARIAZIONE %
Produzione lorda	292.642	298.208	1,9%
Servizi ausiliari	11.535	11.677	1,2%
Produzione netta	281.107	286.531	1,9%
Ricevuta da fornitori esteri	47.071	45.761	-2,8%
Ceduta a clienti esteri	2.111	1.817	-13,9%
Destinata ai pompaggi	5.798	4.310	-25,7%
Disponibilità per il consumo	320.268	326.165	1,8%
Perdite	20.353	20.665	1,5%
Consumi al netto delle perdite	299.915	305.500	1,9%
Mercato tutelato	84.454	80.000	-5,3%
Mercato libero (inclusa salvaguardia)	197.931	208.200	5,2%
Autoconsumi	17.531	17.300	-1,3%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Nel corso del 2010 la produzione lorda totale di energia elettrica è risultata pari a circa 298,2 TWh, in aumento dell'1,9% rispetto al livello registrato nel 2009. I dati disaggregati per fonte evidenziano una sostanziale stabilità della produzione termoelettrica (+0,3%), pari a circa 220 TWh (Tav. 2.2). La produzione di energia elettrica da gas naturale ha mostrato un incremento del 4,4% rispetto al livello raggiunto un anno prima, in parziale recupero in confronto al calo segnato nel

2009 (-14,2%), mentre è proseguita nel 2010 la contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-31,7%), che segue alla riduzione dell'anno precedente (-17,3%).

La produzione da fonti rinnovabili è aumentata nel 2010 dell'8,6% rispetto al livello segnato nel 2009. Accanto al rialzo della produzione idroelettrica da apporti naturali (+2,9%), ritmi di crescita molto sostenuti si sono registrati nella generazione da fonte eolica (+29,1%), biomassa e rifiuti (+21,6%) e fotovoltaica (pari a circa 1.600 GWh, contro i 677 GWh dell'anno precedente).

TAV. 2.2

Produzione lorda per fonte nel periodo 2003-2010

GWh

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010(A)
Produzione termoelettrica	239.197	241.626	248.228	256.879	260.323	255.362	219.007	219.750
Solidi	38.813	45.518	43.606	44.207	44.112	43.074	39.745	37.900
Gas naturale	117.301	129.772	149.259	158.079	172.646	172.697	147.270	153.800
Prodotti petroliferi	65.771	47.253	35.846	33.830	22.865	19.195	15.878	10.850
Altri	17.312	19.083	19.517	20.762	20.700	20.396	16.113	17.200
Produzione da fonti rinnovabili	47.065	54.531	48.584	50.781	47.899	58.164	69.330	75.270
Biomassa e rifiuti	3.587	4.499	4.845	5.286	5.441	5.966	7.631	9.281
Eolico	1.458	1.847	2.343	2.971	4.034	4.861	6.543	8.449
Fotovoltaico	5	4	4	2	39	193	677	1.600
Geotermico	5.341	5.437	5.325	5.527	5.569	5.520	5.342	5.358
Idroelettrico da apporti naturali	36.674	42.744	36.067	36.994	32.815	41.623	49.138	50.582
Produzione idroelettrica da pompaggi	7.603	7.164	6.860	6.431	5.666	5.604	4.305	3.189
PRODUZIONE TOTALE	293.865	303.321	303.672	314.090	313.888	319.130	292.642	298.208
Per memoria:								
Produzione idroelettrica totale	44.277	49.908	42.927	43.425	38.481	47.227	53.443	53.771

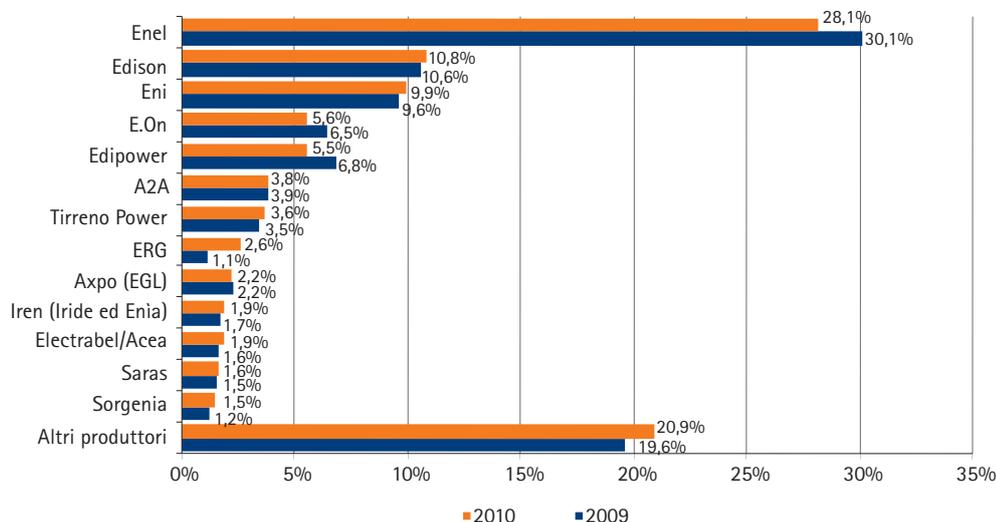
(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

La figura 2.1 riporta le quote di generazione dei principali operatori nel 2010, paragonate a quelle del 2009. In confronto a quanto avvenuto negli anni precedenti, prosegue la contrazione della quota di mercato del gruppo Enel (28,1%), rispetto al valore registrato nel 2009 (pari al 30,1%); inoltre si riduce la quota di mercato di E.On (5,6% nel 2010 contro il 6,5% nel 2009) ed Edipower (5,5% nel 2010 contro il 6,8% dell'anno precedente). A beneficiare dei maggiori spazi di mercato resi disponibili dai principali produttori sono gli operatori di dimensione inferiore tra i quali, in particolare, il gruppo ERG, la cui quota di mercato

sale al 2,6%, dall'1,1% registrato nel 2009. I principali concorrenti del gruppo Enel, come Edison ed Eni, hanno tratto vantaggio dalla situazione in misura limitata, con quote di generazione rispetto ai livelli registrati nel 2009 marginalmente in crescita, entrambe intorno al 10% del mercato.

Il calcolo dell'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI), con riferimento alla generazione lorda, evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato, in linea con la tendenza degli scorsi anni. L'indice relativo al 2010 assume un valore pari a 1.126 contro un livello pari a 1.280 nel 2009.



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.1

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda

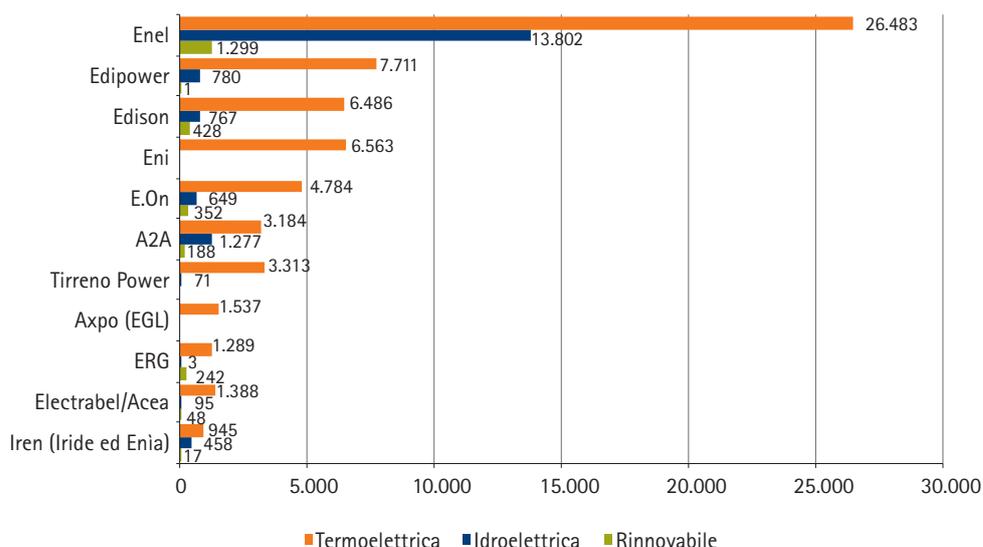
Confronto 2009-2010; dati in percentuale

Secondo i dati provvisori di Terna, nel corso del 2010 è entrata in funzione nuova capacità efficiente lorda, pari a circa 1 GVA per la generazione termoelettrica e 500 MW da fonte rinnovabile. Gli impianti termoelettrici dei principali

sei operatori hanno garantito nel 2010 una disponibilità di capacità di generazione per almeno il 50% delle ore, pari a oltre il 90% della relativa capacità installata (Figg. 2.2 e 2.3).

FIG. 2.2

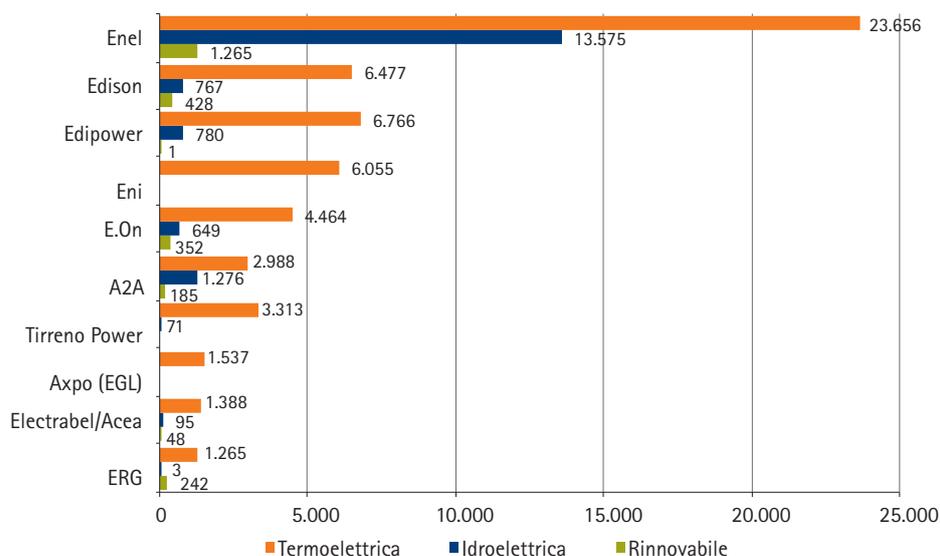
Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi nel 2010
MW



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.3

Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2010
MW



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La figura 2.4 riporta le quote percentuali dell'energia destinata al consumo prodotta dai maggiori operatori nazionali. Il calcolo delle quote è stato effettuato al netto dell'energia CIP6 ceduta dal Gestore dei servizi elettrici (GSE) al mercato, nonché dell'energia destinata ai pompaggi e alle esportazioni. Rispetto all'anno precedente, il gruppo Enel riduce in misura consistente la propria posizione, da 34,2% a 28,4%, a vantaggio soprattutto dei principali concorrenti, vale a dire in particolare dei gruppi Eni, Edison, E.On ed Edipower, il cui contribu-

to alla produzione di energia elettrica destinata al consumo segna un deciso incremento se paragonata ai valori registrati nel 2009.

Nel complesso il grado di concentrazione del mercato della generazione destinata al consumo registra, per effetto delle significative variazioni delle quote detenute dagli operatori, una notevole riduzione rispetto all'anno precedente. In particolare, l'indice HHI nel 2010 risulta pari a 1.163, in diminuzione dal valore di 1.570 segnato nel 2009.

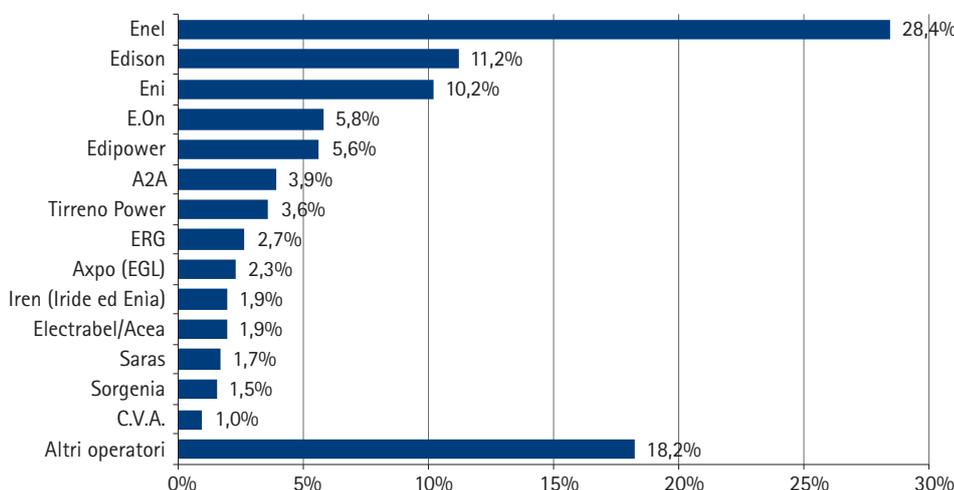


FIG. 2.4

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione di energia elettrica destinata al consumo nel 2010

Dati in percentuale

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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 (72,1% del totale) e significativa nella generazione da gas naturale e da prodotti petroliferi. I gruppi Eni ed Edison, 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 da fonte idroelettrica (51%) e da fonte geotermica (100%). Nel comparto della produzione di energia elettrica da fonte eolica, la società International Power risulta essere il principale operatore, con una quota di mercato pari al 12,2%, mentre A2A si conferma primo operatore nazionale nella generazione di energia elettrica da biomassa, biogas e rifiuti solidi (Tav. 2.4).

TAV. 2.3

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2010

Dati in percentuale

	CARBONE	PRODOTTI PRETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)
Enel	72,1	26,1	13,7	0,4
Eni	0,0	15,8	17,0	16,4
Edison	0,0	0,0	16,7	19,4
E.On	8,6	6,5	6,8	0,0
Edipower	3,4	33,5	7,0	0,0
Tirreno Power	10,3	0,0	4,4	0,0
ERG	0,0	7,1	2,3	15,6
A2A	5,6	0,2	3,1	0,0
Axpo (EGL)	0,0	0,0	4,5	0,0
Electrabel/Acea	0,0	0,0	3,4	0,0
Saras	0,0	1,9	0,0	20,7
Iren (Iride ed Enia)	0,0	0,7	1,7	8,8
Altri operatori	0,0	8,3	19,5	18,7
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.4

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2010

Dati in percentuale

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	BIOMASSA, BIOGAS E RIFIUTI
Enel	51,0	100,0	8,4	2,7
A2A	6,3	0,0	0,0	14,2
Edison	4,8	0,0	8,0	0,8
C.V.A.	5,3	0,0	0,0	0,0
E.On	4,0	0,0	7,0	0,0
Edipower	5,1	0,0	0,0	0,0
SE Hydropower	3,1	0,0	0,0	0,0
Ital Green Energy Holding	0,0	0,0	0,0	13,3
Iren (Iride ed Enia)	2,0	0,0	0,0	1,2
International Power	0,0	0,0	12,2	0,0
Sel	1,9	0,0	0,0	0,0
I.V.P.C.	0,0	0,0	8,6	0,0
Altri operatori	16,5	0,0	55,8	67,6
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 produttori di energia elettrica che hanno risposto all'Indagine sull'evoluzione dei settori regolati svolta annualmente dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. La tavola offre il dettaglio della ripartizione in termini di numerosità dei soggetti 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 si conferma la regione che presenta il più basso tasso di concentrazione nella generazione elettrica con

una quota di mercato dei tre principali produttori inferiore al 40%; segue il Piemonte con una quota al di sotto del 50%. Le regioni che presentano quote superiori all'80% sono, in ordine decrescente: Liguria, Valle d'Aosta, Marche, Umbria, Lazio e Puglia. In termini di capacità installata la Basilicata e la Lombardia presentano i tassi di concentrazione relativamente più bassi mentre in Liguria, Valle d'Aosta, Umbria e Lazio la quota detenuta dai tre principali operatori risulta superiore al 90%. Le regioni Veneto, Emilia Romagna, Lazio e Toscana si caratterizzano per una significativa presenza di autoproduttori rispetto al numero complessivo degli operatori presenti in regione (superiore al 20% del totale).

Dalla tavola 2.5 risulta anche che nelle regioni del Centro-Nord il contributo alla generazione regionale dei primi tre operatori è inferiore alla loro quota di capacità installata, mentre nelle regioni del Sud si verifica l'opposto.

TAV. 2.5

Presenza territoriale degli operatori nel 2010

REGIONE	NUMERO OPERATORI PRESENTI	DI CUI AUTOPRODUTTORI	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA GENERAZIONE REGIONALE	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLA REGIONE
Valle d'Aosta	18	1	92,5	93,8
Piemonte	237	36	46,6	67,1
Liguria	22	4	97,0	97,6
Lombardia	244	45	38,7	58,7
Trentino Alto Adige	548	62	51,8	62,2
Veneto	117	41	75,8	89,9
Friuli Venezia Giulia	58	5	73,6	79,2
Emilia Romagna	91	24	66,1	69,9
Toscana	67	15	63,5	71,1
Lazio	44	11	85,7	93,2
Marche	40	4	88,5	86,1
Umbria	25	2	87,7	93,6
Abruzzo	34	5	59,2	66,8
Molise	23	0	72,4	63,1
Campania	58	5	53,1	63,6
Puglia	96	2	81,7	73,4
Basilicata	32	4	60,4	44,6
Calabria	39	0	74,4	68,8
Sicilia	62	5	64,4	64,4
Sardegna	29	4	83,9	75,9

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Produzione incentivata: energia fotovoltaica

A partire dal settembre 2005, è attivo il meccanismo di incentivazione in Conto energia per promuovere la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici. Il decreto 6 agosto 2010 del Ministero dello sviluppo economico e del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, divenuto operativo con la delibera 20 ottobre 2010, n. 181/10, dell'Autorità, ha introdotto modifiche allo schema precedente, disciplinato dal decreto 19 febbraio 2007 e attuato con delibera dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 90/07 (Secondo Conto energia).

Il Terzo Conto energia prevede che l'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2010 abbia diritto a una tariffa incentivante articolata in base alle specifiche tecnologie adottate. Le tariffe sono erogate per un periodo di 20 anni dalla data di entrata in eser-

cizio dell'impianto e rimangono costanti in moneta corrente per l'intero periodo (vedi anche il Capitolo 1, vol. 2).

Nell'ambito delle tipologie di intervento, il Terzo Conto energia effettua la distinzione, ai fini del riconoscimento tariffario, tra impianti fotovoltaici "sugli edifici", installati secondo le modalità di posizionamento previste dalla normativa, e "altri impianti", definiti in via residuale. Tariffe incentivanti specifiche sono state inoltre previste per gli impianti fotovoltaici che utilizzano moduli e componenti speciali sviluppati per integrarsi e sostituire elementi architettonici degli edifici, nonché a favore degli impianti fotovoltaici a concentrazione. Il Terzo Conto energia prevede infine che gli impianti fotovoltaici appartenenti alla tipologia "su edifici" e gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative, operanti in regime di scambio sul posto e installati su edifici, abbiano diritto, a fronte di interventi di efficienza energetica sull'edificio al

quale tali impianti sono asserviti, a un premio, consistente in una maggiorazione (fino a un massimo del 30%) della tariffa di base riconosciuta.

Nella tavola 2.6 si riportano il numero e la potenza degli impianti in esercizio e che beneficiano del meccanismo di incentivazione in Conto energia (Primo, Secondo e Terzo). La potenza totale degli impianti in esercizio in Italia al 30 aprile 2011 risulta pari a circa 4,8 GW, corrispondente a circa quattro volte il livello registrato un anno prima. La Puglia evidenzia il maggior livello di potenza installata, pari a 876,9 MW, seguita dalla Lombardia (546,7 MW), dall'Emilia Romagna (519,8 MW), dal Veneto (452,3 MW) e dal Piemonte (415,5 MW).

Il regime di incentivazione del fotovoltaico è stato recentemente modificato a seguito dell'approvazione del decreto 5 maggio 2011 del Ministero dello sviluppo economico, con cui si introduce, a partire dall'1 giugno 2011, il Quarto Conto energia, a sostituzione del Terzo Conto energia in vigore dal gennaio scorso.

Il Quarto Conto energia si riferisce agli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio nel periodo compreso tra l'1 giugno 2011 e il 31 dicembre 2016, stabilendo nuovi livelli tariffari e due obiettivi indicativi: di capacità cumulata installata, pari a 23 GW, e di costo annuo del meccanismo di incentivazione, compreso tra 6 e 7 miliardi di euro. In analogia con quanto previsto dal preceden-

te Conto Energia, è prevista una classificazione delle tipologie di intervento, utile ai fini del riconoscimento tariffario, in impianti fotovoltaici, distinti tra impianti "su edifici" e altri impianti, impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e impianti a concentrazione. Il nuovo regime di incentivazione si articola su due periodi: uno transitorio, fino al 31 dicembre 2012, che prevede l'applicazione di tariffe *feed-in-premium* e con *cap* di costo vincolanti per gli impianti fotovoltaici di grande dimensione, e un altro a regime, fino al 2016, con tariffe onnicomprensive. Le tariffe previste nel Quarto Conto energia per il biennio 2011-2012 sono in tutti i casi inferiori ai livelli tariffari precedentemente stabiliti dal Terzo Conto energia. Inoltre, il livello delle tariffe è decrescente nel tempo, risultando pertanto inferiore per gli impianti che entrano in esercizio più tardi.

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

TAV. 2.6

Risultati del Conto Energia (DM 28/07/2005, 6/02/2006, 19/02/2007 e 6/08/2010)

Impianti in esercizio al 30 aprile 2011; numero e potenza in kW

	CLASSI DI POTENZA								TOTALE	
	1 kW ≤ P ≤ 3 kW		3 kW < P ≤ 20 kW		20 kW ≤ P ≤ 200 kW		P > 200 kW		NUM.	POTEN.
	NUM.	POTEN.	NUM.	POTEN.	NUM.	POTEN.	NUM.	POTEN.		
Valle d'Aosta	174	468	301	2.951	34	2.455	1	441	510	6.315
Piemonte	5.613	15.278	8.017	69.974	1.433	107.652	300	222.632	15.363	415.535
Liguria	1.034	2.657	955	7.108	73	4.967	9	4.836	2.071	19.568
Lombardia	11.904	32.304	14.502	113.553	2.572	197.436	330	203.409	29.308	546.704
Trentino Alto Adige	3.837	10.768	5.063	51.403	1.170	78.646	126	55.597	10.196	196.415
Veneto	8.909	24.348	16.145	113.708	1.644	120.868	192	193.344	26.890	452.268
Friuli Venezia Giulia	3.232	9.005	7.563	51.773	414	29.778	30	31.193	11.239	121.749
Emilia Romagna	7.561	19.950	8.982	73.238	1.814	136.573	371	290.076	18.728	519.838
Toscana	4.608	12.231	5.792	48.304	675	52.807	118	84.966	11.193	198.308
Lazio	4.379	11.640	6.001	43.187	408	28.364	102	215.691	10.890	298.882
Marche	2.862	7.640	3.461	28.160	696	53.136	256	173.828	7.275	262.763
Umbria	1.907	5.378	2.297	17.806	379	24.777	103	83.918	4.686	131.878
Abruzzo	1.072	2.929	2.776	23.335	307	23.854	64	44.526	4.219	94.645
Molise	194	540	468	3.894	73	5.197	18	16.757	753	26.388
Campania	1.872	5.199	3.073	23.282	306	19.900	52	59.351	5.303	107.733
Puglia	4.154	11.379	6.936	52.282	798	50.723	701	762.534	12.589	876.916
Basilicata	627	1.762	865	7.580	470	25.222	47	33.768	2.009	68.332
Calabria	1.577	4.417	2.903	21.545	245	17.008	49	33.763	4.774	76.733
Sicilia	4.137	11.538	6.126	43.892	413	29.925	101	133.625	10.777	218.581
Sardegna	4.163	11.643	4.875	34.717	176	11.920	64	75.247	9.278	133.527
ITALIA	73.816	201.075	107.101	831.692	14.100	1.020.807	3.034	2.719.503	198.051	4.773.077

Fonte: GSE.

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 data successiva al 18 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 2.10, sono riconosciuti per l'energia elettrica prodotta dall'impianto esclusivamente per la produzione solare imputabile e si aggiungono ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elet-

trica 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 intercorrente tra l'1 gennaio 2013 e il 31 dicembre 2014, le tariffe saranno decurtate del 2% per ciascuno degli anni di calendario successivi al 2008 (con arrotondamento alla terza cifra decimale).

In assenza di ulteriori decreti del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con la Conferenza unificata, per gli anni successivi al 2014 continueranno ad applicarsi le tariffe fissate dal decreto 11 aprile 2008, 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.

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

Fonte: GSE.

TAV. 2.7

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

Produzione incentivata: tariffa fissa onnicomprensiva

A partire dall'1 dicembre 2008, gli impianti in esercizio alimentati da fonte rinnovabile, di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW, e 200 kW per la sola fonte eolica, hanno diritto, su richiesta del produttore, a una tariffa fissa onnicomprensiva in alternativa ai certificati verdi, di entità variabile a seconda della fonte, per un periodo di 15 anni (Tav. 2.8).

L'applicazione della tariffa fissa onnicomprensiva determina

un onere per il sistema pari alla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica secondo le modalità e i prezzi definiti dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244, e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato.

Nell'anno 2010 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è stimabile in circa 212 milioni di euro, per una quantità di energia elettrica pari a 1,2 TWh prodotta da 543 impianti la cui potenza complessiva è di circa 280 MW.

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 dell'energia.

TAV. 2.8

**Tariffa fissa
onnicomprensiva per tipo
di fonte rinnovabile
(DM 11/04/2008)**

Tariffe €/kWh

FORNTE	TARIFFA
Eolica	0,30
Geotermica	0,20
Moto ondoso e maremotrice	0,34
Idraulica diversa da moto ondoso e maremotrice	0,22
Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi a eccezione degli oli vegetali puri tracciabili ex regolamento (CE) 73/2009 del Consiglio, 19 gennaio 2009	0,28
Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi a eccezione degli oli vegetali puri tracciabili ex regolamento (CE) 73/2009 del Consiglio, 19 gennaio 2009	0,18

Fonte: GSE.

Produzione incentivata: energia CIP6

Nel 2010 l'energia ritirata dal GSE ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, è risultata

pari a 37.707 GWh, corrispondente al 13% circa della produzione nazionale netta.

Rispetto al 2009 i ritiri sono aumentati complessivamente di circa 1,5 TWh.

TAV. 2.9

**Energia ritirata dal GSE
2006-2010 (energia CIP6
ed energia di cui alla
delibera n. 108/97)**

GWh

	2006	2007	2008	2009	2010
CIP6	48.340	46.462	41.653	36.194	37.707
- di cui assimilata	39.068	38.268	34.224	29.364	31.558
- di cui rinnovabile	9.272	8.194	7.429	6.830	6.149
Delibera n. 108/97	689	115	54	-	-
TOTALE	49.029	46.577	41.707	36.194	37.707

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

L'analisi di dettaglio della produzione di energia assimilata che beneficia dell'incentivazione CIP6 evidenzia come l'incremento complessivo registrato nel 2010, pari a 2,2 TWh, sia stato determinato dal notevole aumento dell'energia CIP6 ritirata da impianti esistenti (+5,1 TWh), solo in parte compensato dal crollo dei ritiri da nuovi impianti (-2,9 TWh), attribuibile al venir meno del contributo proveniente da impianti che utilizzano combustibili di processo o residui oppure recuperi di energia (-2,2 TWh) e al calo dei ritiri da impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi (-0,7 TWh). Nel 2010 l'energia assimilata in convenzione CIP6 ha rappresentato il 14,5% della generazione termica convenzionale netta, in cre-

scita rispetto al valore registrato nel 2009 (13,6%).

La riduzione della produzione CIP6 da fonti rinnovabili registrata nel 2010, pari a circa 0,7 TWh, è invece stata determinata in prevalenza da una diminuzione della generazione da impianti eolici e geotermici (-0,8 TWh) e da impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente fino a 3 MW (-0,2 TWh), mentre l'energia generata da impianti esistenti ha registrato un incremento di circa 0,3 TWh. Le convenzioni CIP6 relative a impianti per la produzione di energia rinnovabile hanno contribuito all'8,3% della generazione complessiva netta da fonti rinnovabili, in diminuzione rispetto al 10,1% circa del 2009.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Impianti nuovi	25.097	20.465	16.935	13.658	3.139	231
- di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	12.891	13.290	12.929	12.041	2.210	-
- di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	12.206	7.175	4.006	1.617	930	231
Impianti esistenti	15.366	18.603	21.333	20.566	26.224	31.328
TOTALE	40.463	39.068	38.268	34.224	29.364	31.558

Fonte: : Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.10

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti assimilate negli anni 2005-2010

GWh

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Impianti nuovi	9.685	8.958	7.857	7.015	5.527	4.520
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente oltre 3 MW	1.181	987	591	578	375	126
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	184	137	88	84	37	7
- di cui impianti eolici e geotermici	3.040	2.566	2.217	1.687	1.165	376
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	5.084	5.198	4.949	4.666	3.950	4.011
- di cui impianti idroelettrici potenziati	196	70	13	-	-	-
Impianti esistenti	148	314	337	414	1.303	1.629
TOTALE	9.833	9.272	8.194	7.429	6.830	6.149

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.11

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti rinnovabili negli anni 2005-2010

GWh

Nel 2010 i costi totali dei ritiri del GSE per l'energia CIP6 sono stimabili in 4,1 miliardi di euro, in prevalenza (circa il 70%) legati alla remunerazione dell'energia CIP6 prodotta da impianti assimilati. Si rimanda al Capitolo 2, vol. 2, per la descrizione dell'impatto degli oneri CIP6 sulla componente tariffaria A_3 .

La tavola 2.12 presenta il dettaglio dei costi relativi alle fonti assimilate e rinnovabili incentivate tramite il meccanismo CIP6, per tipologia di produzione. A fronte di costi relativi alle fonti assimilate sostanzialmente in linea rispetto al 2009, la quantità ritirata segna un incremento del 7,5%, compensato dalla riduzione della remunerazione unitaria.

Nel 2010, i costi dell'energia CIP6 sono principalmente ascrivibili ai ritiri da impianti esistenti, per i quali si registra, come visto più sopra, un incremento delle quantità ritirate rispetto

all'anno precedente e una relativa stabilità della remunerazione unitaria, pari a circa 94 €/MWh. È in netto calo la componente di costo associata ai nuovi impianti, per effetto della forte riduzione dei volumi ritirati, accompagnata da una moderata diminuzione della remunerazione unitaria, pari a circa 118 €/MWh. Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, la riduzione dei costi, pari a circa 110 milioni di euro, è stata determinata soprattutto dalla riduzione dei volumi di energia ritirata (-10%), compensata solo in misura lieve dall'incremento della remunerazione unitaria (+1%). In particolare, a fronte di un aumento dei costi associati ai ritiri da impianti esistenti per oltre 30 milioni di euro, si è assistito a una riduzione dei volumi di energia CIP6 ritirata da impianti nuovi, per una corrispondente contrazione dei costi superiore a 140 milioni di euro.

TAV. 2.12

Dettaglio costi e quantità per fonte di energia CIP6 incentivata nel 2010

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

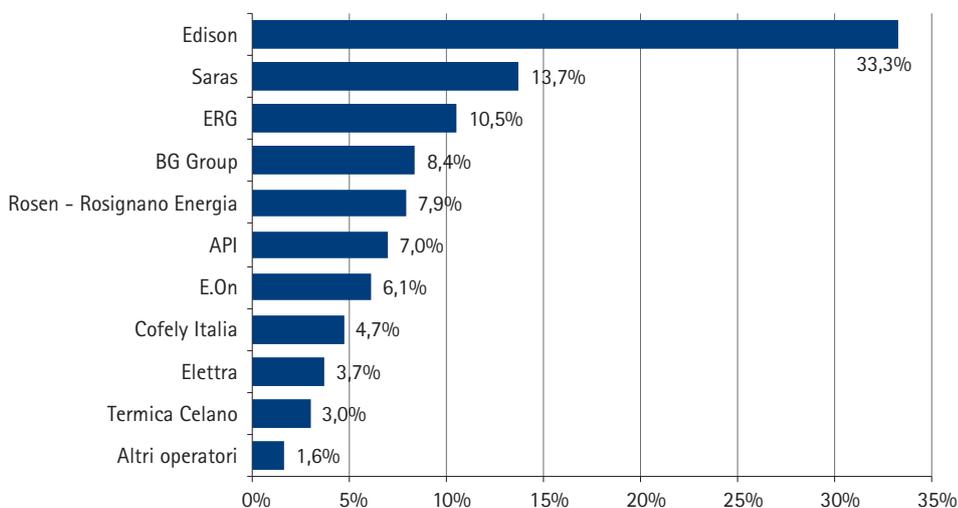
	REMUNERAZIONE TOTALE	QUANTITÀ	REMUNERAZIONE UNITARIA
Fonti assimilate	2.974,7	31.558,3	94,26
Fonti assimilate nuove	27,3	230,6	118,23
- di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	-	-	-
- di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	27,3	230,6	118,23
Fonti assimilate esistenti	2.947,5	31.327,7	94,08
Fonti rinnovabili	1.139,0	6.148,9	185,24
Fonti rinnovabili nuove	982,0	4.520,2	217,24
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente oltre 3 MW	21,5	125,9	170,87
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	1,0	7,1	134,70
- di cui impianti eolici e geotermici	58,9	376,2	156,61
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	900,6	4.011,0	224,53
- di cui impianti idroelettrici potenziati	-	-	-
Fonti rinnovabili esistenti	157,0	1.628,7	96,42
TOTALE	4.113,7	37.707,1	109,10

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Per quanto riguarda le fonti assimilate, i primi dieci gruppi industriali contribuiscono a oltre il 98% della generazione elettrica in convenzione CIP6; la quota maggiore, pari a circa un terzo dell'intera produzione, spetta al gruppo Edison. Per i ritiri, invece, dell'energia prodotta da fonti rinnovabili il quadro è maggiormente articolato: la società A2A realizza circa un quinto (22%) della generazione rinnovabile relativa agli operatori che hanno risposto all'Indagine dell'Autorità, seguiti da Italgas Energy Holding (10,4%), International Power (9,2%) ed Enel (7,3%). Complessivamente i primi dieci operatori raggiungono il 73% circa dell'energia totale rinnovabile in convenzione CIP6.

Il peso della generazione CIP6 è destinato a esaurirsi progressivamente, ciò anche per effetto dell'applicazione di quanto previsto dalla legge 23 luglio 2009, n. 99, che ha introdotto la possibilità di risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6,

secondo modalità applicative successivamente definite attraverso decreti del Ministero dello sviluppo economico. I decreti ministeriali stabiliscono le modalità di calcolo dei corrispettivi dovuti agli impianti, in base ai quali il produttore è in grado di svolgere una valutazione di convenienza e decidere se accettare la risoluzione. Inoltre, vengono stabilite le modalità di verifica della condizione, richiesta dalla legge e attuata da parte del GSE, di minore onerosità per il sistema delle risoluzioni rispetto al meccanismo di incentivazione in essere. Al riguardo, a seguito dei decreti ministeriali 2 dicembre 2009, 2 agosto 2010 e 8 ottobre 2010, nove impianti assimilati hanno optato per la fuoriuscita anticipata dal provvedimento CIP6. Secondo recenti stime del GSE, la predetta risoluzione anticipata delle convenzioni, a fronte di un costo complessivo stimato in circa 440 milioni di euro, dovrebbe comunque comportare un risparmio complessivo per il sistema.

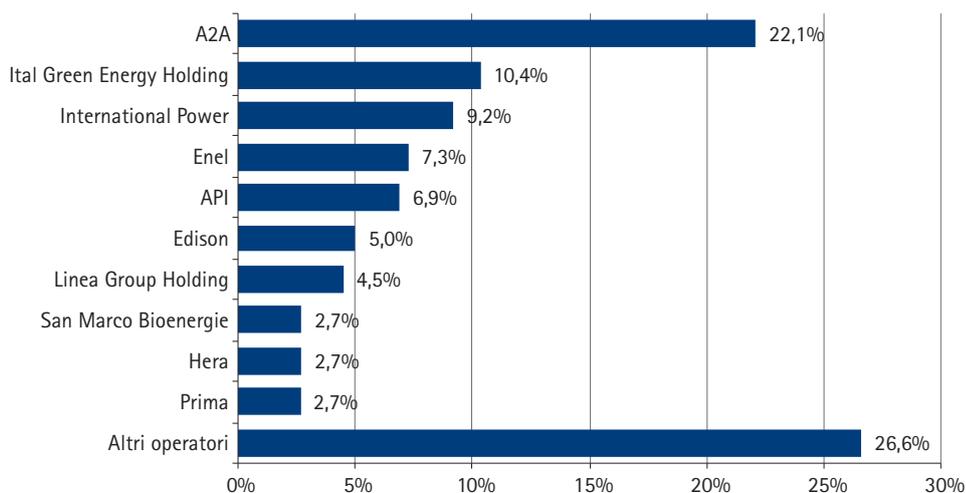


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.5

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti assimilate nel 2010

Dati in percentuale



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.6

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti rinnovabili nel 2010

Dati in percentuale

Importazioni nette

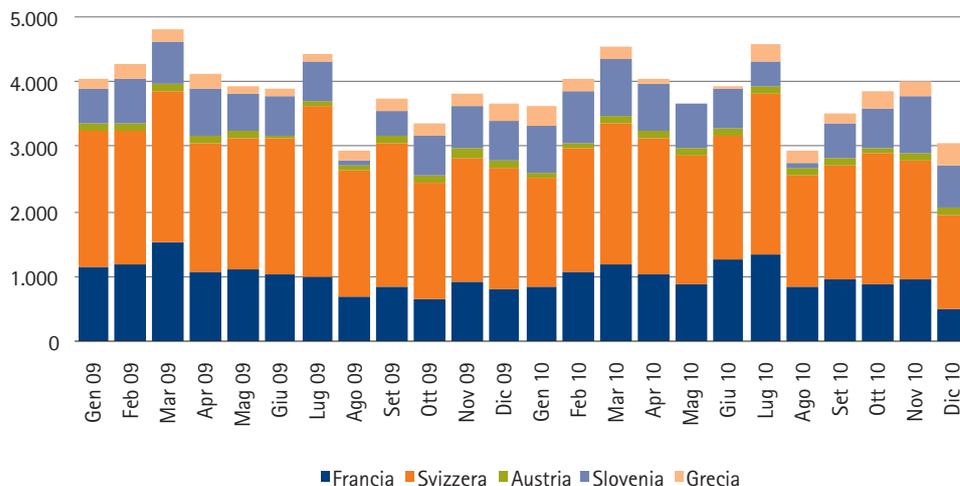
Il saldo estero per il 2010, in base ai dati provvisori di esercizio di Terna, è ammontato a 43.944 GWh, quale differenza tra le importazioni, pari a 45.761 GWh (-2,8% sul 2009), e le esportazioni, pari a 1.817 GWh (-13,9% sul 2009). Nel 2010 esso ha garantito la copertura del fabbisogno nella misura del 13,5%.

La riduzione delle importazioni nel 2010 è legata a una forte contrazione dell'energia proveniente dalla Svizzera (-1.894 GWh) e, in misura molto inferiore, dalla Francia (-265 GWh); al contrario, nel corso dell'anno sono aumentate le importazioni dalla Slovenia (+703 GWh).

Per quanto riguarda le esportazioni, la diminuzione dei flussi di energia ha riguardato gli scambi con la Grecia (-222 GWh) e con la Francia (-126 GWh).

FIG. 2.7

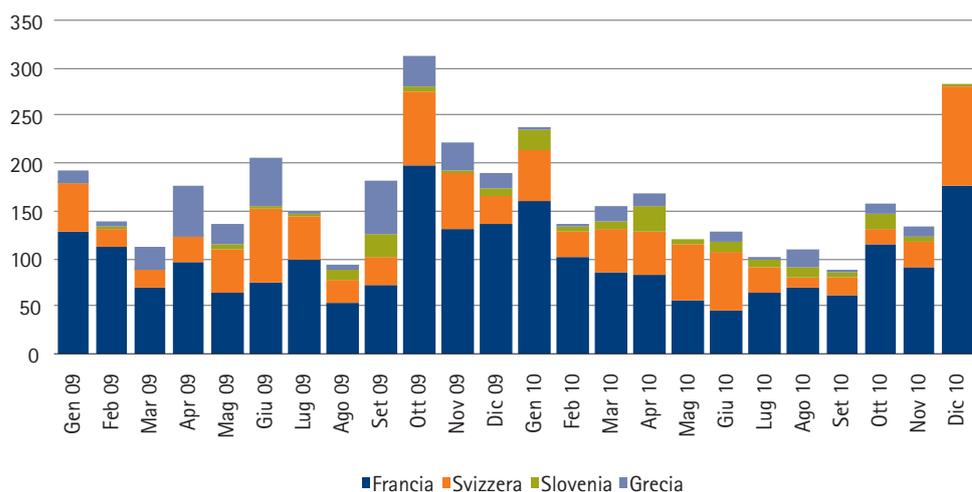
Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2009 e nel 2010
GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

FIG. 2.8

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2009 e nel 2010
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 ope-

ratori proprietari figurano le seguenti società: Self Rete Ferroviaria Italiana, TELAT, Agsm Trasmissione (Verona) e Azienda Energetica Trasmissione Bolzano. Rispetto alla situazione al 31 dicembre 2009, vi sono due nuovi operatori: si trat-

ta di EL.I.T.E (Gruppo Edison) e Nord Energia (partecipata dal Gruppo FNM e da Azienda Elettrica Ticinese).

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 2010, la RTN include inoltre 949 km di linee appartenenti

alla categoria 500 kV, relativi all'implementazione del progetto SAPEI di collegamento della Sardegna alla penisola italiana. Nel dicembre 2010 è stata imputata al collegamento 400 kV a corrente continua Italia-Grecia anche la lunghezza dei collegamenti in media tensione afferenti agli elettrodi a mare, precedentemente non rilevati. Tale variazione è stata introdotta per uniformità con i criteri adottati per gli altri collegamenti in corrente continua.

Il 13 maggio 2011 l'azionista di riferimento di Terna, ovvero la Cassa depositi e prestiti, possedeva una quota azionaria pari al 29,85%; Enel e Romano Minozzi 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.

	2008	2009	2010
Numero operatori di rete	8	9	11
Linee 380 kV (km)	10.519	10.514	10.560
Linee 220 kV (km)	11.387	11.358	11.308
Linee 150-132 kV (km)	22.436	40.311	40.712
Linee 500 kV a corrente continua (km)	-	491	949
Linee 400 kV a corrente continua (km)	207	207	255
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862
Numero stazioni 380 kV	138	139	144
Numero stazioni 220 kV	147	151	154
Numero stazioni 150-132 kV	103	110	149

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

Distribuzione

Tra le operazioni societarie rilevanti nel settore della distribuzione di energia elettrica nel corso del 2010, si evidenzia la cessione dell'attività di distribuzione da Enia ad Aem Torino Distribuzione nell'ambito dell'operazione di fusione tra Iride ed Enia. Nello stesso anno Deval ha acquisito l'attività di distribuzione del Comune di Lillianes (AO), mentre il Comune di Palù del Fersina (TN) e il Comune di Tres (TN) hanno ceduto l'attivi-

tà di distribuzione, rispettivamente, alle società Stet (Servizi Territoriali Est Trentino) e Set Distribuzione.

I dati provvisori sulla composizione societaria degli operatori di distribuzione evidenziano la prevalenza di soci appartenenti a enti pubblici (44,6%); significativa è anche la quota di persone fisiche (33,2%), leggermente in crescita in confronto al 2009, e di società che non operano nel settore energetico (14,4%), in calo rispetto alla precedente rilevazione.

TAV. 2.13

Asset della Rete di trasmissione nazionale

Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

TAV. 2.14

Composizione societaria dei distributori nel 2010

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	44,6
Persone fisiche	33,2
Società diverse	14,4
Imprese energetiche estere	0,7
Imprese energetiche nazionali	3,3
Imprese energetiche locali	3,1
Flottante	0,3
Istituti finanziari nazionali	0,4
Istituti finanziari esteri	0,0
TOTALE	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nella tavola 2.15 è rappresentata la distribuzione territoriale dei gestori e delle reti di distribuzione per tipologia di rete, come emerge dai dati raccolti dall'Autorità presso i distributori. Rispetto allo scorso anno è diminuita la lunghezza delle reti in alta tensio-

ne in Lombardia per il passaggio di porzioni di queste ultime alla RTN. Si evidenzia inoltre l'elevato numero di distributori della regione Trentino Alto Adige (71) a fronte di una rete che, in termini di lunghezza, rappresenta circa il 2% del totale nazionale.

TAV. 2.15

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2010

Lunghezza delle reti in km

REGIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	BASSA TENSIONE	NUMERO DISTRIBUTORI ^(A)
Valle d'Aosta	57	1.514	2.634	2
Piemonte	32	28.507	64.091	11
Liguria	0	7.050	21.521	2
Lombardia	44	41.325	82.955	13
Trentino Alto Adige	310	7.904	15.886	71
Veneto	65	26.503	61.644	3
Friuli Venezia Giulia	4	8.088	15.089	6
Emilia Romagna	155	31.856	66.814	3
Toscana	167	26.395	57.908	2
Lazio	614	28.725	65.836	6
Marche	-	11.655	29.957	8
Umbria	-	8.653	19.764	2
Abruzzo	-	9.892	25.651	7
Molise	-	3.632	7.916	1
Campania	-	24.431	59.568	5
Puglia	-	29.246	60.625	3
Basilicata	-	9.821	14.971	1
Calabria	-	17.679	42.110	1
Sicilia	-	36.100	76.988	11
Sardegna	-	17.937	34.692	2
ITALIA	1.447	376.913	826.622	160

(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 che hanno risposto all'indagine sono 141 sui 144 presenti al 31 dicembre 2010, per un volume totale distribuito pari a 286 TWh. Enel Distribuzione è il primo del Paese, con l'86,3% dei

volumi distribuiti, seguito da A2A Reti Elettriche (4,0%), Acea Distribuzione (3,4%) e Aem Torino Distribuzione (1,3%). Gli altri distributori detengono quote marginali (Tav. 2.16).

TAV. 2.16

Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2010

Volumi distribuiti 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	24.551.275	54.202	6.701.825	192.652	246.854	86,3
A2A Reti Elettriche	933.057	1.879	233.279	9.628	11.507	4,0
Acea Distribuzione	1.275.699	2.975	333.312	6.721	9.696	3,4
Aem Torino Distribuzione	549.384	718	139.994	2.902	3.620	1,3
Hera	196.671	409	61.849	1.963	2.373	0,8
Set Distribuzione	230.661	385	61.168	1.811	2.196	0,8
Agsm Distribuzione	126.883	282	36.606	1.530	1.812	0,6
Aim Servizi a Rete	53.967	121	17.987	944	1.065	0,4
Deval	102.177	150	27.493	782	932	0,3
Azienda Energetica Reti	107.864	190	35.504	723	914	0,3
Acegas-Aps	113.768	234	27.792	572	806	0,3
Altri operatori	510.541	1.010	153.347	3.213	4.223	1,5
TOTALE	28.751.947	62.556	7.830.156	223.441	285.997	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nella tavola 2.17 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 55 distributori servono meno di 1.000 punti di prelievo.

TAV. 2.17

Attività dei distributori nel 2010

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
> 500.000	4	271.677	34.717.825	67.919	8.679.456
100.000-500.000	6	9.032	1.128.436	1.505	188.073
50.000-100.000	2	1.436	136.702	718	68.351
20.000-50.000	9	1.836	258.597	204	28.733
5.000-20.000	23	1.392	225.662	61	9.811
1.000-5.000	42	526	92.502	13	2.202
< 1.000	55	100	22.380	2	407
TOTALE	141	285.997	36.582.104	2.028	259.448

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Con riferimento alla clientela domestica, il 90% dei punti di prelievo appartiene alla classe di potenza compresa tra 1,5 e 3,0 kW, cui corrisponde l'85% dei volumi distribuiti.

Il prelievo medio nel 2010 è stato pari, per la totalità dei consumatori domestici, a circa 2.200 kWh (Tav. 2.18).

Per quanto riguarda i clienti non domestici, poco meno della metà dei volumi distribuiti nel 2010 ha interessato la clientela allacciata in media tensione e circa un quinto la clientela allacciata in alta tensione. Quasi il 99% dei punti di prelievo afferisce, tuttavia, alla clientela in bassa tensione (Tav. 2.19).

TAV. 2.18

Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2010 per classe di potenza e di consumo

Volumi distribuiti in GWh

CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	VOLUMI DISTRIBUITI	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO (kWh)
Fino a 1,5 kW	322	694.592	464
Fino a 1.800 kWh	185	643.806	287
1.800-2.640 kWh	64	27.287	2.331
2.641-4.400 kWh	52	14.477	3.568
Oltre 4.400 kWh	19	2.651	7.010
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	4	6.371	553
Da 1,5-3,0 kW	53.164	25.865.766	2.055
Fino a 1.800 kWh	11.931	12.664.117	942
1.800-2.640 kWh	14.453	6.084.957	2.375
2.641-4.400 kWh	18.806	5.218.361	3.604
Oltre 4.400 kWh	7.289	1.221.822	5.966
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	685	676.508	1.012
Oltre 3 kW	9.070	2.191.590	4.138
Fino a 1.800 kWh	595	581.627	1.022
1.800-2.640 kWh	1.011	397.910	2.542
2.641-4.400 kWh	2.385	576.719	4.135
Oltre 4.400 kWh	4.951	569.221	8.697
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	129	66.113	1.944
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	62.556	28.751.947	2.176

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.19

Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2010 per livello di tensione e di potenza

Volumi distribuiti in GWh

LIVELLO DI TENSIONE E CLASSE DI POTENZA	VOLUMI DISTRIBUITI	PUNTI DI PRELIEVO
Bassa tensione	77.633	7.725.616
<i>di cui:</i>		
utenze soggette a regimi tariffari speciali	0	17
illuminazione pubblica	6.189	257.095
Altri usi	71.444	7.468.504
<i>di cui:</i>		
fino a 1,5kW	1.192	1.501.803
da 1,5 kW a 3 kW	3.436	2.073.557
da 3 kW a 4,5 kW	1.284	366.163
da 4,5 kW a 6 kW	5.967	1.329.117
da 6 kW a 10 kW	8.407	934.988
da 10 kW a 15 kW	10.876	678.263
da 15 kW a 30 kW	14.288	380.637
da 30 kW a 42 kW	2.978	43.154
da 42 kW a 50 kW	5.515	57.675
oltre 50 kW	17.500	103.147
Media tensione	99.014	103.022
<i>di cui:</i>		
utenze soggette a regimi tariffari speciali	41	16
illuminazione pubblica	377	1.066
altri usi	98.596	101.940
Alta tensione	46.794	1.519
<i>di cui:</i>		
utenze soggette a regimi tariffari speciali	4.378	292
illuminazione pubblica	66	5
altri usi	42.350	1.222
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	223.441	7.830.157

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato all'ingrosso

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (Mercato del giorno prima – MGP, Mercato infragiornaliero – MI e Mercato per il servizio di dispacciamento – MSD) e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) con obbligo di consegna fisica dell'energia. L'operatore, inoltre, gestisce la piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX, segmento del mercato dei derivati di Borsa Italiana per la negoziazione di contratti finanziari *futures* sull'energia.

L'MGP ha per oggetto la contrattazione di energia tramite offerte di vendita e di acquisto e si svolge in un'unica sessione in asta implicita relativa al giorno successivo, mentre il MI si svolge tra la chiusura dell'MGP e l'apertura dell'MSD e consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto e le loro posizioni commerciali rispetto alle negoziazioni sull'MGP.

Per tutto il 2010 il MI si è articolato in due sessioni (MI1 e MI2) con orari di chiusura diversi e in successione, alle quali se ne sono aggiunte altre due da gennaio 2011 con termine delle contrattazioni nel giorno di consegna. Il MI è stato istituito con la legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è stato avviato nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). La stessa legge ha riformato anche l'MSD, che ha per oggetto l'approvvigionamento da parte di Terna delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema, per la risoluzione delle congestioni intrazonali, la creazione delle riserve di energia e il bilanciamento in tempo reale. Per un approfondimento della riforma del mercato all'ingrosso si veda anche il Capitolo 2, vol. 2. Le modifiche apportate all'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 dell'MB in cinque sessioni consecutive nello stesso giorno al quale le offerte fanno riferimento; nella prima vengono considerate le offerte presentate dagli operatori nella fase di programmazione dell'MSD, nelle quattro sessioni successive gli operatori hanno la possibilità di aggiustare le loro posizioni sul mercato con un anticipo di un'ora e mezza rispetto alla prima ora che può essere negoziata.

L'MTE è la sede per la negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile, trimestrale e annuale.

Nel novembre 2008, 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 (Prezzo unico nazionale – PUN). In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, il GME ha stipulato un accordo di collaborazione con Borsa Italiana al fine di consentire agli operatori partecipanti a entrambi i mercati di regolare mediante consegna fisica i contratti finanziari conclusi sull'IDEX. L'opzione di consegna fisica è esercitabile il terzo giorno di borsa aperta antecedente il mese di consegna con riferimento alla posizione che l'operatore ha maturato su IDEX per il mese successivo.

Da ultimo si evidenzia che gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la Piattaforma Conti Energia (PCE) che rappresenta la piattaforma di registrazione dei contratti bilaterali.

Borsa elettrica: domanda nel Mercato del giorno prima

Nel 2010 la domanda di energia elettrica nel Sistema Italia è stata pari a 318,6 TWh, in aumento dell'1,6% rispetto al 2009. La domanda nazionale è cresciuta del 2,5%, in ragione di un

forte aumento nelle zone Centro-Sud (+15,3%) e Centro-Nord (+7,3%). In controtendenza, la domanda in Sardegna si è invece ridotta del 3,1%. In calo se paragonata al 2009 risulta anche la domanda estera (-3,1%).

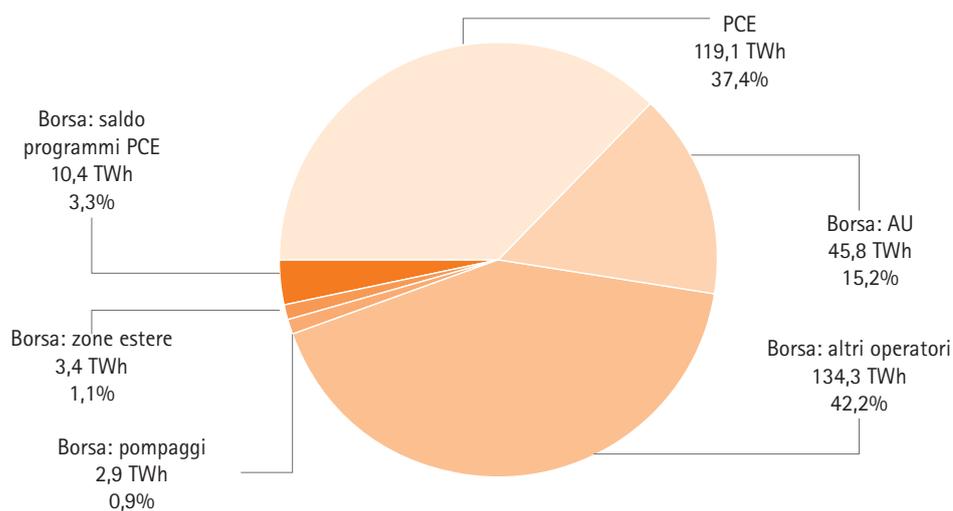
Le operazioni sulla borsa elettrica hanno raggiunto i 199,5 TWh, in diminuzione del 6,4% rispetto all'anno precedente; la liquidità del mercato si è pertanto attestata al 62,6%, inferiore di oltre cinque punti percentuali rispetto al 2009.

Alla riduzione della domanda di borsa ha contribuito la contrazione degli acquisti effettuati dall'Acquirente unico (-31,4%) e, in secondo luogo, dall'estero (-10,6%).

La domanda sottostante i contratti bilaterali, al contrario, ha registrato un incremento di poco inferiore a 19 TWh (+18,6%), a seguito di un forte aumento della domanda espressa dall'Acquirente unico (+72,6%) che ha visto passare gli acquisti fatti sull'MGP dal 7,4% del proprio portafoglio nel 2009 al 54% nel 2010. In particolare, l'Acquirente unico ha ridotto gli acquisti in borsa coperti dal rischio prezzo attraverso contratti differenziali e ha aumentato la quota di contratti bilaterali. Più moderata risulta la crescita della domanda da parte degli altri operatori nazionali (+13,5%).

FIG. 2.9

Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2010



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: offerta nel Mercato del giorno prima

L'andamento dei volumi offerti in borsa evidenzia un calo del 7,8% delle offerte degli operatori nazionali rispetto al 2009, risultando queste pari a 121,0 TWh. In aumento risultano invece

le offerte del GSE (+2,9%) e quelle delle zone estere (+1,3%).

Con riferimento alla PCE, un forte aumento dell'offerta nazionale (+18,0%) ha più che bilanciato una riduzione dell'offerta estera (-10,4%).

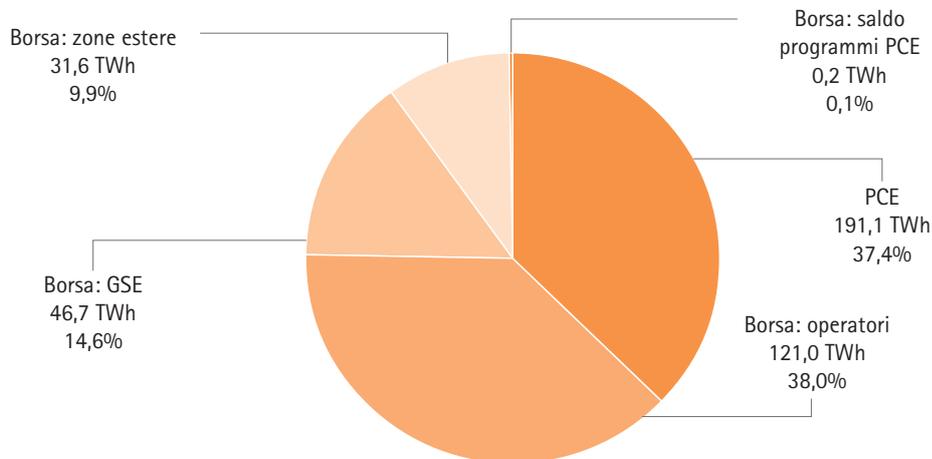


FIG. 2.10

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2010

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul Mercato del giorno prima

La borsa elettrica italiana ha registrato per il 2010 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 64,12 €/MWh, in leggero aumento rispetto all'anno precedente (+0,6%). Molto differenziata risulta la variazione del PUN in confronto al 2009 in relazione alla tipologia di ore; mentre il prezzo medio di acquisto è aumentato nelle ore fuori picco del 7,4%, nelle ore di picco è diminuito del 7,6%.

Il prezzo medio mensile più elevato è stato registrato nel mese di luglio, quando ha raggiunto i 70,90 €/MWh, in corrispondenza del picco di domanda (28,8 TWh).

Con riferimento ai prezzi medi di vendita, si è registrato un

incremento dello *spread* tra prezzo massimo e prezzo minimo zonale rispetto al 2009. Lo *spread*, in particolare, è risultato pari a 30,71 €/MWh, come differenza tra il prezzo medio registrato in Sicilia (89,71 €/MWh) e quello nella macrozona Sud (59,00 €/MWh); nel 2009 lo *spread*, calcolato considerando le stesse due macrozone, era risultato pari a 28,6 €/MWh.

Analizzando le variazioni tendenziali su base annuale, emerge una rilevante riduzione del prezzo medio in Sardegna, dove è diminuito del 10,4%, mentre gli aumenti maggiori, seppure relativamente contenuti, si sono registrati nella macrozona Nord (+1,9%) e in Sicilia (+1,8%). Nell'isola picchi significativi di prezzo si sono verificati in febbraio (106,14 €/MWh) e soprattutto in maggio (110,70 €/MWh).

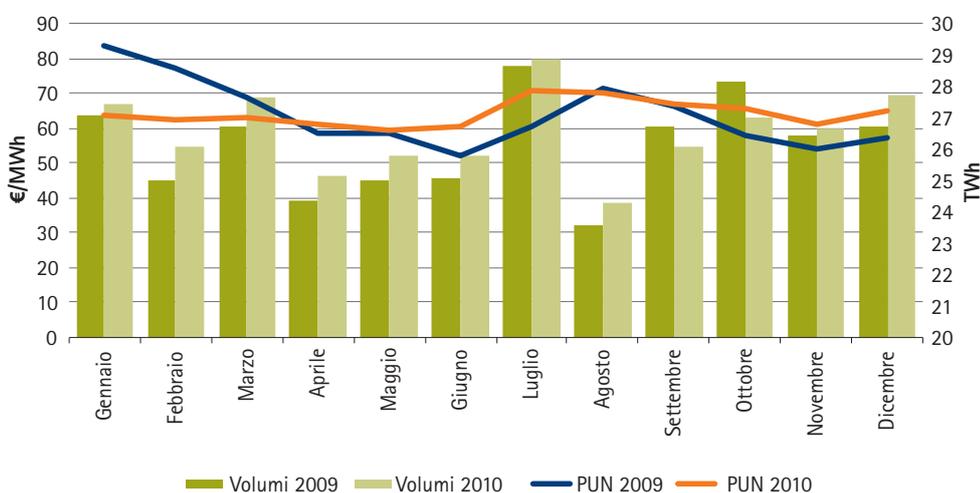


FIG. 2.11

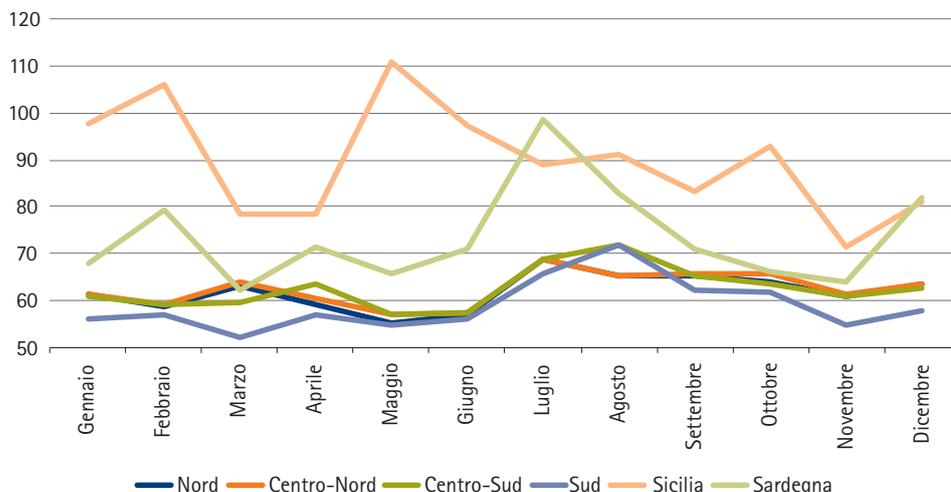
Andamento del Prezzo unico nazionale e volumi scambiati nel 2009 e nel 2010

€/MWh; TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.12

Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2010
€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

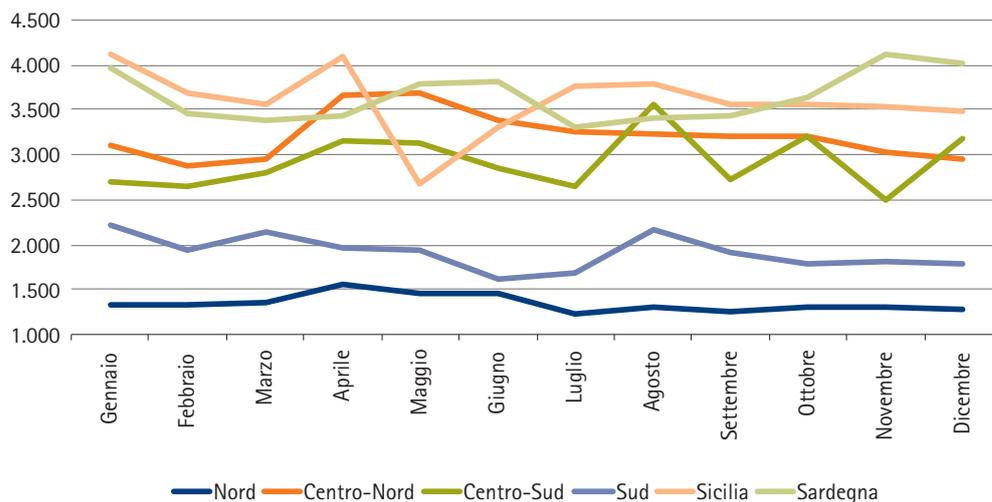
Borsa elettrica: indicatori di concentrazione nel Mercato del giorno prima

L'indice HHI, calcolato in relazione alle vendite di energia, evidenzia una forte diversificazione del livello di concentrazione

a livello zonale. La macrozona Nord si conferma come quella più competitiva (HHI medio pari a 1.345), mentre più critica risulta la situazione in Sicilia (HHI medio pari a 3.596) e in Sardegna (HHI medio pari a 3.647).

FIG. 2.13

Valori dell'indice HHI nel 2010



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

L'indice di operatore marginale a livello di Sistema Italia, calcolato con riferimento ai volumi, mostra una significativa riduzione rispetto al 2009; mentre la percentuale dei volumi complessivamente scambiati sui quali il primo operatore ha fissato il prezzo è stata

mediamente del 28% circa nel 2009, tale quota è scesa al 22% circa nel 2010. A livello zonale, le condizioni di maggiore criticità si evidenziano anche in questo caso in Sicilia (indicatore in media pari al 54% circa) e in Sardegna (indicatore in media pari al 37% circa).

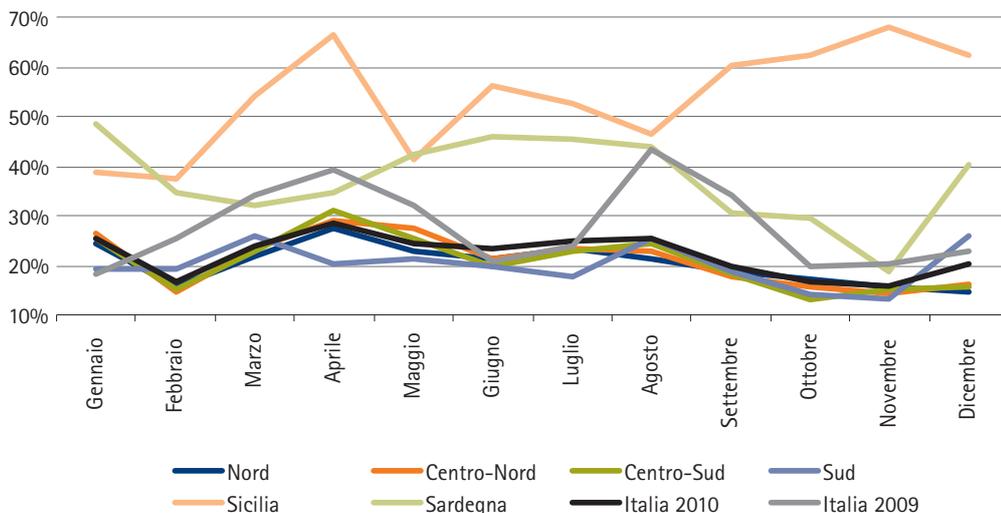


FIG. 2.14

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.

Borsa elettrica: risultati sul Mercato infragiornaliero

Nel corso del 2010 nel MI sono stati scambiati complessivamente 14,6 TWh di energia, di cui 9,5 TWh nel MI1 e 5,1 TWh nel MI2. Il prezzo medio di acquisto nel MI1 è risultato pari a

63,69 €/MWh, quello nel MI2 a 63,66 €/MWh.

A livello zonale, tanto nel MI1 quanto nel MI2 il prezzo medio massimo è stato registrato in Sicilia (rispettivamente 84,79 €/MWh e 81,89 €/MWh), quello più basso nella macrozona Sud (rispettivamente 57,37 €/MWh e 57,06 €/MWh).

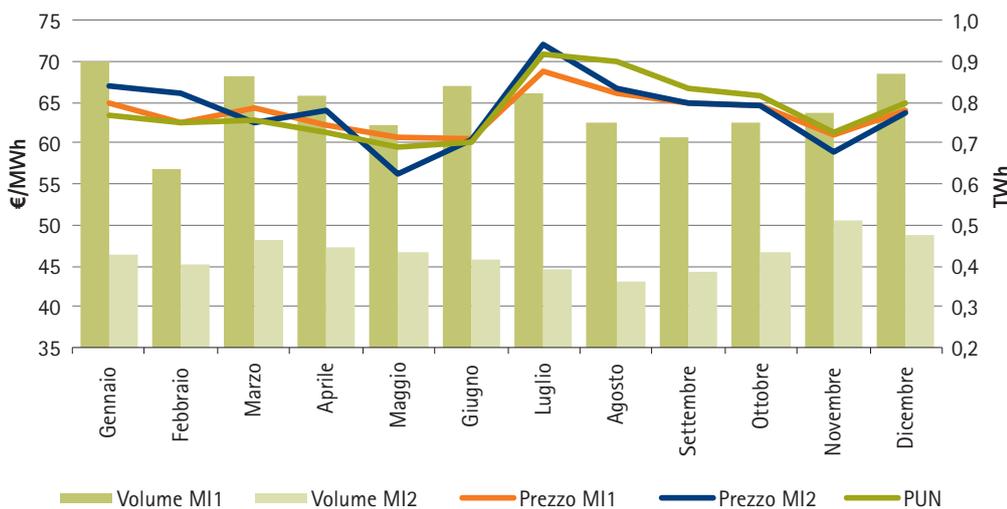


FIG. 2.15

Andamento dei prezzi e delle quantità sul Mercato infragiornaliero nel 2010 €/MWh; TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: Mercato per il servizio di dispacciamento

L'MSD restituisce due esiti distinti, rispettivamente relativi all'MSD *ex ante*, nel quale Terna accetta offerte a programma,

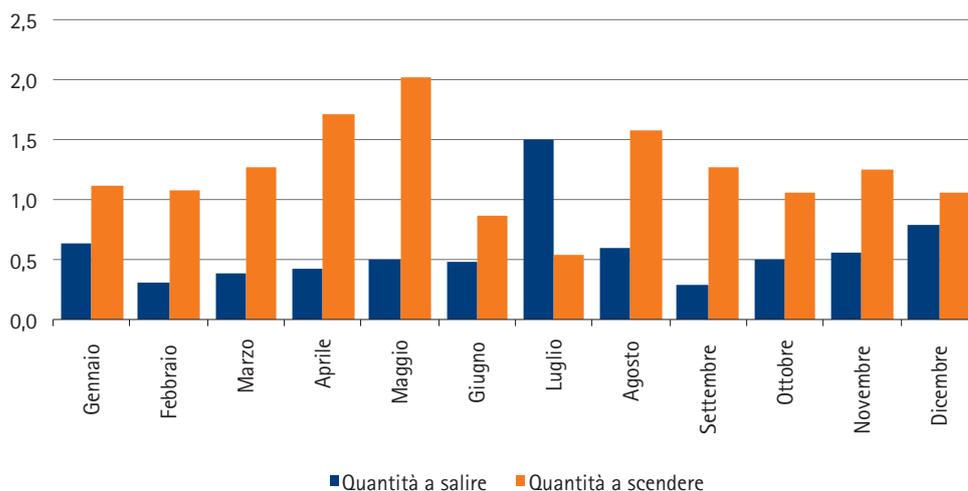
ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva, e all'MSD *ex post*, nel quale Terna accetta offerte nel tempo reale, ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi.

Dati ufficiali relativi al 2010 sono disponibili con riferimento all'MSD *ex ante*. Gli acquisti a salire sono risultati pari a 7,0 TWh, in diminuzione del 44,4% rispetto al 2009. Un picco negli acquisti è stato registrato nel mese di luglio, quando essi

hanno raggiunto 1,5 TWh di energia. Le quantità scambiate a scendere sono invece state pari a 14,8 TWh, in leggero aumento in confronto all'anno precedente (+1,0%). Il punto di massimo è stato toccato nel mese di maggio (2,0 TWh).

FIG. 2.16

Quantità sul Mercato del servizio di dispacciamento *ex ante* nel 2010
TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: confronto con le principali borse europee

Nel corso del 2010 l'andamento dei prezzi nelle principali borse elettriche europee è risultato alquanto diversificato (Fig. 2.17). Il prezzo medio annuale è infatti fortemente aumentato su Nordpool (+51,5%) e in modo rilevante anche su EEX (+14,5%) e Powernext (+10,4%), mentre i prezzi su IPEX e su Omel hanno subito variazioni molto più contenute (rispettivamente +0,6% e +0,1%).

Con riferimento a Nordpool, in particolare, sono stati registrati due picchi significativi di prezzo a febbraio (68,92 €/MWh) e soprattutto a dicembre (81,65 €/MWh), in ragione delle dinamiche legate alle temperature e alla scarsa disponibilità di produzione idroelettrica.

Il trend rialzista nella borsa tedesca e nella borsa francese si è invece accentuato soprattutto nell'ultimo trimestre dell'anno, quando le tensioni registrate su Powernext sembrano aver

sostenuto i prezzi di tutte le borse limitrofe. Tali tensioni sono state originate da una robusta accelerazione della richiesta di energia elettrica sulla rete, soprattutto nelle ore di picco, che ha messo in evidenza problemi di adeguatezza del parco di generazione francese.

Nonostante queste dinamiche, il prezzo medio sulla borsa italiana continua a rimanere più elevato in confronto a quello delle altre borse, con un differenziale che supera i 27 €/MWh rispetto a Omel, divenuta la borsa con il prezzo medio annuale inferiore, e gli 11 €/MWh rispetto a Nordpool. Nel 2010 il differenziale tra il prezzo italiano e quelli francese e tedesco è risultato pari rispettivamente a 16,62 €/MWh e 19,63 €/MWh. Lo scarto tra il prezzo della borsa italiana e il prezzo medio delle altre principali borse europee sopra indicate si è ridotto nel 2010 rispetto all'anno precedente, passando da 25,26 €/MWh a 18,61 €/MWh.

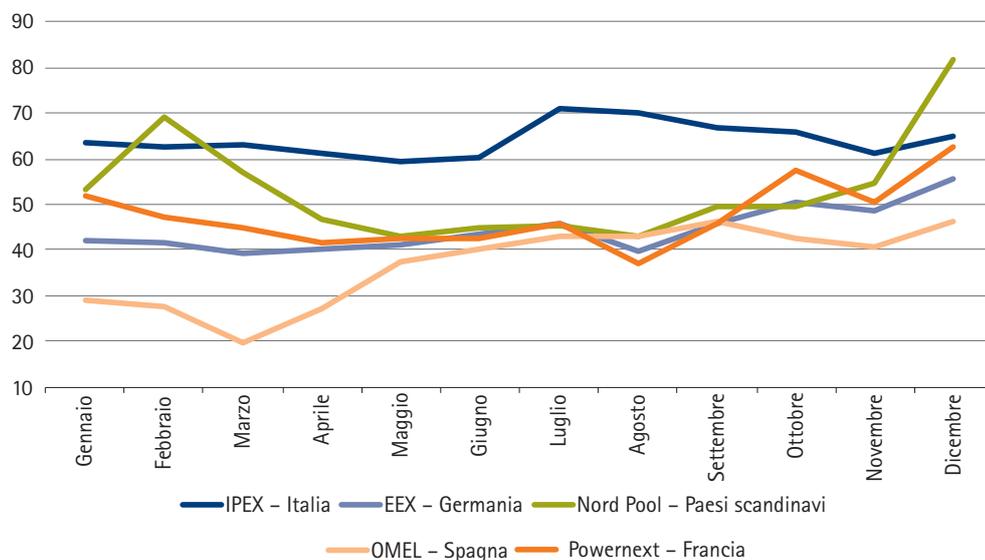


FIG. 2.17

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali borse europee nel 2010

Valori medi baseload; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle borse elettriche europee.

Piattaforma Conti Energia

La PCE è la piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali sulla quale gli operatori possono registrare i dati di quantità e durata della consegna, relativi a contratti a termine, con due mesi massimo di anticipo rispetto alla data di consegna fisica. La PCE, in particolare, consente la registrazione di cinque tipologie di contratti bilaterali, di cui quattro standard (*baseload*, *peakload*, *off peak*, *weekend*) e una non standard. In generale, ciascun operatore dispone di uno o più Conti Energia in immissione (CEI) e di uno o più Conti Energia in prelievo (CEP), su ciascuno dei quali può registrare acquisti e vendite, a condizione che il saldo netto risultante, a fronte della nuova registrazione, sia nel primo caso una vendita netta e nel secondo un acquisto netto. Il saldo del Conto determina la quantità di energia che può essere consegnata/ritirata o venduta/acquistata sull'MGP.

Le transazioni registrate nel 2010 relative a contratti bilaterali hanno riguardato 235,0 TWh (+35,9% rispetto all'anno precedente). Gli operatori hanno registrato prevalentemente contratti non standard (57,1%), i volumi relativi dei quali sono cresciu-

ti del 15,0% rispetto al 2009. Molto più accentuato è risultato, tuttavia, l'aumento dei volumi scambiati tramite contratti standard (+80,1%), in gran parte *baseload* (73,0 TWh) e, in quota inferiore, *peakload* (16,7 TWh) e *off peak* (10,4 TWh).

Mercati a termine dell'energia elettrica

L'MTE gestito dal GME è stato istituito nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia.

Sull'MTE sono negoziabili contratti della tipologia *baseload* e *peakload* con periodi di consegna pari al mese, al trimestre e all'anno. Terminato il periodo di negoziazione, i contratti con periodo di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla PCE, previa verifiche di congruità previste nel regolamento della piattaforma. Per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno è previsto il meccanismo della "cascata".

Nel 2010 sono stati scambiati 2.366 MW di energia, di cui 1.220 MW attraverso contratti *peakload*; più della metà di questi ha avuto durata mensile.

TAV. 2.20

**Volumi scambiati
sul Mercato a termine
nel 2010**

MW

DURATA	PRODOTTI BASELOAD	PRODOTTI PEAKLOAD
Mensili	365	637
Trimestrali	320	303
Annuali	461	280
TOTALE	1.146	1.220

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Vendita dell'energia CIP6 al mercato

Nel 2010 l'energia ritirata dal GSE è stata collocata sul mercato con le modalità previste dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 27 novembre 2009.

La quantità totale di energia elettrica da acquisire per l'anno 2010 è stata fissata pari a circa 36 TWh. Sulla base del decreto, il GSE procede all'assegnazione di diritti CIP6 per una quantità costante, in tutte le ore dell'anno, pari a 4.100 MW, suddivisi in MW o multipli di MW. In particolare, 697 MW sono stati assegnati all'Acquirente unico, mentre la quantità di diritti CIP6 assegnabile a clienti idonei del mercato libero è stata fissata pari a 3.403 MW.

Ciascun assegnatario è tenuto ad approvvigionarsi sul merca-

to elettrico per quantitativi non inferiori alle quote di energia elettrica oraria assegnate ed è tenuto a stipulare con il GSE un contratto per differenza. Il prezzo di assegnazione è stato fissato a 57 €/MWh per il primo trimestre 2010 ed è stato aggiornato nei trimestri successivi sulla base delle indicazioni fornite dall'Autorità (delibera 28 gennaio 2009, ARG/elt 11/09). Nel gennaio 2010, il GSE ha implementato le procedure per l'assegnazione dei diritti relativi all'energia CIP6, alle quali hanno partecipato 70 imprese operanti nel mercato libero, per una richiesta complessiva pari a 27.970 MW. La capacità disponibile è stata assegnata ai soggetti richiedenti con un meccanismo di ripartizione *pro quota*, basato sui consumi medi annui dichiarati dagli stessi soggetti e certificati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.21

**Assegnazione
dei diritti CIP6**

MW

	2010
Enel Energia	823
Edison Energia	377
Eni	261
AceaElectrabel Elettricità	166
E.On Energia	149
Sorgenia	149
A2A	127
Energetic Source	121
Hera Comm	116
Altri	1.114
TOTALE	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 fondata su meccanismi di mercato. Secondo quanto disposto dalla legge n. 244/07, 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 usufruire di 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 rinnova-

bili. Il decreto legislativo n. 79/99, in particolare, prevede dal 2002 l'immissione in rete di una quota pari al 2% dell'energia elettrica prodotta (al netto degli autoconsumi) o importata nell'anno precedente da fonte non rinnovabile 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, sulla base della 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 2.22 evidenzia le contrattazioni avvenute nel mercato gestito dal GME nel corso 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. 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. 2.22

Esiti della contrattazione dei certificati verdi nel 2010

Certificati negoziati in MWh; prezzo medio in €/MWh

TIPOLOGIA DI CERTIFICATI VERDI E ANNO DI RIFERIMENTO	MERCATO GME		BILATERALI	
	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO ^(A)	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO ^(A)
Teleriscaldamento (2005)			2.268	92,53
Teleriscaldamento (2006)			14.191	79,32
Teleriscaldamento (2007)	3.389	86,86	39.647	79,35
Teleriscaldamento (2008)	18.541	86,03	242.031	79,86
Teleriscaldamento (2009)	32.113	82,12	2.580.638	78,49
Rinnovabili (2006)			7.300	123,65
Rinnovabili (2007)	1.352	88,12	2.897	50,01
Rinnovabili (2008)	4.785	87,29	23.258	74,22
Rinnovabili (2009)	935.349	88,28	8.349.736	79,16
Rinnovabili (2010)	1.583.109	82,14	11.530.415	85,03

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Nel corso del 2010, il prezzo medio di vendita nel mercato gestito dal GME, pari a 84,41 €/MWh, è risultato superiore di quasi il 3% rispetto a quello relativo alle contrattazioni bilaterali (82,07 €/MWh). La liquidità del mercato organizzato si è attestata al 10% circa, in netto calo rispetto al 2009 (22%).

A partire dal 2008, secondo quanto disposto dalla legge n. 244/07, i certificati verdi emessi dal GSE sono collocati sul mercato a un prezzo pari alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica, definito dall'Autorità e registrato nell'anno precedente².

Per l'anno 2011, il prezzo di offerta dei certificati nella disponibilità del GSE è stato fissato pari a 113,10 €/MWh, in ragione di un valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica nel 2010, fissato dalla delibera 28 gennaio 2011, ARG/elt 5/11, di 66,90 €/MWh.

Si evidenzia che il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, ha previsto un processo di graduale *phase out* del meccanismo dei certificati verdi, che avrà termine entro il 2015. In base al decreto, il GSE ritirerà i certificati emessi dal 2011 al 2015 in eccesso rispetto a quelli necessari per soddisfare la quota d'obbligo, a un prezzo corrispondente al 78% del prezzo di riferimento definito dalla legge n. 244/07.

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

I Titoli di efficienza energetica (TEE), denominati anche "certi-

ficati bianchi", sono stati disciplinati dai decreti del Ministero delle attività produttive 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. Per una trattazione dettagliata del meccanismo dei TEE, della sua evoluzione negli anni e del ruolo dell'Autorità si rinvia al Capitolo 4, vol. 2.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 21 dicembre 2007, ha integrato e modificato i precedenti decreti del 2004, determinando gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica che dovranno essere conseguiti dai distributori di energia elettrica e dalle imprese distributrici di gas naturale nel periodo 2008-2012³. 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. Infine, il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, di recepimento della direttiva europea 2006/32/CE, ha previsto ulteriori modifiche alla struttura del sistema e alla sua gestione, rimandandone la definizione a futuri decreti attuativi.

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 pro-

² 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 (c.d. "prezzo zonale orario"), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore.

³ 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.

getti 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 e ha definito i criteri e le modalità per il rilascio dei TEE.

I TEE hanno un valore pari a 1 tep e, nella formulazione inizialmente prevista dalle Linee guida, 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.

Successivamente, in attuazione di quanto disposto dal decreto legislativo n. 115/08 in merito al riconoscimento del contributo tariffario, con la delibera 11 febbraio 2009, EEN 1/09, l'Autorità ha modificato la definizione dei TEE di tipo III e introdotto una quarta tipologia di TEE:

- TEE di tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas

naturale, non destinate all'impiego per autotrazione;

- TEE di tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, destinate all'impiego per autotrazione.

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 la delibera 28 dicembre 2007, n. 345/07, che a partire dall'1 aprile 2008 i soggetti ammessi a operare nel Registro dei TEE comunichino al GME, unitamente alle quantità di TEE scambiati attraverso la contrattazione bilaterale, i relativi prezzi di scambio.

Nel corso del 2010 sono stati scambiati nel mercato organizzato 980.095 TEE, in prevalenza del tipo I (59,2%). Considerando anche gli scambi su base bilaterale, che hanno riguardato 2.107.319 TEE, in totale sono stati negoziati TEE corrispondenti a un risparmio di 3.087.414 tep; la liquidità del mercato organizzato è risultata pari a poco meno del 32%, in riduzione rispetto al livello segnato nel 2009 (circa 42%).

I prezzi medi di scambio sul mercato organizzato (93 €/tep) sono risultati superiori rispetto a quelli relativi alle contrattazioni bilaterali del 24% circa, valore corrispondente a un differenziale di circa 18 €/tep.

PERIODO DI CONTRATTAZIONE	TIPOLOGIA	MERCATO GME		BILATERALI	
		TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
2010	I	580.688	93,19	1.367.806	71,98
	II	322.970	92,60	570.253	78,26
	III	76.437	93,24	169.260	87,79

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

TAV. 2.23

Esiti della contrattazione nel mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2010

Quantità in tep; prezzi in €/tep

Mercato finale della vendita

In base ai dati provvisori pubblicati da Terna, le vendite finali di energia elettrica nel 2010 sono ammontate a circa 288 TWh, escludendo gli autoconsumi e le perdite di rete. Nella tavola 2.24 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.

Sui dati relativi al mercato finale commentati in queste pagine sono opportune alcune avvertenze.

Nonostante la natura provvisoria dei dati utilizzati, sia di fonte Terna sia dell'Indagine annuale condotta dall'Autorità presso gli operatori, si presta ovviamente a possibili revisioni in sede di consolidato, alla data di chiusura di questa *Relazione Annuale*, i dati raccolti dall'Autorità sono rappresentativi di una popolazione che riflette comunque il 94% dei dati provvisori di Terna riferiti ai consumi finali e l'89% di quelli riferiti al mercato libero⁴.

La tavola 2.1 inerente i dati provvisori di Terna mostra nel 2010

un aumento delle vendite sul mercato libero e una speculare riduzione del mercato tutelato dell'ordine del 5%. La tavola 2.24, basata su dati raccolti dall'Autorità, mostra che il mercato libero raggiunge, in volume, il 67,8% del totale, il mercato tutelato il 29,9% e quello della salvaguardia il 2,4%.

Il gruppo Enel si conferma l'operatore principale nel segmento della vendita finale, pur registrando una diminuzione di circa sei punti percentuali rispetto allo scorso anno (dal 46% al 40%), quasi interamente dovuta al calo della quota relativa alle vendite ai clienti non domestici. Nel segmento non domestico connesso in bassa tensione, Enel si conferma comunque l'operatore più importante con una quota del 50%. Al secondo posto nella classifica generale si posiziona il gruppo Edison, con una quota complessiva del 9%, cui contribuiscono in larga misura le vendite ai clienti non domestici connessi in media e in alta tensione. Seguono il gruppo Electrabel/Acea, con una quota del 6%, ed Eni, che ha raggiunto una quota del 4% quasi esclusivamente in virtù di vendite a clienti non domestici. I primi dieci operatori (gruppi societari) coprono oltre tre quarti delle vendite complessive.

TAV. 2.24

Mercato finale della vendita per tipologia di mercato e di cliente nel 2010

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

	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
Mercato di maggior tutela	79.328	30.584
Domestico	54.182	25.424
Non domestico	25.146	5.160
Mercato di salvaguardia	6.306	111
Mercato libero	180.130	5.914
Domestico	8.865	3.236
Non domestico	171.265	2.679
MERCATO TOTALE	265.765	36.609

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

⁴ Il valore dei consumi finali calcolato da Terna è pari a 305,5 TWh. Se nell'ambito dei dati raccolti dall'Autorità al totale delle vendite al mercato finale aggiungiamo gli autoconsumi e le vendite a clienti finali non allacciati alle reti di distribuzione, otteniamo un valore dei consumi finali pari a 286,1 TWh, che corrisponde al 94% del totale di Terna. All'interno di tale mercato complessivo, inoltre, Terna valuta in 208,2 TWh l'ampiezza del mercato libero, includendovi i quantitativi relativi al servizio di salvaguardia. Poiché questi ultimi sono pari a 6,3 TWh, la dimensione del mercato libero al netto del servizio di salvaguardia nei dati di Terna è valutabile in 201,9 TWh.

SOCIETÀ	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE
		BT	MT	AT E AAT	
Enel	52.118	38.439	11.981	3.654	106.191
Edison	910	3.897	10.818	8.156	23.781
Electrabel/Acea	2.925	3.096	4.918	4.057	14.996
Eni	567	462	4.733	4.784	10.547
A2A	1.787	2.674	3.616	1.609	9.686
Sorgenia	440	4.717	4.113	315	9.585
E.On	167	2.442	5.120	1.467	9.196
Energetic Source	37	2.171	4.460	1.409	8.077
Hera	478	2.409	4.244	315	7.445
Iren	1.006	1.330	2.429	1.021	5.786
Modula	6	335	551	2.850	3.742
Repower	-	1.744	1.822	6	3.572
Exergia	0	804	2.031	209	3.045
Axpo Group	-	316	1.424	1.166	2.907
C.I.E.	1	948	1.803	-	2.752
Dolomiti Energia	446	1.044	1.156	5	2.651
Assoutility	-	97	2.245	109	2.451
Agsm Verona	278	529	1.460	46	2.313
Telecom Italia	-	737	1.416	-	2.152
Confcommercio	-	578	699	-	1.277
Altri operatori	1.880	7.989	20.283	3.460	33.612
TOTALE OPERATORI	63.047	76.757	91.322	34.639	265.765

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La figura 2.18 illustra la ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale. In particolare, il segmento del mercato libero risulta più ampio nelle regioni settentrionali (con la regione Friuli Venezia Giulia al primo posto), mentre nella maggior parte delle regioni meridionali i seg-

menti 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 pari al 45%.

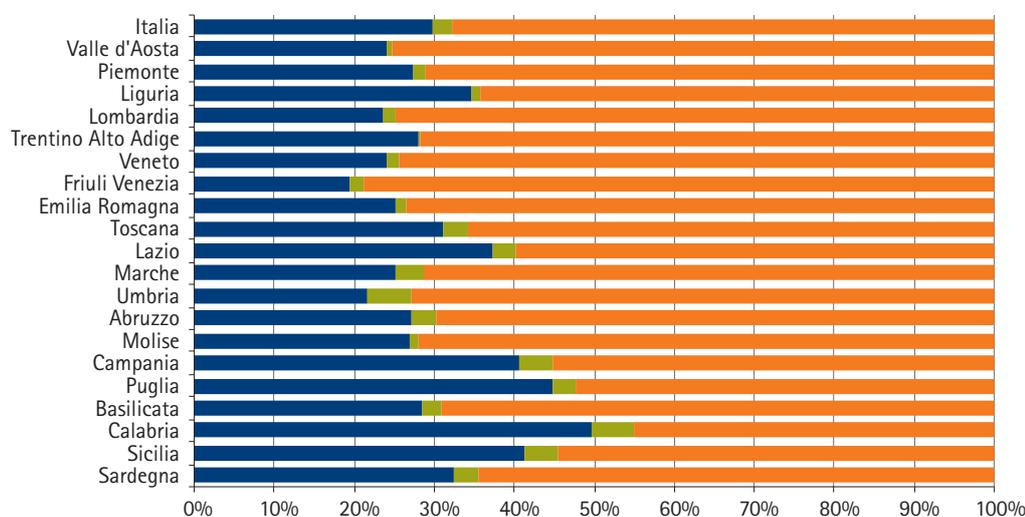


FIG. 2.18

Vendite al mercato finale nel 2010 per regione e per tipologia di mercato

Ripartizione percentuale^(A)

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Sulla base dei dati forniti dai distributori, nel 2010 il tasso di *switching*⁵ complessivo è risultato pari al 25,7%, in termini di volumi distribuiti, e ha coinvolto il 5,9% della clientela del mercato elettrico. Il 4,1% dei clienti domestici e il 12,4% dei clienti non domestici risultano aver cambiato for-

nitore. Con riferimento ai volumi prelevati, le corrispondenti percentuali salgono, rispettivamente, al 5,2% e al 31,4%. Tra la clientela non domestica il segmento più dinamico in termini di punti di prelievo è stato quello dei clienti connessi in media tensione.

TAV. 2.26

Tassi di switching dei clienti finali nel 2010

Valori percentuali

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	5,2	4,1
Non domestico:	31,4	12,4
<i>di cui:</i>		
BT	22,6	12,2
MT	34,6	28,8
AT E AAT	39,1	17,8
TOTALE	25,7	5,9

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 2010 le vendite ai clienti in maggior tutela sono ammontate a circa 79 TWh per più di 30 milioni di punti di prelievo, in riduzione di oltre il 5% rispetto al 2009. Il 68% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 54 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'83% del mercato

totale della maggior tutela (oltre 25 milioni) (Tav. 2.27).

L'Autorità ha stabilito, per il periodo compreso tra l'1 luglio 2010 e il 31 dicembre 2011, le condizioni economiche biorarie che si applicheranno progressivamente e in modo automatico ai consumatori che usufruiscono del servizio di maggior tutela e dotati dei nuovi contatori elettronici riprogrammati. Le condizioni economiche biorarie, volontarie e obbligatorie, nel 2010 hanno interessato poco più di un terzo dei clienti domestici in termini di volumi di punti di prelievo.

L'89% del mercato domestico di maggior tutela riguarda i clienti residenti; di questi, circa l'87% è rappresentato da clienti con potenza fino a 3 kW. Le percentuali corrispondenti ai punti di prelievo sono, invece, rispettivamente pari al 79% e al 93%.

⁵ I dati di *switching* sono stati rilevati utilizzando la definizione prevista dalla Commissione europea, ovvero l'attività di *switching* è intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

- il *re-switch*, quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- lo *switch back*, quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- lo *switch* verso una società concorrente dell'*incumbent* e viceversa.

Nel caso in cui un cliente cambi area di residenza lo *switch* viene registrato solo se si rivolge a un fornitore differente dall'*incumbent* esistente nell'area in cui arriva; inoltre, un cambiamento di condizioni economiche con lo stesso fornitore non è equivalente a uno *switch*, anche nel caso in cui venga scelta una nuova formula contrattuale, oppure il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore o da una società da esso controllata.

TAV. 2.27

Servizio di maggior tutela nel 2010 per tipologia di cliente

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	42.110	18.759
Monoraria	27.324	12.308
Bioraria volontaria	436	155
Bioraria obbligatoria	14.350	6.296
Domestici residenti oltre 3 kW	6.039	1.345
Monoraria	4.008	893
Bioraria volontaria	217	49
Bioraria obbligatoria	1.814	402
Domestici non residenti	6.033	5.320
Monoraria	3.903	3.560
Bioraria volontaria	78	50
Bioraria obbligatoria	2.053	1.710
Illuminazione pubblica	550	35
Monoraria	541	34
Multioraria	9	1
Altri usi fino a 16,5 kW	13.297	4.768
Monoraria	76	21
Bioraria	2.692	843
Multioraria	10.530	3.904
Altri usi oltre 16,5 kW	11.298	357
Monoraria	114	5
Bioraria	1.770	58
Multioraria	9.414	293
TOTALE	79.328	30.584

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il consumo medio del cliente domestico è risultato intorno ai 2.150 kWh all'anno; per un cliente domestico residente il dato si articola in circa 2.250 kWh con potenza fino a 3 kW e 4.500 kWh con potenza oltre i 3 kW, mentre per un consumatore non residente esso è pari a circa 1.150 kWh. Il 62% dei consumatori residenti fino a 3 kW di potenza appartiene alle prime tre

classi di consumo (consumi inferiori a 2.500 kWh/anno), mentre il 33% dei consumatori residenti oltre i 3 kW di potenza appartiene alle ultime due classi di consumo (consumi superiori ai 5.000 kWh/anno). Per quanto riguarda invece i consumatori non residenti (secondo case), il 64% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) (Tav. 2.28).

TAV. 2.28

Servizio di maggior tutela: vendite ai clienti domestici per tipologia di cliente e per classe di consumo nel 2010

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	42.110	18.759
0-1.000 kWh	1.496	2.930
1.000-1.800 kWh	6.200	4.363
1.800-2.500 kWh	9.122	4.264
2.500-3.500 kWh	12.763	4.354
3.500-5.000 kWh	9.382	2.326
5.000-15.000 kWh	3.072	522
> 15.000 kWh	74	1
Domestici residenti oltre 3 kW	6.039	1.345
0-1.000 kWh	27	55
1.000-1.800 kWh	119	82
1.800-2.500 kWh	283	130
2.500-3.500 kWh	781	259
3.500-5.000 kWh	1.607	381
5.000-15.000 kWh	2.951	426
> 15.000 kWh	270	11
Domestici non residenti	6.033	5.320
0-1.000 kWh	1.162	3.415
1.000-1.800 kWh	1.126	834
1.800-2.500 kWh	875	415
2.500-3.500 kWh	948	323
3.500-5.000 kWh	827	201
5.000-15.000 kWh	872	125
> 15.000 kWh	222	7
TOTALE DOMESTICI	54.182	25.424

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 2.29 propone la ripartizione dei volumi (circa 25 TWh) e dei punti di prelievo (oltre 5 milioni) relativi agli altri usi dell'energia elettrica per classe di consumo. Circa l'80% dei consumatori non domestici (escludendo l'illuminazione pubblica) appartiene alla prima classe di consumo (< 5 MWh/anno) per un volume cor-

rispondente di consumi pari a circa il 20% delle vendite totali. Il 93% dei punti di prelievo presenta una potenza inferiore a 16,5 kW per oltre il 54% dei consumi. Poco meno della metà dei punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW è caratterizzata in larga misura (85%) da consumi compresi tra 20 e 500 MWh.

TAV. 2.29

Servizio di maggior tutela: vendite ai clienti non domestici (altri usi) per classe di consumo e di potenza nel 2010

Volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
Altri usi fino a 16,5 kW	13.297	4.768
< 5 MWh	4.710	4.033
5-10 MWh	2.996	431
10-15 MWh	1.756	145
15-20 MWh	1.214	71
20-50 MWh	2.373	86
50-100 MWh	188	3
100-500 MWh	40	0
500-2.000 MWh	19	0
2.000-20.000 MWh	0	0
Altri usi oltre 16,5 kW	11.298	357
< 5 MWh	142	69
5-10 MWh	339	45
10-15 MWh	466	37
15-20 MWh	567	32
20-50 MWh	3.565	109
50-100 MWh	3.101	45
100-500 MWh	2.927	18
500-2.000 MWh	183	0
2.000-20.000 MWh	8	0
TOTALE ALTRI USI	24.596	5.125

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli 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 pari all'84,4%; seguono AceaElectrabel Elettricità (5,2%), A2A Energia (3,0%) e Iren Mercato (1,4%). Gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%.

TAV. 2.30

Principali esercenti il servizio di maggior tutela nel 2010

Volumi in GWh; quota percentuale

REGIONE SOCIALE	VOLUMI	QUOTA %
Enel Servizio Elettrico	66.922	84,4
AceaElectrabel Elettricità	4.133	5,2
A2A Energia	2.408	3,0
Iren Mercato	1.133	1,4
Hera Comm	571	0,7
Trenta	542	0,7
Asm Energia e Ambiente	509	0,6
Azienda Energetica - ETSCHWERKE	395	0,5
Agsm Energia	325	0,4
Acegas-Aps Service	304	0,4
A.I.M. Energy	182	0,2
Vallenergie	173	0,2
Enia Energia	159	0,2
A.E.M. Gestioni	111	0,1
Umbria Energy	110	0,1
Altri esercenti	1.352	1,7
TOTALE	79.328	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato libero

Nel 2010 è proseguito il trend di aumento del numero di società di vendita attive nel mercato libero, soprattutto con riferimento agli operatori più piccoli per volumi venduti. Parallelamente si è ridotto nel tempo il volume medio unitario delle vendite (da 1.580 GWh nel 2000 a 938 GWh nel 2010). Il 14% dei venditori attivi (27 operatori) nel 2010 ha coperto l'84% delle vendite complessive (Tav. 2.31).

Le vendite del mercato libero nel 2010, determinate sottraendo al dato provvisorio di Terna relativo al mercato libero le vendite inerenti il servizio di salvaguardia, si sono attestate sui 202 TWh, in aumento di quasi il 6% rispetto al 2009. Nella tavola 2.32, i dati raccolti dall'Autorità sono ripartiti per tipologia di cliente; il 92% dei volumi ha interessato i cosiddetti altri usi (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), per circa 2,5 milioni di punti di prelievo (42% del totale del mercato libero).

TAV. 2.31

Attività dei venditori nel periodo 2000-2010 per classe di vendita

	2000	2007	2008	2009	2010
<i>Numero di distributori^(A)</i>	194	163	151	147	149
Numero di venditori attivi	27	135	149	177	192
Oltre 10 TWh	1	4	3	2	4
5-10 TWh	1	3	5	6	4
1-5 TWh	5	24	24	22	19
0,1-1 TWh	11	41	41	53	65
< 0,1 TWh	9	63	76	94	100
Volume venduto (TWh)^(B)	43	182	189	181	180
Oltre 10 TWh	21	86	78	68	78
5-10 TWh	8	25	37	44	32
1-5 TWh	11	55	56	46	42
0,1-1 TWh	3	15	16	20	27
< 0,1 TWh	0	2	2	2	2
Volume medio unitario (GWh)	1.580	1.349	1.267	1.022	938
Oltre 10 TWh	20.865	21.561	25.920	34.165	19.474
5-10 TWh	8.158	8.253	7.491	7.415	7.878
1-5 TWh	2.122	2.288	2.334	2.105	2.201
0,1-1 TWh	246	354	385	369	414
< 0,1 TWh	36	27	24	24	20

(A) Esercenti dal 2008 il servizio di maggior tutela che hanno svolto l'attività per almeno un giorno dell'anno.

(B) I volumi relativi alle vendite sul mercato libero coprono solo una parte dei volumi rilevati da Terna, comunque non inferiore all'89% nei vari anni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.32

Mercato libero nel 2010 per tipologia di cliente

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

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(B)
BT	58.542	5.834
Domestico	8.865	3.236
Illuminazione pubblica	5.118	205
Altri usi	44.559	2.393
MT	87.268	80
Illuminazione pubblica	378	1
Altri usi	86.890	79
AT e AAT	34.320	1
Altri usi	34.320	1
TOTALE	180.130	5.914

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2010 sul mercato libero risultano essersi approvigionati circa 3.200.000 clienti domestici, per complessivi 8,9 TWh (+74% rispetto ai consumi dello scorso anno). Poco più del 44% delle vendite ha interessato le classi di consumo oltre 3.500 kWh/anno, corrispondente a un quarto dei punti di prelievo (Tav. 2.33).

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(B)
< 1.000 kWh	190	350
1.000-1.800 kWh	824	575
1.800-2.500 kWh	1.432	665
2.500-3.500 kWh	2.476	834
3.500-5.000 kWh	2.355	575
5.000-15.000 kWh	1.497	233
> 15.000 kWh	90	4
TOTALE DOMESTICI	8.865	3.236

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.33

Mercato libero domestico nel 2010 per classe di consumo

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

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(B)
< 5 MWh	BT	2.399	1.303
5-10 MWh	BT	2.864	397
10-15 MWh	BT	2.507	205
15-20 MWh	BT	2.313	133
< 10 MWh	MT	14	4
10-20 MWh	MT	33	2
< 20 MWh	AT e AAT	0	0
20-50 MWh	Tutti	10.872	343
50-100 MWh	Tutti	9.585	139
100-500 MWh	Tutti	24.016	115
500-2.000 MWh	Tutti	25.682	27
2.000-20.000 MWh	Tutti	47.987	10
20.000-50.000 MWh	Tutti	13.190	0
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.653	0
70.000-150.000 MWh	Tutti	7.204	0
> 150.000 MWh	Tutti	18.947	0
TOTALE NON DOMESTICI		171.265	2.679

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.34

Mercato libero non domestico nel 2010 per classe di consumo

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

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'anno, per un totale di 91 TWh (circa il 53% delle vendite complessive nel relativo segmento di mercato), mentre poco meno della metà dei clienti consuma meno di 5 MWh all'anno (Tav. 2.34). Il 34% dei clienti non domestici è servito sul mercato libero.

Considerando il mercato libero nel suo complesso, nel 2010 il principale operatore in termini di vendite risulta essere il gruppo Enel, che tuttavia ha visto ridimensionarsi la propria quota in misura significativa rispetto allo scorso anno (dal 27% al 19%), a vantaggio di alcuni concorrenti tra cui Edison, Electrabel/Acea, Eni e Sorgenia. I primi dieci operatori rappresentano il 68,5% del mercato in termini di volumi venduti.

TAV. 2.35

Principali esercenti sul mercato libero nel 2010

Volumi in GWh;
quota percentuale

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA %
Enel	34.738	19,3
Edison	23.781	13,2
Electrabel/Acea	10.863	6,0
Eni	10.547	5,9
Sorgenia	9.585	5,3
E.On	9.196	5,1
Energetic Source	8.077	4,5
A2A	6.767	3,8
Hera	5.840	3,2
Iren	4.072	2,3
Modula	3.742	2,1
Repower	3.572	2,0
Axpo Group	2.907	1,6
C.I.E.	2.752	1,5
Assoutility	2.451	1,4
Telecom Italia	2.152	1,2
Energia	2.131	1,2
Dolomiti Energia	2.109	1,2
Agsm Verona	1.989	1,1
Confcommercio	1.277	0,7
Altri esercenti	31.582	17,5
TOTALE ESERCENTI MERCATO LIBERO	180.130	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 2.36 fotografa i livelli di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero, per regione. Gli indici di concentrazione utilizzati a livello territoriale si riferiscono alla quota di mercato dei primi tre operatori (singoli esercenti e non gruppi societari) e alla percentuale dei punti di prelievo da questi serviti. Le regioni settentrionali, fatta eccezione per la Valle d'Aosta, presentano indici di concentrazione

più contenuti rispetto a quelli meridionali. In particolare, la Lombardia si conferma come la regione con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, essendo la quota corrispondente dei primi tre operatori pari a circa il 30% delle vendite complessive regionali; viceversa, la Calabria presenta il livello di concentrazione più elevato in termini di quota dei clienti serviti dai primi tre operatori (85,7%).

REGIONE	NUMERO OPERATORI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% PUNTI DI PRELIEVO
Valle d'Aosta	38	89,4	84,9
Piemonte	115	42,1	77,2
Liguria	88	42,8	55,3
Lombardia	141	30,4	66,3
Trentino Alto Adige	73	59,0	67,1
Veneto	109	38,6	66,7
Friul Venezia Giulia	83	40,3	55,6
Emilia Romagna	112	45,4	70,5
Toscana	110	46,3	72,3
Lazio	98	58,9	77,6
Marche	79	73,3	69,1
Umbria	91	41,2	51,5
Abruzzo	88	45,4	69,6
Molise	56	53,5	65,8
Campania	85	52,9	78,6
Puglia	82	52,5	61,1
Basilicata	67	61,3	71,2
Calabria	69	66,5	85,7
Sicilia	79	66,8	79,3
Sardegna	69	70,6	78,6

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.36

Livelli di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero

Quota di mercato dei primi tre operatori (C3); percentuale dei punti di prelievo da questi servizi

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 2010 il servizio di salvaguardia ha interessato circa 110.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*, che hanno prelevato elettricità per circa 6,3 TWh. Quest'ultimo dato rappresenta una flessione del 12,7% rispetto al dato corrispondente del 2009. L'1,9% delle vendite in regime di salvaguardia riguarda l'illuminazione pubblica, la quota restante gli altri utilizzi industriali/commerciali, con prevalenza di connessioni in media tensione (64% del totale delle vendite) (Tav. 2.37).

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
BT	1.934	96.615
Illuminazione pubblica	90	5.356
Altri usi	1.844	91.259
MT	4.054	13.954
Illuminazione pubblica	29	91
Altri usi	4.026	13.863
AT e AAT	318	118
Altri usi	318	118
TOTALE SALVAGUARDIA	6.306	110.688

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.37

Servizio di salvaguardia nel 2010 per tipologia di cliente

Volumi in GWh

TAV. 2.38

**Servizio di salvaguardia
nel 2010 per regione**

Volumi in GWh

REGIONE	VOLUMI	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
Valle d'Aosta	5	133
Piemonte	315	5.775
Liguria	67	2.213
Lombardia	904	15.207
Trentino Alto Adige	16	182
Veneto	412	8.278
Friuli Venezia Giulia	148	2.375
Emilia Romagna	338	8.257
Toscana	499	11.983
Lazio	623	7.120
Marche	256	4.002
Umbria	280	2.557
Abruzzo	178	3.608
Molise	14	751
Campania	682	11.073
Puglia	336	6.213
Basilicata	55	1.202
Calabria	276	4.171
Sicilia	661	10.811
Sardegna	242	4.777
ITALIA	6.306	110.688

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Dall'analisi della ripartizione delle vendite a livello regionale emerge che la principale regione in termini di energia fornita tramite

servizio di salvaguardia è la Lombardia, seguita dalla Campania, dalla Sicilia e dal Lazio, tutte con una vendita superiore a 600 GWh.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Con la delibera 10 dicembre 2010, ARG/elt 228/10, l'Autorità ha disposto l'aggiornamento annuale delle tariffe elettriche a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e di 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, una riduzione rispetto all'anno 2010 pari allo 0,6%, passando da 2,281 c€/kWh a 2,267 c€/kWh.

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	TOTALE
2011	0,442	1,566	0,259	2,267
2010	0,413	1,597	0,271	2,281
2009	0,363	1,547	0,278	2,188
Differenza 2011-2010	0,029	-0,031	-0,012	-0,014
Variazione % 2011-2010	7,0%	-1,9%	-4,4%	-0,6%

TAV. 2.39

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

	TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE			DIFFERENZA 2011-2010
	2009	2010	2011	
BT usi domestici	3,505	3,645	3,617	-0,028
BT illuminazione pubblica	1,751	1,842	1,846	0,004
BT altri usi	2,798	2,924	2,913	-0,011
MT illuminazione pubblica	1,104	1,167	1,176	0,009
MT altri usi	1,166	1,241	1,254	0,013
AT	0,465	0,520	0,551	0,031
AAT > 220 kV	0,424	0,474	0,504	0,030

TAV. 2.40

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

TAV. 2.41

Servizio di misura:
tariffe per tipologia
di cliente
€/MWh

	2009	MISURA 2010	2011	DIFFERENZA 2011-2010
BT usi domestici	0,946	0,922	0,878	-0,044
BT illuminazione pubblica	0,066	0,065	0,061	-0,004
BT altri usi	0,290	0,283	0,270	-0,013
MT illuminazione pubblica	0,063	0,062	0,062	-
MT altri usi	0,029	0,029	0,028	-0,001
AT	0,005	0,005	0,005	-
AAT > 220 kV	0,001	0,001	0,001	-

Prezzi del mercato al dettaglio

Sulla base dei dati ancora provvisori raccolti dall'Autorità, nel 2010 il prezzo medio sul mercato libero per l'approvvigionamento dell'energia elettrica si ripartisce rispettivamente per la clientela domestica e per la clientela non domestica come illustrato dalle tavole 2.42 e 2.43.

Questo prezzo è stato rilevato chiedendo agli operatori del mercato libero di includere esclusivamente le componenti riferite a energia, dispacciamento, componente UC₁, perdite di

rete, sbilanciamento e costi di commercializzazione della vendita.

La struttura delle classi di consumo qui utilizzata è conforme a quella impiegata negli scorsi anni, con la ripartizione della clientela compatibile con la classificazione utilizzata da Eurostat; tale classificazione è all'esame dell'Autorità per una valutazione della sua adeguatezza ai fini dell'analisi del mercato della vendita.

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	PREZZO ^(A)
< 1.000 kWh	190	117,41
1.000-1.800 kWh	824	102,95
1.800-2.500 kWh	1.432	102,01
2.500-3.500 kWh	2.476	101,22
3.500-5.000 kWh	2.355	102,24
5.000-15.000 kWh	1.497	101,84
> 15.000 kWh	90	95,16
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	8.865	102,17

(A) Il prezzo si riferisce all'approvvigionamento di energia elettrica, ovvero è da intendersi al netto delle componenti fiscali, degli oneri generali di sistema e delle componenti tariffarie a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.42

Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2010

Volumi in GWh; prezzi in €/MWh

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	PREZZO ^(A)
< 5 MWh	BT	2.399	106,89
5-10 MWh	BT	2.864	107,94
10-15 MWh	BT	2.507	104,29
15-20 MWh	BT	2.313	97,64
< 10 MWh	MT	14	109,93
10-20 MWh	MT	33	106,35
< 20 MWh	AT e AAT	0	97,66
20-50 MWh	Tutti	10.872	98,53
50-100 MWh	Tutti	9.585	97,22
100-500 MWh	Tutti	24.016	95,86
500-2.000 MWh	Tutti	25.682	88,63
2.000-20.000 MWh	Tutti	47.987	81,76
20.000-50.000 MWh	Tutti	13.190	79,06
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.653	74,90
70.000-150.000 MWh	Tutti	7.204	73,36
> 150.000 MWh	Tutti	18.947	79,00
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI		171.265	87,03

(A) Il prezzo si riferisce all'approvvigionamento di energia elettrica, ovvero è da intendersi al netto delle componenti fiscali, degli oneri generali di sistema e delle componenti tariffarie a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.43

Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2010

Volumi in GWh; prezzi in €/MWh

I prezzi dell'energia elettrica sulla piazza di Milano

Al fine di promuovere la trasparenza delle condizioni contrattuali applicate e monitorare il funzionamento del mercato libero dell'energia elettrica, le Camere di commercio d'Italia, con il supporto di Unioncamere e il coordinamento scientifico di Ricerche per l'economia e la finanza, hanno esteso un progetto nato presso la Camera di commercio di Milano e dato vita alla Rete camerale dei Mercuriali dell'energia. Si tratta di un network di Camere, che opera una ricognizione periodica dei prezzi dell'energia elettrica praticati sul mercato libero alle micro, piccole e medie imprese. 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) e gli oneri, 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 attivate con decorrenza dal primo giorno del mese di rilevazione trimestrale.

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 pubblicazione periodica del mercuriale risponde a una serie di finalità: consente di disporre di riferimenti di prezzo per le declaratorie contrattuali maggiormente in uso e 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 consumo 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'adesione al libero mercato dell'energia.

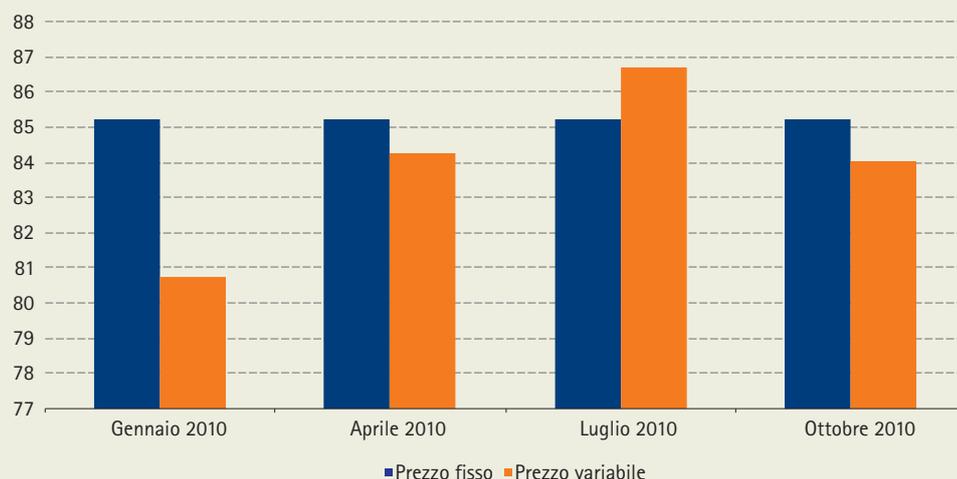
Un bilancio del contratto

1 gennaio – 31 dicembre 2010

Uno dei portati informativi del Mercuriale è quello di permettere valutazioni indicative di convenienza relativa tra contratti a prezzo fisso e contratti a prezzo variabile. Per semplicità, in questa sede faremo riferimento ai contratti a prezzo monorario, ovvero con prezzo uguale in tutte le ore

del giorno e della notte; le stesse considerazioni, pur con i dovuti accorgimenti del caso, valgono per i contratti a prezzo mul-

tuario, ovvero con prezzi differenziati per ciascuna delle fasce orarie stabilite dall'Autorità.



Mercuriale dei prezzi^(A)
dell'energia elettrica
in Lombardia

€/Mwh

(A) Corrispettivi monorari dei contratti a 12 mesi con decorrenza 1 gennaio 2010.

Fonte: Rete camerale dei Mercuriali dell'energia.

La figura mostra l'evoluzione dei corrispettivi dei contratti per forniture di 12 mesi attivate in Lombardia a partire dall'1 gennaio 2011. Si osserva chiaramente come il prezzo variabile al primo mese di fornitura (gennaio 2010) si collocava al di sotto del prezzo fisso di circa 5€/MWh. Nel corso del 2010, a fronte di un'invarianza del prezzo fisso (che per definizione è bloccato per tutta la vigenza contrattuale), il prezzo variabile ha sperimentato una crescita nella parte centrale dell'anno arrivando a superare il prezzo fisso, per chiudere l'anno pressoché sugli stessi livelli di quest'ultimo nei mesi finali. Il motivo di questa salita è da ricercare nella crescita delle quotazioni del petrolio e dei principali combustibili utilizzati per la generazione termoelettrica nel corso del 2010, crescita incamerata dai corrispettivi variabili sulla base di formule di indicizzazione che replicano, in buona misura, l'andamento dei costi di generazione dei produttori di energia elettrica.

Un bilancio di convenienza sull'intero arco annuale tra le due tipologie di contratto non può prescindere dal profilo stagionale di consumo: per una piccola e media impresa che avesse concentrato gran parte dei suoi prelievi nei primi mesi dell'anno sarebbe stata più conveniente l'opzione del corrispettivo variabile. Convenienza che si sarebbe invertita a favore del corrispettivo fisso qualora l'impresa avesse consumato maggiori volumi di energia nella seconda parte dell'anno.

I contratti con decorrenza 1 gennaio 2011

La tavola riporta le indicazioni riferite ai contratti più diffusi attivati con decorrenza 1 gennaio 2011 in Lombardia. Le principali evidenze che emergono dalla lettura dei dati sono:

- una marginale convenienza al primo mese di fornitura (gennaio 2011) dei

contratti a prezzo fisso rispetto a quelli a prezzo variabile;

- a parità di tipologia di prezzo (monorario o multiorario), corrispettivi più elevati per i contratti con durata di 24 mesi rispetto a quelli con durata di 12 mesi; 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 a 24 mesi rappresenta la controparte di questo servizio di assicurazione.

Prezzi dell'energia in Lombardia a gennaio 2011

€/MWh; prezzo prevalente (da produttore/grossista per utente non domestico) della componente energia "franco centrale" per contratti della durata di 12 mesi e 24 mesi attivati con decorrenza 1 gennaio 2011

CLASSI DI CONSUMO (MWh/ANNO)	TENSIONE	DURATA	TIPOLOGIA	PREZZO FISSO ^(A)			PREZZO VARIABILE ^(B)		
				F1	F2	F3	F1	F2	F3
Fino a 300	BT	12 mesi	Monorario	83,70	85,88				
Fino a 300	BT	24 mesi	Monorario	89,65	88,08				
Fino a 300	BT	12 mesi	Multiorario	94,89	84,22	62,96	95,35	82,39	61,81
Dino a 300	BT	24 mesi	Multiorario	103,57	91,50	66,17	n.d.	n.d.	n.d.
Da 301 a 1.200	MT	12 mesi	Multiorario	91,88	79,32	59,47	94,04	81,87	61,34
Da 301 a 1.200	MT	24 mesi	Multiorario	102,76	90,76	64,36	n.d.	n.d.	n.d.

(A) Corrispettivo bloccato per tutto il periodo di vigenza della fornitura.

(B) Corrispettivo unitario aggiornato periodicamente, valorizzazione al primo mese di decorrenza della fornitura (P1); comprende i corrispettivi a sconto rispetto alle condizioni economiche stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela.

Fonte: Rete camerale dei Mercuriali dell'energia.

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, servizio rivolto ai clienti domestici e alle piccole imprese che non hanno un venditore sul mercato libero. I clienti che, pur non avendo un venditore sul mercato libero, non rientrano tra gli aventi diritto alla maggior tutela sono serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia, svolto da società di vendita selezionate attraverso apposite procedure di gara. Nello svolgimento

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

La tavola 2.44 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2010. 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 47% del suo fabbisogno. Relativamente agli acquisti fatti sull'MGP, il 13% di essi è stato coperto dal rischio prezzo con contratti differenziali, inclusivi del contratto *Virtual Power Plant* (VPP) sottoscritto con Enel Produzione, e con l'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva di cui alla delibera CIP6.

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Al di fuori del sistema delle offerte	17.049	8.954	15.842	41.845
<i>di cui:</i>				
- importazioni annuali	850	511	854	2.215
- importazioni pluriennali	1.683	1.245	2.328	5.256
- contratti bilaterali	14.516	7.198	12.660	34.374
Mercato del giorno prima	17.121	16.605	14.743	48.469
<i>di cui:</i>				
- contratti differenziali	254	188	351	793
- CIP6	1.799	1.332	2.491	5.622
- acquisti al PUN	15.068	15.085	11.901	42.054
<i>Sbilanciamento Unità di consumo^(A)</i>	<i>-1.197</i>	<i>-34</i>	<i>-34</i>	<i>-1.265</i>
TOTALE	32.973	25.525	30.551	89.049

(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.

La quantità di energia elettrica di sbilanciamento, attribuita all'Acquirente unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le unità di consumo, si è attestata su valori superiori a quelli precedentemente registrati nell'anno 2009

e corrispondenti all'1,4% del fabbisogno.

Nella tavola 2.45 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di borsa.

	F1	F2	F3	TOTALE
CIP6	5%	5%	8%	6%
Contratti bilaterali	44%	28%	41%	39%
Importazioni	8%	7%	10%	8%
Contratti differenziali	1%	1%	1%	1%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Con riferimento al 2011⁶ l'ammontare di energia elettrica acquistata nell'MGP interessa circa il 59% del fabbisogno dell'Acquirente unico.

La quota del portafoglio dell'Acquirente unico, coperta con contratti differenziali per la protezione dal rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata nell'MGP e prevista per l'anno 2011, fa riferimento:

- alla potenza sottostante i contratti di cessione di capacità produttiva virtuale (contratti VPP) per l'anno 2011, stipulati tra l'Acquirente unico ed Enel Produzione, di cui alla tavola 2.46;
- alla potenza sottostante altri contratti differenziali, sottoscritti in esito a procedure d'asta e indicati nella tavola 2.47, distinti tra prodotti *baseload* e *peakload*.

TAV. 2.44

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2010

GWh, al lordo delle perdite di rete

TAV. 2.45

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2010

Incidenza delle fonti di approvvigionamento non soggette al rischio prezzo sul totale del fabbisogno nel 2010

⁶ I dati relativi all'anno 2011 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2011.

TAV. 2.46

Quantità assegnate ai contratti Virtual Power Plant nel 2011

DATA ASTA	MW	DURATA	PRODOTTO
15/10/2009	13	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload
28/09/2010	193	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

TAV. 2.47

Quantità assegnate ad altri contratti differenziati nel 2011

DATA ASTA	MW	DURATA	PRODOTTO
12/11/2010	5	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Peakload
25/11/2010	2	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Peakload
25/01/2011	175	1 – 28 febbraio 2011	Peakload
	300		Baseload

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Per l'anno 2011 l'Acquirente unico ha inoltre bandito delle aste per la stipula di contratti bilaterali fisici. La potenza assegnata

ta singolarmente in ogni asta è riportata nella tavola 2.48 dove sono distinti i prodotti *baseload* e *peakload*.

TAV. 2.48

Quantità assegnate ai contratti bilaterali nel 2011

DATA ASTA	MW	DURATA	PRODOTTO
22/04/2010	20	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Peakload
19/05/2010	247	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload
27/05/2010	300	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload
03/06/2010	211	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload
10/06/2010	300	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload
16/06/2010	245	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload
06/07/2010	300	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload
20/07/2010	300	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload
25/08/2010	196	1 gennaio – 31 dicembre 2011	Baseload
26/01/2011	280	1 gennaio – 31 marzo 2011	Baseload
	100		Peakload

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Per quanto attiene il prezzo di regolazione dei singoli contratti bilaterali, tutte le aste prevedono una valorizzazione a prezzo fisso. All'energia elettrica conseguente alle assegnazioni riportate nella tavola 2.48 vanno poi aggiunti 5.510 GWh di energia elettrica riferita a prodotti negoziati sull'MTE gestito dal GME.

Per quanto riguarda i contratti di importazione annuale, la tavola 2.49 riporta la potenza assegnata singolarmente in ogni asta bandita dall'Acquirente unico.

Infine, la tavola 2.50 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2011.

TAV. 2.49

ASTA	MW	PRODOTTO	FRONTIERE	DURATA
Asta annuale ^(A)	70	Baseload	Francia	1 gennaio - 31 dicembre
	5	23 dicembre 2010	Svizzera	
	125	Baseload	Francia	
	8	27 dicembre 2010	Svizzera	
	176	Baseload	Francia	
	337	29 dicembre 2010	Svizzera	

Quantità assegnate ai contratti di importazione nel 2011

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

TAV. 2.50

FONTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2011 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'ACQUIRENTE UNICO	PREZZO
Importazioni annuali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2011	5.104	6,0	Definito nell'ambito del contratto
Importazioni pluriennali	600 MW con riferimento alla frontiera Svizzera	5.256	6,2	66,3 €/MWh, corrispondente al prezzo previsto dal decreto 14 dicembre 2010 (aggiornato trimestralmente ai sensi della delibera ARG/elt 241/10)
Contratti bilaterali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2011, inclusiva degli acquisti effettuati sul mercato a termine dell'energia elettrica	24.195	28,6	Definito nell'ambito del contratto
Borsa elettrica (Mercato del giorno prima)	La quota rimanente per soddisfare la domanda dei clienti finali	50.037	59,2	Prezzo unico nazionale
<i>di cui</i>				
Contratti differenziali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2011	265	0,3	Definito nell'ambito del contratto
VPP	La potenza assegnata in esito ai contratti di cessione di capacità produttiva virtuale	1.805	2,1	Prezzi in funzione del prezzo di aggiudicazione dell'asta.
	TOTALE FABBISOGNO	84.592	100,0	

Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per il 2011

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente unico.

Energia elettrica e inflazione

A partire da gennaio 2011 l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha apportato un'ampia revisione alla rilevazione dell'in-

flazione. Il paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione, viene rivisto ogni anno, per aggiornarne tanto il sistema di ponderazione, quanto la lista dei beni e dei servizi

che ne fanno parte. L'ultima revisione, tuttavia, è stata più ampia perché oltre ad apportare i consueti cambiamenti, l'Istat ha modificato l'anno di riferimento degli indici, passato da 1995=100 a 2010=100; inoltre, gli indici vengono ora calcolati secondo un nuovo e più articolato schema di classificazione della spesa per consumi⁷ definita a livello europeo. Il nuovo schema classificatorio adottato prevede l'introduzione di due ulteriori livelli di disaggregazione prima inesistenti: le Sottoclassi di prodotto e i Segmenti di consumo. Da gennaio 2011, la classificazione dei prodotti si articola quindi in cinque livelli via via più disaggregati, che nell'ordine sono: Divisioni, Gruppi di prodotto, Classi di prodotto, Sottoclassi di prodotto e Segmenti di consumo. Questi ultimi due livelli hanno sostituito quello più elementare utilizzato fino allo scorso anno, che erano le Voci di prodotto.

Per quanto riguarda le Voci di prodotto di interesse dell'Autorità tradizionalmente commentate nella *Relazione Annuale*, è da segnalare la sostituzione del nuovo segmento di consumo "Energia elettrica" con la precedente voce "Energia elettrica". Per quanto riguarda il gas, la nuova disaggregazione comporta la sostituzione tra la precedente voce di prodotto "Gas" con la Classe di prodotto "Gas". Come si vedrà meglio nel Capitolo 3, dall'attuale Gruppo di prodotto "Gas" è stato ulteriormente enucleato il segmento di consumo "Gas di città e gas naturale" che è propriamente il "prodotto" regolato dall'Autorità. Naturalmente, essendo questo elemento nuovo non si può raccordarlo al passato e nemmeno è possibile calcolarne il tasso di variazione tendenziale. Esso è però inserito anche nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati" che comprende l'insieme (esclusivo) dei due segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire

"Energia elettrica" e "Gas di città e naturale". Diviene quindi interessante osservare anche questa tipologia di prodotto.

Il prezzo dell'energia elettrica rilevato dall'Istat nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC)⁸ ha mantenuto un trend di discesa sino all'estate del 2009, per poi restare stabile fino alla fine dell'anno. Nella prima metà del 2010 ha continuato a diminuire in modo consistente, per poi tornare stabile o al più in lieve discesa sino a fine anno. Una leggera riduzione ha caratterizzato anche il primo trimestre del 2011. Grazie a questo andamento, il tasso di inflazione misurato sui prezzi dell'energia elettrica ha registrato bruschi rallentamenti a partire dall'autunno 2008 sino a oggi (Fig. 2.19).

Dal 13% toccato a luglio 2008, il tasso d'inflazione elettrico è sceso sino ad annullarsi nell'aprile 2009, per poi divenire negativo (-5,5%) a fine anno. La discesa è proseguita anche nel 2010: tra aprile e ottobre la dinamica elettrica ha toccato un punto di minimo relativo, pari a -7,1%, valore da cui è risalita sino al -4,1% di gennaio 2011. In ragione d'anno, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane rilevato dall'Istat è diminuito del 6,8% nel 2010, dopo essere sceso dell'1,9% nel 2009 (mentre era cresciuto del 9,7% nel 2008). Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è aumentato costantemente - del 3,3% nel 2008, dello 0,7% nel 2009 e dell'1,5% nel 2010 - il calo del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane nel 2009, e più ancora nel 2010, risulta molto più consistente se valutato in termini reali (nei due anni rispettivamente pari a -2,6% e -8,1%). L'andamento dell'energia elettrica ha notevolmente contribuito, come si vede nella figura 2.19, a mantenere negativo il tasso di inflazione degli energetici regolamentati, per quasi tutto il 2010.

⁷ La classificazione della spesa per consumi adottata per gli indici dei prezzi al consumo è quella internazionale COICOP (*Classification of Individual Consumption by Purpose*).

⁸ 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'1,27% nel 2009, è salito all'1,31 nel 2010 ed è tornato all'1,25% nel 2011.

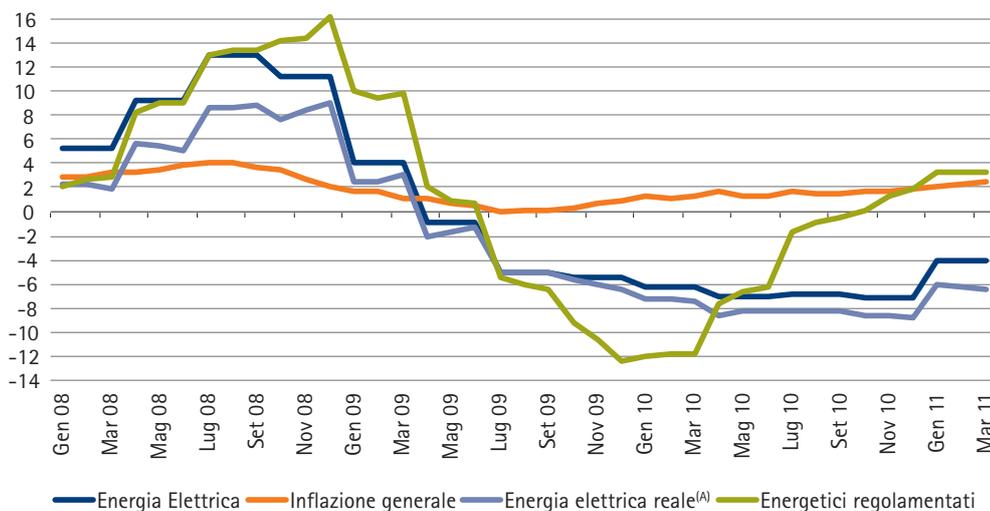


FIG. 2.19

Inflazione generale ed elettrica dal 2008 al 2010

Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo

(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.

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. 2.20).

Con un calo del 6,8%, la performance del prezzo italiano nel 2010 è risultata la migliore rispetto ai paesi considerati dove, a eccezione del Regno Unito, si sono invece rilevati aumenti più o meno consistenti. A fronte di una crescita media europea (di 27 paesi) pari all'1,8%, il rincaro di minore entità è risultato quello francese, pari al 2,4%. Come in Italia, anche nel Regno Unito si è osservata una diminuzione, seppure meno consistente, pari al 2,5%, mentre i consumatori tedeschi e spagnoli hanno subito aumenti rispettivamente del 3,2% e del

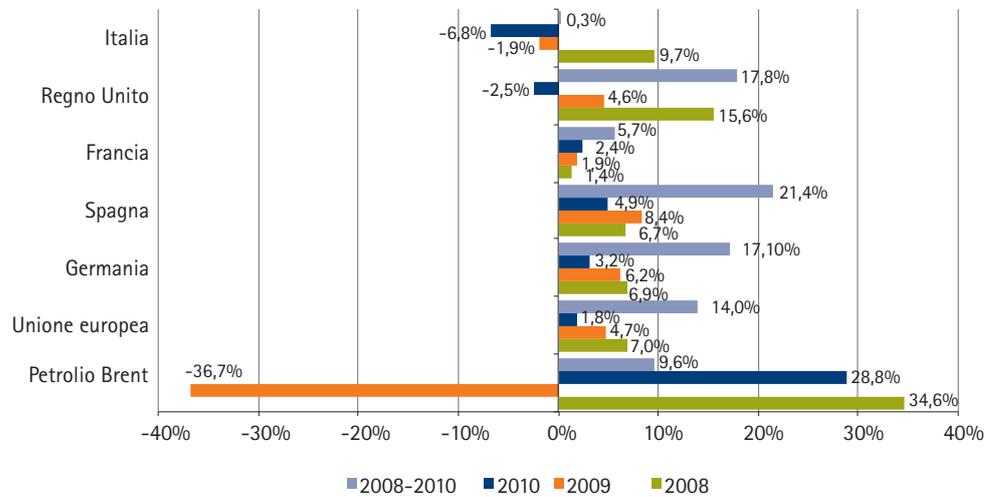
4,9%. Pure nel 2009 il prezzo per i consumatori italiani aveva registrato una riduzione (-1,9%) in controtendenza rispetto agli altri paesi europei, mentre nel 2008 il risultato italiano appariva come uno dei peggiori: l'aumento del 9,7% registrato nel nostro paese era effettivamente inferiore solo al 15,6% ottenuto nel Regno Unito.

Più in generale, osservando i corrispondenti tassi di crescita del prezzo del petrolio, le variazioni dei prezzi dell'energia elettrica italiana e inglese sembrano più correlate con l'andamento del Brent, seppure con un certo ritardo, in confronto di quelle che si osservano negli altri paesi considerati, riflettendo in ciò il significativo peso (di poco inferiore all'80%) della generazione termoelettrica rispetto alle altre fonti di produzione di elettricità.

FIG. 2.20

Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica nei principali paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

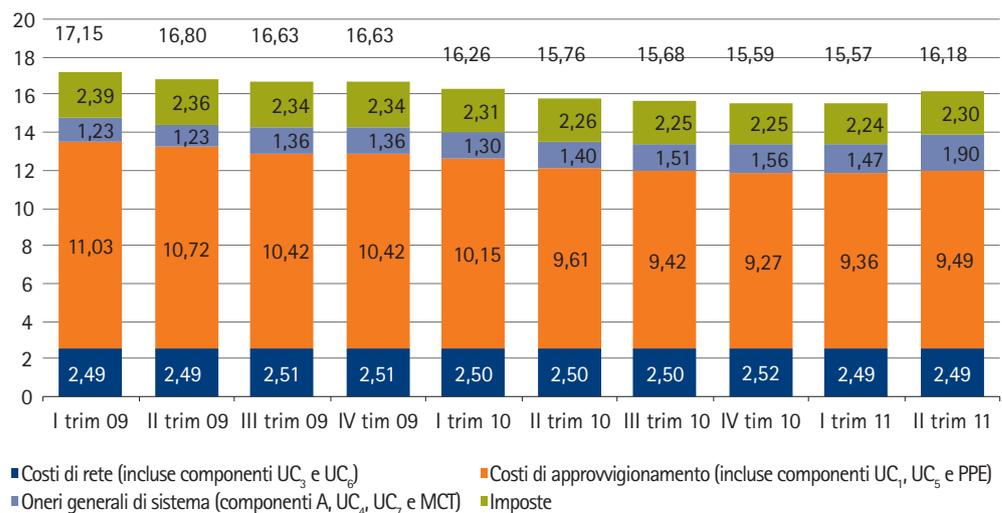
La dinamica dell'indice mensile dell'Istat per il prezzo dell'energia elettrica trova conferma nell'andamento delle condizioni economiche di maggior tutela per un consumatore domestico residente con consumi annui pari a 2.700 kWh e

potenza di 3 kW. Nel corso del 2010 e del primo trimestre 2011 i prezzi di maggior tutela sono gradualmente scesi, portandosi su livelli inferiori di oltre il 9% rispetto a due anni prima. La fase di contrazione si è interrotta nel secondo trimestre 2011 con un aumento congiunturale del 3,9% e tendenziale del 2,6% (Fig. 2.21).

FIG. 2.21

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

€/kWh^(A); 2009-2011



(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.

All'1 aprile 2011 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 13,88 c€/kWh al netto delle imposte e a 16,18 c€/kWh al lordo delle imposte.

La componente a copertura dei costi di trasmissione, distribu-

zione e misura (includere le componenti tariffarie UC₃ e UC₆ in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incide per il 15,4% sul prezzo lordo complessivo, in leggero calo rispetto al contributo registrato nel secondo trimestre 2010 (15,9%).

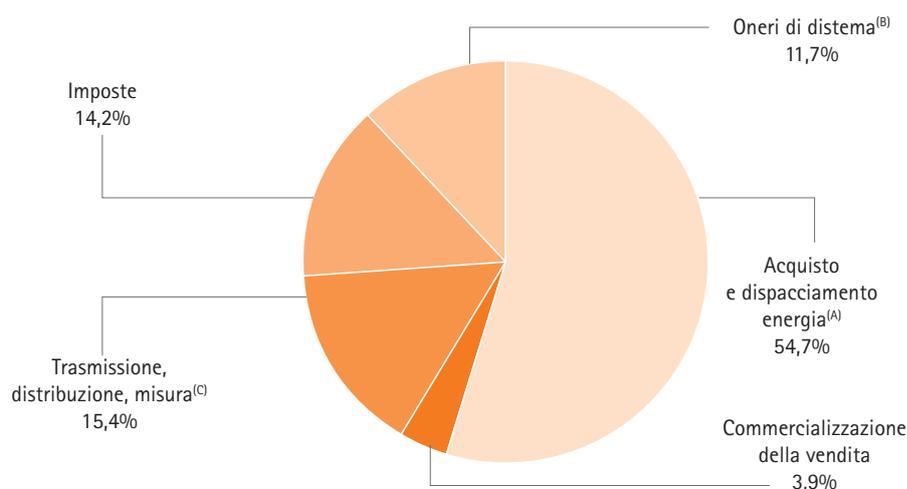


FIG. 2.22

Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW

Composizione percentuale all'1 aprile 2011

(A) Il corrispettivo per l'acquisto e il dispacciamento di energia include le componenti di perequazione UC₁, e PPE.

(B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, le componenti UC₄, UC₇ e MCT.

(C) La componente a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura include le componenti UC₃ e UC₆.

I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica ad aprile 2011 presentano un'incidenza sul prezzo lordo pari al 59%, in calo di circa due punti percentuali rispetto a un anno prima. Tali corrispettivi comprendono anche le seguenti voci:

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

libri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela; all'1 aprile 2011 è pari a -0,286 c€/kWh, dove il segno negativo indica una restituzione ai clienti finali;

- 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 2011 è pari a 0,64 c€/kWh e pesa per circa il 4% sul prezzo totale.

Nel secondo trimestre 2011 gli oneri generali di sistema (incluse le componenti UC₄ relativa alle integrazioni tariffarie, MCT per le misure di compensazione territoriale, A₅ a copertura del bonus sociale, UC₇ per l'efficienza energetica) ammontano, per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela, a 1,90 c€/kWh e incidono sul prezzo lordo per il 12%, in aumen-

to di circa tre punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2010. La tavola 2.51 illustra la ripartizione del gettito complessivo degli oneri generali di sistema di competenza 2010 tra le diverse componenti, evidenziando il peso della componente A₃. Si rimanda al Capitolo 2, vol. 2, per ulteriori informazioni di dettaglio.

TAV. 2.51

Oneri generali di sistema di competenza nel 2010

M€

ALIQUOTA	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE
A ₂	Oneri per finanziamento attività nucleari residue	410
	<i>di cui destinati al bilancio dello Stato</i>	101
A ₃	Fonti rinnovabili e assimilate	4.400
A ₄	Regimi tariffari speciali ferrovie	376
A ₅	Finanziamento ricerca	62
A ₆	<i>Stranded Costs</i>	0
A ₅	Tariffa sociale	157
UC ₄	Imprese elettriche minori	69
MCT	Misure di compensazione territoriale	48
	<i>di cui destinati al bilancio dello Stato</i>	34
UC ₇	Efficienza energetica negli usi finali	8
	TOTALE	5.530

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione

L'anno 2010 ha confermato il miglioramento, già riscontrato durante gli anni 2008 e 2009, della continuità del servizio di trasmissione rispetto agli anni precedenti. Tale continuità viene comunemente misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS). L'andamento di questo

indicatore negli ultimi cinque anni è presentato nella tavola 2.52, dove le informazioni relative all'anno 2010 fanno riferimento a dati ricevuti da Terna durante il mese di aprile 2011, ancora oggetto di verifiche da parte degli Uffici dell'Autorità.

AREA	2006	2007	2008	2009	2010
Italia	3.477	8.465	2.430	2.372	2.076

(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.

TAV. 2.52

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

Nel corso del 2010 si è confermata la riduzione degli incidenti rilevanti (cioè delle disalimentazioni con maggiore impatto in termini di ENS), già riscontrata nel corso del 2008 e del 2009. Si è registrato infatti un unico incidente rilevante, nel

mese di novembre, che ha interessato la rete 150 kV della provincia di Caserta, in corrispondenza di una sequenza di quattro episodi di guasto in condizioni meteorologiche perturbate (Tav. 2.53).

ANNO	NUMERO INCIDENTI RILEVANTI	ENERGIA NON FORNITA
2006	2	2.548
2007	11	7.468
2008	1	560
2009	1	370
2010	1	286

(A) La delibera 7 novembre 2007, n. 281/07, ha ridefinito a partire dall'1 gennaio 2008 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* di Terna e comunicazioni di Terna all'Autorità.

TAV. 2.53

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

L'andamento del numero medio di interruzioni lunghe e brevi originate dalla trasmissione (dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna) è riportato nella tavola 2.54. Il numero medio rimane sostanzialmente costante su base nazionale ed è inferiore a una interruzione ogni due anni. Si riscontrano invece variazioni anche significative per le diverse aree territoriali, con la conferma di una migliore con-

tinuità del servizio nel Centro-Nord dell'Italia. Trovano inoltre riprova il trend di significativo miglioramento per l'area territoriale di Cagliari e quello di importante peggioramento per l'area territoriale di Napoli. Le informazioni relative all'anno 2010 fanno riferimento a dati ricevuti da Terna durante il mese di aprile 2011, ancora oggetto di verifiche da parte degli Uffici dell'Autorità.

TAV. 2.54

Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN(A)

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

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2006	2007	2008	2009	2010
Torino	0,32	0,13	0,71	0,32	0,21
Milano	0,11	0,25	0,22	0,14	0,10
Padova	0,21	0,41	0,37	0,34	0,29
Firenze	0,25	0,46	0,27	0,19	0,19
Roma	0,79	0,34	0,41	0,45	0,32
Napoli	0,29	0,37	0,48	0,85	1,14
Palermo	1,05	0,94	0,75	0,57	0,80
Cagliari	0,75	0,82	0,22	0,10	0,11
ITALIA	0,38	0,39	0,42	0,37	0,39

(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 del 2009 e del 2010 si riferiscono all'insieme degli utenti che risultavano direttamente connessi a fine 2008, prima dell'estensione dell'ambito della Rete di trasmissione nazionale.

Fonte: Comunicazioni di Terna all'Autorità.

Per quanto riguarda la qualità della tensione sulla RTN, nel corso del 2010 è proseguita la campagna di misura sulla rete di alta tensione effettuata da Terna (mediante 107 strumenti di misura in stazioni di altissima tensione e 58 strumenti in siti utenti in alta tensione), disponibile mediante l'applicativo web MONIQUE di Terna. Le caratteristiche della tensione da rilevare sono descritte nel Capitolo 11.5 del Codice di rete, in accordo alle prescrizioni 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 per tipologia (unipolare, bipolare, 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 2010 e i livelli attesi di qualità della tensione per l'anno 2011, che sono riportati nella tavola 2.55 relativamente alla variazione della tensione, e nella tavola 2.56 per quanto riguarda i buchi di tensione monofase e polifase.

TAV. 2.55

Livelli attesi di qualità della tensione per il 2010 e per il 2011: variazione della tensione per cliente all'anno KV

TENSIONE ESERCIZIO	$V_{MIN}-V_{MAX}$ 95% DEL TEMPO ES. NORMALE	$V_{MIN}-V_{MAX}$ 100% DEL TEMPO ES. NORMALE	$V_{MIN}-V_{MAX}$ 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. 2.56

PARAMETRO ^(A)	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 al 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 al 90% della tensione nominale e di qualsiasi durata.

Fonte: Terna.

Livelli attesi di qualità della tensione per il 2010 e per il 2011: buchi di tensione per cliente all'anno

Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

Nel 2010, come già avvenuto nel 2008 e nel 2009, la durata e il numero di interruzioni senza preavviso di durata superiore a 3 minuti hanno registrato valori maggiori in confronto ai minimi rilevati nel 2007. Si conferma comunque 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 è circa 60% per la durata media annuale e circa 40% per il numero medio annuale.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2010, si conferma il significativo impatto di eventi non attribuiti a responsabilità delle imprese distributrici, che aveva invece registrato una importante riduzione negli anni 2006 e 2007. Come mostrato nella figura 2.23, la durata media annuale delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici per cliente ha invece registrato il minimo storico, pari a 44 minuti a livello nazionale. Nel calcolo di tale valore sono dedotte le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate, identificate in base a un metodo statistico, le interruzioni dovute a eventi eccezionali, a furti e ad atti di autorità pubblica. Considerando le interruzioni sulle reti

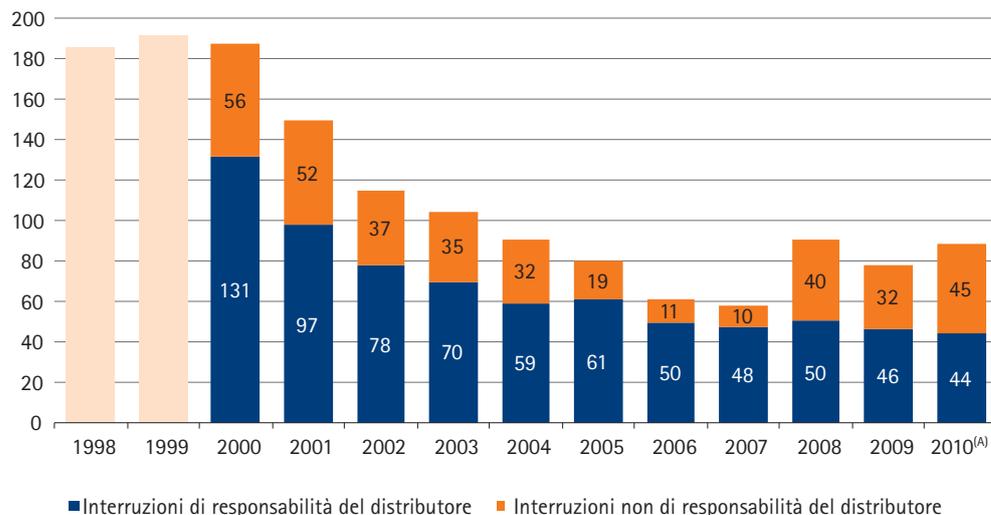
di distribuzione e di trasmissione (esclusi gli "incidenti rilevanti" e gli interventi dei sistemi di difesa), nel 2010:

- la durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione è stata pari a 89 minuti;
- la durata media annuale delle interruzioni per cliente di responsabilità delle imprese distributrici è stata pari a circa 44 minuti a livello nazionale, 29 minuti nel Nord Italia, 46 minuti nel Centro Italia e 63 minuti nel Sud Italia (Fig. 2.24);
- il numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe si è attestato a 2,26 interruzioni per cliente in bassa tensione (Fig. 2.25);
- il numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi si è attestato a 2,79 interruzioni per cliente in bassa tensione (Fig. 2.26);
- il numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi, per cliente, di responsabilità delle imprese distributrici è stato pari a 3,86 a livello nazionale, 2,31 nel Nord Italia, 3,43 nel Centro Italia e 6,30 nel Sud Italia (Fig. 2.27).

FIG. 2.23

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione

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



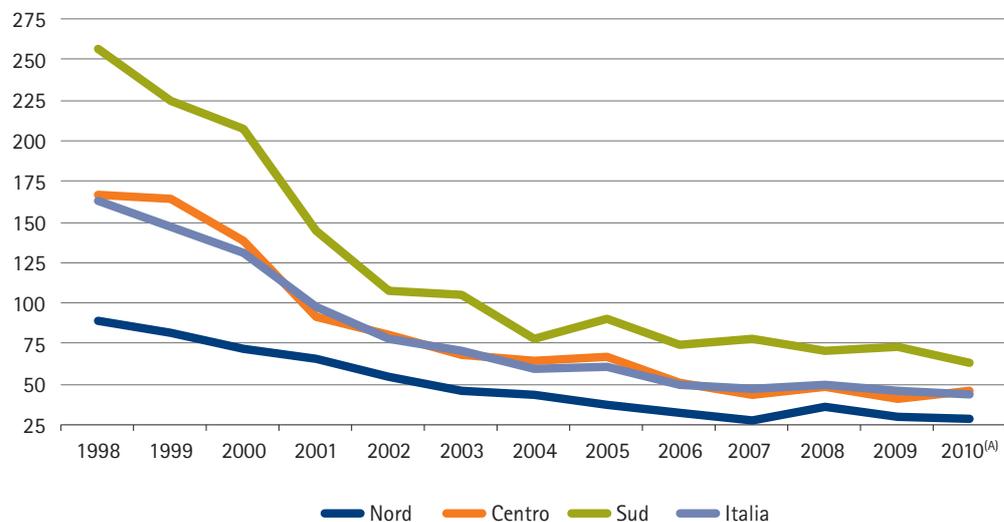
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2010 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.24

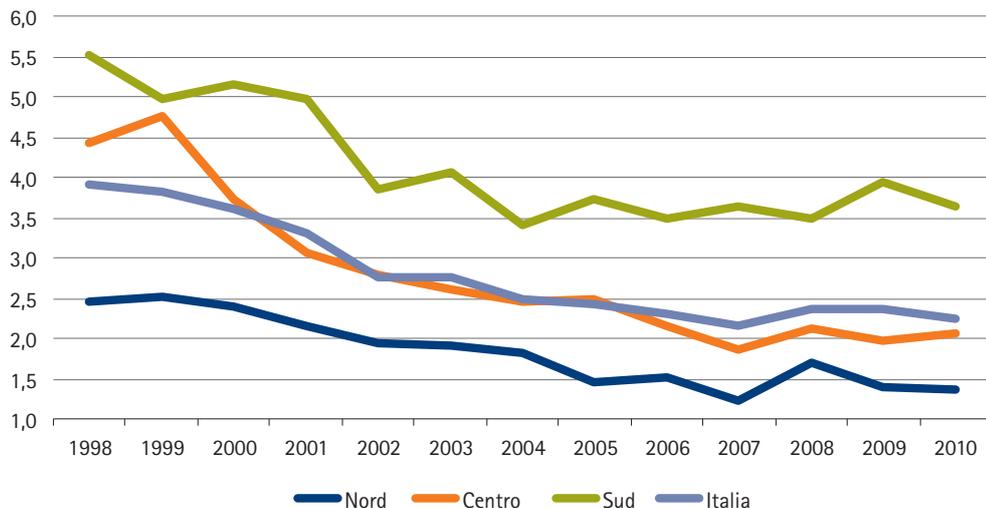
Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

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

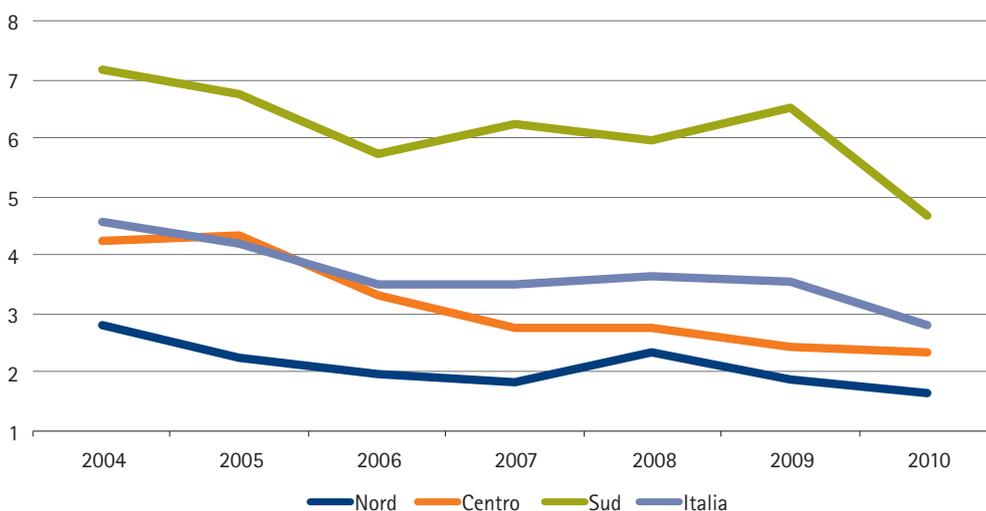


(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2010 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

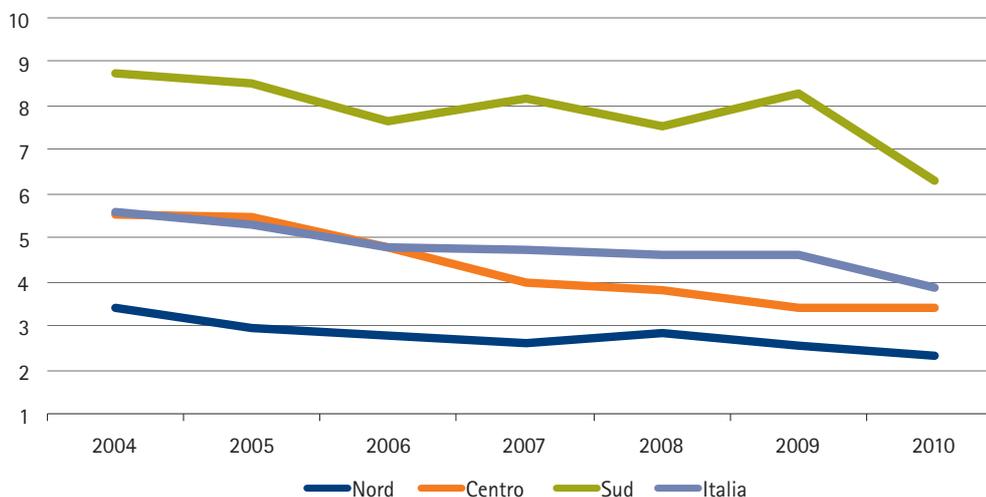
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.25

Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione

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

FIG. 2.26

Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione

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

FIG. 2.27

Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

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

La tavola 2.57 mostra i valori di continuità del servizio a livello regionale relativi a interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione (esclusi gli interventi dei sistemi di difesa e gli incidenti rilevanti), presentando la durata media annuale di interruzioni senza preavviso per cliente in bassa tensione, il numero medio di interruzioni lunghe senza preavviso, cioè di durata superiore a 3 minuti, e il numero di medio di interruzioni brevi senza preavvi-

so, cioè di durata superiore a 1 secondo e non superiore a 3 minuti, registrati nel corso del 2010 a confronto con il 2008 e il 2009. In alcune regioni del Sud Italia (Campania, Puglia, Sicilia), si evidenzia un aumento della durata delle interruzioni a fronte di una sostanziale stabilità del numero di interruzioni lunghe e di una netta riduzione del numero di interruzioni brevi. I dati 2010 sono oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

TAV. 2.57

Durata media delle interruzioni e numero medio di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utenti in bassa tensione

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

REGIONE O AREA	DURATA MEDIA ANNUALE DELLE INTERRUZIONI			NUMERO MEDIO INTERRUZIONI LUNGHE			NUMERO MEDIO INTERRUZIONI BREVI		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010	2008	2009	2010
Valle d'Aosta	69	48	37	1,94	1,50	1,07	2,42	2,81	1,62
Piemonte	171	58	38	2,35	1,74	1,46	2,80	2,01	1,83
Liguria	69	57	52	2,16	1,92	1,78	3,97	3,50	2,28
Lombardia	48	40	34	1,35	1,11	1,10	1,63	1,47	1,23
Trentino Alto Adige	262	59	71	3,56	1,89	1,67	3,93	2,76	2,27
Veneto	56	44	72	1,75	1,54	1,71	2,48	2,01	2,03
Friuli Venezia Giulia	52	36	26	1,34	1,03	0,90	2,78	2,08	1,35
Emilia Romagna	32	38	65	1,10	1,19	1,31	1,60	1,42	1,53
Toscana	53	49	62	1,59	1,65	1,60	2,20	1,86	1,98
Marche	53	44	57	1,68	1,55	1,79	2,58	2,58	2,51
Umbria	43	43	45	1,54	1,44	1,53	2,41	2,04	2,00
Lazio	82	63	80	2,74	2,37	2,51	3,24	2,91	2,61
Abruzzo	63	191	56	2,09	2,49	2,17	3,11	3,63	2,38
Molise	24	24	36	1,30	1,34	1,30	1,44	1,46	1,55
Campania	104	109	128	4,03	4,60	4,85	8,14	8,17	5,73
Puglia	93	102	118	2,69	3,06	2,62	3,91	4,60	3,31
Basilicata	46	51	53	1,47	1,74	1,46	2,48	3,58	2,87
Calabria	134	128	111	4,16	4,48	4,25	6,45	6,79	5,87
Sicilia	197	229	321	4,20	5,07	4,39	7,26	8,98	5,96
Sardegna	118	71	60	3,15	2,91	2,40	5,26	3,67	3,03
Nord	77	45	48	1,69	1,39	1,36	2,28	1,88	1,64
Centro	66	55	69	2,13	1,96	2,05	2,75	2,46	2,34
Sud	123	139	157	3,48	3,95	3,65	5,99	6,53	4,68
ITALIA	88	78	89	2,37	2,35	2,26	3,61	3,54	2,79

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

I dati relativi alla continuità del servizio elettrico sono consultabili sul sito internet dell'Autorità sia in forma aggregata nella sezione dati statistici, sia in maggior dettaglio nella sezione banche dati qualità.

Standard di qualità individuali per clienti in media tensione

Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono anche un meccanismo di regolazione individuale di tutela per gli utenti alimentati in media tensione. Gli utenti

che subiscono un numero di interruzioni lunghe in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità (Tav. 2.58) possono ricevere un indennizzo economico. Per avere diritto a tali indennizzi, gli utenti in media tensione devono aver inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità (art. 35 della delibera 19 dicembre 2007, n. 333/07), con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento tecnico degli impianti elettrici degli utenti in media tensione.

LOCALIZZAZIONE DELL'UTENTE	STANDARD VIGENTE FINO AL 2009	STANDARD IN VIGORE DAL 2010
Ambiti in alta concentrazione (comuni > 50.000 abitanti)	3	2
Ambiti in media concentrazione	4	3
Ambiti in bassa concentrazione (comuni ≤ 5.000 abitanti)	5	4

TAV. 2.58

Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione

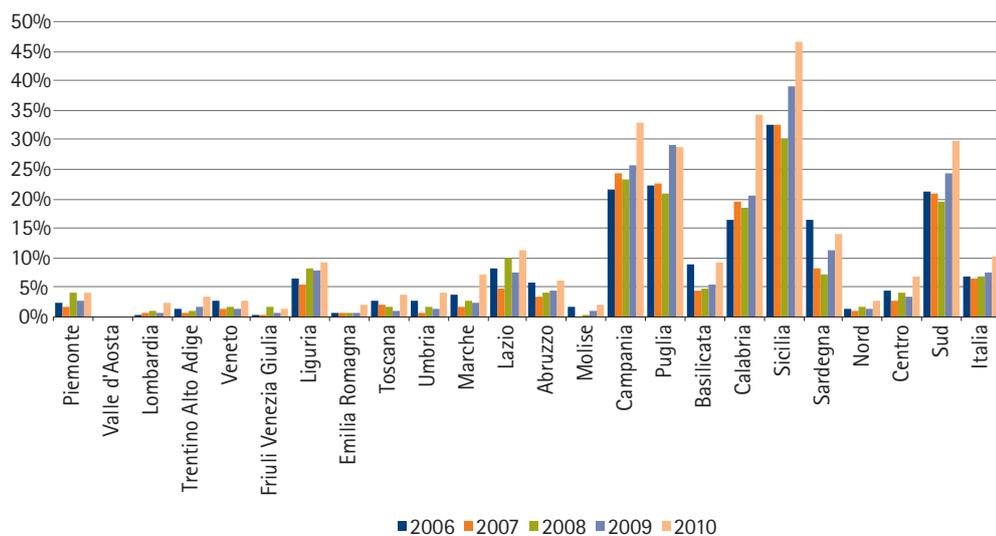


FIG. 2.28

Percentuale di "clienti peggio serviti" sul totale degli utenti in media tensione

Percentuali per regione

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Gli utenti in media tensione che hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (che vengono definiti utenti "peggio serviti"), sono localizzati in maggioranza nelle regioni del Sud. Qui la percentuale degli utenti peggio serviti nel corso del 2010 ha raggiunto circa il 30%, ben oltre il 10% medio nazionale (Fig. 2.28). Per tutte le regioni e aree, si registra un aumento della percentuale di utenti peggio serviti nel 2010, dovuto alla riduzione dello standard osservata nella tavola 2.58. Gli utenti che non hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza sono soggetti al versamento di un Corrispettivo tariffario specifico (CTS). L'impresa distributrice trattiene una parte

predefinita del CTS e deve versarne la maggior parte alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (Tav. 2.59). A quest'ultima è destinata anche la quota di penalità per numero di interruzioni lunghe oltre lo standard, che le imprese distributrici non corrispondono direttamente a indennizzo di utenti in media tensione nel caso di utenti con impianti non adeguati (Tav. 2.60). In particolare, tali risorse vengono destinate 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	RACCOLTO DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	TRATTENUTO	ECCEDEZZA VERSATA ALLA CASSA CONGUAGLIO
2007	12,8	5,2	7,6
2008	45,2	5,4	39,8
2009	62,5	5,5	57,0
2010	54,6	5,3	49,3

TAV. 2.59

Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati

M€

TAV. 2.60

Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard del numero di interruzioni lunghe e indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati

M€

ANNO	PENALITÀ PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI	VALORI CORRISPOSTI A UTENTI MT COME INDENNIZZO AUTOMATICO	ECCEDEZZA VERSATA ALLA CASSA CONGUAGLIO
2007	7,4	0,4	7,0
2008	8,2	0,9	7,3
2009	10,0	1,7	8,3
2010	14,9	4,1	10,8

Il gettito derivante dal CTS raccolto dalle imprese distributrici nel 2010 ha segnato una leggera riduzione rispetto al 2009. Negli anni precedenti tale valore era cresciuto per effetto della gradualità di applicazione introdotta con il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici*. Il CTS si applica: dal 2007 per i soli utenti in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW senza dichiarazione di adeguatezza, dal 2008 per tutti gli utenti in media tensione non adeguati indipendentemente dalla potenza disponibile, dal 2009 con l'applicazione di un coefficiente maggiorativo F in funzione della potenza per gli utenti con potenza disponibile superiore a 400 kW. Inoltre, dal 2009 le disposizioni della delibera 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08, prevedono l'applicazione di un CTS maggiorato per impianti che siano stati oggetto di modifiche elettriche significative, senza un contestuale adeguamento tecnico. La ridu-

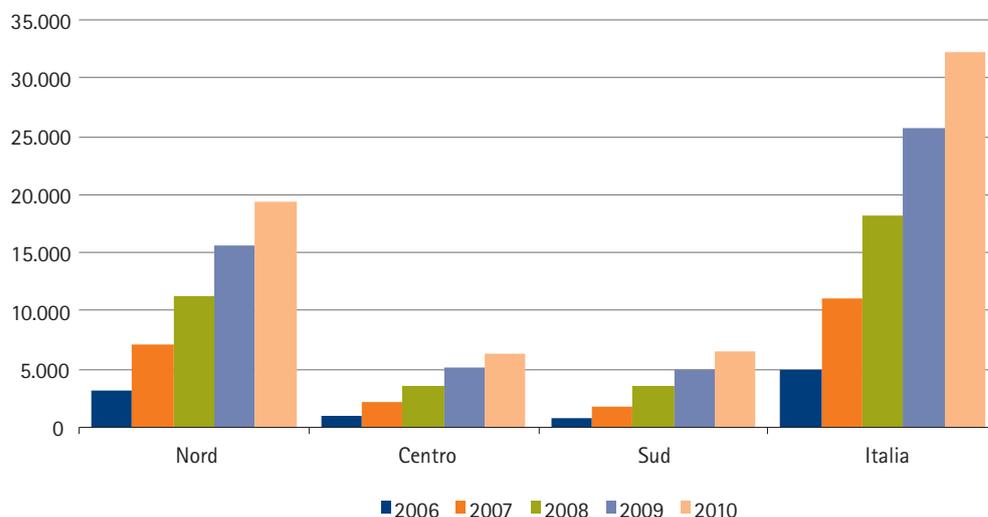
zione registrata nel corso del 2010 è spiegabile con la riduzione del numero di utenti che versano il CTS perché aventi impianti non adeguati.

Le dichiarazioni di adeguatezza presentate al 31 dicembre 2010 da parte di utenti in media tensione hanno infatti largamente superato le 30.000 unità (Fig. 2.29). Seppure oltre la metà degli utenti in media tensione risulti tuttora non adeguata ai requisiti tecnici previsti, si conferma l'incremento annuo costante, iniziato nel 2006, su tutto il territorio nazionale. Oltre un terzo degli utenti in media tensione (in totale poco meno di 100.000) ha adeguato i propri impianti elettrici ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità mediante invio della dichiarazione di adeguatezza. Inoltre, per gli impianti connessi più recentemente i suddetti requisiti sono impliciti nella fase di connessione e quindi il rispetto è automatico.

FIG. 2.29

Dichiarazioni di adeguatezza degli impianti elettrici presentate dagli utenti in media tensione

Numero cumulato delle dichiarazioni di adeguatezza inviate a fine dell'anno indicato



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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 principale fonte di disturbo per gli utenti del servizio elettrico, seppure non l'unica. Alcuni utenti hanno impianti che sono sensibili anche ad altri disturbi della tensione di alimentazione, quali i buchi di tensione e le interruzioni transitorie.

In particolare, l'Autorità ha compreso le interruzioni transitorie nella discussione degli aspetti di "qualità della tensione",

poiché le cause e gli effetti sugli utenti di tali fenomeni sono strettamente correlati a cause ed effetti dei buchi di tensione.

Il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* prevede da alcuni anni che le interruzioni transitorie siano registrate dalle imprese distributrici in relazione a ciascun cliente in media tensione, poiché tali utenti subiscono maggiormente le loro conseguenze. La tavola 2.61 presenta il valore medio annuale delle interruzioni transitorie, ossia di durata non superiore a un secondo, registrate nel corso del 2010 a confronto con il 2008 e il 2009. A livello nazionale, il numero medio annuale di interruzioni transitorie per cliente in media tensione è stato 7,69 nel 2010, rispetto a 7,56 nel 2008 e 8,76 nel 2009.

TAV. 2.61

Interruzioni transitorie per clienti in media tensione

Valori medi per regione e per ambito di alta, media e bassa concentrazione (A.C., M.C., B.C.)

REGIONE O AREA	A.C. 2008	A.C. 2009	A.C. 2010	M.C. 2008	M.C. 2009	M.C. 2010	B.C. 2008	B.C. 2009	B.C. 2010
Valle d'Aosta	n.a.	n.a.	n.a.	1,00	0,61	0,68	2,25	2,04	1,76
Piemonte	0,99	0,60	0,71	4,35	3,33	3,63	6,69	4,78	4,77
Liguria	1,66	1,66	0,34	4,80	3,83	1,76	12,63	12,13	2,60
Lombardia	0,39	0,30	0,72	1,82	1,78	0,98	3,20	3,14	3,39
Trentino A.A.	0,68	1,17	0,69	1,54	1,09	5,51	4,96	4,76	6,81
Veneto	0,60	0,61	0,67	5,46	5,16	3,28	6,82	6,11	6,24
Friuli V.G.	0,70	1,47	1,45	4,13	3,90	3,65	8,42	8,13	12,80
Emilia Romagna	0,67	0,60	0,65	2,73	2,53	2,82	4,87	4,44	4,61
Toscana	1,08	1,20	1,41	4,26	4,18	4,72	11,65	9,82	12,52
Marche	1,70	3,10	3,00	6,94	7,54	6,67	8,57	7,65	11,22
Umbria	3,38	2,63	5,16	6,32	6,72	8,15	12,54	11,56	9,47
Lazio	1,22	1,30	1,59	8,18	8,46	9,50	9,90	9,77	11,00
Abruzzo	6,87	4,61	3,41	10,64	12,20	7,66	14,62	15,51	11,10
Molise	1,60	2,12	2,44	3,54	3,90	2,80	5,40	6,54	5,98
Campania	4,46	5,25	3,92	14,36	18,04	14,37	21,73	28,33	20,13
Puglia	9,98	14,84	12,70	21,81	27,32	20,09	28,82	35,83	30,07
Basilicata	0,89	2,98	3,39	10,17	15,34	15,88	9,62	13,84	15,17
Calabria	5,29	7,85	10,26	17,18	22,63	23,69	19,77	25,98	28,60
Sicilia	12,13	18,31	13,67	28,70	39,36	30,83	32,47	44,68	31,96
Sardegna	0,83	0,81	1,08	7,45	9,17	7,21	13,23	15,01	12,91
Nord	0,70	0,63	0,63	3,45	3,14	3,28	5,36	4,68	4,49
Centro	1,30	1,45	1,84	5,86	6,05	6,68	10,37	9,34	11,03
Sud	7,65	10,75	8,71	18,74	24,50	19,36	21,31	27,32	22,33
ITALIA	2,96	3,92	3,42	8,12	9,59	8,37	9,82	10,69	9,58

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

L'Autorità ha affrontato gli aspetti più propriamente afferenti alla "qualità della tensione", mediante alcune iniziative, già presentate nel documento per la consultazione 30 novembre 2010, DCO 42/10, che oggi permettono di fornire un quadro significativo (su un orizzonte quinquennale) a livello nazionale.

Tra il 2005 e il 2006, l'Autorità ha infatti 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 Ricerca sul Sistema Energetico – RSE (già CESI RICERCA ed ERSE) ed

entrato a regime a febbraio 2006, può essere consultato pubblicamente sul sito Internet <http://queen.rse-web.it>; esso fornisce informazioni sulla distribuzione territoriale e 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 in media tensione, rappresentativo di tutte le realtà di distribuzione in Italia (urbane, rurali, in cavo e con linee aeree, ai diversi livelli di tensione, con neutro isolato o compensato ecc.).

Il disturbo maggiormente avvertito dai clienti industriali è legato ai "buchi di tensione" (*voltage dips*). Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione, senza interru-

zione circuitale, seguito dal ripristino 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 2.62, 2.63, 2.64, 2.65 e 2.66 riportano i valori del numero medio di buchi di tensione per punto di misura per ciascun anno del quinquennio 2006-2010, più precisamente per i periodi annuali che vanno da febbraio a gennaio dell'anno successivo. Le tavole fanno riferimento alla classificazione per celle di severità (profondità/durata) definita nella recente revisione della norma europea EN 50160, ratificata nel marzo 2010.

TAV. 2.62

Buchi di tensione medi nel 2006^(A)

Campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA				
	20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
$80 \leq u < 90$	33,7	5,3	0,9	0,6	0,0
$70 \leq u < 80$	18,6	3,5	0,3	0,2	0,0
$40 \leq u < 70$	34,5	5,3	0,5	0,1	0,1
$5 \leq u < 40$	15,3	3,0	0,3	0,1	0,0
$1 \leq u < 5$	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0
TOTALE	102,5	17,2	2,1	1,0	0,1

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

Fonte: Dati del sistema di monitoraggio QuEEN, pubblicati nel rapporto RSE in appendice al documento per la consultazione DCO 42/10.

TAV. 2.63

Buchi di tensione medi nel 2007^(A)

Campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA				
	20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
$80 \leq u < 90$	40,2	5,0	0,9	0,7	0,1
$70 \leq u < 80$	23,4	3,4	0,4	0,2	0,0
$40 \leq u < 70$	37,5	5,6	0,5	0,2	0,1
$5 \leq u < 40$	15,1	2,4	0,3	0,1	0,0
$1 \leq u < 5$	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	116,4	16,4	2,1	1,2	0,2

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

Fonte: Dati del sistema di monitoraggio QuEEN, pubblicati nel rapporto RSE in appendice al documento per la consultazione DCO 42/10.

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA				
	20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
80 ≤ u < 90	29,2	5,6	1,2	0,8	0,2
70 ≤ u < 80	18,6	4,3	0,5	0,1	0,0
40 ≤ u < 70	40,0	6,8	0,6	0,1	0,0
5 ≤ u < 40	15,4	2,6	0,3	0,0	0,0
1 ≤ u < 5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	103,4	19,3	2,6	1,0	0,2

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

Fonte: Dati del sistema di monitoraggio QuEEN, pubblicati nel rapporto RSE in appendice al documento per la consultazione DCO 42/10.

TAV. 2.64

Buchi di tensione medi nel 2008^(A)

Campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA				
	20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
80 ≤ u < 90	34,9	7,5	2,0	0,6	0,0
70 ≤ u < 80	17,1	5,3	0,6	0,2	0,0
40 ≤ u < 70	28,2	5,3	0,6	0,1	0,0
5 ≤ u < 40	9,9	1,7	0,2	0,0	0,0
1 ≤ u < 5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	90,3	19,8	3,4	0,9	0,0

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

Fonte: Dati del sistema di monitoraggio QuEEN, pubblicati nel rapporto RSE in appendice al documento per la consultazione DCO 42/10.

TAV. 2.65

Buchi di tensione medi nel 2009^(A)

Campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA				
	20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
80 ≤ u < 90	31,5	6,4	1,6	0,4	0,1
70 ≤ u < 80	15,5	4,4	0,5	0,1	0,0
40 ≤ u < 70	22,6	4,8	0,4	0,1	0,0
5 ≤ u < 40	8,5	1,3	0,2	0,0	0,0
1 ≤ u < 5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	78,1	16,9	2,7	0,6	0,1

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

Fonte: Dati del sistema di monitoraggio QuEEN, pubblicati nel rapporto RSE in appendice al documento per la consultazione DCO 42/10.

TAV. 2.66

Buchi di tensione medi nel 2010^(A)

Campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione

Infine, la tavola 2.67 riporta i valori di alcuni indicatori sintetici di *dip performance*, che sono stati proposti dall'Autorità in fase di consultazione nella prospettiva di estensione del monitoraggio a tutte le reti di distribuzione in media tensione nel periodo 2012-2015. Tali indici fanno riferimento alle classi di immunità delle apparecchiature elettriche

che a fronte di buchi di tensione indicati dalle norme CEI EN 61000-4-11 e CEI EN 61000-4-34, che richiamano la definizione di classi di ambienti elettromagnetici fornita dalla CEI EN 61000-2-4. Si possono osservare dati per il 2010 (e già per il 2009) in deciso miglioramento rispetto alla media triennale del periodo 2006-2008.

TAV. 2.67

Indicatori relativi ai buchi di tensione medi negli anni 2006-2010

Campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione

INDICATORE	2006	2007	2008	2009	2010
N, numero buchi di tensione	122,8	136,3	126,5	114,4	98,4
N2a, numero buchi con classe severità 2	61,7	64,3	68,8	49,6	40,6
N3b, numero buchi con classe severità 3	25,7	25,2	26,8	18,8	16,0
R-SADFI, <i>Regulated System Average Dip Frequency Index</i>	43,7	44,8	47,8	34,2	28,3

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del sistema di monitoraggio QuEEN.

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

Lo scopo della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione è quello di definire standard nazionali minimi e obbligatori per le prestazioni richieste dai clienti (allacciamenti, attivazioni, disattivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposta a reclami per l'attività di distribuzione e misura ecc.). Gli standard di qualità commerciale, applicabili a tutti i distributori, esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni e sono tesi alla tutela dei clienti e al miglioramento complessivo del sistema.

Le prestazioni sono assoggettate sin dall'1 luglio 2000 agli standard specifici e generali definiti dall'Autorità, che sono stati aggiornati nel 2004 e nel 2007 in occasione della revisione quadriennale della disciplina.

Il cliente che richiede una prestazione soggetta a standard specifico viene informato dall'impresa che eroga il servizio del tempo massimo e dell'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Almeno una volta all'anno, tutti i clienti del servizio di maggior tutela devono ricevere dall'esercente, attraverso la fattura commerciale, le informazioni sugli standard di qualità garantiti e sui risultati effettivamente raggiunti dal distributore nel corso dell'anno precedente.

L'Autorità pubblica annualmente, nell'ambito della propria Indagine sulla qualità del servizio, i tempi medi reali di effettuazione delle prestazioni dichiarati dalle imprese e i 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), il numero di indennizzi automatici pagati ai clienti nel corso dell'anno e l'ammontare degli importi. I dati sono consultabili sul sito internet dell'Autorità sia in forma aggregata nella sezione dati statistici, sia in maggior dettaglio nella sezione banche dati qualità.

Gli indennizzi automatici, riconosciuti ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità per cause imputabili agli esercenti (escluse le cause dovute a forza maggiore o a responsabilità di terzi o al cliente stesso), in vigore sin dal secondo semestre del 2000, hanno registrato nel complesso una progressiva crescita fino al 2007, per poi iniziare a decrescere negli anni successivi (Tav. 2.68). Anche per l'anno 2010 si riscontra la diminuzione del numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico. Nel confronto con l'anno precedente, particolarmente significativo è il

dimezzamento del numero dei casi di mancato rispetto; anche l'ammontare degli indennizzi effettivamente erogati ai clienti risulta essere in decremento, attestandosi al milione di euro. I dati osservati sono riconducibili a una miglior performance delle imprese che riescono a rispondere alle esigenze del cliente finale con una sempre maggiore tempestività.

L'entità dei singoli indennizzi definita dall'Autorità è maggiore per i clienti che hanno costi di uso dell'energia e della rete più elevati. Dall'1 gennaio 2009 è 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. 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.

Sempre nel corso del 2009 è entrata in vigore la disciplina che 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 si possa sommare, se dovuto, all'indennizzo per il mancato rispetto dello standard di tempestività, se la prestazione viene eseguita in ritardo.

TAV. 2.68

CARTA DEI SERVIZI	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO	AMMONTARE EFFETTIVAMENTE PAGATO NELL'ANNO
1997	6.099	21	0,001
1998	4.167	54	0,002
1999	8.418	22	0,001
Regolazione della 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	28.693	25.687	1,74
2010	14.499	13.005	1,00

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

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali; ammontare effettivamente pagato in M€

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Esaminando le singole prestazioni disciplinate dalla qualità commerciale (Fig. 2.30), si osserva che le percentuali più alte di casi di mancato rispetto degli standard specifici registrati nell'anno 2010 sono attribuibili alle verifiche della tensione e alla fascia di puntualità per gli appuntamenti posticipati per il cliente; tali percentuali si attestano intorno al 20% del complesso delle prestazioni. L'esecuzione di lavori semplici, la riattivazione in seguito a morosità e il ripristino della fornitura dopo un guasto del gruppo di misura mostrano percentuali di mancato rispetto in diminuzione rispetto all'anno precedente, mentre, pur registrando un lieve aumento, i valori riferiti ai preventivi per lavori semplici, attiva-

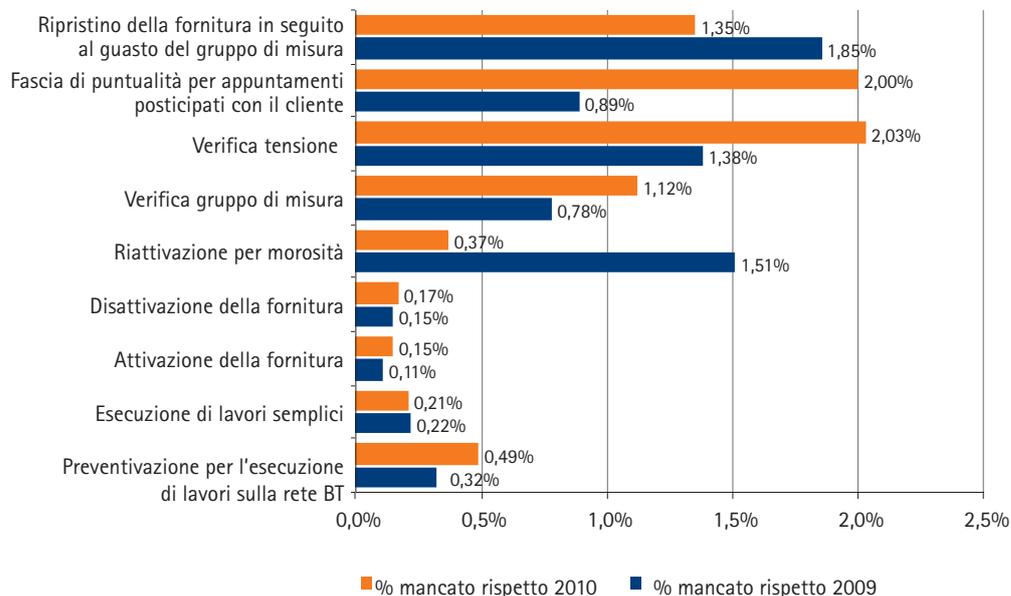
zione e disattivazione della fornitura, verifica del gruppo di misura continuano a essere estremamente contenuti.

Per alcune prestazioni (richieste di preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete in media tensione, richieste di esecuzione di lavori complessi, risposte motivate a reclami scritti o a richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e misura) non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per queste prestazioni sono fissati standard generali di qualità che permettono di monitorare l'andamento della qualità commerciale e di individuare tempestivamente eventuali profili di criticità.

FIG. 2.30

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale nel 2010

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

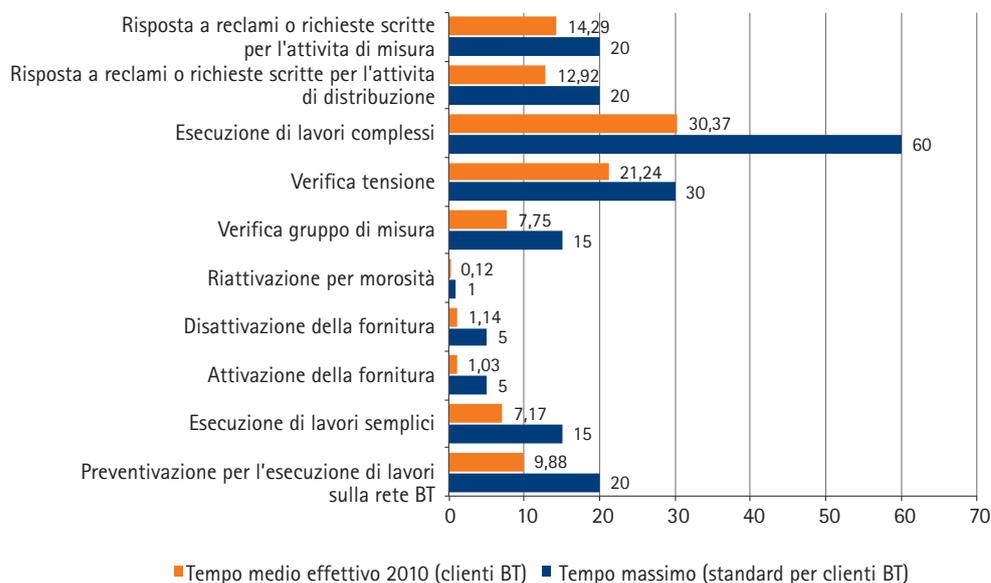


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.31

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2010

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni registrati nel 2010 (Fig. 2.31), si può osservare che, per tutte le tipologie di prestazioni, i tempi medi effettivi risultano essere migliori dello standard di tempestività definito. Per quasi tutte le prestazioni i tempi effettivi medi sono pari a circa metà dello standard fissato dall'Autorità. La riduzione dei tempi per le prestazioni che registrano le per-

formance migliori (per esempio, attivazione e disattivazione della fornitura, riattivazione per morosità) è uno dei benefici indotti dalla diffusione dei contatori elettronici e dei sistemi di telegestione, al contrario delle prestazioni legate alle verifiche tecniche (verifica della tensione di alimentazione e verifica del gruppo di misura) o all'esecuzione di lavori, che necessitano di interventi in sito e che registrano tempi medi

effettivi più elevati.

La tavola 2.69 presenta il confronto per gli anni 2009 e 2010 dei dati riguardanti il complesso delle prestazioni soggette a standard specifico e 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 i clienti finali domestici e non domestici in bassa tensione.

PRESTAZIONE	STANDARD ^(A)	ANNO 2009			ANNO 2010		
		RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per esecuzione lavori sulla rete BT	20 giorni lavorativi	356.021	9,65	969	354.869	9,88	1.481
Esecuzione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	358.975	7,05	841	341.867	7,17	670
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.576.074	1,08	1.799	1.506.680	1,03	2.152
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	810.912	1,26	1.145	809.533	1,14	1.287
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	1.236.841	0,21	18.362	1.290.738	0,12	4.660
Verifica gruppo di misura	15 giorni lavorativi	22.916	7,17	150	18.731	7,75	212
Verifica tensione	30 giorni lavorativi	1.818	20,73	30	1.708	21,24	34
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con cliente	2 ore	74.512	non appl.	439	73.122	non appl.	1.085
Ripristino fornitura a seguito guasto gruppo di misura	3 ore/4 ore	1117.306	1,63	999	109.549	1,56	926

(A) Giorni lavorativi se non altrimenti specificato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Si osserva che, nel complesso, il numero di prestazioni eseguite rispetto all'anno precedente è in diminuzione, a eccezione della riattivazione della fornitura in seguito a morosità, che risulta essere in aumento; tra le richieste di prestazione in calo si registrano la verifica del gruppo di misura, la verifica della tensione e il ripristino in seguito a guasto del gruppo di misura. Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni, in generale i valori riscontrati dimostrano una sostanziale stabilità dei tempi medi effettivi nell'esecuzione delle prestazioni rispetto all'anno precedente, e sempre sotto gli standard fissati. Si osservano lievi miglioramenti nell'attivazione e disattivazione della fornitura, nella riattivazione a seguito di morosità e nel ripristino della fornitura dopo un guasto del gruppo di misura; inoltre si osservano lievi peggioramenti nei tempi relativi alla preventivazione e all'esecuzione

di lavori sulla rete in bassa tensione e alle verifiche del gruppo di misura e della tensione.

Per quanto riguarda gli indennizzi automatici corrisposti ai clienti finali, oltre a registrare una netta diminuzione, rispetto all'anno precedente, del numero di indennizzi automatici riferiti alla riattivazione per morosità, si evidenzia un deciso incremento del numero di indennizzi corrisposti per il mancato rispetto della fascia di puntualità per gli appuntamenti con il cliente.

Per assicurare coerenza con le disposizioni previste dal *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale*, che prevede che il venditore sia l'interfaccia unica del *customer care* per i clienti finali, dall'1 luglio 2009 sono in vigore due nuovi standard specifici in capo ai distributori per la messa a disposizione dei dati tecnici richie-

TAV. 2.69

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali nel 2009 e nel 2010

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

sti dai venditori (richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura e richiesta di altri dati tecnici). Le prestazioni hanno standard specifici differenziati a seconda che la richiesta del venditore riguardi la lettura del gruppo di misura o altri dati tecnici. In caso di non rispetto dello standard per cause non imputabili a forza maggiore oppure a terzi, è previsto un indennizzo automatico di 20 € che il distributore deve

versare al venditore. La tavola 2.70 illustra i dati relativi al numero di richieste, i tempi medi effettivi e il numero di indennizzi corrisposti ai venditori dai distributori registrati per il secondo semestre 2009 e nell'anno 2010. I tempi medi effettivi registrati nel 2010 sono inferiori agli standard fissati e il numero di indennizzi corrisposti risulta essere estremamente contenuto rispetto al complesso delle richieste di dati.

TAV. 2.70

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori

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

PRESTAZIONE	STANDARD ^(A)	2009 (II SEMESTRE)			ANNO 2010		
		RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10 gg lavorativi	5.453	6,10	68	8.885	6,34	126
Richiesta altri dati tecnici	15 gg lavorativi	24.443	8,80	222	50.933	10,01	840

(A) Giorni lavorativi se non altrimenti specificato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

Sin dal 1998 l'Istat effettua 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. Nell'Indagine, che rientra tra quelle comprese nel Programma statistico nazionale, l'Istat inserisce un modulo *ad hoc* di quesiti sulla soddisfazione delle famiglie per i servizi di fornitura di energia elettrica e di gas.

L'Indagine è eseguita su un campione di circa 24.000 famiglie (per un totale di circa 54.000 individui) in 850 comuni italiani di diversa ampiezza demografica. Il campione di famiglie, estremamente ampio, permette di ottenere risultati rappresen-

tativi a livello regionale, garantendo un monitoraggio costante della soddisfazione complessiva della qualità del servizio elettrico e dei fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione dei clienti.

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

Nel corso del tempo, intorno a un nucleo stabile di quesiti relativi alla soddisfazione delle famiglie per l'uso dell'energia elettrica e del gas, si sono avvicinati quesiti volti a rilevare altri aspetti quali il comportamento dei clienti rispetto alla lettura

delle bollette, la conoscenza del ruolo dell'Autorità, la scelta di un nuovo fornitore, la soddisfazione per il *call center* commerciale o per il servizio di pronto intervento, ed eventuali servizi per interventi di risparmio energetico.

ANNO	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE	ITALIA
1998	94,6	93,1	89,4	86,4	83,7	90,3
1999	94,5	94,1	91,3	88,1	83,9	91,2
2000	94,1	92,0	89,6	88,7	84,5	90,6
2001	94,5	94,3	91,1	89,2	84,5	91,7
2002	94,9	92,9	90,9	89,5	85,6	91,5
2003	93,2	91,5	89,4	89,9	84,2	90,3
2005	90,4	88,0	87,1	87,8	80,4	87,7
2006	91,8	88,8	87,5	87,9	82,7	88,6
2007	91,3	90,1	89,1	88,5	83,3	89,2
2008	90,4	86,4	85,4	85,2	78,8	86,3
2009	90,2	86,3	86,8	87,7	81,7	87,3
2010	90,4	86,4	87,0	86,5	82,6	87,3

Fonte: Istat, *Indagine multiscopo*, anni 1998-2010.

Nel 2010, per quanto riguarda il servizio elettrico l'andamento del livello di soddisfazione generale dei clienti risulta attestato, a livello nazionale, pari a quello registrato nel 2009. Nel 2009 sembra infatti invertirsi il trend, registrato sin dal 2002, di minore soddisfazione dei clienti finali per la qualità complessiva dei servizi elettrici, verificatasi in coincidenza della crescita del prezzo dei combustibili e dei prodotti energetici avvenuta nel medesimo periodo. Si registrano invece livelli di

soddisfazione differenti sotto il profilo geografico (Tav. 2.71). In particolare, a fronte di una percezione in lieve miglioramento nelle regioni del Nord, del Centro e delle Isole dove si sono rilevati miglioramenti nei giudizi espressi dalle famiglie residenti, si è constatato un ulteriore peggioramento nelle regioni del Sud. I livelli più alti di soddisfazione continuano a essere registrati nelle regioni del Nordovest, mentre i peggiori vengono individuati nelle Isole.

TAV. 2.71

Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico

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

ANNO	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE	ITALIA
1998	95,4	94,2	89,5	85,9	85,0	90,8
1999	95,4	94,8	90,6	87,5	83,1	91,1
2000	95,1	93,9	89,0	88,3	85,8	91,2
2001	94,5	95,8	91,9	88,5	85,9	92,0
2002	95,6	95,0	91,7	89,2	88,4	92,5
2003	94,1	93,1	89,9	89,6	86,4	91,1
2005	93,5	93,1	89,4	90,0	83,5	90,8
2006	94,3	93,5	90,5	89,7	86,6	91,6
2007	93,7	95,0	92,3	90,8	88,4	92,5
2008	94,1	94,3	90,9	89,8	81,9	91,3
2009	94,3	94,0	92,3	90,1	87,6	92,2
2010	94,8	94,5	91,6	89,1	87,7	92,1

Fonte: Istat, *Indagine multiscopo*, anni 1998-2010.

TAV. 2.72

Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico

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

Tra i fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione globale, la continuità del servizio (mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica ai clienti) è quello che riveste il peso maggiore.

Il lieve peggioramento registrato a livello nazionale per l'andamento del livello di soddisfazione relativo alla continuità del servizio è la sintesi di livelli di soddisfazione differenti sotto il pro-

filo geografico (Tavv. 2.72 e 2.73). In particolare, a fronte di una percezione più positiva nelle regioni del Nordest e del Nordovest, nelle quali si sono registrati miglioramenti nei giudizi espressi dalle famiglie residenti, si osserva un ulteriore peggioramento rispetto all'anno precedente nelle regioni del Centro e del Sud, mentre i giudizi appaiono sostanzialmente stabili nelle Isole, ma a un livello decisamente se paragonati alla media.

TAV. 2.73

Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico per regione

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti" per regione; anni 2009-2010

REGIONI	2009	2010
Emilia Romagna	94,9	95,4
Trentino Alto Adige	94,2	95,4
Lombardia	95,1	95,0
Piemonte	93,3	95,0
Friuli Venezia Giulia	96,4	93,5
Veneto	92,4	93,5
Marche	91,7	93,3
Toscana	92,7	93,2
Liguria	92,5	93,1
Molise	92,1	92,7
Valle d'Aosta	93,6	92,3
Umbria	92,7	91,7
Puglia	90,1	91,0
Basilicata	93	90,9
Lazio	92,1	90,1
Abruzzo	92,1	89,7
Calabria	89,9	88,8
Sardegna	90,0	88,4
Sicilia	86,8	87,4
Campania	89,2	87,3

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Istat, *Indagine multiscopo*, anni 1998-2010.

I dati osservati, congiuntamente ai dati di continuità presentati nella sezione della *Relazione Annuale* relativa alla continuità del servizio, permettono di confermare una correlazione tra qualità erogata (livelli effettivi di continuità del servizio) e qualità percepita (percentuale di clienti insoddisfatti per la continuità del servizio) (Fig. 2.32). Tale correlazione, seppure ridotta nel corso del tempo, mostra che al migliorare della continuità si riduce la quota di clienti poco o per niente soddisfatti.

In relazione agli aspetti commerciali del servizio, che sono però percepiti dai clienti elettrici con un peso meno rilevante rispetto alla continuità, si registra un peggioramento in tutti gli aspetti (comprensibilità del display del contatore elettronico, comprensibilità delle bollette e informazioni sul servizio) (Tav. 2.74). Continuano a rimanere molto basse le percentuali di soddisfazione relative alla comprensibilità delle bollette (68,3%) e alle informazioni sul servizio (66,6%).

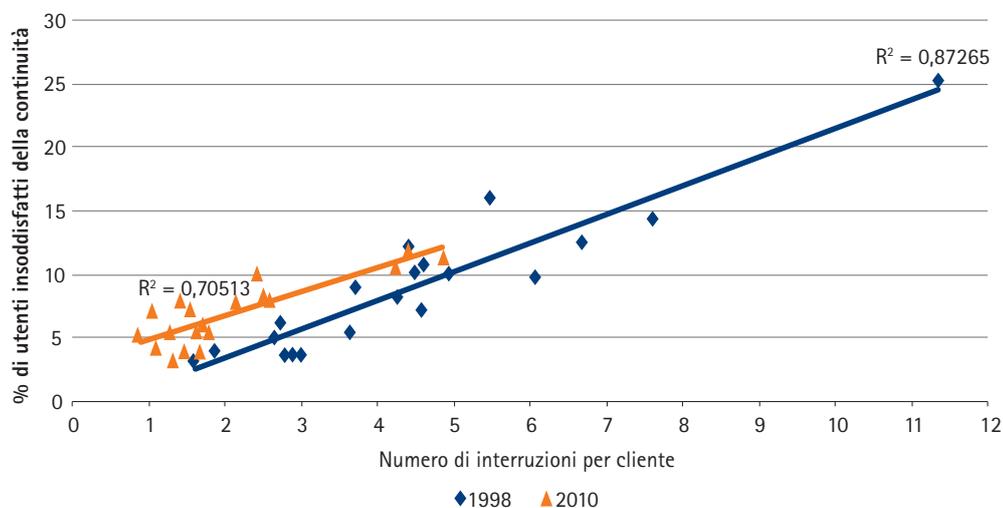


FIG. 2.32

Correlazione tra qualità percepita e qualità effettivamente erogata

Numero medio di interruzioni per cliente alimentato in bassa tensione; valori regionali

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Istat, *Indagine multiscopo*, anni 1998-2010.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Continuità	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8	91,6	92,5	91,3	92,2	92,1
Assenza di sbalzi di tensione	86,3	87,2	87,1	87,8	86,2	86,1	85,4	86	87,3	85,4	87,1	86,0
Frequenza lettura	72,8	74,1	73,5	72,5	72,5	70,7	71,5	79,1	83	79,6	81,8	-(A)
Comprensibilità display contatore elettrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78,1
Comprensibilità bollette	75,0	76,1	74,3	76,3	72,9	72,8	70,3	70,7	71,8	65,9	68,3	66,5
Informazioni sul servizio	73,2	74,1	73,4	73,5	71,6	69,5	67,4	69	69,1	63,5	66,6	64,9
SODDISFAZIONE GLOBALE	90,3	91,2	90,6	91,7	91,5	90,3	87,7	88,6	89,2	86,3	87,3	87,3

(A) Dal 2010 la "Comprensibilità display contatore elettrico" ha sostituito la "Frequenza di lettura".

Fonte: Istat, *Indagine multiscopo*, anni 1998-2010.

TAV. 2.74

Soddisfazione globale per i diversi aspetti del servizio elettrico in Italia

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