

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 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, giorno di pubblicazione della delibera attuativa dell'Autorità 14 luglio 2008, ARG/elt 95/08.

Gli incentivi, calcolati in base alle tariffe riportate nella tavola 2.8,

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.

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 e il 31 dicembre 2012.

Per gli impianti che entreranno in esercizio nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2013 e il 31 dicembre 2014, è prevista una decurtazione delle tariffe pari al 2% per ciascuno degli anni di calendario successivi al 2008 (con arrotondamento alla terza cifra decimale).

TAV. 2.8

Tariffe incentivanti per gli 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: 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. 2.9).

TAV. 2.9

Tariffa fissa onnicomprensiva per tipo di fonte rinnovabile
Tariffe in €/kWh

FORTE	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.

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.

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.

Produzione incentivata: energia CIP6

Nel 2011 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 26.693 GWh, corrispondente al 9,2% della produzione nazionale netta (Tav. 2.10). Rispetto al 2010 i ritiri sono diminuiti complessivamente di circa 11 TWh (-29,2%).

L'analisi di dettaglio dell'energia assimilata che beneficia dell'incentivazione CIP6 evidenzia come la riduzione complessiva registrata nel 2011, pari a 9,7 TWh, sia stata determinata in esito al

notevole calo dell'energia CIP6 ritirata da impianti esistenti (-9,5 TWh) e dalla conclusione dei ritiri da nuovi impianti per restanti 0,2 TWh. Nel 2011 l'energia assimilata in convenzione CIP6 ha rappresentato il 10% della generazione termica convenzionale netta, in diminuzione rispetto al valore registrato nel 2010 (14,3%). La riduzione della produzione CIP6 da fonti rinnovabili riportata nel 2011, pari a circa 1,3 TWh, è invece stata determinata in prevalenza da una contrazione della generazione da nuovi impianti. In particolare, nel 2011 si è registrato un calo della generazione da impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU, nonché, previo accertamento, da impianti equiparati (-1,0 TWh), impianti eolici e geotermici (-0,4 TWh) e da impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente fino a 3MW (-0,1 TWh), solo minimamente compensato dall'incremento dell'energia generata da impianti esistenti (+0,2 TWh). Le convenzioni CIP6 relative a impianti per la produzione di energia rinnovabile hanno contribuito al 5,9% della generazione complessiva netta da fonti rinnovabili, in diminuzione rispetto all'8,2% circa del 2010.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
CIP6	48.340	46.462	41.653	36.194	37.707	26.693
di cui assimilata	39.068	38.268	34.224	29.364	31.558	21.806
di cui rinnovabile	9.272	8.194	7.429	6.830	6.149	4.886
Delibera n. 108/97	689	115	54	-	-	-
TOTALE	49.029	46.577	41.707	36.194	37.707	26.693

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Impianti nuovi	20.465	16.935	13.658	3.139	231	-
Impianti esistenti	18.603	21.333	20.566	26.224	31.328	21.806
TOTALE	39.068	38.268	34.224	29.364	31.558	21.806

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.10

Energia ritirata dal GSE nel periodo 2006-2011 (energia CIP6 ed energia di cui alla delibera n. 108/97)
GWh

TAV. 2.11

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti assimilate nel periodo 2006-2011
GWh

TAV. 2.12

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6
da fonti rinnovabili nel periodo
2006-2011
GWh

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Impianti nuovi	8.958	7.857	7.015	5.527	4.520	3.003
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino, ad acqua fluente oltre 3 MW	987	591	578	375	126	7
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	137	88	84	37	7	1
- di cui impianti eolici e geotermici	2.566	2.217	1.687	1.165	376	14
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	5.198	4.949	4.666	3.950	4.011	2.982
- di cui impianti idroelettrici potenziati	70	13	-	-	-	-
Impianti esistenti	314	337	414	1.303	1.629	1.883
TOTALE	9.272	8.194	7.429	6.830	6.149	4.886

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Nel 2011 i costi totali dei ritiri del GSE per l'energia CIP6 sono stimabili in circa 3,3 miliardi di euro, in prevalenza (circa il 72%) legati alla remunerazione dell'energia CIP6 prodotta da impianti assimilati.

La tavola 2.13 presenta il dettaglio dei costi relativi alle fonti assimilate e rinnovabili incentivate tramite il meccanismo CIP6, per tipologia di produzione. Rispetto all'anno precedente i costi relativi alle fonti assimilate risultano inferiori di circa il 21%, per effetto, da un lato, della riduzione nella quantità ritirata (-29%) e, dall'altro, di un incremento della remunerazione unitaria.

Nel 2011 i costi dell'energia CIP6 sono principalmente ascrivibili ai ritiri da impianti esistenti, per i quali si registra un deciso calo

delle quantità ritirate rispetto all'anno precedente e un incremento della remunerazione unitaria, che è stata pari a circa 107,2 €/kWh. Nessun ritiro risulta invece da nuovi impianti, rispetto ai circa 231 MWh registrati nel 2010. Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, la riduzione dei costi, pari a circa 220 milioni di euro, è stata determinata soprattutto dalla contrazione dei volumi di energia ritirata (-20,5%), cui è corrisposta una sostanziale stabilità della remunerazione unitaria. In particolare, a fronte di un aumento dei costi associati ai ritiri da impianti esistenti per circa 50 milioni di euro, si è assistito a una riduzione dei volumi di energia CIP6 ritirata da impianti nuovi, per una corrispondente contrazione dei costi pari a circa 270 milioni di euro.

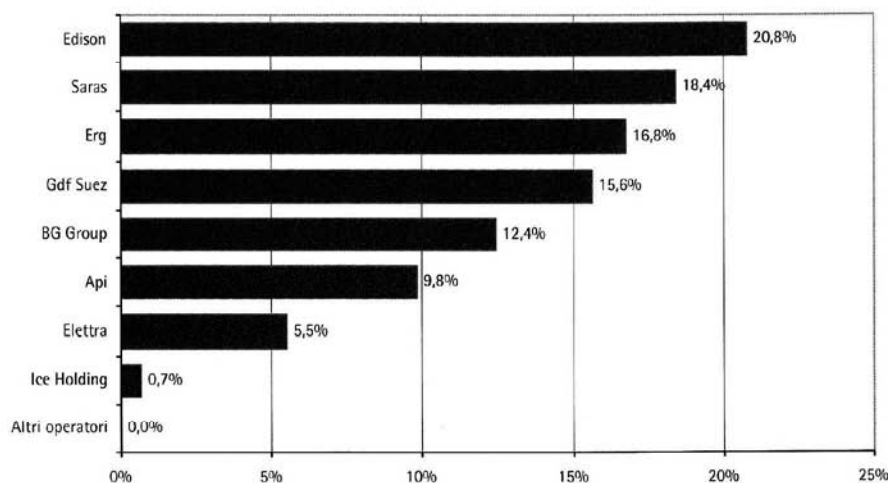
	REMUNERAZIONE TOTALE	QUANTITÀ	REMUNERAZIONE UNITARIA
Fonti assimilate	2.338,5	21.806,4	107,24
Fonti assimilate nuove	-	-	-
Fonti assimilate esistenti	2.338,5	21.806,4	107,24
Fonti rinnovabili	918,3	4.886,2	187,94
Fonti rinnovabili nuove	714,2	3.003,4	237,79
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino, ad acqua fluente oltre 3 MW	0,9	6,6	135,51
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	0,1	0,5	147,30
- di cui impianti eolici e geotermici	2,5	14,1	175,80
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	710,7	2.982,2	238,32
- di cui impianti idroelettrici potenziati	-	-	-
Fonti rinnovabili esistenti	204,1	1.882,8	108,42
TOTALE	3.256,8	26.692,6	122,01

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Per quanto riguarda le fonti assimilate, sulla base delle dichiarazioni degli operatori che hanno risposto all'Indagine dell'Autorità, risulta che otto operatori effettuano la quasi totalità della generazione elettrica in convenzione CIP6; le quote maggiori spettano ai gruppi Edison (20,8%), Saras (18,4%) ed Erg (16,8%). Per i ritiri, invece, dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, la società A2A realizza quasi un terzo (30,9%) della generazione rinnovabile, seguita da

Ital Green Energy Holding (14,1%), Api (7,7%) e International Power (5,8%). Complessivamente i primi dieci operatori coprono oltre l'80% dell'energia totale rinnovabile in convenzione CIP6.

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, il peso della generazione CIP6 è destinato a esaurirsi progressivamente.



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.13

Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2011

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

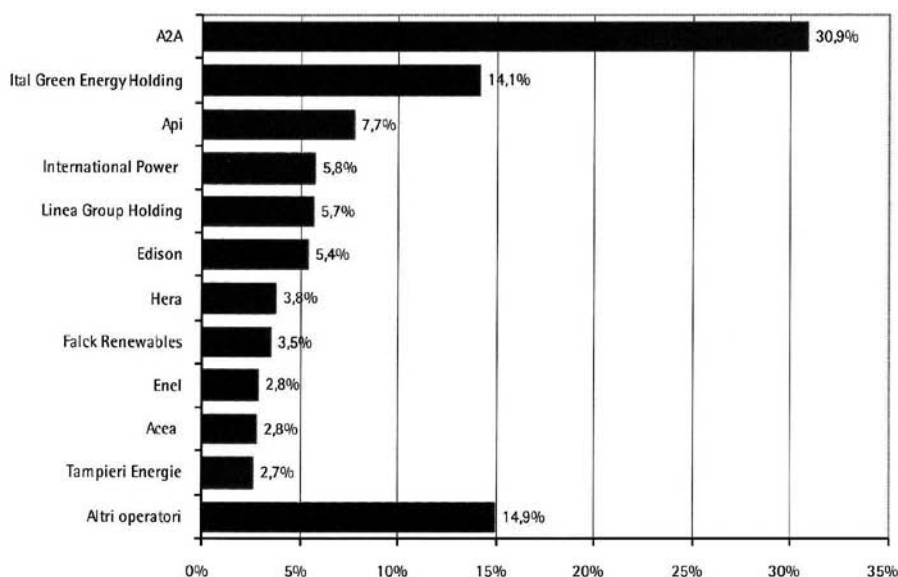
FIG. 2.5

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti assimilate nel 2011

Dati in percentuale

FIG. 2.6

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti rinnovabili nel 2011
Dati in percentuale



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

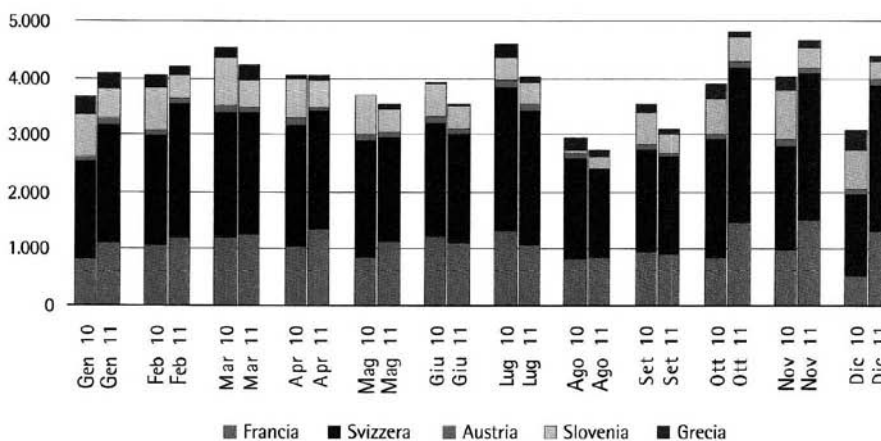
Importazioni nette

Il saldo estero per il 2011, in base ai dati provvisori di esercizio di Terna, è ammontato a 45.626 GWh, quale differenza tra le importazioni, pari a 47.349 GWh (+3,0% sul 2010), e le esportazioni, pari a 1.723 GWh (-5,7% sul 2010). Nel 2011 esso ha garantito la copertura del fabbisogno nella misura del 13,7%.

L'incremento delle importazioni nel 2011 è legato a un forte aumento dell'energia proveniente dalla Francia (+2.646 GWh) e dalla Svizzera (+2.391 GWh), solo in parte bilanciato da una riduzione delle importazioni dalla Slovenia (-2.717 GWh). Per quanto riguarda le esportazioni, la diminuzione dei flussi di energia ha riguardato prevalentemente gli scambi con la Francia (-161 GWh).

FIG. 2.7

Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2010 e nel 2011
GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

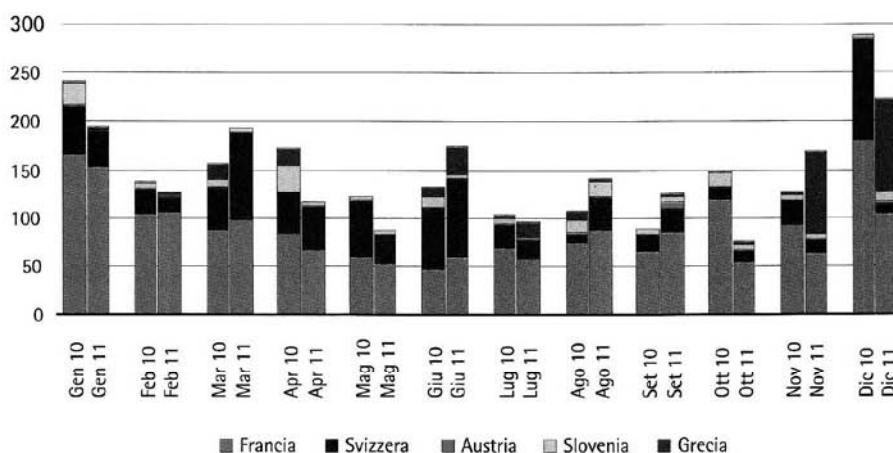


FIG. 2.8

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2010 e nel 2011 GWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

La società Terna è il principale proprietario della Rete di trasmissione nazionale (RTN) di energia elettrica. Analogamente all'anno precedente, nel 2011 sono risultati attivi nel settore della trasmissione altri dieci operatori di rete.

Nel corso del 2011 si è registrato un leggero incremento delle linee a 380 kV e delle linee con tensione inferiore a 150 kV, in parte

compensato da una riduzione delle linee a 220 kV. Nello stesso anno si è rilevato un significativo incremento delle stazioni con tensione inferiore a 150 kV.

Il 31 dicembre 2011 l'azionista di riferimento di Terna, ovvero la Cassa depositi e prestiti, possedeva una quota azionaria pari al 29,85%; Romano Minozzi ed Enel risultavano detenere, rispettivamente, il 5,6% e il 5,1% del capitale sociale, mentre il restante 59,5% era ripartito tra investitori istituzionali e altri azionisti.

	2009	2010	2011
Numero operatori di rete	9	11	11
Linee 380 kV (km)	10,514	10,560	10,609
Linee 220 kV (km)	11,358	11,308	11,277
Linee ≤ 150 kV (km)	40,311	40,712	40,741
Linee 500 kV a corrente continua (km)	491	949	949
Linee 400 kV a corrente continua (km)	207	255	255
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862
Numero stazioni 380 kV	139	144	150
Numero stazioni 220 kV	151	154	157
Numero stazioni ≤ 150 kV	110	149	163

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

TAV. 2.14

Asset della RTN

Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

Distribuzione

Tra le operazioni societarie rilevanti nel settore della distribuzione di energia elettrica nel corso del 2011, si evidenzia che a seguito di una scissione parziale di tutti i rami d'azienda, a esclusione di quelli ambientale e idrico, Azienda Sondriese Multiservizi ha ceduto alla beneficiaria Aem Tirano l'attività di distribuzione di energia elettrica con decorrenza 1 gennaio 2011, con contestuale cambio di denominazione sociale da Aem Tirano ad Azienda Energetica Valtellina Valchiavenna (Aevv). Inoltre, in data 1 gennaio 2011 l'Aevv

ha incorporato la Società Servizi Valdisotto, e il Comune di Ossana ha ceduto l'attività di distribuzione di energia elettrica all'impresa SET Distribuzione. Dall'1 gennaio 2011, infine, Enel Distribuzione ha ceduto tutta la rete di distribuzione dell'Alto Adige a Selnat (90% Sel, 10% Enel). I dati provvisori sulla composizione societaria degli operatori di distribuzione evidenziano la prevalenza di soci appartenenti a enti pubblici (40,1%); significativa è anche la quota di persone fisiche (36,1%), in crescita in confronto al 2010, e di società che non operano nel settore energetico (13,5%), in leggero calo rispetto alla precedente rilevazione.

TAV. 2.15

Composizione societaria
dei distributori nel 2011^(A)

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	40,1
Persone fisiche	36,1
Società diverse	13,5
Imprese energetiche nazionali	4,7
Imprese energetiche locali	4,4
Flottante	0,8
Istituti finanziari nazionali e altri	0,3
TOTALE	100,0

(A) Dati provvisori.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.16 è rappresentata la distribuzione territoriale dei gestori e delle reti di distribuzione per tipologia di rete, come emerge dai dati raccolti dall'Autorità presso i distributori. Rispetto allo scorso anno si è registrato un moderato incremento della

lunghezza delle reti in bassa e media tensione. Si evidenzia inoltre l'elevato numero di distributori della regione Trentino Alto Adige (70) a fronte di una rete che, in termini di lunghezza, rappresenta l'1,5% circa del totale nazionale.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DISTRIBUTORI ^(B)
Valle d'Aosta	2.671.539	1.524.100	56.600	2
Piemonte	64.648.142	28.739.038	32.281	11
Liguria	21.380.902	6.964.860		1
Lombardia	83.951.488	41.698.742	44.330	10
Trentino Alto Adige	11.937.650	5.745.935	136.705	70
Veneto	62.119.562	26.711.530	22.116	3
Friuli Venezia Giulia	15.178.509	8.128.300	3.844	6
Emilia Romagna	67.420.530	32.144.355	30.654	3
Toscana	58.574.714	26.542.319		2
Lazio	66.339.840	29.147.763	613.546	6
Marche	29.219.657	11.569.102		6
Umbria	19.899.010	8.723.910		2
Abruzzo	25.919.618	10.065.635		7
Molise	7.983.339	3.694.122		1
Campania	60.472.472	24.624.725		3
Puglia	61.544.461	31.509.294		3
Basilicata	15.113.434	9.989.823		1
Calabria	42.642.223	17.783.719		1
Sicilia	78.039.613	36.294.737		11
Sardegna	35.639.198	18.103.341		2
ITALIA	830.695.901	379.705.350	940.076	151

TAV. 2.16

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2011^(A)
Lunghezza delle reti in metri

(A) Dati provvisori.

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Complessivamente, i distributori elettrici italiani che hanno risposto all'Indagine sono 134 sui 143 presenti al 31 dicembre 2011, per un volume totale distribuito pari a 286,8 TWh. Enel Distribuzione

è il primo operatore del Paese, con l'86,0% dei volumi distribuiti, seguito da A2A Reti Elettriche (3,9%), Acea Distribuzione (3,2%) e Aem Torino Distribuzione (1,4%). Gli altri distributori detengono

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.17

Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2011^(A)
Volumi distribuiti in GWh

OPERATORE	UTENTI NON DOMESTICI		UTENTI DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
	PUNTI	ENERGIA	PUNTI	ENERGIA	PUNTI	ENERGIA
	DI PRELIEVO	DISTRIBUITA	DI PRELIEVO	DISTRIBUITA	DI PRELIEVO	DISTRIBUITA
Enel Distribuzione	6.641.243	192.939	24.742.825	53.582	31.384.068	246.521
A2A Reti Elettriche	214.612	9.343	901.759	1.742	1.116.371	11.086
Acea Distribuzione	331.951	6.349	1.284.983	2.904	1.616.934	9.253
AEM Torino Distribuzione	139.952	3.026	552.333	940	692.285	3.966
Hera	62.130	2.081	197.724	415	259.854	2.496
Set Distribuzione	61.588	1.738	233.681	380	295.269	2.118
Agsn Distribuzione	36.809	1.535	127.645	274	164.454	1.808
Selnet	26.459	1.588	63.264	141	89.723	1.730
Azienda Energetica Reti	35.684	1.009	112.364	221	148.048	1.230
A.I.M. Servizi a Rete	18.307	1.078	54.079	120	72.386	1.198
Deval	27.702	787	103.060	148	130.762	935
Acegas-Aps	27.781	556	113.992	229	141.773	785
Altri operatori	133.582	2.798	453.412	892	586.994	3.689
TOTALE	7.757.800	224.827	28.941.121	61.988	36.698.921	286.815

(A) Dati provvisori.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

quote inferiori all'1% (Tav. 2.17).

Nella tavola 2.18 si riporta l'attività dei distributori suddivisa per classe di numerosità dei punti di prelievo, con i relativi volumi distribuiti, complessivi e medi per operatore. Gli operatori

appartenenti alla prima classe (punti di prelievo > 500.000) sono Enel Distribuzione, Acea Distribuzione, A2A Reti Elettriche e Aem Torino Distribuzione, mentre 54 distributori servono meno di 1.000 punti di prelievo.

TAV. 2.18

Attività dei distributori nel 2011^(A)
Volumi in GWh

CLASSI DI NUMEROSITÀ DEI PUNTI DI PRELIEVO	NUMERO OPERATORI	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	VOLUME DISTRIBUITO	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO MEDIO PER OPERATORE	VOLUME MEDIO PER OPERATORE
> 500.000	4	34.809.658	270.826	8.702.415	67.706
100.000-500.000	6	1.140.160	9.372	190.027	1.562
50.000-100.000	3	225.443	3.281	75.148	1.094
20.000-50.000	8	223.892	1.519	27.987	190
5.000-20.000	20	190.811	1.201	9.541	60
1.000-5.000	39	88.245	495	2.263	13
< 1.000	54	20.712	120	384	2
TOTALE	134	36.698.921	286.815	273.873	2.140

(A) Dati provvisori.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Con riferimento alla clientela domestica, il 90% circa dei punti di prelievo appartiene alla classe di potenza compresa tra 1,5 kW e 3,0 kW, cui corrisponde l'85% circa dei volumi distribuiti. Il prelievo medio nel 2011 è stato pari, per la totalità dei consumatori domestici, a 2.142 kWh (Tav. 2.19).

Per quanto riguarda i clienti non domestici, il 44% circa dei volumi distribuiti nel 2011 ha interessato la clientela allacciata in media tensione e poco più di un quinto la clientela allacciata in alta e altissima tensione. Quasi il 99% dei punti di prelievo afferisce, tuttavia, alla clientela in bassa tensione (Tav. 2.20).

CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	VOLUMI DISTRIBUITI	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO (kWh)
Fino a 1,5 kW	298	654.450	456
Fino a 1.800 kWh	162	605.690	268
1.800-2.640 kWh	66	29.805	2.212
2.641-4.440 kWh	46	12.984	3.571
Oltre 4.400 kWh	20	2.175	9.110
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	4	3.796	1.035
Da 1,5-3,0 kW	52.522	26.021.429	2.018
Fino a 1.800 kWh	12.953	13.502.054	959
1.800-2.640 kWh	15.983	6.598.739	2.422
2.641-4.440 kWh	17.153	4.513.317	3.800
Oltre 4.440 kWh	5.627	862.208	6.526
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	807	545.111	1.480
Oltre 3 kW	9.168	2.265.242	4.047
Fino a 1.800 kWh	755	687.047	1.100
1.800-2.640 kWh	1.249	489.975	2.550
2.641-4.440 kWh	2.388	581.631	4.105
Oltre 4.440 kWh	4.596	446.395	10.297
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	179	60.194	2.969
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	61.988	28.941.121	2.142

(A) Dati provvisori.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.19

Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2011 per classe di potenza e di consumo^(A)
Volumi distribuiti in GWh

TAV. 2.20

Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2011 per livello di tensione e di potenza^(A)

Volumi distribuiti in GWh

LIVELLO DI TENSIONE E CLASSE DI POTENZA	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI DISTRIBUITI
Bassa tensione	7.651.288	77.211
di cui:		
- utenze soggette a regimi tariffari speciali	220	2
- illuminazione pubblica	258.578	6.125
Altri usi	7.392.490	71.085
di cui:		
- fino a 1,5kW	1.481.687	1.163
- da 1,5 kW a 3 kW	2.052.026	3.369
- da 3 kW a 4,5 kW	368.016	1.290
- da 4,5 kW a 6 kW	1.311.311	5.876
- da 6 kW a 10 kW	924.969	8.385
- da 10 kW a 15 kW	673.654	10.810
- da 15 kW a 30 kW	373.046	14.018
- da 30 kW a 42 kW	43.735	2.932
- da 42 kW a 50 kW	56.543	5.590
- oltre 50 kW	107.503	17.652
Media tensione	104.983	99.570
di cui:		
- utenze soggette a regimi tariffari speciali	16	69
- illuminazione pubblica	998	351
- altri usi	103.771	99.005
- punti di emergenza	198	146
Alta e altissima tensione	1.529	48.046
di cui:		
- utenze soggette a regimi tariffari speciali	293	4.250
- altri usi	1.232	43.730
- punti di emergenza	4	66
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	7.757.800	224.827

(A) Dati provvisori.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Connessioni

Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica con la rete di trasmissione, si precisa che i dati di seguito riportati si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2011 da Terna.

Nell'anno 2011 tale operatore ha ricevuto circa 350 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 15 GW, e nello stesso anno ha messo a disposizione più o meno 330 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 12,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 66 giorni lavorativi.

Intorno a 150 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2011, corrispondenti a una potenza totale di circa 5,1 GW, e per solo quattro di questi, corrispondenti a più o meno 330 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD). Inoltre, sono state messe a disposizione tre STMD, corrispondenti a circa 310 MW, con tempi medi per la messa a disposizione della STMD, al netto delle interruzioni consentite, pari a 28 giorni lavorativi. Tutte le STMD messe a disposizione sono state accettate dai richiedenti la connessione, mentre per nessuna di esse è stata realizzata la connessione nell'anno 2011.

Nel 2011 Terna ha effettuato un'unica connessione di cliente passivo, con un tempo di realizzazione dell'intervento pari a 615 giorni lavorativi, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica con le reti di distribuzione, si precisa che i dati riportati di seguito si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2011 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti².

Nell'anno 2011 le imprese distributrici hanno ricevuto più di 150.000 richieste di connessione per impianti di produzione di

energia elettrica da connettere con le reti di bassa e media tensione, corrispondenti a una potenza totale di circa 11,1 GW, e nello stesso anno hanno messo a disposizione intorno a 140.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 8,7 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 16 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 34 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 53 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Poco meno di 116.000 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2011, corrispondenti a una potenza totale di circa 4,2 GW.

Nell'anno 2011 sono state realizzate più di 97.000 connessioni, corrispondenti a circa 1,8 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 18 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici³;
- 37 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi⁴.

Nell'anno 2011 le imprese distributrici hanno ricevuto 75 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere con le reti di alta tensione, corrispondenti a una potenza totale di circa 890 MW, e nello stesso anno hanno messo a disposizione 44 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 600 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 44 giorni lavorativi.

Trentuno preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2011, corrispondenti a una potenza totale di circa 350 MW, e per solo due di questi, corrispondenti a circa 20 MW,

² Tra le imprese distributrici con più di 100.000 clienti, alla data del 24 maggio 2012:

• Acea Distribuzione, Aem Torino Distribuzione, Azienda Energetica Reti, Enel Distribuzione, Hera e Set Distribuzione hanno inviato all'Autorità le informazioni, per l'anno 2011, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica;

• A2A Reti Elettriche, Acegas-Aps, Agsm Distribuzione e Deval non hanno ancora inviato all'Autorità le informazioni, per l'anno 2011, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica.

³ I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguita con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

⁴ I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD. Inoltre, è stata messa a disposizione una STMD, corrispondente a circa 7 MW, con un tempo per la messa a disposizione, al netto delle interruzioni consentite, pari a sei giorni lavorativi. La STMD messa a disposizione è stata accettata dal richiedente la connessione, ma questa non è stata realizzata nel medesimo anno. Con riferimento

agli utenti passivi, sulla base di stime preliminari, nel corso del 2011 sono state effettuate poco più di 330.000 connessioni con le reti di distribuzione, per la quasi totalità in bassa tensione. Il tempo medio per effettuare tali connessioni è risultato pari a 13,5 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a poco più di nove giorni lavorativi.

TAV. 2.21

Numero di connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2011^(A)

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO CONNESSIONI	TEMPO MEDIO (GIORNI LAVORATIVI) ^(B)
Bassa tensione	331.702	9,1
Media tensione	1.690	24,7
TOTALE	333.392	13,5

(A) Dati provvisori.

(B) Valore calcolato senza tenere conto di chi non ha connessioni, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Mercato all'ingrosso

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

L'MGP ha per oggetto la contrattazione di energia tramite offerte di vendita e di acquisto e si svolge in un'unica sessione in asta implicita relativa al giorno successivo, mentre il MI si svolge tra la chiusura dell'MGP e l'apertura dell'MSD e consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto e le loro posizioni commerciali rispetto alle negoziazioni sull'MGP. Il MI è stato istituito con la legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è stato avviato nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). A partire da gennaio 2011 tale mercato si articola in quattro sessioni, con orari di chiusura diversi e in successione.

L'MSD ha per oggetto l'approvvigionamento da parte di Terna delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema, per la risoluzione delle congestioni intrazonali, la creazione delle riserve di energia e il bilanciamento in tempo reale. L'MSD si articola in fase di programmazione (MSD *ex ante*) e Mercato del bilanciamento (MB). L'MSD *ex ante* e l'MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. L'MSD *ex ante*, in particolare, si articola in tre sottofasi di programmazione, mentre l'MB è organizzato in cinque sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione.

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

Nel novembre 2008, Borsa Italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati aventi come sottostante il prezzo medio di

acquisto (Prezzo unico nazionale – PUN). In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, il GME ha stipulato un accordo di collaborazione con Borsa Italiana al fine di consentire agli operatori partecipanti a entrambi i mercati di regolare, mediante consegna fisica, i contratti finanziari conclusi sull'IDEX.

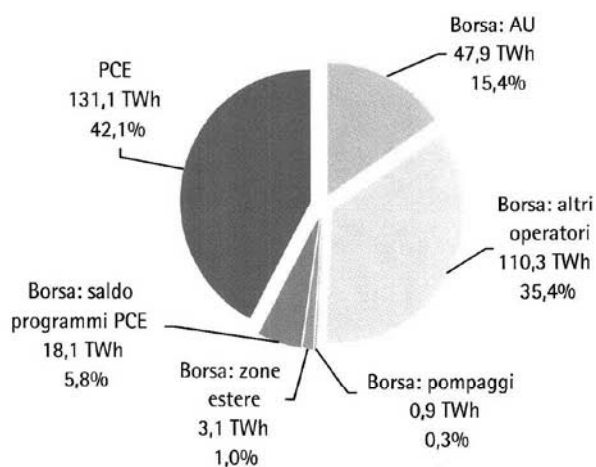
Da ultimo si evidenzia che gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la Piattaforma conti energia (PCE)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

Borsa elettrica: domanda nel Mercato del giorno prima

Nel 2011 la domanda di energia elettrica nel Sistema Italia è stata pari a 311,5 TWh, in diminuzione del 2,2% rispetto al 2010.

La domanda nazionale si è ridotta del 2,1%, in ragione soprattutto di una forte contrazione dei volumi acquistati nella zona Nord (-4,0%). In controtendenza, la domanda in Sardegna è invece cresciuta a livelli molto sostenuti (+14,3%). In netto calo, se paragonata al 2010, risulta anche la domanda estera (-8,1%).

Le operazioni sulla Borsa elettrica hanno raggiunto i 180,3 TWh, in diminuzione del 9,6% rispetto all'anno precedente; la liquidità del mercato si è pertanto attestata al 57,9%, inferiore di poco meno di cinque punti percentuali rispetto al 2010. Alla riduzione della domanda di Borsa ha contribuito in maniera determinante la contrazione degli acquisti effettuati dagli operatori diversi dall'Acquirente unico, passati da 134,3 TWh a 110,3 TWh (-17,9%). La domanda sottostante i contratti bilaterali, al contrario, ha registrato un incremento di circa 12 TWh (+10,1%), a seguito di un forte aumento della domanda espressa dagli operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico (+28,4%). In riduzione sono invece risultati gli acquisti effettuati da quest'ultimo tramite contratti bilaterali (-12,1%).



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.9

Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2011

Borsa elettrica: offerta nel Mercato del giorno prima

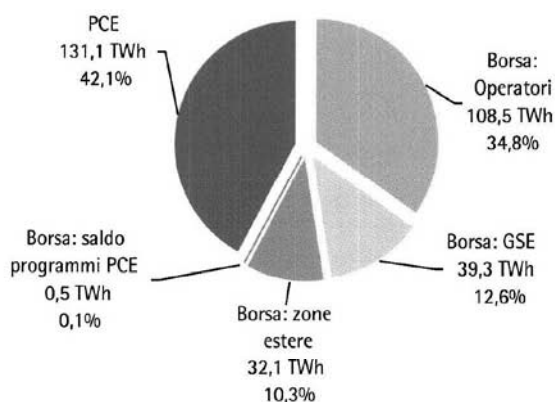
L'andamento dei volumi offerti in Borsa evidenzia un calo del 10,3% delle proposte degli operatori nazionali rispetto al 2010, risultando queste nell'ultimo anno pari a 108,5 TWh. In forte riduzione sono

anche le offerte del GSE (-15,8%), passate da 46,7 TWh nel 2010 a 39,3 TWh nel 2011.

Con riferimento alla PCE, a un forte aumento dell'offerta nazionale (+11,4%) si è accompagnato un significativo incremento dell'offerta estera (+4,0%), attestatasi a 17,8 TWh nel 2011.

FIG. 2.10

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2011



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul Mercato del giorno prima

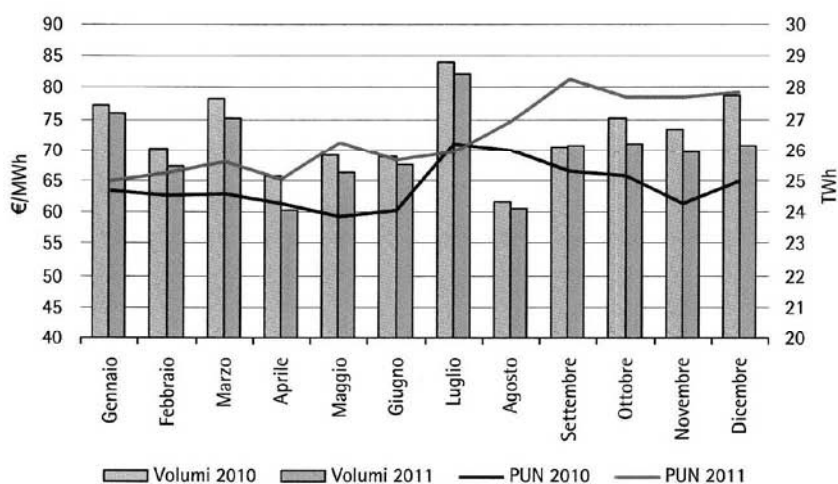
La Borsa elettrica italiana ha registrato per il 2011 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 72,23 €/MWh, in forte aumento rispetto all'anno precedente (+12,6%). L'incremento è risultato particolarmente accentuato nelle ore fuori picco⁵, con riferimento alle quali il prezzo medio è aumentato di più di 9 €/MWh rispetto all'anno precedente.

Il prezzo medio mensile più elevato è stato rilevato nel mese di settembre, quando ha superato gli 81 €/MWh, mentre il picco di domanda mensile si è confermato nel mese di luglio (28,4 TWh).

Con riferimento ai prezzi medi di vendita, si è registrata una leggera riduzione dello spread tra prezzo massimo e prezzo minimo zonale rispetto al 2010. Lo spread, in particolare, è risultato pari a circa 24 €/MWh, come differenza tra il prezzo medio registrato in Sicilia (93,11 €/MWh) e quello nella macrozona Sud (69,04 €/MWh); nel 2010 lo spread, calcolato considerando le stesse due macrozone, era pari a poco meno di 31 €/MWh. Analizzando le variazioni tendenziali su base annuale, emerge un aumento generalizzato del prezzo medio in tutte le zone, particolarmente accentuato nella macrozona Sud (+17,0%). La Sicilia è invece risultata la zona caratterizzata dall'incremento più moderato del prezzo medio di vendita (+3,8%).

FIG. 2.11

Andamento del Prezzo unico nazionale e volumi scambiati nel 2010 e nel 2011
€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

⁵ Sulla base della definizione adottata dal GME, le ore fuori picco comprendono tutte le ore dei giorni festivi e, nei giorni lavorativi, le ore comprese tra le 0.00 e le 8.00 e tra le 20.00 e le 24.00.

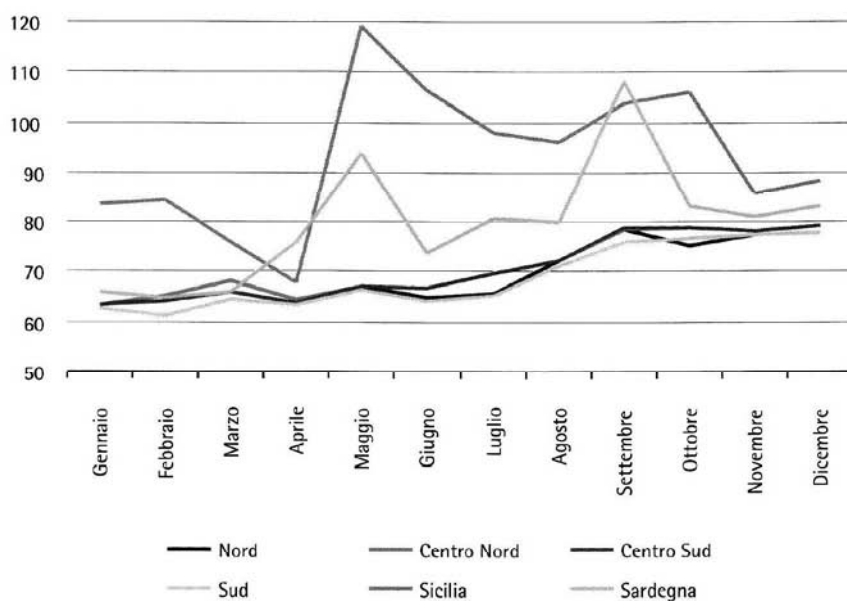


FIG. 2.12

Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2011 €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: indicatori di concentrazione nel Mercato del giorno prima

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

zonale. La macrozona Nord si conferma come quella più competitiva (HHI medio pari a 1.205), mentre più critica risulta la situazione in Sicilia (HHI medio pari a 3.278) e in Sardegna (HHI medio pari a 3.627).

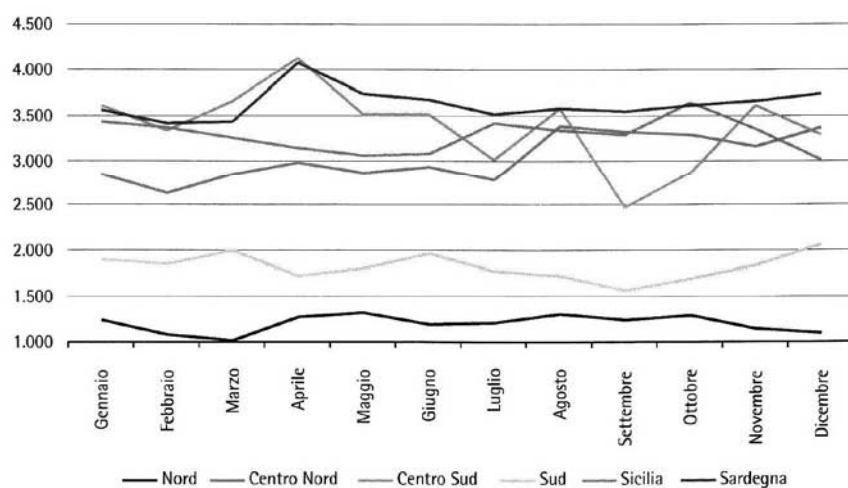


FIG. 2.13

Valori dell'indice HHI nel 2011

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.