

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

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

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

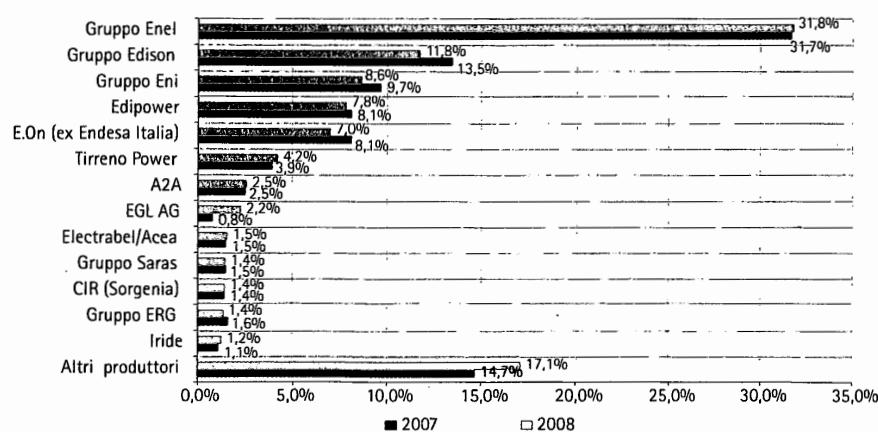
Per quanto riguarda la capacità produttiva installata, dall'anno 2002 sono state rilasciate autorizzazioni per la costruzione/trasformazione di centrali termoelettriche per complessivi 21.402 MWe, a fronte di richieste in corso di autorizzazione per 22.186 MWe (Tav. 2.3).

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Produzione termoelettrica	216.792	227.646	238.291	240.488	246.918	255.420	258.811	253.119
Solidi	31.730	35.447	38.813	45.518	43.606	44.207	44.112	43.700
Gas naturale	95.906	99.414	117.301	129.772	149.259	158.079	172.646	173.000
Prodotti petroliferi	75.009	76.997	65.771	47.253	35.846	33.830	22.865	18.250
Altri	14.147	15.788	16.406	17.945	18.207	19.304	19.187	18.169
Produzione da fonti rinnovabili	55.087	49.013	47.971	55.669	49.863	52.239	49.411	59.244
Biomassa e rifiuti	2.587	3.423	4.493	5.637	6.155	6.745	6.954	7.109
Eolico	1.179	1.404	1.458	1.847	2.343	2.971	4.034	6.437
Fotovoltaico	5	4	5	4	4	2	39	200
Geotermico	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325	5.527	5.569	5.518
Idroelettrica da apporti naturali	46.810	39.519	36.674	42.744	36.067	36.994	32.815	39.980
Produzione idroelettrica da pompage	70.115	7.743	7.603	7.164	6.860	6.431	5.666	5.531
Produzione totale	278.995	284.401	293.865	303.321	303.672	314.090	313.888	317.894
Produzione idroelettrica totale	53.926	47.262	44.277	49.908	42.927	43.425	38.481	145.511

TAV. 2.2

Produzione linda  
per fonte nel periodo  
2001-2008  
GWh

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



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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.1

Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale linda  
Confronto 2007-2008;  
dati in percentuale

TAV. 2.3

**Autorizzazioni per centrali termoelettriche (potenza superiore a 300 MWt)**

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

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

(A) Sono incluse le modifiche agli impianti.

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

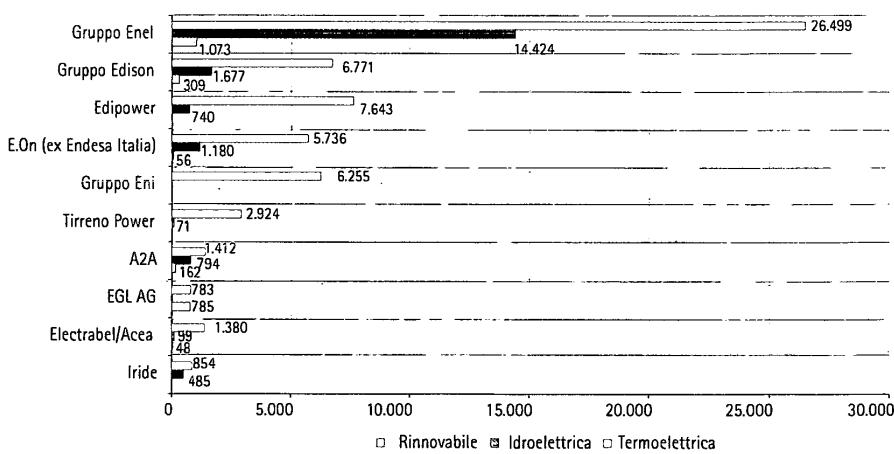
Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

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

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

FIG. 2.2

Disponibilità di capacità linda per i maggiori gruppi MW; anno 2008



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

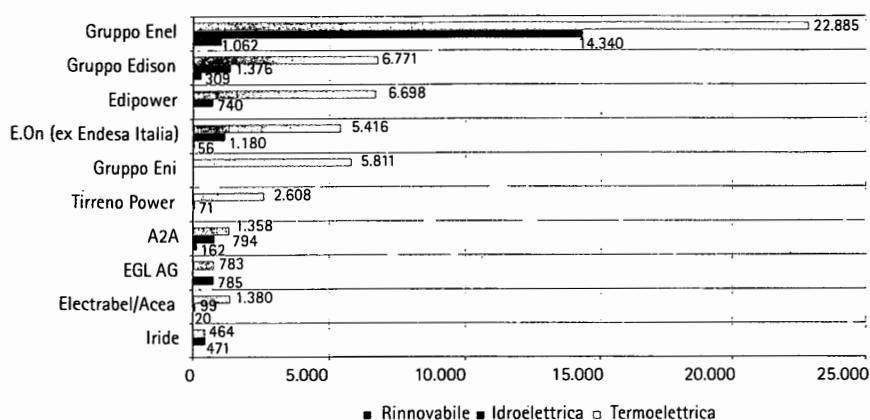


FIG. 2.3

Potenza disponibile  
(per almeno il 50%  
delle ore) per i maggiori  
gruppi  
MW; anno 2008

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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

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

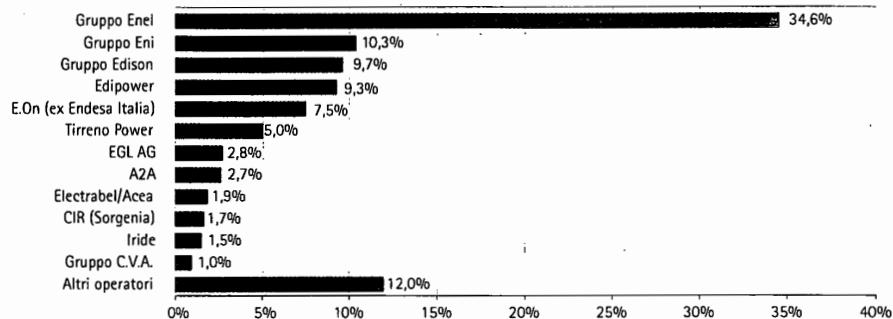
La tavola 2.4 riporta il contributo percentuale dei principali gruppi alla generazione termoelettrica nazionale, con riferimento ai principali combustibili convenzionali. Enel si conferma il primo produttore di energia elettrica da fonti convenzionali, con una presenza molto elevata nella generazione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

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

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

FIG. 2.4

**Contributo dei principali operatori alla produzione di energia elettrica destinata al consumo**  
Dati in percentuale; anno 2008



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.4

**Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione termoelettrica per fonte**  
Dati in percentuale; anno 2008

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.5

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

**Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione rinnovabile per fonte**  
Dati in percentuale; anno 2008

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

TAV. 2.6

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

**Presenza territoriale degli operatori**

---

**Produzione incentivata: energia fotovoltaica**

---

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

Le modifiche più significative rispetto alla precedente disciplina riguardano:

- l'abolizione della fase istruttoria preliminare all'ammissione alle tariffe incentivanti; in base al nuovo decreto, infatti, la richiesta di incentivo deve essere inviata al GSE solo dopo l'entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici;
- l'abolizione del limite annuo di potenza incentivabile, sostituito da un limite massimo cumulato della potenza incentivabile, pari a 1.200 MW;
- una maggiore articolazione delle tariffe, con l'intento di favorire le installazioni di piccola taglia architettonicamente integrate in strutture o edifici<sup>1</sup>;
- l'introduzione di un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia.

Il decreto del 2007 ha stabilito inoltre il superamento di due vincoli tecnici introdotti dai precedenti decreti, quali il limite di potenza massima incentivabile per un singolo impianto e le limitazioni all'utilizzo della tecnologia fotovoltaica a film sottili, molto utilizzata nell'ambito dell'integrazione architettonica. Ulteriori elementi di novità che contribuiscono a rendere più flessibile il meccanismo di incentivazione sono stati introdotti con la delibera 17 novembre 2008, n. 161/08 (vedi il Capitolo 2 del secondo Volume). In particolare, viene reso possibile mettere in esercizio ogni sezione di impianto come se si trattasse di un impianto a sé e si consente di collegare più sezioni di impianto all'interno di una rete interna di utenza nel rispetto del vin-

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

Il nuovo Conto energia prevede che l'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici entrati in esercizio dopo il 13 aprile 2007 e prima del 31 dicembre 2008 abbia diritto a una tariffa incentivante articolata secondo i valori indicati nella tavola 2.7. Le tariffe sono erogate per un periodo di 20 anni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto e rimangono costanti in moneta corrente per l'intero periodo.

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

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

Nella tavola 2.8 si riportano il numero e la potenza degli impianti in esercizio a seguito dell'introduzione del primo Conto energia, con il dettaglio della loro ripartizione regionale, mentre nella tavola 2.9 si dà evidenza delle analoghe informazioni relative agli impianti incentivati sulla base del nuovo Conto energia. La Puglia registra il maggior livello di potenza installata, pari a 58,3 MW, seguita dalla Lombardia (52,7 MW), dall'Emilia Romagna (42,2 MW), dal Piemonte (37,8 MW) e dal Veneto (32,1 MW).

---

<sup>1</sup> Il decreto del febbraio 2007, in particolare, definisce tre tipologie d'integrazione ai fini della determinazione della tariffa incentivante da riconoscere a ciascun impianto fotovoltaico:

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

POTENZA NOMINALE (kW)	TIPOLOGIA DI IMPIANTO FOTOVOLTAICO		
	NON INTEGRATO (€)	PARZIALMENTE INTEGRATO (€)	INTEGRATO (€)
1 ≤ P ≤ 3	0,40	0,44	0,49
3 < P ≤ 20	0,38	0,42	0,46
P > 20	0,36	0,40	0,44

Fonte: GSE.

TAV. 2.7

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

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

Fonte: GSE.

TAV. 2.8

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

Impianti in esercizio  
al 30 aprile 2009

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

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

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

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

TAV. 2.9

**Il nuovo Conto energia (DM 19/02/2007)**  
Impianti in esercizio  
al 30 aprile 2009

	CLASSE 1 1 kW ≤ P ≤ 3 kW		CLASSE 2 3 kW < P ≤ 20 kW		CLASSE 3 P > 20 kW		TOTALE	
	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)
Val d'Aosta	21	54	20	188	-	-	41	242
Piemonte	1.454	3.793	1.138	9.212	131	18.472	2.723	31.478
Liguria	252	624	134	865	9	1.705	395	3.195
Lombardia	2.674	6.935	2.048	16.922	208	21.255	4.930	45.112
Trentino Alto Adige	634	1.720	706	6.999	111	12.676	1.451	21.395
Veneto	1.547	4.035	1.246	9.417	102	12.183	2.895	25.634
Friuli Venezia Giulia	740	2.005	853	5.641	36	3.532	1.629	11.178
Emilia Romagna	1.730	4.458	1.171	9.622	161	15.391	3.062	29.471
Toscana	1.236	3.166	983	8.100	76	11.249	2.295	22.514
Lazio	941	2.457	822	6.238	66	7.889	1.829	16.584
Marche	643	1.686	443	3.574	63	10.009	1.149	15.289
Umbria	276	747	305	2.633	51	10.134	632	13.513
Abruzzo	235	603	304	2.308	28	2.473	567	5.384
Molise	33	92	46	425	5	199	84	715
Campania	261	707	267	2.159	23	4.185	551	7.052
Puglia	1.101	2.922	1.178	8.985	101	24.106	2.380	36.013
Basilicata	107	301	115	895	19	1.768	241	2.964
Calabria	242	661	346	2.764	19	5.571	607	8.995
Sicilia	793	2.138	669	4.561	22	3.990	1.484	10.688
Sardegna	1.043	2.869	470	3.095	20	5.217	1.533	11.181
<b>TOTALE ITALIA</b>	<b>15.963</b>	<b>41.972</b>	<b>13.264</b>	<b>104.604</b>	<b>1.251</b>	<b>172.003</b>	<b>30.478</b>	<b>318.578</b>

Fonte: GSE.

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

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

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

#### Produzione incentivata: solare termodinamico

Gli impianti solari termodinamici, a differenza degli impianti fotovoltaici, convertono indirettamente l'energia solare in energia elettrica passando attraverso una prima fase di trasformazione dell'energia solare in energia termica di un fluido termovettore. Il decreto ministeriale dell'11 aprile 2008 ha introdotto una nuova incentivazione per gli impianti solari termodinamici anche ibridi<sup>2</sup> di nuova costruzione ed entrati in esercizio in data successiva al 18 luglio 2008, data di pubblicazione della

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

delibera attuativa dell'Autorità (delibera 14 luglio 2008, ARG/elt 95/08). Gli incentivi, calcolati in base alle tariffe riportate nella tavola 2.10 sono riconosciuti per l'energia elettrica prodotta dall'impianto esclusivamente per la produzione solare imputabile, e si aggiungono ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

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

Fonte: GSE.

TAV. 2.10

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

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

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

#### Produzione incentivata: energia CIP6 e altri ritiri del GSE

Nel 2008 l'energia ritirata dal GSE ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e della delibera dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, è risultata pari a 41.707 GWh, corrispondenti al 13,7% della produzione nazionale netta. Rispetto al 2007 i ritiri si sono ridotti complessivamente di circa 5 TWh.

L'analisi di dettaglio dell'energia assimilata che beneficia dell'incentivazione CIP6 evidenzia come la riduzione complessiva registrata nel 2008, pari a 4 TWh, sia stata determinata in gran parte dalla diminuzione dell'energia elettrica prodotta da impianti nuovi che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi (-2,4 TWh), mentre l'energia generata da impianti esistenti risulta essersi ridotta di circa 0,8 TWh. L'energia assimilata in convenzione CIP6 ha rappresentato nel 2008 circa il 14% della generazione termica convenzionale netta, in diminuzione rispetto al 15,5% del 2007.

La riduzione della produzione CIP6 da fonti rinnovabili registrata nel 2008, pari a circa 0,8 TWh, è invece stata determinata in prevalenza da una diminuzione della generazione da impianti nuovi eolici e geotermici (-5,3 TWh) e da quelli fotovoltaici, a biomasse, a RSU (rifiuti solidi urbani) ed equiparati (-2,8 TWh), mentre l'energia generata da impianti esistenti è aumentata di 77 GWh. Le convenzioni CIP6 relative a impianti per la produzione di energia rinnovabile hanno contribuito al 12,8% della generazione complessiva netta da fonti rinnovabili, in diminuzione rispetto al 17% circa del 2007.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.11

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

TAV. 2.12

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.13

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

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

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

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

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE:

TAV. 2.14

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

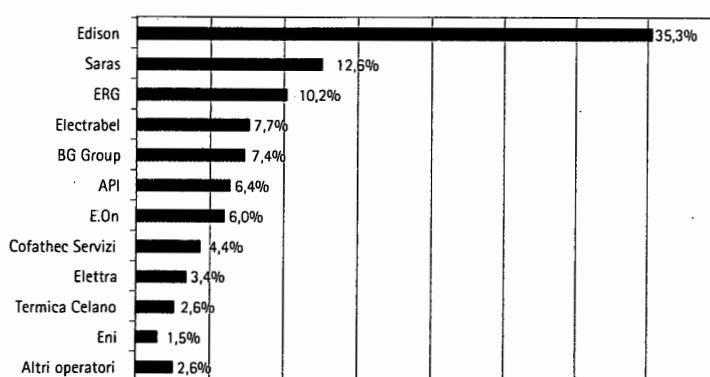
Milioni di euro

	REMUNERAZIONE TOTALE (MILIONI DI EURO)	QUANTITÀ (GWh)	REMUNERAZIONE UNITARIA (€ /MWh)
<b>Fonti assimilate</b>	<b>3.965,8</b>	<b>34.224</b>	<b>115,88</b>
Fonti assimilate nuove	1.870,6	13.658	136,96
- di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	1.685,0	12.041	139,94
- di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	185,6	1.617	114,74
Fonti assimilate esistenti	2.095,2	20.566	101,88
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>1.497,7</b>	<b>7.429</b>	<b>201,60</b>
Fonti rinnovabili nuove	1.454,0	7.015	207,27
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	97,7	578	169,02
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	11,9	84	142,30
di cui impianti eolici e geotermici	277,6	1.687	164,51
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	1.066,9	4.666	228,64
- di cui impianti idroelettrici potenziati	-	-	-
Fonti rinnovabili esistenti	43,6	414	105,45
<b>TOTALE</b>	<b>5.463,5</b>	<b>41.653</b>	<b>131,17</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.15

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



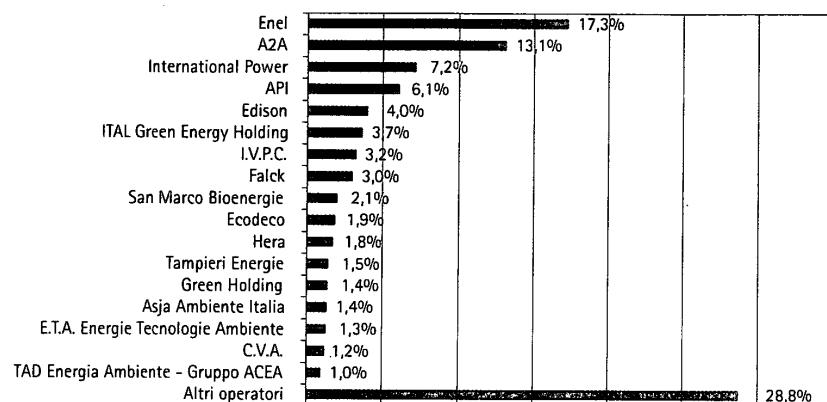
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.5

Contributo dei principali operatori alla generazione CIP6 da fonti assimilate  
Anno 2008; dati in percentuale

FIG. 2.6

**Contributo dei principali operatori alla generazione CIP6 da fonti rinnovabili**  
Anno 2008; dati in percentuale



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

#### Importazioni nette

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

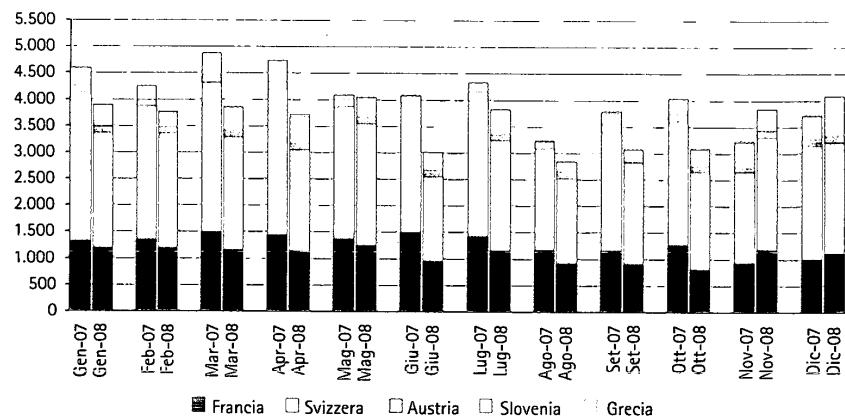
nella misura dell'11,7%.

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

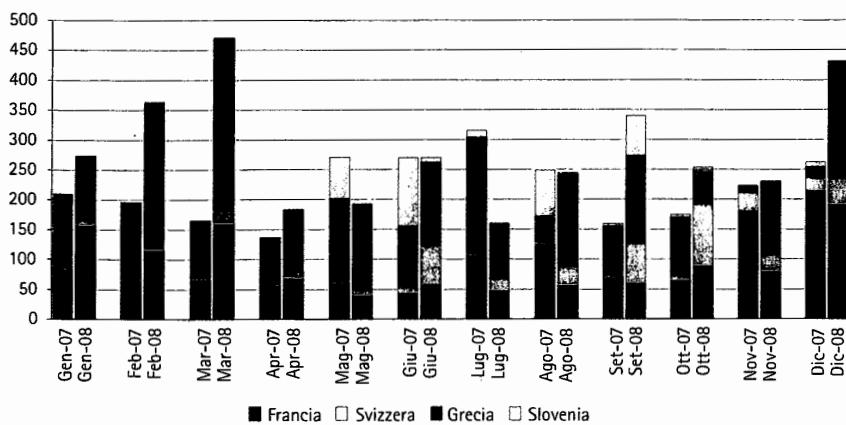
Per quanto riguarda le esportazioni, l'aumento dei flussi è stato determinato soprattutto dal contributo della Grecia (+59,2%) e della Svizzera (+512,2%).

FIG. 2.7

**Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2007 e nel 2008**  
GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.



Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

FIG. 2.8

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2007 e nel 2008  
GWh

## Infrastrutture elettriche

### Trasmissione

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.16

Asset della RTN  
Anni 2007-2008; dati al  
31 dicembre

**Distribuzione**

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

Nella tavola 2.18 è rappresentata la distribuzione territoriale dei gestori e delle reti di distribuzione per tipologia di rete, come emerge dai dati raccolti dall'Autorità presso i distributori. È interessante notare l'elevato numero di distributori della regione Trentino Alto Adige a fronte di una rete che, in termini di lunghezza, rappresenta solo il 2% circa del totale nazionale.

TAV. 2.17

**Composizione societaria  
dei distributori**

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.18

**Lunghezza delle reti  
di distribuzione  
al 31 dicembre 2008**

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.19

Distribuzione di energia elettrica per gruppo societario nel 2008  
Volumi distribuiti

CLASSI DI NUMEROSITÀ DEI PUNTI DI PRELIEVO	NUMERO OPERATORI	VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	VOLUME MEDIO PER OPERATORE (GWh)	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO MEDIO PER OPERATORE
> 500.000	4	275.865	34.185.708	68.966	8.546.427
100.000-500.000	8	13.797	1.400.409	1.725	175.051
50.000-100.000	2	1.460	141.602	730	70.801
20.000-50.000	8	1.836	260.108	229	32.514
5.000-20.000	22	1.399	218.965	64	9.953
1.000-5.000	37	453	79.135	12	2.139
< 1.000	50	81	15.560	2	311
<b>TOTALE</b>	<b>131</b>	<b>294.892</b>	<b>36.301.487</b>	<b>2.251</b>	<b>277.111</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.20

Attività dei distributori  
Anno 2008

## Mercato all'ingrosso

I contratti di compravendita di energia elettrica con obbligo di consegna fisica possono essere a termine o a pronti. Il mercato regolamentato a pronti (MPE) gestito dal Gestore del mercato elettrico (GME) si suddivide in due sottomercati: il mercato del giorno prima (MGP), in cui si scambiano volumi orari di energia per il giorno successivo, e il mercato di aggiustamento (MA), che consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto e di vendita.

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

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

- lo sbilanciamento a programma, per consentire ai soggetti titolari di contratti conclusi al di fuori del sistema delle offerte di presentare programmi di immissione e prelievo non bilanciati sul MGP;
- la Piattaforma di aggiustamento bilaterale per la domanda (PAB), la cui attività è terminata a fine 2008, per permettere agli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa area geografica di effettuare scambi orari bilanciati di energia elettrica.

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

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

Per l'anno 2008, la soglia di tolleranza per le penali di sbilanciamento è stata fissata pari al 3%, invariata rispetto al 2007. Questo meccanismo, finalizzato ad agevolare gli operatori nella fase di programmazione della domanda, non risulta essere compatibile con l'assetto definitivo del mercato, per cui, a regime, dovrebbe essere rimosso. Nell'ambito del processo di graduale avvicinamento alla disciplina di regime prevista per gli sbilanciamenti effettivi, l'Autorità, con delibera 23 dicembre 2008, n. 203/08, ha deciso un abbassamento della soglia di tolleranza all'1,5% per l'anno 2009.

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

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