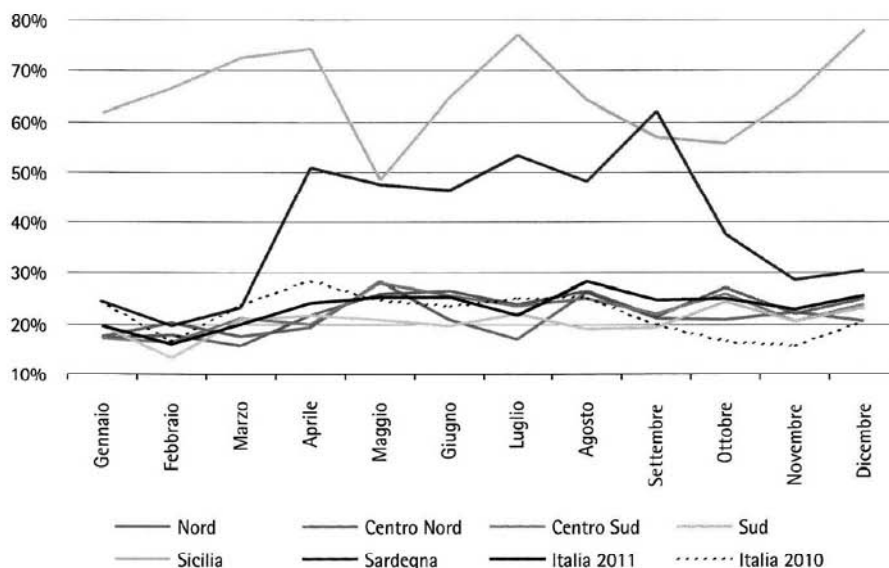


L'indice di operatore marginale a livello di Sistema Italia, calcolato con riferimento ai volumi, mostra un leggero incremento rispetto al 2010, mentre la percentuale dei volumi complessivamente scambiati sui quali il primo operatore ha fissato il prezzo è stata

mediamente del 22% circa nel 2010; tale quota ha superato il 23% nel 2011. A livello zonale, le condizioni di maggiore criticità si evidenziano in Sicilia (indicatore in media pari al 65% circa) e in Sardegna (indicatore in media pari al 39% circa).

FIG. 2.14

Valori dell'indice di operatore marginale: quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo il primo operatore a livello zonale



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul Mercato infragiornaliero

Nel corso del 2011 nel MI1 e nel MI2 sono stati scambiati rispettivamente 14,5 TWh e 5,4 TWh di energia. Il prezzo medio di acquisto nel MI1 è risultato pari a 71,22 €/MWh, quello nel MI2

pari a 70,17 €/MWh.

A livello zonale, tanto nel MI1 quanto nel MI2 il prezzo medio massimo è stato registrato in Sicilia (rispettivamente 90,16 €/MWh e 80,02 €/MWh), quello più basso nella zona Sud (rispettivamente 67,42 €/MWh e 66,76 €/MWh).

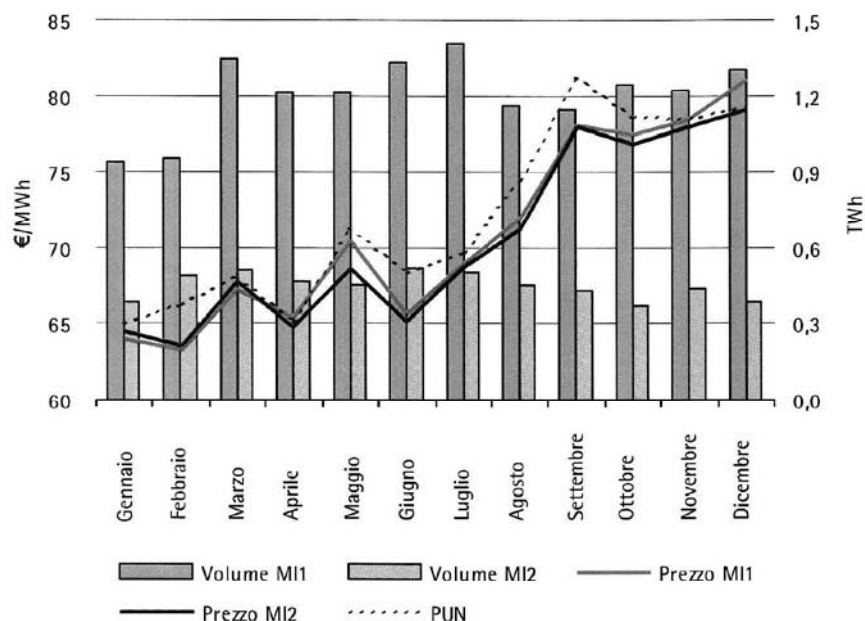


FIG. 2.15

Andamento dei prezzi e delle quantità sul Mercato infragiornaliero nel 2011
€/MWh; TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: Mercato per il servizio di dispacciamento

Per quanto riguarda l'MSD, i dati ufficiali relativi al 2011 sono disponibili con riferimento al mercato *ex ante*. Gli acquisti a salire sono risultati pari a 4,7 TWh, in diminuzione del 32,1% rispetto al 2010.

Un picco negli acquisti è stato registrato nel mese di gennaio, quando essi hanno raggiunto 0,5 TWh di energia. Le quantità scambiate a scendere sono invece state pari a 4,9 TWh, in forte riduzione in confronto all'anno precedente (-67,1%). Il punto di massimo in termini di volumi scambiati è stato toccato nel mese di luglio (0,7 TWh).

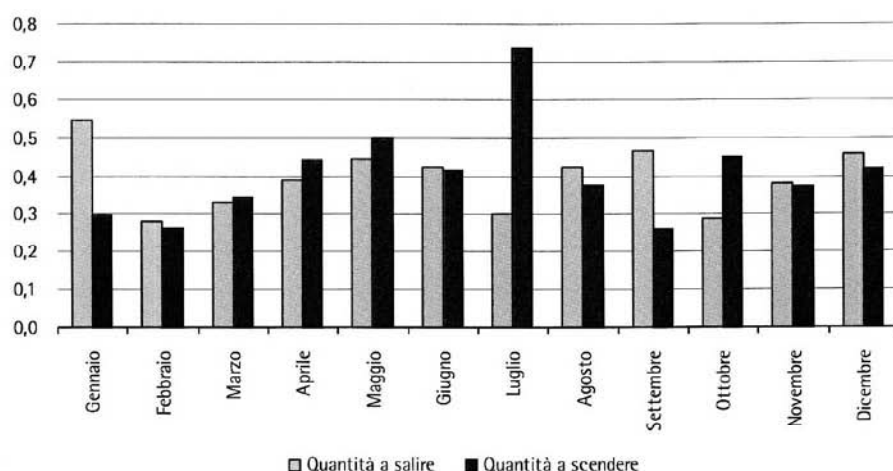


FIG. 2.16

Quantità sul Mercato del servizio di dispacciamento *ex ante* nel 2011
TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: confronto con le principali Borse europee

Nel corso del 2011 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 Omel (+34,9%) e in modo rilevante anche su EPEX Germania (+14,9%) e IPEX (+12,6%), mentre i prezzi su Nordpool hanno registrato una significativa diminuzione (-11,3%), in ragione dei livelli particolarmente elevati raggiunti nel 2010 a seguito delle anomale

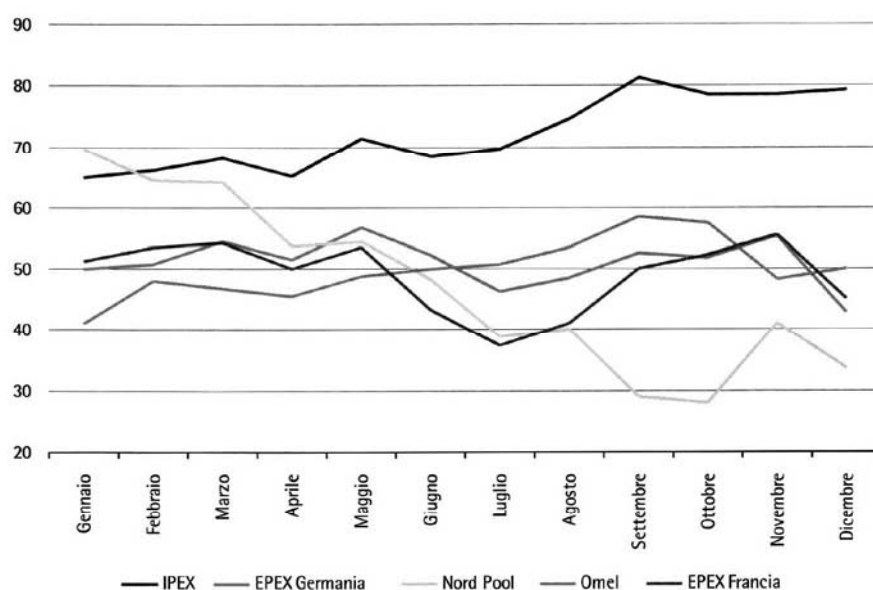
condizioni climatiche verificatesi nell'anno.

In ragione di tali dinamiche, quest'ultima Borsa ha fatto registrare nel 2011 il prezzo medio inferiore su base annuale (47,05 €/MWh), mentre il prezzo medio sulla Borsa italiana continua a rimanere il più elevato, con un differenziale che supera i 25 €/MWh rispetto alla Borsa scandinava e supera i 20 €/MWh in confronto a tutte le altre principali Borse. Con riferimento al 2010 lo scarto tra il prezzo nella Borsa italiana e quello nella Borsa con prezzo inferiore, Omel, si era attestato a più di 27 €/MWh.

FIG. 2.17

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2011

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 al massimo due mesi 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 2011 relative a contratti bilaterali hanno riguardato 288,1 TWh (+22,6% rispetto all'anno precedente).

Gli operatori hanno registrato prevalentemente contratti non standard (60,3%), i volumi dei quali sono cresciuti del 32,3% rispetto al 2010.

Più contenuto è risultato l'aumento dei volumi scambiati tramite contratti standard (+9,6%), in gran parte *baseload* (87,6 TWh) e, in quota inferiore, *peakload* (13,2 TWh) e *off peak* (8,9 TWh).

Mercato 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. Terminata la fase di negoziazione, i contratti con momento 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 2011 sono stati scambiati 8.228 contratti, corrispondenti a 31,7 TWh di energia, contro i 6,3 TWh scambiati nel 2010; 28,0 TW di energia sono stati scambiati attraverso contratti baseload, 3,7 TWh tramite contratti peakload.

Per entrambe le tipologie di prodotto gli scambi hanno riguardato in netta prevalenza i prodotti annuali.

DURATA	PRODOTTI BASELOAD	PRODOTTI PEAKLOAD
Mensili	752	125
Trimestrali	4.214	532
Annuali	23.040	3.004
TOTALE	28.007	3.660

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

TAV. 2.22

Volumi scambiati sul Mercato a termine nel 2011
GWh

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 basata 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 dodici 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 quindici 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 quindici 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 rinnovabili. 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 2.23 evidenzia le contrattazioni avvenute nel mercato

TAV. 2.23

Esiti della contrattazione
dei certificati verdi nel 2011

Certificati 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)
Rinnovabili (2008)	1.168	84,23	490	81,65
Rinnovabili (2009)	53.946	84,85	156.868	68,94
Rinnovabili (2010)	1.588.100	85,11	9.679.868	77,27
Rinnovabili (2011)	2.412.925	80,32	14.319.816	79,56
Teleriscaldamento (2007)	-	-	416	-
Teleriscaldamento (2008)	1.267	82,96	7.219	81,13
Teleriscaldamento (2009)	18.460	83,92	292.662	62,70
Teleriscaldamento (2010)	50.607	80,48	2.508.090	77,78

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

gestito dal GME nel corso del 2011, 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.

Nel corso del 2011, il prezzo medio di vendita nel mercato gestito dal GME, pari a 82,25 €/MWh, è risultato superiore del 5% rispetto a quello relativo alle contrattazioni bilaterali (78,33 €/MWh).

La liquidità del mercato organizzato si è attestata al 13% circa, in leggero aumento rispetto al 2010 (10% circa).

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 precedente⁶.

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 2011, 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 "certificati 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 2005-2010. 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 2008-2012⁷. 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.

⁶ 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 alle condizioni di ritiro dedicato di energia rinnovabile. Ai sensi della delibera 6 novembre 2007, 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.

⁷ 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 2010, 4,3 Mtep nel 2011, 5,3 Mtep nel 2011 e 6,0 Mtep nel 2012.

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 progetti 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 stabilito 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 2010, 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 comunichino al GME, unitamente alle quantità di TEE scambiati attraverso la contrattazione bilaterale, i relativi prezzi di scambio.

Nel corso del 2011 sono stati scambiati nel mercato organizzato 1.276.797 TEE, in prevalenza del tipo I (57,4%). Considerando anche gli scambi su base bilaterale, che hanno riguardato 2.819.736 TEE, in totale sono stati negoziati TEE corrispondenti a un risparmio di poco superiore a 4 milioni di tep; la liquidità del mercato organizzato è risultata del 31% circa, sostanzialmente in linea con la percentuale registrata nel 2010.

TAV. 2.24

Esiti della contrattazione nel mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2011
Quantità in tep; prezzi in €/tep

TIPOLOGIA	MERCATO GME		BILATERALI	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
I	732.603	100,13	1.625.576	77,72
II	414.728	101,16	758.260	88,28
III	129.466	103,12	435.900	97,91

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Mercato finale della vendita

La tavola 2.25 presenta la ripartizione delle vendite finali di energia elettrica nel 2011 (esclusi gli autoconsumi e le perdite di rete) e del numero totale dei clienti (approssimato dal numero dei 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. Nonostante la natura provvisoria dei dati utilizzati, sia di fonte Terna sia dell'Indagine annuale condotta dall'Autorità presso gli operatori, si presta 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 circa il 92% dei dati provvisori di Terna riferiti ai consumi finali⁸.

Sulla base dei dati dichiarati dagli operatori, la quota del mercato tutelato sul mercato totale si è ridotta sia in termini assoluti sia in termini relativi rispetto all'anno precedente, mentre in crescita risulta la quota del mercato libero. Il servizio di salvaguardia ha

TAV. 2.25

Mercato finale della vendita per mercato e tipologia di cliente nel 2011

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

	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
Mercato di maggior tutela	73.503	28.791
Domestico	49.425	24.016
Non domestico	24.078	4.775
Mercato di salvaguardia	5.899	107
Mercato libero	187.316	7.680
Domestico	12.516	4.813
Non domestico	174.800	2.867
MERCATO TOTALE	266.717	36.578

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

⁸ Il valore dei consumi finali calcolato da Terna è pari a 311,7 TWh. Se nell'ambito dei dati raccolti dall'Autorità, al totale delle vendite al mercato finale si aggiungono gli autoconsumi e le vendite a clienti finali non allacciati alle reti di distribuzione, si ottiene un valore dei consumi finali pari a 286,4 TWh, che corrisponde al 92% circa del totale di Terna.

TAV. 2.26

Vendite al mercato finale per gruppo societario e per tipologia di cliente nel 2011
GWh

GRUPPO	CLIENTI		CLIENTI NON DOMESTICI		TOTALE
	DOMESTICI	BT	MT	AT/AAT	
Enel	49.769	36.275	10.456	1.671	98.171
Edison	1.511	4.185	11.243	4.903	21.842
Acea	2.607	3.015	4.670	2.015	12.307
Eni	788	749	4.638	5.241	11.416
A2A	1.657	2.528	2.718	3.556	10.460
Hera	618	3.190	5.665	257	9.730
E.On	345	2.421	4.170	1.435	8.370
Modula	5	675	1.904	4.950	7.535
Iren	985	1.439	3.784	619	6.827
Energetic Source	43	1.645	4.093	468	6.248
Axpo Group	-	386	1.028	4.284	5.698
Egea	24	329	3.165	619	4.138
Exergia	-	1.609	1.437	228	3.275
Dolomiti Energia	429	1.165	1.550	31	3.176
C.I.E.	-	997	1.832	51	2.879
Agsm Verona	267	720	1.296	50	2.333
C.V.A.	144	818	1.096	-	2.058
Azienda Energetica – Etschwerke	213	491	1.025	92	1.822
Assoutility	-	64	1.461	53	1.578
Innowatio	-	80	729	595	1.405
Altri operatori	2.536	14.200	24.607	4.107	45.449
TOTALE OPERATORI	61.941	76.983	92.568	35.224	266.717

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

interessato circa 107.000 utenze, pari più o meno al 2,2% delle vendite complessive.

Nonostante la progressiva contrazione della quota di mercato negli ultimi anni, il gruppo Enel si conferma l'operatore principale nel segmento della vendita finale, con il 37% circa dei volumi complessivamente venduti. Nel segmento non domestico connesso in bassa tensione, Enel si dimostra comunque l'operatore più importante con una quota del 47%.

Al secondo posto nella classifica generale si posiziona il gruppo Edison, con una quota complessiva dell'8,2%, cui contribuiscono in larga misura le vendite ai clienti non domestici connessi in media e in alta tensione. Seguono il gruppo Acea, con una quota del 4,6%, ed Eni, che ha raggiunto una quota del 4,3% quasi

esclusivamente in virtù di vendite a clienti non domestici. I primi dieci operatori (gruppi societari) coprono circa i tre quarti delle vendite complessive.

La figura 2.18 illustra la ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale. In particolare, il segmento del mercato libero risulta più ampio nelle regioni settentrionali (con la regione Friuli Venezia Giulia al primo posto), mentre nella maggior parte delle regioni meridionali i segmenti della maggior tutela e della salvaguardia sono più estesi della media nazionale.

La regione Calabria presenta la più bassa percentuale di apertura del mercato, con una quota delle vendite del mercato libero sulle vendite complessive pari al 47% circa.

Sulla base dei dati forniti dai distributori, nel 2011 il tasso di

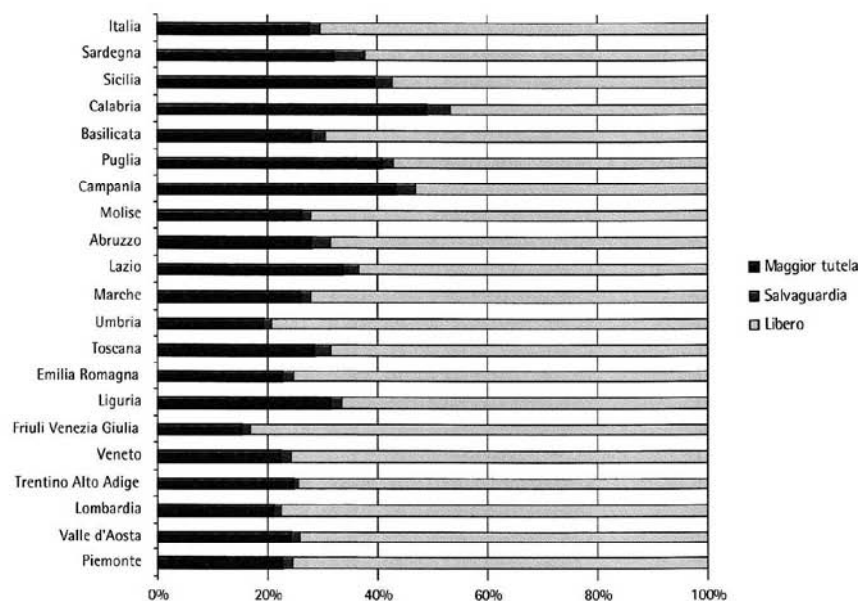


FIG. 2.18

Vendite al mercato finale nel 2011 per regione e per tipologia di mercato
Ripartizione percentuale

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

*switching*⁹ complessivo è risultato pari al 22,9%, in termini di volumi distribuiti, e ha coinvolto il 7% della clientela del mercato elettrico (Tav. 2.27).

Il 5,8% dei clienti domestici e l'11,7% dei clienti non domestici risultano aver cambiato fornitore. Con riferimento ai volumi

prelevati, le corrispondenti percentuali salgono, rispettivamente, al 7,1% e al 27,3%. Tra la clientela non domestica il segmento più dinamico in termini di punti di prelievo è stato quello dei clienti connessi in media tensione.

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	7,1%	5,8%
Non domestico:	27,3%	11,7%
di cui:		
- bassa tensione	19,9%	11,4%
- media tensione	30,6%	27,1%
- alta e altissima tensione	32,3%	22,6%
TOTALE	22,9%	7,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.27

Tassi di switching dei clienti finali nel 2011

⁹ I dati di switching sono stati rilevati utilizzando la definizione prevista dalla Commissione europea, ovvero l'attività di *switching* è intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

- il *re-switch*, quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- lo *switch back*, quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- lo *switch* verso una società concorrente dell'*incumbent* e viceversa.

Nel caso in cui un cliente cambi area di residenza, lo *switch* viene registrato solo se si rivolge a un fornitore differente dall'*incumbent* esistente nell'area in cui arriva; inoltre, un cambiamento di condizioni economiche con lo stesso fornitore non è equivalente a uno *switch*, anche nel caso in cui venga scelta una nuova formula contrattuale, oppure il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore o da una società da esso controllata.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Servizio di maggior tutela

Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese¹⁰ connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero. Il servizio è garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 clienti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

A partire dai dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici,

nel 2011 le vendite ai clienti in maggior tutela sono ammontate a circa 73,5 TWh per quasi 29 milioni di punti di prelievo, in riduzione di più o meno il 6% rispetto al 2010. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 49 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'83% del mercato totale della maggior tutela (intorno a 24 milioni) (Tav. 2.28).

L'88% del mercato domestico di maggior tutela riguarda i clienti residenti; di questi circa l'87% è rappresentato da clienti con potenza fino a 3 kW. Le percentuali corrispondenti ai punti di prelievo sono, invece, rispettivamente pari al 78% e al 93%.

TAV. 2.28

Servizio di maggior tutela nel 2011 per tipologia di cliente

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
Domestici residenti fino a 3 kW	38.044	17.454
Monoraria	2.505	1.187
Bioraria volontaria	497	199
Bioraria obbligatoria	35.042	16.068
Domestici residenti oltre 3 kW	5.610	1.298
Monoraria	782	170
Bioraria volontaria	216	50
Bioraria obbligatoria	4.613	1.079
Domestici non residenti	5.771	5.264
Monoraria	451	434
Bioraria volontaria	129	93
Bioraria obbligatoria	5.191	4.737
Illuminazione pubblica	424	22
Monoraria	416	21
Multioraria	8	1
Altri usi fino a 16,5 kW	12.824	4.434
Monoraria	1.355	437
Bioraria	139	32
Multioraria	11.329	3.965
Altri usi oltre 16,5 kW	10.830	319
Monoraria	739	25
Bioraria	48	3
Multioraria	10.043	292
TOTALE	73.503	28.791

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹⁰ Ai sensi della delibera 27 giugno 2007, n. 156/07, piccole imprese sono i clienti finali diversi dai clienti domestici aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Il consumo medio del cliente domestico è risultato poco inferiore ai 2.100 kWh all'anno; per un cliente domestico residente il dato si articola in circa 2.200 kWh con potenza fino a 3 kW, e in 4.300 kWh con potenza oltre i 3 kW, mentre per un consumatore non residente esso è pari a circa 1.100 kWh. Il 64% dei consumatori residenti fino a 3 kW di potenza appartiene alle prime tre classi

di consumo (consumi inferiori a 2.500 kWh/anno), mentre il 30% dei consumatori residenti oltre i 3 kW di potenza appartiene alle ultime due classi di consumo (consumi superiori a 5.000 kWh/anno). Per quanto riguarda invece i consumatori non residenti (secondo case) il 65% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) (Tav. 2.29).

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
Domestici residenti fino a 3 kW	38.044	17.454
0-1.000 kWh	1.485	2.892
1.000-1.800 kWh	6.055	4.264
1.800-2.500 kWh	8.640	4.037
2.500-3.500 kWh	11.421	3.889
3.500-5.000 kWh	7.865	1.941
5.000-15.000 kWh	2.522	429
> 15.000 kWh	55	1
Domestici residenti oltre 3 kW	5.610	1.298
0-1.000 kWh	29	57
1.000-1.800 kWh	126	86
1.800-2.500 kWh	301	138
2.500-3.500 kWh	798	265
3.500-5.000 kWh	1.533	366
5.000-15.000 kWh	2.583	376
> 15.000 kWh	241	10
Domestici non residenti	5.771	5.264
0-1.000 kWh	1.162	3.436
1.000-1.800 kWh	1.113	822
1.800-2.500 kWh	834	394
2.500-3.500 kWh	893	304
3.500-5.000 kWh	760	185
5.000-15.000 kWh	806	115
> 15.000 kWh	204	7
TOTALE DOMESTICI	49.425	24.016

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.29

Servizio di maggior tutela:
vendite ai clienti domestici per
tipologia di cliente e per classe
di consumo nel 2011

Volumi in GWh; numero dei punti
di prelievo in migliaia

La tavola 2.30 propone la ripartizione dei volumi (circa 23,7 TWh) e dei punti di prelievo (circa 4,7 milioni) relativi agli altri usi dell'energia elettrica per classe di consumo. Circa il 79% dei consumatori non domestici (escludendo l'illuminazione pubblica) appartiene alla prima classe di consumo (< 5 MWh/anno) per un volume

corrispondente di consumo pari a quasi un quinto delle vendite totali. Il 93% dei punti di prelievo presenta una potenza inferiore a 16,5 kW per oltre il 54% dei consumi. Poco più della metà dei punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW è caratterizzata in larga misura (86%) da consumi compresi tra 20 e 500 MWh.

TAV. 2.30

Servizio di maggior tutela:
vendite a clienti non domestici
(altri usi) per classe di consumo
e di potenza nel 2011

Volumi in GWh; numero dei punti
di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
Altri usi fino a 16,5 kW	12.824	4.434
< 5 MWh	4.378	3.718
5-10 MWh	2.889	416
10-15 MWh	1.700	140
15-20 MWh	1.175	68
20-50 MWh	2.439	88
50-100 MWh	209	4
100-500 MWh	23	0
500-2.000 MWh	8	0
2.000-20.000 MWh	2	0
Altri usi oltre 16,5 kW	10.830	319
< 5 MWh	116	57
5-10 MWh	300	40
10-15 MWh	395	31
15-20 MWh	477	27
20-50 MWh	3.257	100
50-100 MWh	3.090	45
100-500 MWh	3.018	19
500-2.000 MWh	165	0
2.000-20.000 MWh	13	0
TOTALE ALTRI USI	23.654	4.753

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il mercato della maggior tutela risulta fortemente concentrato, nonostante al suo interno operino circa 140 esercenti. La società Enel Servizio Elettrico resta il principale esercente con una quota di

mercato pari all'85,2%; seguono Acea Energia (4,6%), A2A Energia (3,7%) e Iren Mercato (1,4%). Gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%. (Tav. 2.31)

RAGIONE SOCIALE	VOLUMI	QUOTA %
Enel Servizio Elettrico	62.656	85,2
Acca Energia	3.394	4,6
A2A Energia	2.745	3,7
Iren Mercato	1.054	1,4
Hera Comm	583	0,8
Trenta	501	0,7
Azienda Energetica – Etschwerke	367	0,5
Acegas-Aps Service	263	0,4
Agsm Energia	254	0,3
Vallenergie	177	0,2
A.I.M. Energy	165	0,2
A.E.M. Gestioni	106	0,1
Amet	93	0,1
Umbria Energy	76	0,1
Asm Vendita e Servizi	62	0,1
Gelsia	59	0,1
Altri esercenti	948	1,3
TOTALE	73.503	100

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.31

Principali esercenti il servizio di maggior tutela nel 2011
Volumi in GWh; quota percentuale

Mercato libero

Nel 2011 il numero di società di vendita attive nel mercato libero si è assestato su livelli analoghi a quelli registrati nel 2010, rispetto a un trend di costante aumento rilevato nel corso del decennio passato. Parallelamente nel 2011 è aumentato in misura moderata il volume medio unitario delle vendite (966 GWh, contro 947 GWh nel 2010), seppure su quote decisamente inferiori rispetto

al 2000 (1.580 GWh).

Il 14% dei principali venditori attivi (28 operatori) nel 2011 ha coperto l'85% circa delle vendite complessive (Tav. 2.32).

Nella tavola 2.33, i dati raccolti dall'Autorità sono ripartiti per tipologia di cliente; il 90% circa dei volumi ha interessato i cosiddetti "altri usi" (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), pari a circa 2,7 milioni di punti di prelievo (35% del totale del mercato libero).

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.32

Attività dei venditori nel periodo
2000-2011 per classe di vendita
GWh

	2000	2007	2008	2009	2010	2011
Numero di distributori	194	163	151	147	149	137
Numero di venditori attivi	27	135	149	177	193	194
Fino a 10 TWh	1	4	3	2	4	3
5-10 TWh	1	3	5	6	4	9
1-5 TWh	5	24	24	22	20	16
0,1-1 TWh	11	41	41	53	65	62
< 0,1 TWh	9	63	76	94	100	104
Volume venduto (TWh)^(A)	43	182	189	181	183	187
Fino a 10 TWh	21	86	78	68	78	67
5-10 TWh	8	25	37	44	32	63
1-5 TWh	11	55	56	46	45	30
0,1-1 TWh	3	15	16	20	27	26
< 0,1 TWh	0	2	2	2	2	2
Volume medio unitario (GWh)	1.580	1.349	1.267	1.022	947	966
Fino a 10 TWh	20.865	21.561	25.920	34.165	19.474	22.238
5-10 TWh	8.158	8.253	7.491	7.415	7.878	7.022
1-5 TWh	2.122	2.288	2.334	2.105	2.227	1.876
0,1-1 TWh	246	354	385	369	414	413
< 0,1 TWh	36	27	24	24	20	17

(A) I volumi relativi alle vendite sul mercato libero coprono solo una parte dei volumi rilevati da Terna, comunque non inferiore all'89% negli anni 2000-2010.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.33

Mercato libero nel 2011
per tipologia di cliente
Volumi in GWh; numero dei punti
di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
BT	63.428	7.590
Domestico	12.516	4.813
Illuminazione pubblica	5.105	210
Altri usi	45.808	2.566
MT	88.842	90
Illuminazione pubblica	373	1
Altri usi	88.469	89
AT e AAT	35.045	1
Altri usi	35.045	1
TOTALE	187.316	7.680

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Nel 2011 sul mercato libero risultano essersi approvvigionati circa 4,8 milioni di clienti domestici, per complessivi 12,5 TWh (+41% rispetto ai consumi dello scorso anno) (Tav. 2.33). Circa il 40% delle

vendite (contro il 44% nel 2010) ha interessato le classi di consumo oltre 3.500 kWh/anno, corrispondenti a circa un quinto dei punti di prelievo (Tav. 2.34).

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
< 1.000 kWh	318	582
1.000-1.800 kWh	1.358	947
1.800-2.500 kWh	2.222	1.032
2.500-3.500 kWh	3.571	1.205
3.500-5.000 kWh	3.097	756
5.000-15.000 kWh	1.842	287
> 15.000 kWh	108	4
TOTALE DOMESTICI	12.516	4.813

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	NUMERO DEI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
< 5 MWh	BT	2.657	1.450
5-10 MWh	BT	2.925	407
10-15 MWh	BT	2.623	214
15-20 MWh	BT	2.324	134
< 10 MWh	MT	45	8
10-20 MWh	MT	40	3
< 20 MWh	AT e AAT	0	0
20-50 MWh	Tutti	11.215	354
50-100 MWh	Tutti	9.726	140
100-500 MWh	Tutti	24.854	119
500-2.000 MWh	Tutti	27.071	29
2.000-20.000 MWh	Tutti	47.628	9
20.000-50.000 MWh	Tutti	12.929	0
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.958	0
70.000-150.000 MWh	Tutti	7.143	0
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	19.664	0
TOTALE NON DOMESTICI		174.800	2.867

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.34

Mercato libero domestico nel 2011 per classe di consumo
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TAV. 2.35

Mercato libero non domestico nel 2011 per classe di consumo
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia