

Nel 2009 i costi totali dei ritiri del GSE per l'energia CIP6 e ai sensi della delibera n. 108/97, evidenziati nella tavola 2.13, sono stimabili in 4,2 miliardi di euro, in gran parte (circa il 70%) legati alla remunerazione dell'energia CIP6 prodotta da impianti assimilati. I ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica nella Borsa elettrica al netto dei corrispettivi inerenti i con-

tratti per differenza e gli oneri di sbilanciamento, sono risultati pari a circa 2,3 miliardi di euro, in diminuzione di più o meno 750 milioni di euro rispetto al 2008. L'onere da recuperare in tariffa, pari alla differenza tra costi e ricavi dei ritiri dell'energia CIP6, è risultato di circa 1,9 miliardi di euro, in diminuzione di circa 500 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

TAV. 2.13

Costi e ricavi dei ritiri  
CIP6 e della delibera  
n. 108/97 nel 2009  
Milioni di euro

COSTI E RICAVI	VALORE
Remunerazione impianti assimilati	2.926,1
Remunerazione impianti rinnovabili	1.268,1
<b>Totale remunerazione energia CIP6<sup>(A)</sup></b>	<b>4.194,3</b>
Altri costi di misura e trasporto per energia CIP6	9,9
Remunerazione energia delibera n. 108/97	-
<b>Totale costi ritiri</b>	<b>4.204,2</b>
Ricavi da cessione energia	2.302,2
<b>Costo da recuperare in tariffa (componente A<sub>3</sub>)</b>	<b>1.902,0</b>

(A) Stime di chiusura dell'anno 2009.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Nella tavola 2.14 si presenta il dettaglio dei costi relativi alle fonti assimilate e rinnovabili incentivate tramite il meccanismo CIP6, per tipologia di produzione. La riduzione dei costi relativi alle fonti assimilate rispetto al 2008, pari a circa un miliardo di euro, è stata determinata da una riduzione del 14% della quantità ritirata, accompagnata da un calo analogo della remunerazione unitaria (-14%). Nel 2009 si è registrato un forte decremento della remunerazione ascrivibile a impianti nuovi, solo in parte compensata dall'incre-

mento dei costi associato ai ritiri di energia da impianti esistenti. Anche per quanto riguarda le fonti rinnovabili, la riduzione dei costi, pari a 230 milioni di euro, è stata determinata soprattutto dalla riduzione dei volumi di energia ritirata (-8%) e dal calo della remunerazione unitaria (-8%). Per gli impianti nuovi, la riduzione dei quantitativi ritirati e della corrispondente remunerazione ha riguardato tutte le tipologie di impianto, mentre risultano aumentati i costi associati agli impianti esistenti.

	REMUNERAZIONE TOTALE	QUANTITÀ	REMUNERAZIONE UNITARIA
<b>Fonti assimilate</b>	<b>2.926,1</b>	<b>29.364</b>	<b>99,65</b>
Fonti assimilate nuove	409,5	3.139	130,44
- di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	305,8	2.210	138,38
- di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	103,7	930	111,56
Fonti assimilate esistenti	2.516,6	26.224	95,97
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>1.268,1</b>	<b>6.830</b>	<b>185,67</b>
Fonti rinnovabili nuove	1.141,8	5.527	206,59
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	56,7	375	151,03
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	5,1	37	139,13
- di cui impianti eolici e geotermici	186,2	1.165	159,84
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	893,8	3.950	226,29
- di cui impianti idroelettrici potenziati	-	-	-
Fonti rinnovabili esistenti	126,3	1.303	96,94
<b>TOTALE</b>	<b>4.194,3</b>	<b>36.194</b>	<b>115,88</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

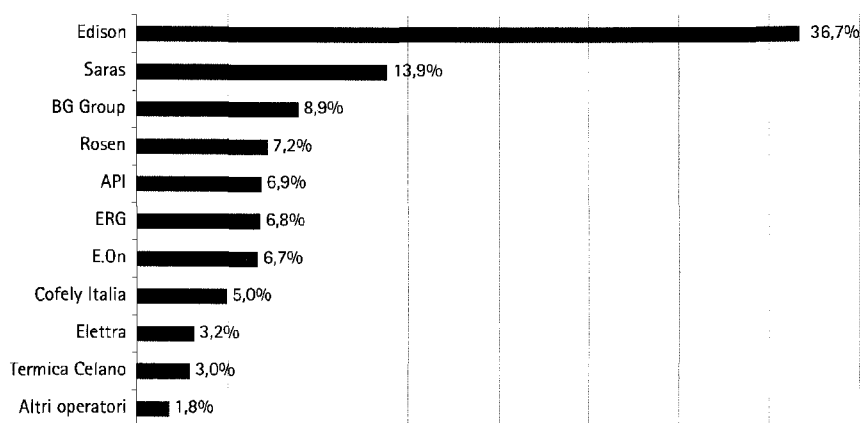
TAV. 2.14

#### Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2009

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

Per quanto riguarda le fonti assimilate, i primi 10 gruppi industriali contribuiscono a oltre il 98% della generazione elettrica in convenzione CIP6; la quota maggiore, pari a oltre un terzo dell'intera produzione, spetta al gruppo Edison. Per i ritiri, invece, dell'energia prodotta da fonti rinnovabili il quadro è

maggiormente articolato: i gruppi Enel e A2A contribuiscono ciascuno al 17% circa dell'intera generazione rinnovabile, seguiti da International Power (8,3%) e API (8%). Complessivamente i primi 10 operatori raggiungono il 73% circa dell'energia totale rinnovabile in convenzione CIP6.



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.5

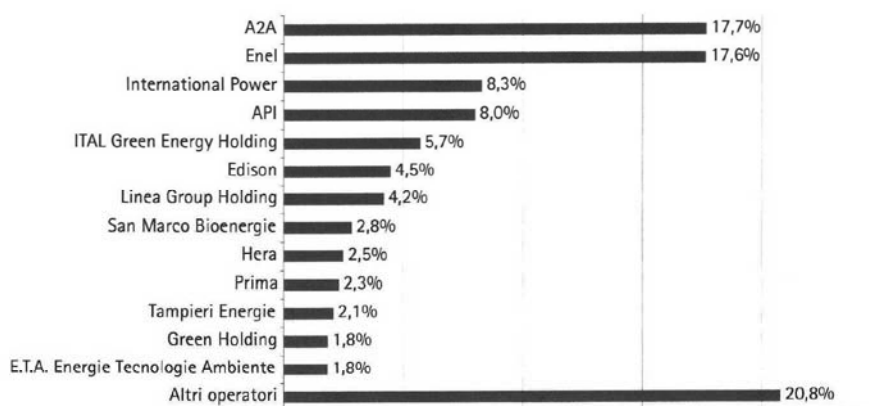
#### Contributo dei principali operatori alla generazione CIP6 da fonti assimilate nel 2009

Valori percentuali

FIG. 2.6

**Contributo dei principali operatori alla generazione CIP6 da fonti rinnovabili nel 2009**

Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

**Importazioni nette**

Il saldo estero per il 2009, in base ai dati provvisori di esercizio di Terna, è ammontato a 44.449 GWh, quale differenza tra le importazioni, pari a 46.570 GWh (+7,2% sul 2008), e le esportazioni, pari a 2.121 GWh (-37,6% sul 2008). Esso ha garantito nel 2009 la copertura del fabbisogno nella misura del 14%.

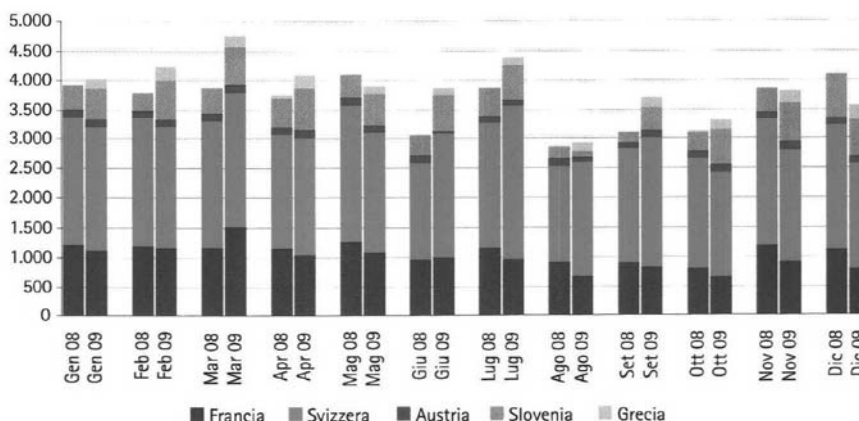
L'incremento delle importazioni nel 2009 è legato a un forte aumento dell'energia proveniente dalla Slovenia (+2.039 GWh) e dalla Grecia (+1.980 GWh); al contrario, nel corso dell'anno si sono significativamente ridotte le importazioni dalla Francia (-9,7%).

Per quanto riguarda le esportazioni, la diminuzione dei flussi di energia ha riguardato quasi esclusivamente gli scambi con la Grecia (-1.436 GWh).

FIG. 2.7

**Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2008 e nel 2009**

GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

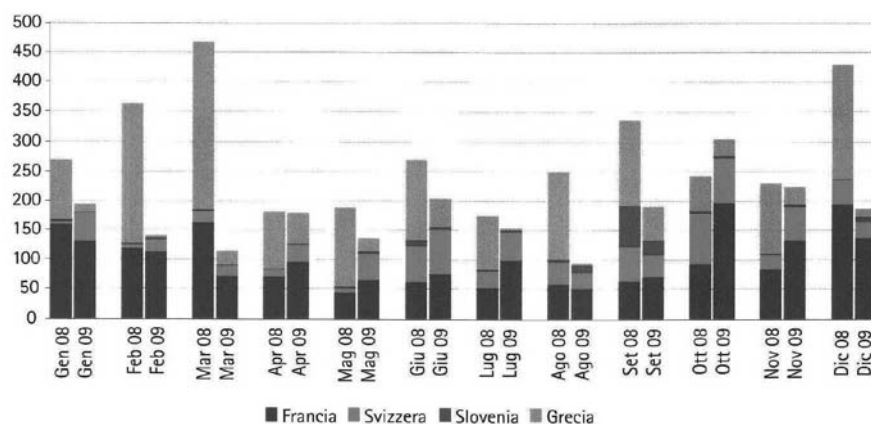


FIG. 2.8

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2008 e nel 2009  
GWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

## Infrastrutture elettriche

### Trasmissione

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

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 2009, la RTN ha incluso inoltre 491 km di linee appartenenti alla categoria 500 kV, relativi all'implementazione della prima fase del progetto SAPEI di collegamento della Sardegna alla Penisola Italiana.

Al 31 dicembre 2009 l'azionista di riferimento di Terna, ovvero la Cassa depositi e prestiti, possedeva una quota azionaria pari al 29,99%; Enel e la società di gestione patrimoniale Pictet Asset Management risultavano detenere, rispettivamente, il 5,1% e il 4,9% del capitale sociale, mentre il restante 60% era ripartito tra investitori istituzionali e altri azionisti.

## TAV. 2.15

## Asset della RTN

Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

	2007	2008	2009
Numero operatori di rete	11	8	9
Linee 380 kV (km)	10.518	10.519	10.514
Linee 220 kV (km)	11.416	11.387	11.358
Linee 150-132 kV (km)	22.465	22.436	40.311
Linee 500 kV a corrente continua (km)	-	-	491
Linee 400 kV a corrente continua (km)	207	207	207
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862
Numero stazioni 380 kV	136	138	139
Numero stazioni 220 kV	149	147	151

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

## Distribuzione

Tra le operazioni societarie rilevanti nel settore della distribuzione di energia elettrica nel corso del 2009, si evidenzia l'incorporazione di Asm Distribuzione Elettricità in Aem Distribuzione Energia Elettrica avvenuta in data 1 aprile, con la nascita della società A2A Reti Elettriche, operante nelle province di Milano e Brescia.

Nello stesso anno, Enel Distribuzione ha acquisito l'attività del Comune di Ingria (TO) e del Comune di Telti (OT), mentre Stet

ha assunto la responsabilità del servizio nel Comune di Sant'Orsola Terme (TN). Set Distribuzione, infine, ha acquisito l'attività del Comune di Besenello (TN).

La composizione societaria degli operatori di distribuzione evidenzia la prevalenza di soci appartenenti a enti pubblici (44,2%), seppure in forte riduzione rispetto alla situazione registrata nel 2008 (-10%); significativa è anche la quota di persone fisiche (32,5%), in crescita di più di 13 punti percentuali rispetto al 2008, e di società che non operano nel settore energetico (15,3%).

## TAV. 2.16

## Composizione societaria dei distributori nel 2009

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	44,2
Persone fisiche	32,5
Società diverse	15,3
Imprese energetiche nazionali	3,9
Imprese energetiche locali	2,9
Flottante	0,7
Istituti finanziari nazionali	0,4
Istituti finanziari esteri	0,1
<b>TOTALE</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nella tavola 2.17 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 distributo-

ri. Si evidenzia l'elevato numero di distributori della regione Trentino Alto Adige a fronte di una rete che, in termini di lunghezza, rappresenta meno del 2% del totale nazionale.

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

REGIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	BASSA TENSIONE	NUMERO DISTRIBUTORI(A)
Valle d'Aosta	57	1,499	2,569	2
Piemonte	32	28,427	63,738	11
Liguria	-	7,022	21,383	2
Lombardia	151	46,814	82,926	13
Trentino Alto Adige	175	7,630	14,953	67
Veneto	56	26,391	61,285	3
Friuli Venezia Giulia	4	8,079	14,957	6
Emilia Romagna	154	32,379	65,767	3
Toscana	167	26,375	57,405	2
Lazio	614	28,483	65,300	6
Marche	-	11,603	29,796	8
Umbria	-	7,989	18,222	1
Abruzzo	-	9,836	25,370	3
Molise	-	3,629	7,860	1
Campania	-	24,300	58,810	5
Puglia	-	28,695	59,882	3
Basilicata	-	9,808	14,839	1
Calabria	-	17,636	41,591	1
Sicilia	-	35,983	75,929	11
Sardegna	-	17,849	33,905	2
<b>TOTALE</b>	<b>1,411</b>	<b>380,427</b>	<b>816,489</b>	<b>151</b>

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.17

Lunghezza delle reti  
di distribuzione  
al 31 dicembre 2009  
km

Complessivamente i distributori elettrici italiani risultano essere 135, per un volume totale distribuito pari a 279 TWh. Enel Distribuzione è il primo distributore del Paese, con

l'86,2% dei volumi distribuiti, seguito da A2A Reti Elettriche (4,1%) e da Acea Distribuzione (3,6%). Gli altri distributori detengono quote marginali (Tav. 2.18).

OPERATORE	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE	
	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	ENERGIA DISTRIBUITA	QUOTA % SU TOTALE
Enel Distribuzione	24.513.951	53.985	6.725.883	186.872	240.856	86,2%
A2A Reti Elettriche	922.274	1.916	227.242	9.600	11.516	4,1%
Acea Distribuzione	1.267.074	3.043	334.664	7.125	10.168	3,6%
Aem Torino Distribuzione	452.928	720	109.332	2.015	2.735	1,0%
Hera	195.482	427	61.447	1.750	2.177	0,8%
Set Distribuzione	227.547	383	60.860	1.724	2.106	0,8%
Agsm Distribuzione	126.265	280	36.591	1.553	1.833	0,7%
Aim Servizi a Rete	53.555	114	17.909	839	953	0,3%
Azienda Energetica Reti	98.826	213	32.650	700	913	0,3%
Enia	92.210	204	30.427	690	894	0,3%
Altri operatori	655.317	1.254	183.828	4.076	5.330	1,9%
<b>TOTALE</b>	<b>28.605.429</b>	<b>62.539</b>	<b>7.820.833</b>	<b>216.943</b>	<b>279.482</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.18

Distribuzione di energia  
elettrica per gruppo  
societario nel 2009  
Energia distribuita in GWh

Nella tavola 2.19 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 53 distributori servono meno di 1.000 punti di prelievo.

TAV. 2.19

**Attività  
dei distributori nel 2009**  
Volumi in GWh

CLASSI DI NUMEROSITÀ DEI PUNTI DI PRELIEVO	NUMERO OPERATORI	VOLUME DISTRIBUITO	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	VOLUME MEDIO PER OPERATORE	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO MEDIO PER OPERATORE
1 > 500.000	4	265.276	34.553.348	66.319	8.638.337
100.000-500.000	7	9.544	1.228.721	1.363	175.532
50.000-100.000	1	953	71.464	953	71.464
20.000-50.000	8	1.642	235.709	205	29.464
5.000-20.000	22	1.444	226.850	66	10.311
1.000-5.000	40	522	90.350	13	2.259
< 1.000	53	102	19.820	2	374
<b>TOTALE</b>	<b>135</b>	<b>279.482</b>	<b>36.426.262</b>	<b>2.070</b>	<b>269.824</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

## Mercato all'ingrosso

La negoziazione dell'energia elettrica, finalizzata alla programmazione delle unità di produzione e di consumo, può essere svolta mediante la conclusione di contratti di compravendita a pronti o a termine.

Il Mercato regolamentato a pronti (MPE), gestito dal Gestore dei mercati energetici (GME), è composto dal Mercato del giorno prima (MGP), che ha per oggetto la contrattazione di energia tramite offerte di vendita e di acquisto per il giorno successivo, e dal Mercato infragiornaliero (MI), che consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto e le loro posizioni commerciali rispetto alle negoziazioni sul MGP. Il MI è stato istituito con legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è divenuto operativo nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). La stessa legge ha riformato anche il Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), in cui

Terna si approvvigiona delle risorse necessarie all'esercizio dell'attività di trasmissione e dispacciamento e alla garanzia di sicurezza del sistema elettrico.

Il MI si svolge tra la chiusura del MGP e l'apertura del MSD; si articola in due aste implicite, con orari di chiusura diversi e in successione, attraverso le quali gli operatori possono sia effettuare un miglior controllo dello stato degli impianti di produzione, sia aggiornare i programmi di prelievo delle unità di consumo.

Le modifiche apportate al mercato 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 del MB in 5 sessioni consecutive nello stesso giorno cui le offerte fanno riferimento; nella prima vengono considerate le offerte presentate dagli operatori nella fase di programmazione del MSD, nelle 4 sessioni successive gli operatori hanno la possibilità di aggiustare le loro posizioni sul mercato fino a un'ora e mezza prima della prima ora che può essere negoziata.

Allo scopo di garantire maggiore flessibilità al sistema, il disegno di mercato si è arricchito mediante lo sviluppo dei mercati a termine di negoziazione dell'energia elettrica. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la Piattaforma conti energia (PCE) che rappresenta la piattaforma di registrazione dei contratti bilaterali. Il GME ha inoltre avviato, da novembre 2008, le contrattazioni del Mercato elettrico a termine (MTE) che consente, su base multilaterale, di negoziare quantità fisiche di energia elettrica. Contemporaneamente, la Borsa Italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati aventi come sottostante il prezzo medio di acquisto (PUN – Prezzo unico nazionale), di durata mensile, trimestrale e annuale. Con delibera 23 dicembre 2008, ARG/elt 203/08, l'Autorità ha

deciso per il 2009 un abbassamento della soglia di tolleranza per le penali di sbilanciamento dal 3% del 2008 all'1,5%. Questo meccanismo, finalizzato ad agevolare gli operatori nella fase di programmazione della domanda, non risulta compatibile con l'assetto definitivo del mercato ed è destinato a essere rimosso nella disciplina a regime prevista per gli sbilanciamenti effettivi. Inoltre, la delibera ARG/elt 203/08 ha stabilito che, a partire dal 2009, Terna non possa più presentare offerte integrative sul MGP, fatte salve le situazioni eccezionali di criticità del sistema elettrico nazionale.

#### Borsa elettrica: domanda nel Mercato del giorno prima

Nel 2009 la domanda di energia elettrica nel Sistema Italia è stata pari a 313,4 TWh, in calo del 6,7% rispetto al 2008<sup>2</sup>. La domanda nazionale è diminuita del 6,0%, con riduzioni significative a livello zonale, in particolare nelle macrozone Nord e Sud (rispettivamente -6,9% e -5,2%). In forte diminuzione sono anche gli acquisti dalle zone estere che segnano un calo del 41,1%, dopo il forte rialzo dell'anno precedente (+91,3%), portandosi dai circa 7,3 TWh registrati nel 2008 a 4,3 TWh nel 2009.

La flessione della domanda, iniziata nell'ultimo trimestre del 2008 con l'aggravarsi della crisi economica internazionale, si è protratta per tutto il 2009, raggiungendo il valore massimo nel mese di giugno (-12,0%).

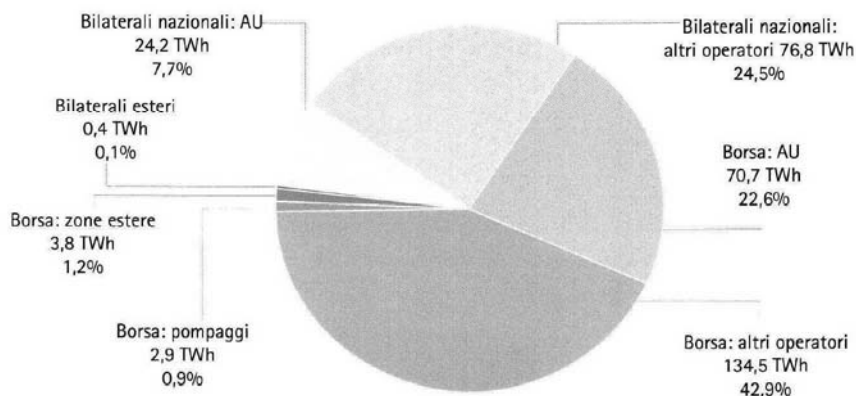


FIG. 2.9

Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2009

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

<sup>2</sup> Al fine di tenere conto del maggior numero di ore dell'anno bisestile 2008, le variazioni percentuali sono calcolate su valori medi annui.