

2.

Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

PAGINA BIANCA

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).

	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

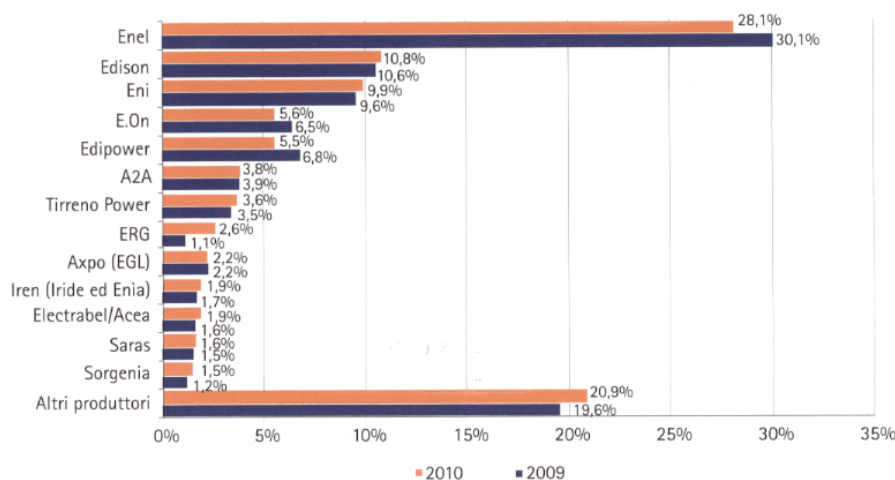
(A) Dati provvisori.

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.

TAV. 2.2

Produzione lorda per fonte nel periodo 2003-2010

GWh

FIG. 2.1

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda

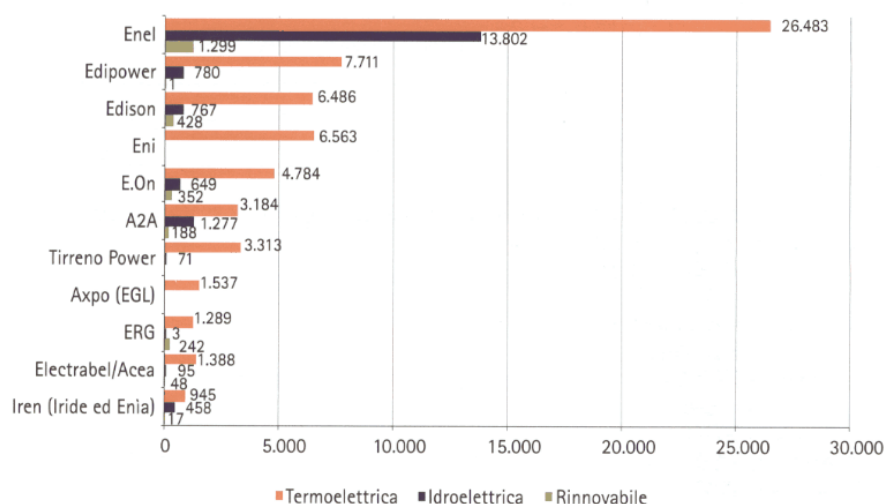
Confronto 2009-2010; dati in percentuale

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

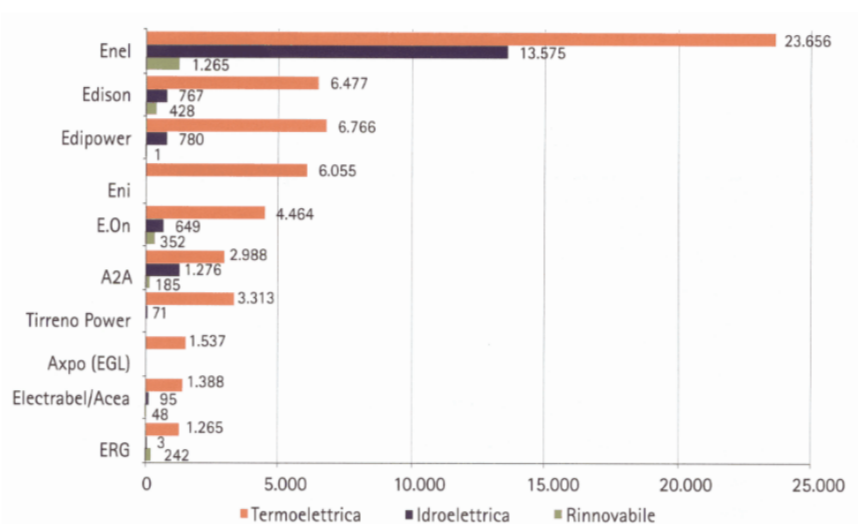
Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi nel 2010
MW



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.

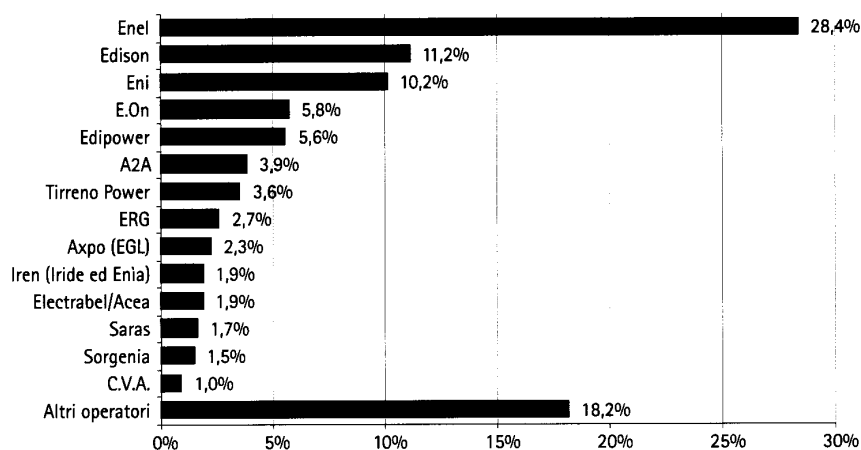


FIG. 2.4

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.

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.

TAV. 2.5

Presenza territoriale degli operatori nel 2010

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 €/MWh

FORNITORE	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 A₃.

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

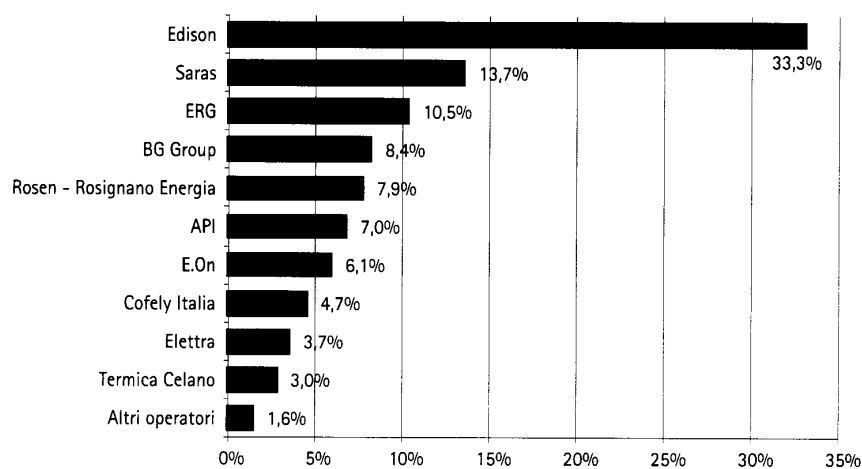
	REMUNERAZIONE TOTALE	QUANTITÀ	REMUNERAZIONE UNITARIA
Fonti assimilate	2.974,7	31.558,3	94,26
Fonti assimilate nuove	27,3	230,6	118,23
- di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	-	-	-
- di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	27,3	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 Ital Green 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.

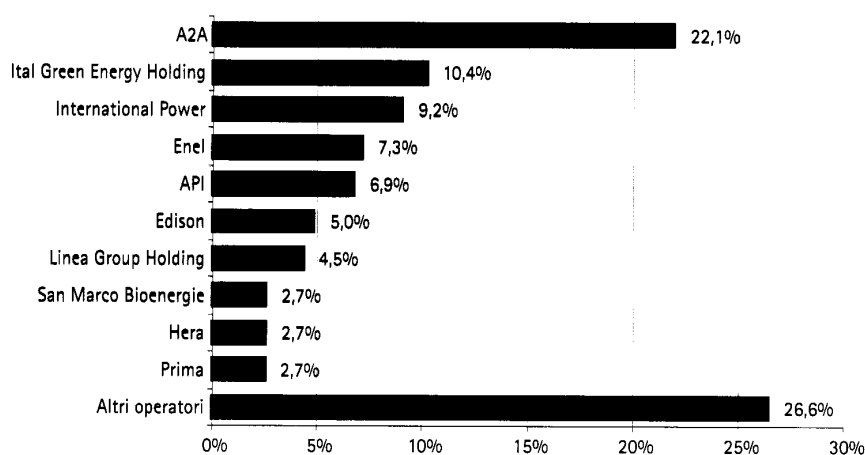


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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%.

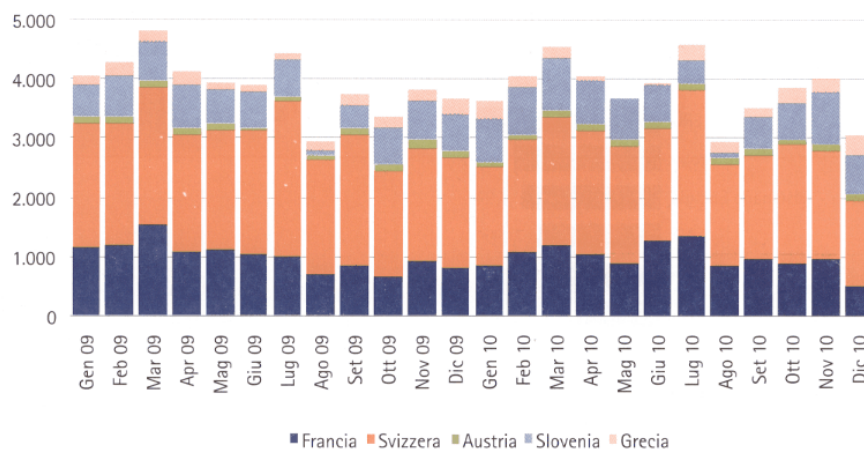
La riduzione delle importazioni nel 2010 è legata a una forte contrazione dell'energia proveniente dalla Svizzera (-1.894 GWh) e, in misura molto inferiore, dalla Francia (-265 GWh); al contrario, nel corso dell'anno sono aumentate le importazioni dalla Slovenia (+703 GWh).

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

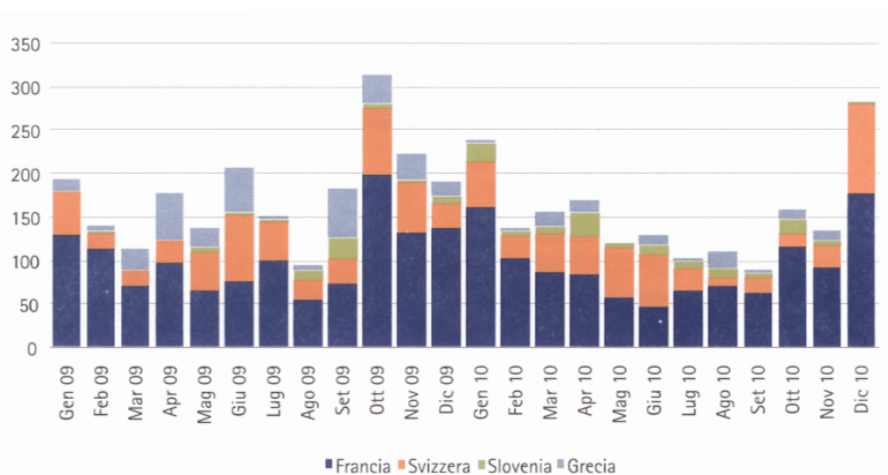


Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

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-