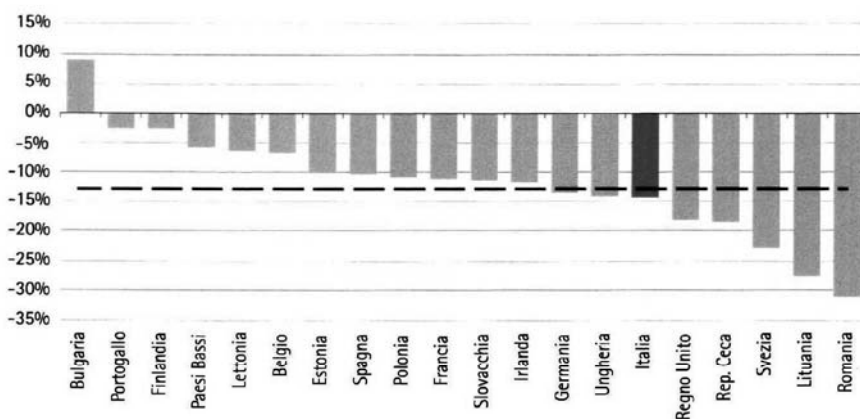


FIG. 1.22

Variatione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali

Variatione percentuale dei prezzi^(A) al netto delle imposte per consumi annui compresi tra 2.63 e 26,27 M(m³); 2009-2008



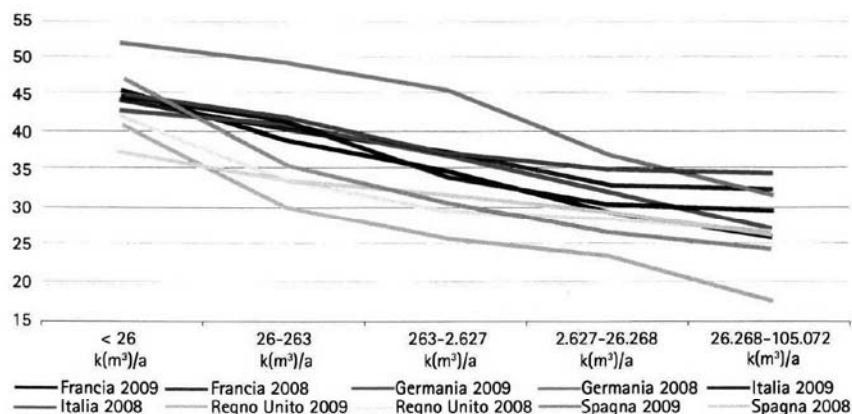
(A) La linea tratteggiata rappresenta la variatione del prezzo medio ponderato con i consumi industriali nazionali per l'Unione europea, calcolato da Eurostat.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.23

Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali Paesi europei

Prezzi al netto delle imposte; 2008-2009; c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Dall'1 gennaio 2005 è entrato in vigore il sistema europeo di scambio delle quote di emissioni di gas a effetto serra (EU ETS, *European Emission Trading Scheme*) introdotto dalla Direttiva 2003/87/CE.

L'*Emission Trading*, che si inserisce nell'ambito delle misure adottate per ottemperare agli impegni del Protocollo di Kyoto, ha previsto un primo periodo di applicazione, considerato come periodo di rodaggio del sistema, negli anni 2005-2007 (Fase 1), in vista della fase relativa agli anni 2008-2012 (Fase 2), durante la quale dovranno essere raggiunti i target di riduzione delle emissioni previsti dal Protocollo stesso (-8% rispetto al 1990 per l'Unione europea a 15 Paesi e -6,5% per l'Italia).

Il 17 dicembre 2008 il Parlamento europeo ha approvato la proposta della Commissione intesa a modificare l'attuale sistema di scambio delle quote, come definito dalla Direttiva 2003/87/CE, con riferimento agli anni successivi al 2012. La nuova Direttiva è stata formalmente adottata in via definitiva dal Parlamento e dal Consiglio europeo a fine marzo 2009. Per una trattazione di maggiore dettaglio in tema di revisione dell'EU ETS a partire dal 2013 si rinvia alla *Relazione Annuale 2008* e al Capitolo 1 di questo Volume.

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2008-2009

Il calendario degli adempimenti richiesti alle imprese soggette all'EU ETS prevede che entro la fine del mese di marzo siano comunicate le emissioni effettive relative all'anno precedente ed entro la fine del mese di aprile siano restituite le quote a esse corrispondenti. È possibile pertanto confrontare le emissioni effettive nel 2008-2009 con le relative quote assegnate. I dati del registro europeo (*Community Independent Transaction Log - CITL*) in data 16 aprile 2010 mettono in evidenza una riduzione nel 2009 delle emissioni a livello europeo del 13,6% rispetto all'anno precedente³.

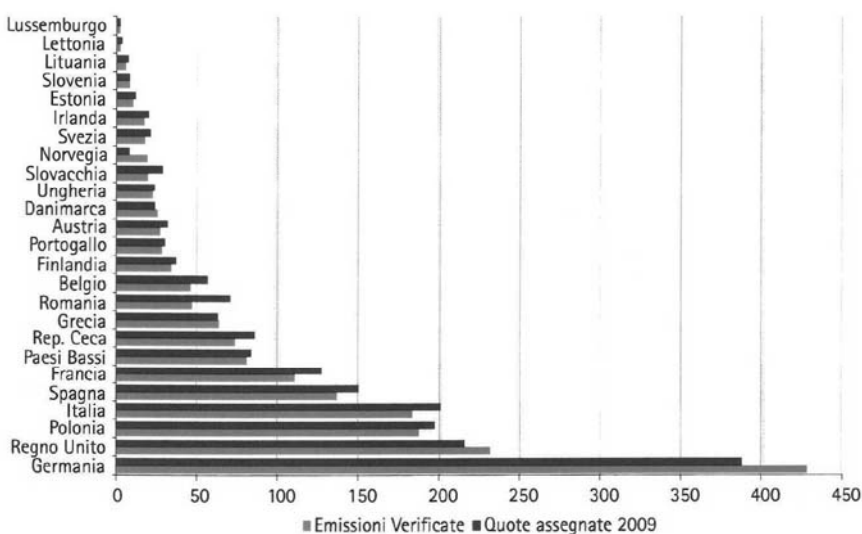
Considerando i dati relativi alle installazioni che hanno comunicato le loro emissioni nel 2009, si evidenzia nell'anno una sovr-allocazione di quote poco inferiore a 69 MtCO₂. A tale esito hanno contribuito soprattutto la Romania (circa 24 MtCO₂), l'Italia (18 MtCO₂) e la Francia (17 MtCO₂), mentre altri Paesi hanno registrato una situazione di sotto-allocazione, tra cui la Germania (40 MtCO₂) e il Regno Unito (16 MtCO₂). Si ricorda che il registro è aggiornato quotidianamente e che riflette tutti i movimenti di variazione dei permessi (per esempio, modifiche di assegnazioni per apertura di nuovi impianti e/o ampliamenti oppure chiusura di impianti esistenti e rettifiche di dati).

³ A tale data, la quota di copertura delle emissioni, calcolata come percentuale delle quote assegnate alle installazioni adempienti rispetto al totale delle assegnazioni, è pari al 100% nel 2008 e al 98,6% nel 2009.

FIG. 1.24

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2009^(A)

MtCO₂



(A) Nel grafico non sono riportati i Paesi dove nessuna installazione ha comunicato i dati relativi alle emissioni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL il 16 aprile 2010.

Per l'Italia, in particolare, con riferimento ai settori soggetti all'EU ETS, è stato verificato un ammontare di emissioni nel 2009 pari a 183,5 MtCO₂; considerando anche le assegnazioni a installazioni che non hanno comunicato le proprie emissioni, si è registrata una sovra-allocazione superiore a 20

MtCO₂. A questo risultato hanno contribuito in maniera determinante le dinamiche nei settori della produzione sia dell'acciaio sia di calce e cemento, mentre più ridotta è risultata la sovra-allocazione nel settore relativo agli impianti di combustione.

TAV. 1.16

Emissioni effettive e assegnazioni per l'Italia negli anni 2008-2009

MtCO₂

SETTORE PRODUTTIVO	2008			2009		
	EMISSIONI VERIFICATE	ASSEGNAZIONI	DIFFERENZA	EMISSIONI VERIFICATE	ASSEGNAZIONI	DIFFERENZA
Impianti di combustione	143,1	132,7	10,4	122,1	123,8	-1,7
Impianti di raffinazione	24,7	19,7	5,1	22,0	18,6	3,4
Produzione di acciaio	15,5	18,8	-3,3	8,6	18,8	-10,2
Produzione di calce e cemento	28,7	31,0	-2,4	23,3	30,8	-7,5
Produzione di vetro	2,9	3,1	-0,1	2,6	3,0	-0,4
Produzione di ceramica e laterizi	0,5	0,8	-0,3	0,4	0,8	-0,4
Produzione di pasta per carta e cartoni	4,8	5,1	-0,4	4,3	4,9	-0,6
Altre attività	0,4	0,4	0,0	0,3	0,4	-0,1
Installazioni non aventi comunicato le emissioni	-	0,1	-0,1	-	2,8	-2,8
Totale settori	220,7	211,8	8,9	183,5	204,0	-20,5

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL il 16 aprile 2010.

Prezzo della tonnellata di CO₂ nel 2009

Nel mercato europeo dei permessi di emissione *European Union Allowance (EUA)* gli scambi nel 2009 hanno superato i 6 miliardi di tonnellate di CO₂, per un valore complessivo di circa

89 miliardi di euro.

Nel corso del 2009 il prezzo del contratto *future* con scadenza dicembre 2009 dei permessi EUA, dopo un crollo nel mese di febbraio fino a un valore di poco superiore a 8 €/tCO₂, è oscillato, da aprile alla fine dell'anno, tra 12 €/tCO₂ e 16 €/tCO₂.

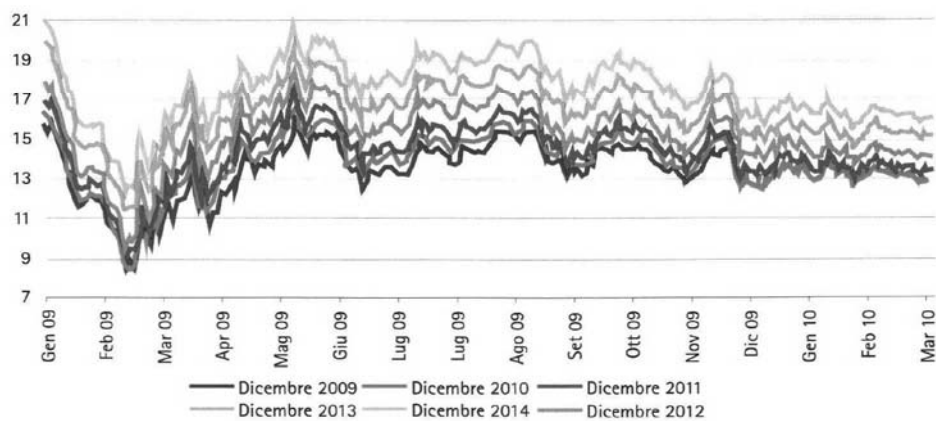


FIG. 1.25

Andamento dei prezzi future della CO₂ nella Borsa ECX €/tCO₂

Fonte: Elaborazione AEEG su dati ECX.

2.
Struttura,
prezzi e qualità
nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2009

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

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

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

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

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

TAV. 2.1

Bilancio dell'energia
elettrica nel 2009
GWh

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

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

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

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

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Produzione termoelettrica	227.646	238.291	240.488	246.918	255.420	258.811	253.806	218.247
Solidi	35.447	38.813	45.518	43.606	44.207	44.112	43.074	39.000
Gas naturale	99.414	117.301	129.772	149.259	158.079	172.646	172.697	145.750
Prodotti petroliferi	76.997	65.771	47.253	35.846	33.830	22.865	19.195	18.020
Altri	15.788	16.406	17.945	18.207	19.304	19.187	18.840	15.477
Produzione da fonti rinnovabili	49.013	47.971	55.669	49.863	52.239	49.411	59.720	67.458
Biomassa e rifiuti	3.423	4.493	5.637	6.155	6.745	6.954	7.523	7.740
Eolico	1.404	1.458	1.847	2.343	2.971	4.034	4.861	6.087
Fotovoltaico	4	5	4	4	2	39	193	750
Geotermico	4.662	5.341	5.437	5.325	5.527	5.569	5.520	5.347
Idroelettrico da apporti naturali	39.519	36.674	42.744	36.067	36.994	32.815	41.623	47.534
Produzione idroelettrica da pompaggi	7.743	7.603	7.164	6.860	6.431	5.666	5.604	4.209
PRODUZIONE TOTALE	284.401	293.865	303.321	303.672	314.090	313.888	319.129	289.914
PRODUZIONE IDROELETTRICA TOTALE	47.262	44.277	49.908	42.927	43.425	38.481	47.227	51.743

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

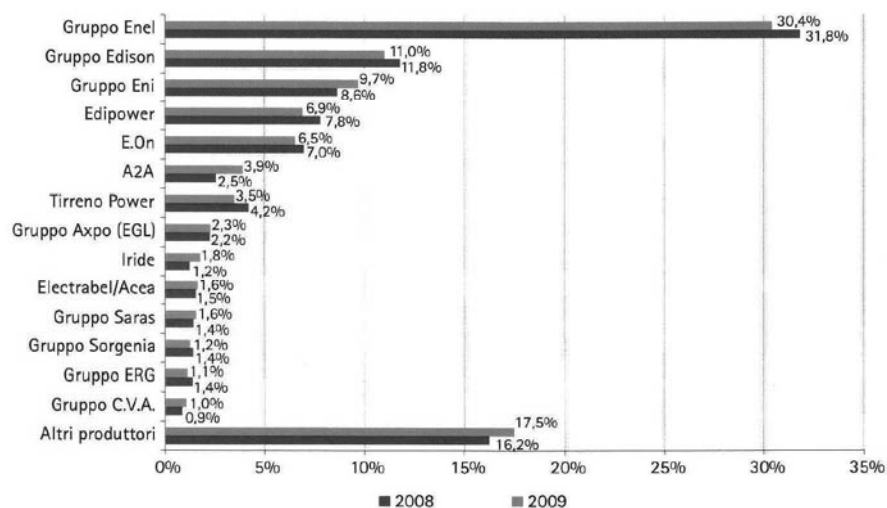
TAV. 2.2

Produzione lorda per fonte nel periodo 2002-2009
GWh

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

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

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.1

Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda

Confronto 2008-2009:
valori percentuali

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

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

Nel complesso il grado di concentrazione del mercato della

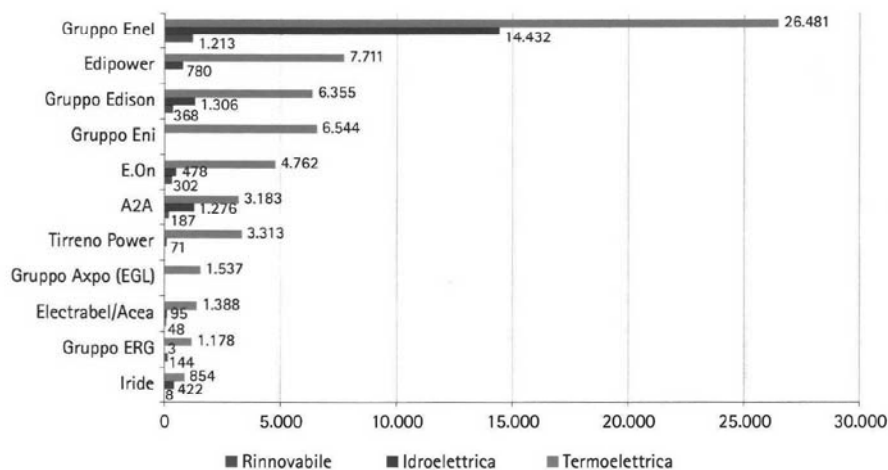
generazione destinata al consumo registra un'ulteriore riduzione, seppure modesta, rispetto al 2008, in linea con quanto registrato negli ultimi anni. In particolare, l'indice HHI nel 2009 è risultato pari a 1.579, in diminuzione dal valore di 1.590 del 2008.

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

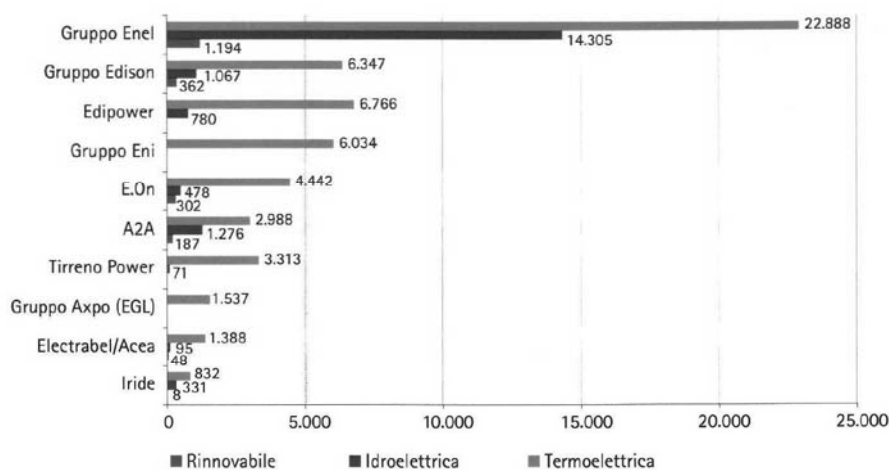
Nel settore delle energie rinnovabili, Enel si conferma primo operatore nazionale nella generazione elettrica sia da fonte idroelettrica (56%), sia da fonte geotermica (100%). Nel comparto della produzione di energia eolica, la società International Power risulta essere il principale operatore, con una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

FIG. 2.2

Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi nel 2009 MW



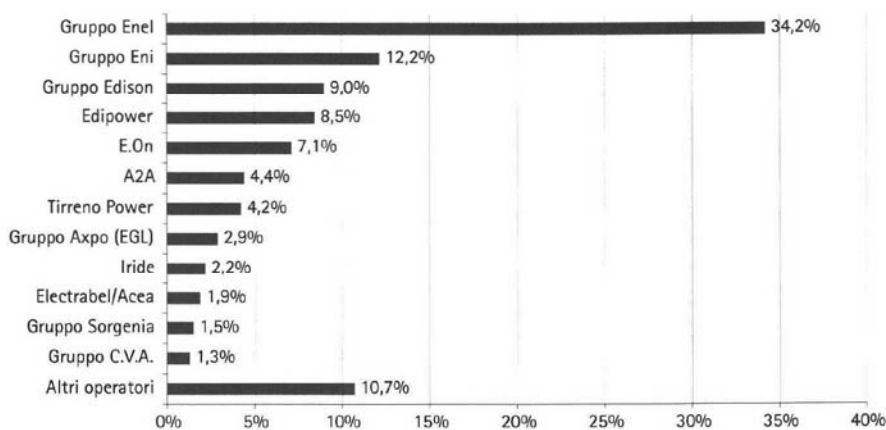
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.3

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.4

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

Valori percentuali

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.3

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

Valori percentuali

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.4

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

Valori percentuali

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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

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

TAV. 2.5

Presenza territoriale degli operatori nel 2009

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Produzione incentivata: energia fotovoltaica

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

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

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

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

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

TAV. 2.6

**Tariffe incentivanti
nel nuovo Conto energia
(DM 19/02/2007)**Potenza nominale in kW;
tariffe in €/kWh

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

Fonte: GSE.

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

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

TAV. 2.7

**Il primo Conto
energia (DM 28/07/2005
e 6/02/2006)**Impianti in esercizio
al 30 aprile 2010;
numero e potenza in kW

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

Fonte: GSE.

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

Fonte: GSE.

TAV. 2.8

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

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

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

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

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

in data successiva al 31 dicembre 2007;

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

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

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

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

Produzione incentivata: solare termodinamico

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

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

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

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

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

TAV. 2.9

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

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

Fonte: GSE.

Produzione incentivata: energia CIP6 e altri ritiri del GSE

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

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

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

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

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

Fonte: : Elaborazione AEEG su dati GSE.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.10

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

GWh

TAV. 2.11

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

GWh

TAV. 2.12

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

GWh