

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

L'incremento delle linee di trasmissione appartenenti alla categoria 150-132 kV è relativo all'inclusione della rete di proprietà della società TELAT (Terna Linee Alta Tensione) nel perimetro degli asset della RTN. Tale impresa, costituita nel novembre 2008 con la denominazione di ELAT (Enel Linee Alta Tensione), ha ricevuto in conferimento le linee di distribuzione in alta tensione di Enel Distribuzione. Enel e TERNA hanno sottoscritto un contratto di compravendita della partecipazione in ELAT, perfezionato nell'aprile 2009, a seguito del quale la società è stata ridenominata TELAT e la rete acquisita è stata inclusa nell'ambito della RTN.

Nel 2010, la RTN include inoltre 949 km di linee appartenenti

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

Il 13 maggio 2011 l'azionista di riferimento di Terna, ovvero la Cassa depositi e prestiti, possedeva una quota azionaria pari al 29,85%; Enel e Romano Minozzi risultavano detenere, rispettivamente, il 5,1% e il 4,9% del capitale sociale, mentre il restante 60% era ripartito tra investitori istituzionali e altri azionisti.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

Distribuzione

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

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

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

TAV. 2.13

Asset della Rete di trasmissione nazionale

Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

TAV. 2.14

Composizione societaria
dei distributori nel 2010

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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

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

TAV. 2.15

Lunghezza delle reti
di distribuzione
al 31 dicembre 2010

Lunghezza delle reti in km

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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

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

TAV. 2.16

Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2010

Volumi distribuiti in GWh

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nella tavola 2.17 si riporta l'attività dei distributori suddivisa per classe di numerosità dei punti di prelievo, con i relativi volumi distribuiti, complessivi e medi per operatore.

Gli operatori appartenenti alla prima classe (punti di prelievo > 500.000) sono Enel Distribuzione, Acea Distribuzione, A2A Reti Elettriche e Aem Torino Distribuzione, mentre 55 distributori servono meno di 1.000 punti di prelievo.

TAV. 2.17

Attività dei distributori nel 2010

Volumi in GWh

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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

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

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

TAV. 2.18

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

Volumi distribuiti in GWh

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.19

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

Volumi distribuiti in GWh

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato all'ingrosso

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

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

Per tutto il 2010 il MI si è articolato in due sessioni (MI1 e MI2) con orari di chiusura diversi e in successione, alle quali se ne sono aggiunte altre due da gennaio 2011 con termine delle contrattazioni nel giorno di consegna. Il MI è stato istituito con la legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è stato avviato nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). La stessa legge ha riformato anche l'MSD, che ha per oggetto l'approvvigionamento da parte di Terna delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema, per la risoluzione delle congestioni intrazonali, la creazione delle riserve di energia e il bilanciamento in tempo reale. Per un approfondimento della riforma del mercato all'ingrosso si veda anche il Capitolo 2, vol. 2. Le modifiche apportate all'MSD, operative dall'1 gennaio 2010 secondo gli indirizzi contenuti nell'art. 5 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, prevedono che tale mercato continui a essere distinto in due fasi, una di programmazione e una di bilanciamento (MB), e introducono le seguenti novità:

- la possibilità, all'interno di ogni sessione, di specificare un prezzo diverso per ognuno dei servizi offerti (riserva di potenza, risoluzione delle congestioni e bilanciamento in tempo reale);

- la suddivisioni dell'MB in cinque sessioni consecutive nello stesso giorno al quale le offerte fanno riferimento; nella prima vengono considerate le offerte presentate dagli operatori nella fase di programmazione dell'MSD, nelle quattro sessioni successive gli operatori hanno la possibilità di aggiustare le loro posizioni sul mercato con un anticipo di un'ora e mezza rispetto alla prima ora che può essere negoziata.

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

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

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

Borsa elettrica: domanda nel Mercato del giorno prima

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

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

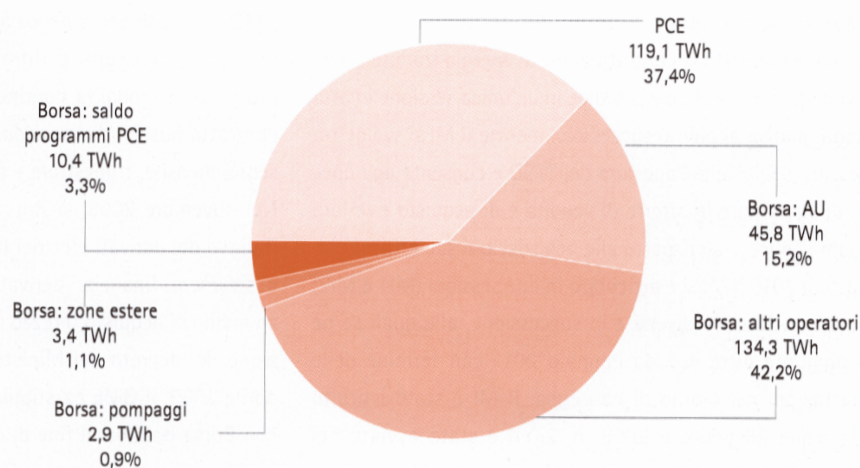
Le operazioni sulla borsa elettrica hanno raggiunto i 199,5 TWh, in diminuzione del 6,4% rispetto all'anno precedente; la liquidità del mercato si è pertanto attestata al 62,6%, inferiore di oltre cinque punti percentuali rispetto al 2009.

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

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

FIG. 2.9

Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2010



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: offerta nel Mercato del giorno prima

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

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

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

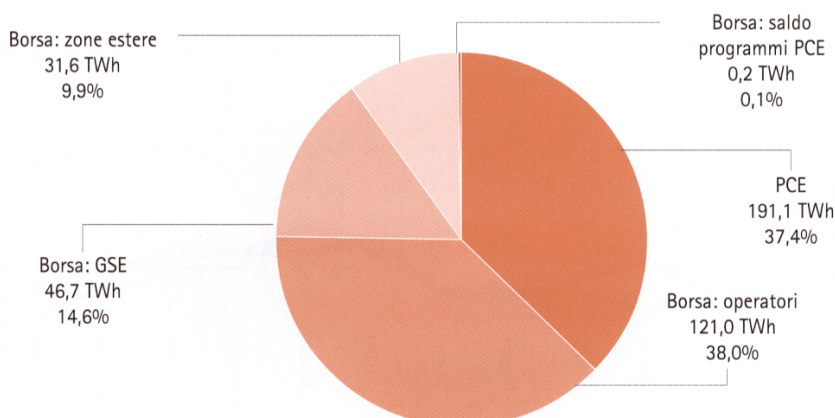


FIG. 2.10

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2010

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul Mercato del giorno prima

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

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

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

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

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

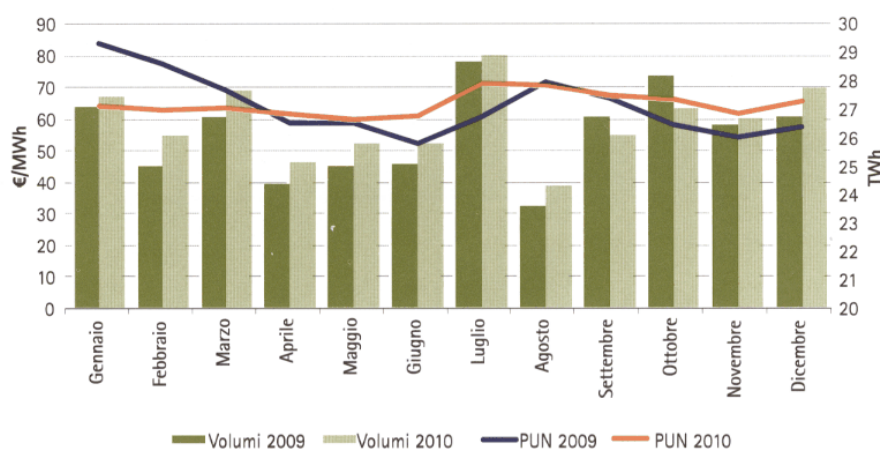


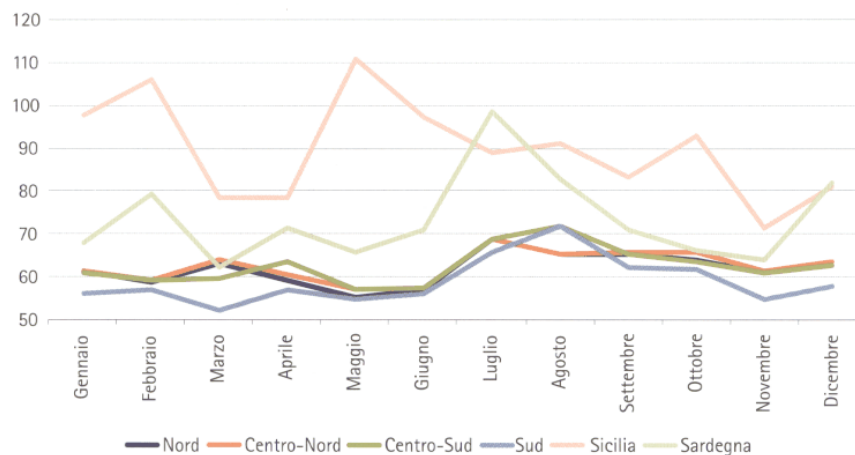
FIG. 2.11

Andamento del Prezzo unico nazionale e volumi scambiati nel 2009 e nel 2010
€/MWh; TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.12

Andamento mensile
dei prezzi zonali nel 2010
€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

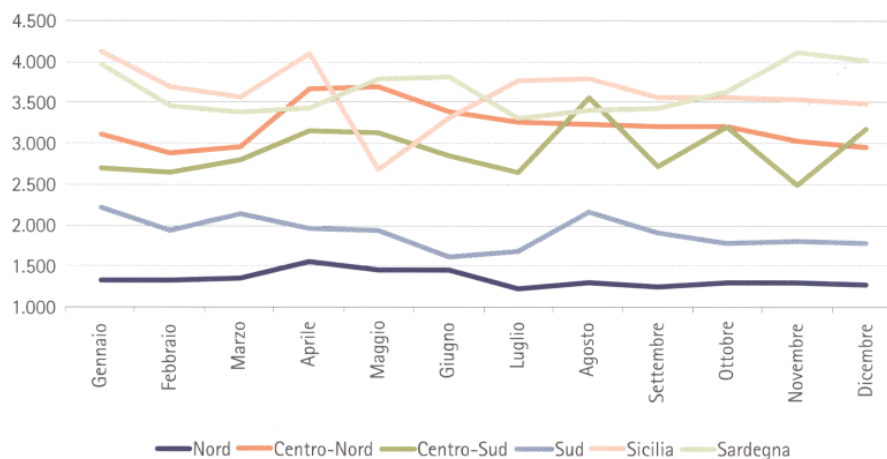
Borsa elettrica: indicatori di concentrazione nel Mercato del giorno prima

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

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

FIG. 2.13

Valori dell'indice
HHI nel 2010



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

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

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

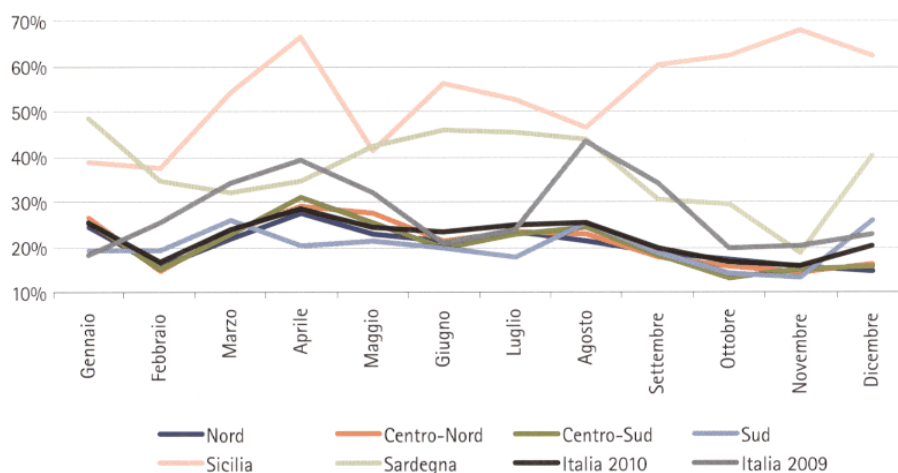


FIG. 2.14

Valori dell'indice di operatore marginale: quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo il primo operatore per macrozona

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul Mercato infragiornaliero

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

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

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

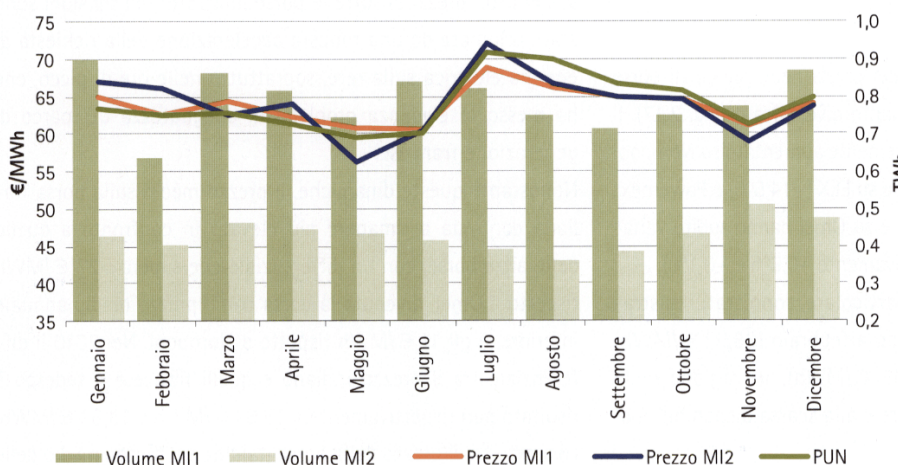


FIG. 2.15

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: Mercato per il servizio di dispacciamento

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

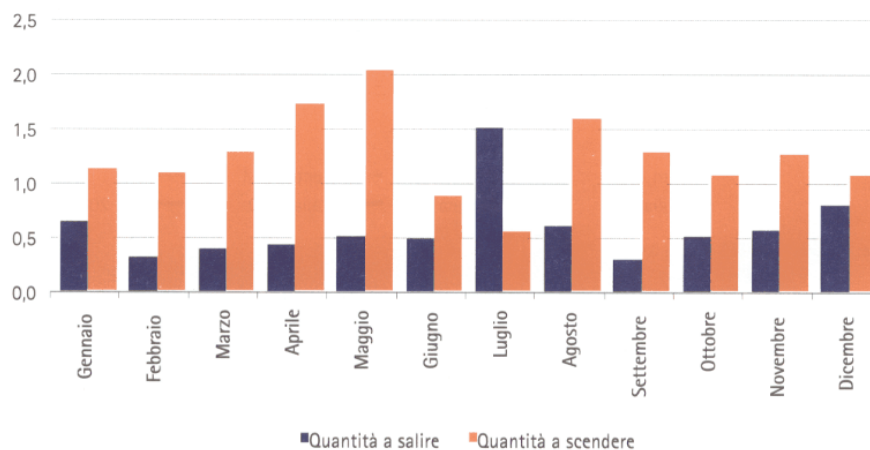
ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva, e all'MSD *ex post*, nel quale Terna accetta offerte nel tempo reale, ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi.

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

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

FIG. 2.16

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: confronto con le principali borse europee

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

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

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

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

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

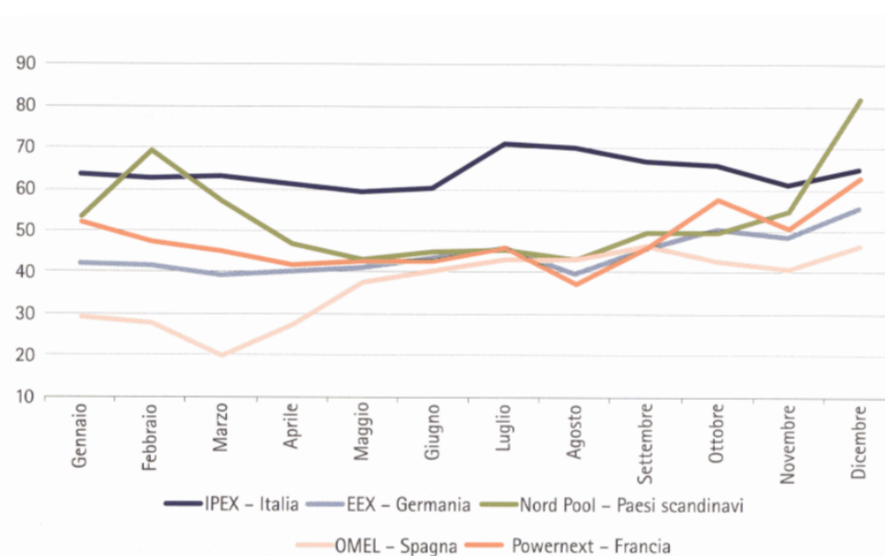


FIG. 2.17

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali borse europee nel 2010

Valori medi baseload; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle borse elettriche europee.

Piattaforma Conti Energia

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

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

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

Mercati a termine dell'energia elettrica

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

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

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

TAV. 2.20

Volumi scambiati
sul Mercato a termine
nel 2010
MW

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Vendita dell'energia CIP6 al mercato

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

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

Ciascun assegnatario è tenuto ad approvvigionarsi sul merca-

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

TAV. 2.21

Assegnazione
dei diritti CIP6
MW

	2010
Enel Energia	823
Edison Energia	377
Eni	261
AceaElectrabel Elettricità	166
E.On Energia	149
Sorgenia	149
A2A	127
Energetic Source	121
Hera Comm	116
Altri	1.114
TOTALE	3.403

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Mercati per l'ambiente

Mercato dei certificati verdi

Il sistema dei certificati verdi costituisce una forma di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili fondata su meccanismi di mercato. Secondo quanto disposto dalla legge n. 244/07, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dall'1 aprile 1999 fino al 31 dicembre 2007, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili (certificati verdi) per i primi 12 anni di esercizio. Gli impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dall'1 gennaio 2008 hanno diritto ai certificati verdi per un periodo di 15 anni.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati dalle fonti che beneficiano dell'emissione dei certificati verdi di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW (0,2 MW per gli impianti eolici) ed entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, la legge n. 244/07 stabilisce il diritto, in alternativa ai certificati verdi e su richiesta del produttore, a usufruire di una tariffa fissa di entità variabile a seconda della fonte utilizzata, per un periodo di 15 anni. Agli impianti aventi diritto ai certificati verdi, entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2007, continuano ad attribuirsi i certificati in misura corrispondente alla produzione netta di energia elettrica.

Nel mercato dei certificati verdi la domanda è costituita dall'obbligo per produttori e importatori di immettere annualmente in rete una quota di energia prodotta da fonti rinnova-

bili. Il decreto legislativo n. 79/99, in particolare, prevede dal 2002 l'immissione in rete di una quota pari al 2% dell'energia elettrica prodotta (al netto degli autoconsumi) o importata nell'anno precedente da fonte non rinnovabile eccedente i 100 GWh/anno. A partire dal 2004 e fino al 2006, la quota minima di elettricità prodotta da fonti rinnovabili da immettere in rete nell'anno successivo è stata incrementata dello 0,35% annuo, sulla base del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Nel periodo 2007-2012, la quota è incrementata, sulla base della legge n. 244/07, dello 0,75% annuo.

L'obbligo di immissione in rete di una quota di energia rinnovabile può essere soddisfatto, oltre che attraverso la produzione/importazione di energia rinnovabile, mediante l'acquisto di certificati verdi da altri operatori. La negoziazione di certificati verdi può avvenire sulla base di contratti bilaterali, oppure presso la piattaforma organizzata e gestita dal GME.

La tavola 2.22 evidenzia le contrattazioni avvenute nel mercato gestito dal GME nel corso del 2010, distinguendo tra i certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti da fonte rinnovabile (certificati IAFR) e i certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. Nella tavola si riportano anche gli esiti delle contrattazioni avvenute presso la Piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali dei certificati verdi (PBCV), piattaforma informatica che consente la registrazione e la regolazione di transazioni bilaterali aventi a oggetto la cessione di certificati verdi.

TAV. 2.22

Esiti della contrattazione
dei certificati verdi
nel 2010Certificati negoziati in MWh;
prezzo medio in €/MWh

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

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

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

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

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

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

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

ficati bianchi", sono stati disciplinati dai decreti del Ministero delle attività produttive 20 luglio 2004, che hanno determinato gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale per il periodo 2005-2009. Per una trattazione dettagliata del meccanismo dei TEE, della sua evoluzione negli anni e del ruolo dell'Autorità si rinvia al Capitolo 4, vol. 2.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 21 dicembre 2007, ha integrato e modificato i precedenti decreti del 2004, determinando gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica che dovranno essere conseguiti dai distributori di energia elettrica e dalle imprese distributrici di gas naturale nel periodo 2008-2012³. Per ciascuno degli anni successivi al 2007, sono soggetti agli obblighi i distributori che alla data del 31 dicembre per gli anni antecedenti a ciascun obbligo abbiano connessi con la propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali. Infine, il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, di recepimento della direttiva europea 2006/32/CE, ha previsto ulteriori modifiche alla struttura del sistema e alla sua gestione, rimandandone la definizione a futuri decreti attuativi.

I TEE sono emessi dal GME a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori medesimi e di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO), al fine di certificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e pro-

² La legge n. 244/07 prevede che il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica sia definito dall'Autorità in attuazione dell'art. 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03, inerente le condizioni di ritiro dedicato di energia rinnovabile. Ai sensi della delibera n. 280/07, il prezzo riconosciuto ai produttori nell'ambito del ritiro dedicato è quello che si forma sul mercato elettrico (c.d. "prezzo zonale orario"), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore.

³ In particolare, il decreto fissa un obiettivo complessivo di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia elettrica e di gas naturale pari a 2,2 Mtep nel 2008, 3,2 Mtep nel 2009, 4,3 Mtep nel 2010, 5,3 Mtep nel 2011 e 6,0 Mtep nel 2012.

getti di incremento di efficienza energetica. Per ottemperare a tale compito, il GME organizza e gestisce il Registro dei TEE.

Le emissioni dei TEE avvengono sulla base dei risparmi conseguiti dai distributori o dalle ESCO e comunicati al GME dall'Autorità. Quest'ultima, con la delibera 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche, ha definito le Linee guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti e ha definito i criteri e le modalità per il rilascio dei TEE.

I TEE hanno un valore pari a 1 tep e, nella formulazione inizialmente prevista dalle Linee guida, si distinguono in tre tipologie:

- tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi diversi da quelli del tipo I e del tipo II.

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

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

naturale, non destinate all'impiego per autotrazione;

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

I distributori di energia elettrica e di gas naturale possono conseguire gli obiettivi di incremento di efficienza energetica anche acquistando i relativi TEE da altri soggetti, con contrattazioni bilaterali o con scambi su un apposito mercato organizzato e gestito dal GME, che ne ha predisposto, d'intesa con l'Autorità, le regole di funzionamento.

Con riferimento alle transazioni bilaterali, l'Autorità ha stabilito, con la delibera 28 dicembre 2007, n. 345/07, che a partire dall'1 aprile 2008 i soggetti ammessi a operare nel Registro dei TEE comunicano al GME, unitamente alle quantità di TEE scambiati attraverso la contrattazione bilaterale, i relativi prezzi di scambio.

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

TAV. 2.23

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

Quantità in tep; prezzi in €/tep

Mercato finale della vendita

In base ai dati provvisori pubblicati da Terna, le vendite finali di energia elettrica nel 2010 sono ammontate a circa 288 TWh, escludendo gli autoconsumi e le perdite di rete. Nella tavola 2.24 si presenta la ripartizione delle vendite complessive e del numero totale dei clienti (approssimato dal numero di punti di prelievo) per tipologia di mercato, sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: produttori, esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori.

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

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

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

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

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

TAV. 2.24

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

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

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