

Le operazioni sulla Borsa elettrica hanno raggiunto 213,0 TWh, in diminuzione dell'8,2% rispetto all'anno precedente; la liquidità del mercato si è pertanto assestata al 68%, in modesto calo rispetto al 2008 (69%). La liquidità del mercato, misurata sulle sole transazioni di Borsa libere da vincoli normativi (al netto pertanto dei volumi di energia da impianti CIP6), è stata pari al 53,5%.

Nel 2009, la domanda espressa dalla società Acquirente unico ha segnato un ulteriore calo (-10,8% rispetto all'anno precedente), in ragione della progressiva contrazione del mercato vincolato e degli effetti della completa liberalizzazione del settore della vendita. Una flessione più contenuta è stata registrata invece dalla domanda espressa dagli altri operatori (-2,2%), che risulta essere pari a 134,5 TWh contro i 137,9 TWh del 2008.

La domanda sottostante i contratti bilaterali ha subito una riduzione complessiva del 3,5% rispetto all'anno precedente, risultando pari a 100,4 TWh. Il calo ha interessato in modo particolare le contrattazioni bilaterali con l'estero, che risultano

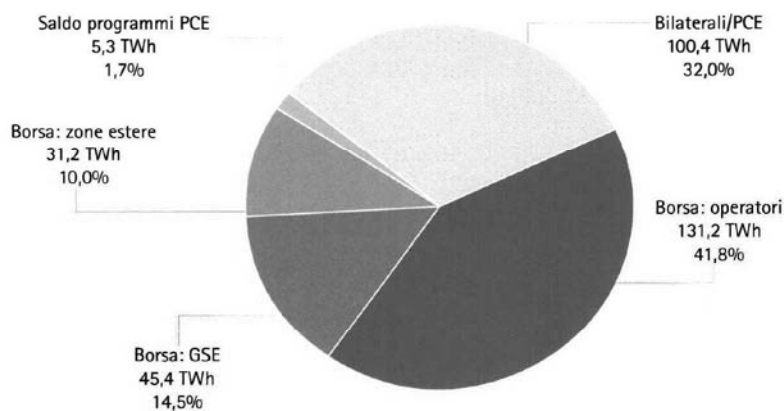
diminuite del 21,8% rispetto al 2008 e, in misura relativamente minore, i contratti bilaterali conclusi da operatori nazionali diversi dall'Acquirente unico (-8,6%); il calo è stato invece parzialmente bilanciato dall'andamento dei contratti bilaterali conclusi dall'Acquirente unico che registrano un aumento pari al 24,7%.

Borsa elettrica: offerta nel Mercato del giorno prima

L'andamento dei volumi offerti in Borsa evidenzia un calo del 10,8%, rispetto al 2008, delle offerte degli operatori nazionali che, per l'intero 2009, ammontano complessivamente a 131,2 TWh. A ciò va aggiunta la riduzione (-4,9%) dell'offerta da parte del GSE che risulta pari a 45,4 TWh. L'offerta estera registra invece un incremento significativo (+43,7%), risultando complessivamente pari a 31,2 TWh. Il saldo programmi PCE, misurato come differenza tra programmi in immissione e programmi in prelievo, è stato pari a 5,3 TWh, in significativa diminuzione (-33,4%) rispetto al 2008.

FIG. 2.10

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2009



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul Mercato del giorno prima

La Borsa elettrica italiana ha registrato per il 2009 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 63,72 €/MWh, con una

flessione di 23,27 €/MWh (-26,8%) rispetto all'anno precedente. Il calo del PUN è da collegare alla drastica contrazione della domanda, figlia della fase di profonda recessione economica, e alla contemporanea vistosa riduzione dei costi variabili.

li di generazione, indotta dal ridimensionamento delle quote internazionali dei combustibili. La consistente riduzione

del PUN ha raggiunto il minimo nel mese di giugno (51,82 €/MWh) (Fig. 2.11).

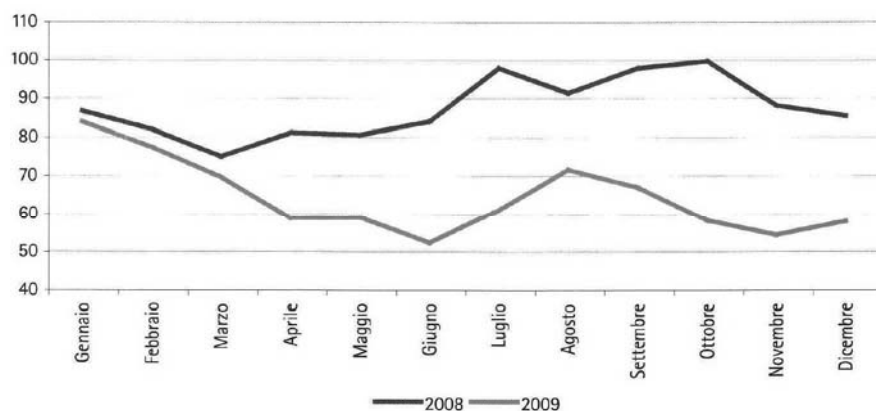


FIG. 2.11

Andamento del PUN
nel 2008 e nel 2009
€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

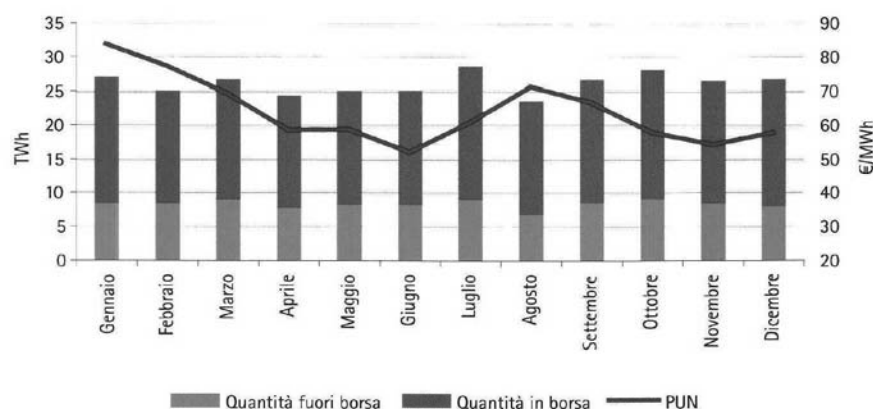


FIG. 2.12

Volumi scambiati
sul MGP nel 2009
TWh; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

L'HHI a livello zonale, calcolato in relazione alle vendite effettive di energia e alle offerte di vendita (accettate e non accettate), conferma il progressivo miglioramento dell'assetto concorrenziale della macrozona Nord. Ostacoli allo sviluppo di assetti pienamente concorrenziali permangono nelle zone

Sicilia e Sardegna, dove l'HHI non assume mai valori inferiori alla soglia di 1.800.

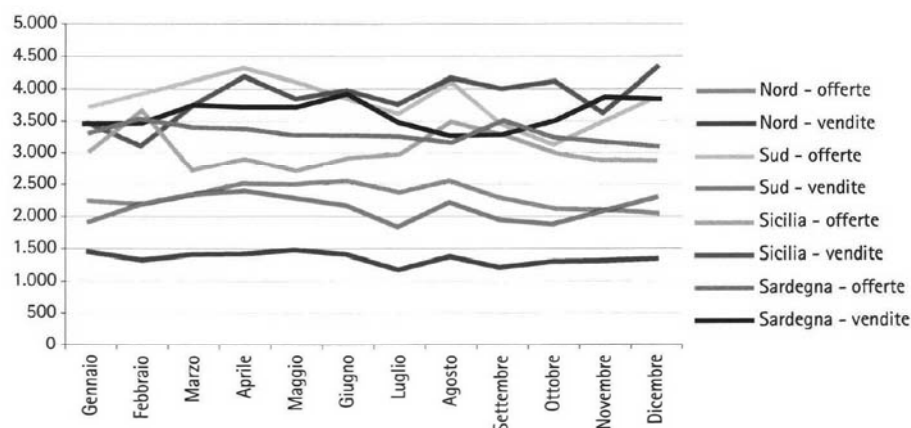
L'indice di operatore marginale evidenzia una significativa riduzione rispetto al 2008, segnalando una tendenza verso il miglioramento della situazione concorrenziale: infatti, mentre

la percentuale dei volumi complessivamente scambiati su cui l'operatore marginale ha fissato il prezzo è stata mediamente del 51% nel 2008, tale quota è scesa al 28% nel 2009 (Fig.

2.13), evidenziando, per quasi tutti i mesi dell'anno (a eccezione di aprile e agosto), un andamento inferiore al 35%, come nell'ultimo trimestre del 2008.

FIG. 2.13

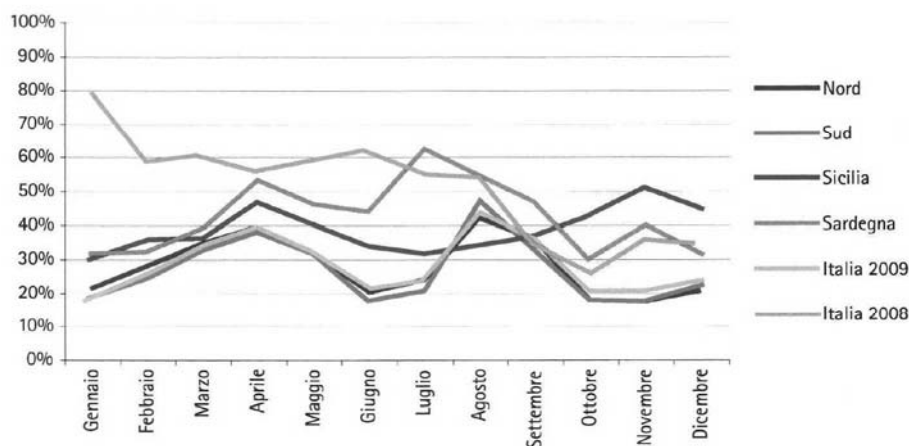
Valori dell'indice
HHI nel 2009



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

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.

Con riferimento ai prezzi medi di vendita, per la prima volta dall'avvio della Borsa il prezzo più basso, pari a 59,49 €/MWh, è stato registrato dalla zona Sud; quello delle altre zone con-

tinentali si è allineato poco sopra i 60 €/MWh. Più alto è il prezzo di vendita nelle due isole: 82,01 €/MWh per la Sardegna, 88,09 €/MWh per la Sicilia; quest'ultima ha tutta-

via parzialmente ridotto il differenziale di prezzo con le altre zone, rispetto al 2008. In confronto all'anno precedente, i prezzi hanno subito riduzioni in linea con la variazione del PUN, comprese tra il 26,4% della Sicilia e il 31,9% della zona Sud. Un calo inferiore rispetto alla variazione media nazionale si è registrato nella macrozona Sardegna (-10,7%).

L'analisi mensile dei prezzi evidenzia una consistente riduzione in tutte le zone, a eccezione dei mesi estivi in cui la riduzione di offerta e la contestuale tenuta della domanda, soprattutto nelle zone insulari, hanno creato le condizioni per una maggiore concentrazione di offerta e una conseguente possibilità di esercizio di potere di mercato da parte degli operatori dominanti presenti nelle diverse zone di mercato (Fig. 2.14). Per quanto riguarda le rendite di congestione, nel 2009 la rendita nazionale è significativamente aumentata rispetto all'anno precedente, passando da circa 156 milioni di euro a 260

milioni di euro, segnando un incremento del 67,3%. In particolare nel mese di settembre si è registrata una rendita pari a 50,54 milioni di euro, quasi raddoppiata rispetto ad agosto (+98,6%) e quasi triplicata rispetto all'anno precedente (+257%). Il transito che contribuisce maggiormente alla rendita nazionale è quello Centro Sud-Sud, il cui contributo è notevolmente aumentato in confronto all'anno precedente. In diminuzione è la rendita raccolta sui transiti Nord-Centro Nord e Centro Nord-Centro Sud.

A partire dal 2008 tutta la capacità di interconnessione sulle frontiere estere è assegnata congiuntamente dai gestori di rete confinanti mediante aste esplicite annuali, mensili e giornaliera. Questo meccanismo azzerava per definizione la rendita da congestione sulle zone estere, in quanto il costo della congestione risulta essere preventivamente pagato in fase di asta esplicita.

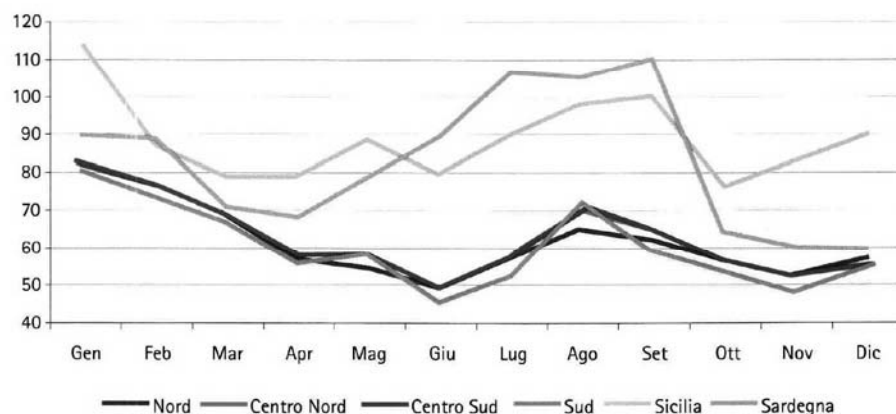


FIG. 2.15

Andamento mensile
dei prezzi zionali nel 2009
€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul Mercato di aggiustamento
e infragiornaliero

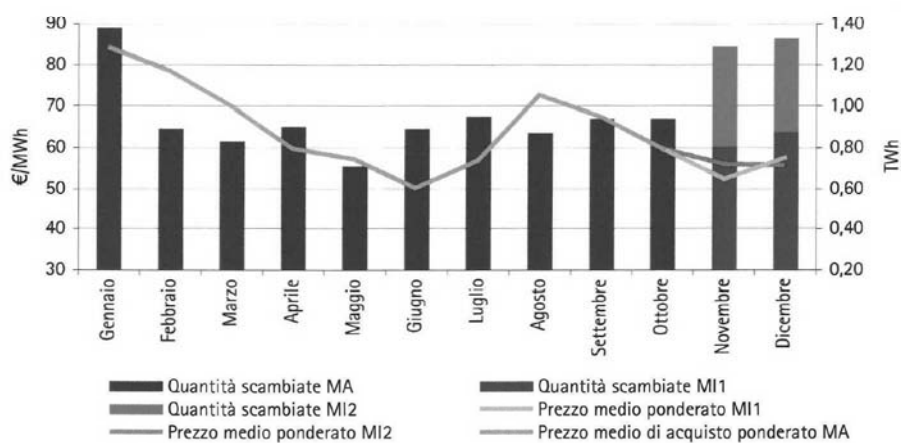
Nel MA, fino al 31 ottobre 2009, e nel MI, negli ultimi due mesi dello stesso anno, sono stati scambiati complessivamente 11,9 TWh

con un aumento del 2,7% rispetto all'anno precedente. Il prezzo medio ponderato per gli acquisti è stato pari a 66,44 €/MWh su MA, e pari rispettivamente a 54,66 €/MWh e 55,68 €/MWh nelle due sessioni (MI1 e MI2) del MI. Nel 2008 il prezzo medio ponderato per gli acquisti su MA era stato pari a 84,95 €/MWh.

FIG. 2.16

Andamento dei prezzi
medi ponderati
e delle quantità sul MA e
sul MI nel 2009

€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

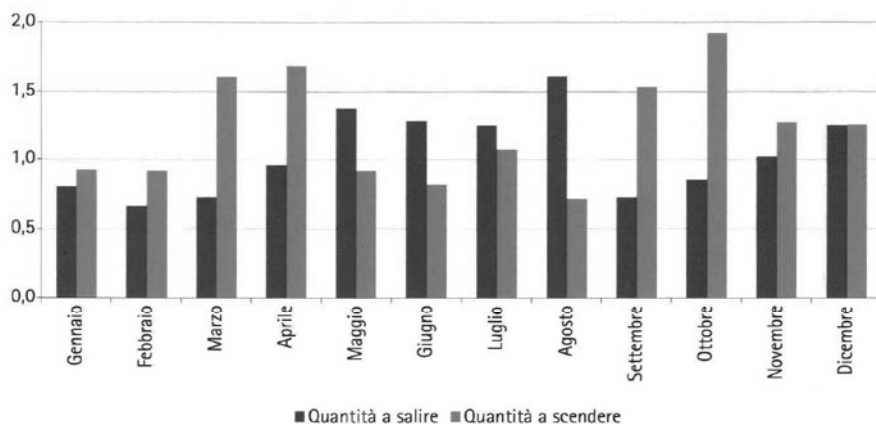
Borsa elettrica: Mercato dei servizi di dispacciamento

Sul MSD, gli acquisti *ex ante* a salire sono risultati pari a 12,5 TWh, in aumento dell'8,4% rispetto all'anno precedente. Le quantità vendute *ex ante* a scendere sono invece risultate pari a 14,6 TWh, in aumento di circa il 30,4% rispetto al 2008, in decisa inversione di tendenza rispetto al trend calante dei due anni precedenti. Tali volumi hanno

rappresentato circa il 4,0% delle quantità complessivamente scambiate sul MGP, evidenziando una forte variabilità mensile (Fig. 2.17): le offerte a salire sono risultate relativamente maggiori nei mesi di maggio, giugno e agosto (rispettivamente 5,5%, 5,1% e 6,8% della corrispondente domanda mensile), mentre le domande a scendere hanno raggiunto il massimo nei mesi di marzo (6%), aprile (6,9%) e ottobre (6,8%).

FIG. 2.17

Quantità sul MSD
ex ante nel 2009
TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: confronto con le principali Borse europee

Il 2009 è stato un anno di forte discesa dei prezzi delle Borse elettriche europee, tornati su livelli analoghi o inferiori al 2007, dopo la sostanziosa crescita del 2008.

Il calo si attesta ovunque tra il 21% e il 43%, risultando più cospicuo in Spagna e in Europa centrale, dove il 2008 aveva fatto registrare gli incrementi di maggior rilievo. Per effetto di tali dinamiche le quotazioni di Omel (36,96 €/MWh), EEX (38,95 €/MWh) e Powernext (43,01 €/MWh) tornano a convergere sui valori di NordPool (35,02 €/MWh). Ipx rimane la piazza con le quotazioni più elevate (63,72 €/MWh).

La contrazione dei prezzi, nel primo semestre del 2009, è avvenuta con velocità differenti tra Italia e Paesi esteri (Fig. 2.18): con l'aggravarsi del quadro macroeconomico internazionale e la conseguente caduta della domanda di energia elettrica, l'aggiustamento dei prezzi nei Paesi esteri è stato infatti pressoché immediato, mentre in Italia la decrescita dei prezzi è stata molto più lenta e graduale. Nei mesi estivi si è poi registrato un andamento opposto con prezzi italiani in crescita su base congiunturale e prezzi sulle Borse estere in continuo calo, incrementando i differenziali di prezzo e originando, in Italia, consistenti volumi di import netto.

Il differenziale Italia-estero ha registrato un riavvicinamento a

partire da settembre. In particolare, i prezzi sul mercato francese hanno registrato un modesto incremento a settembre e un picco di prezzo nel mese di ottobre a causa di improvvisi fermi di centrali nucleari. Il prezzo *baseload* di ottobre ha toccato i 70,1 €/MWh, superiore al prezzo su IPEX di 12,46 €/MWh. Tale dinamica ha generato finestre temporali in cui i produttori italiani sono riusciti a esportare. A novembre i prezzi francesi hanno evidenziato un deciso calo, riportandosi al di sotto dei prezzi registrati su IPEX.

Il differenziale totale tra IPEX e le altre principali Borse elettriche europee si attesta, per il 2009, a 23,8 €/MWh, in aumento di 3,4 €/MWh rispetto all'anno precedente.

La Borsa elettrica italiana presenta una differenziazione del prezzo *peak* e *offpeak* abbastanza accentuata. Il prezzo medio nel 2009 infatti è stato pari, rispettivamente nelle ore piene e nelle ore vuote³, a 83,46 €/MWh e a 54,47 €/MWh. Nelle altre Borse europee, invece, a un livello di prezzo medio più contenuto si associa solitamente un differenziale minore tra prezzo di picco e prezzo fuori picco. Il prezzo medio *peakload* e il prezzo medio *offpeak* sono risultati rispettivamente pari a 51,13 €/MWh e a 33,25 €/MWh sulla Borsa tedesca, a 58,86 €/MWh e a 35,59 €/MWh sulla Borsa francese, a 39,82 €/MWh e a 35,62 €/MWh sulla Borsa spagnola, a 38,50 €/MWh e a 33,39 €/MWh sulla Borsa scandinava.

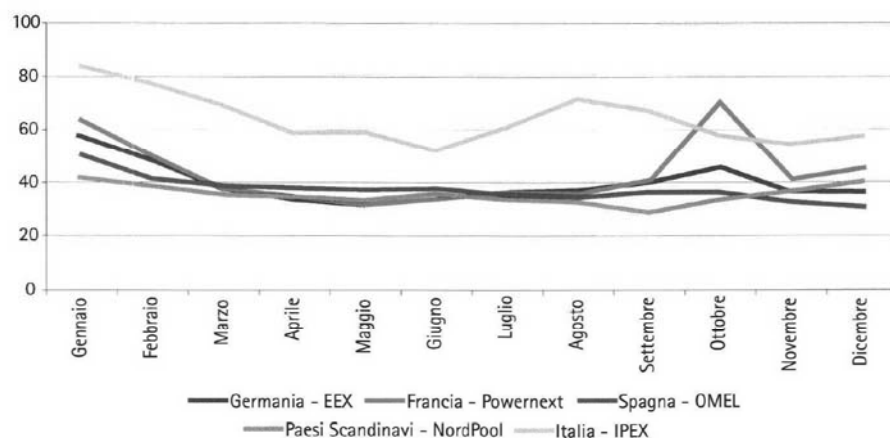


FIG. 2.18

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2009

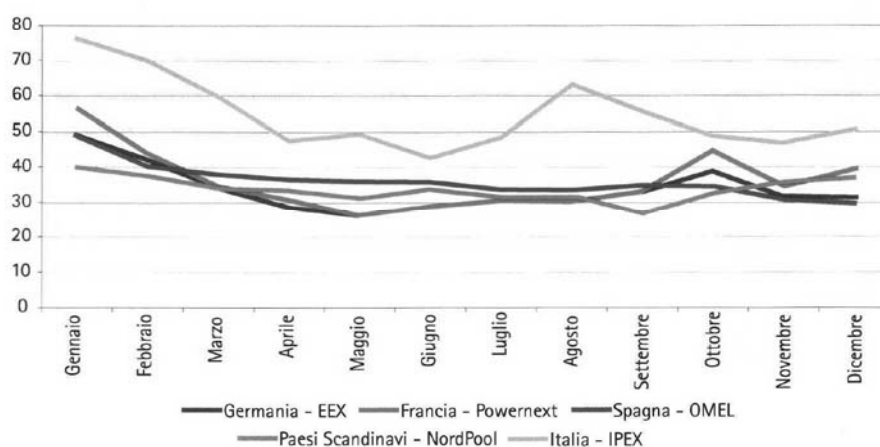
Valori medi baseload; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

³ I prezzi sono calcolati per tutte le Borse sulla base delle fasce orarie adottate dall'Autorità per la differenziazione del valore dell'energia. Il prezzo *peak* medio è determinato sui valori registrati durante le ore corrispondenti alla fascia F1, mentre il prezzo *offpeak* sulle restanti ore dell'anno (fasce F2 e F3).

FIG. 2.19

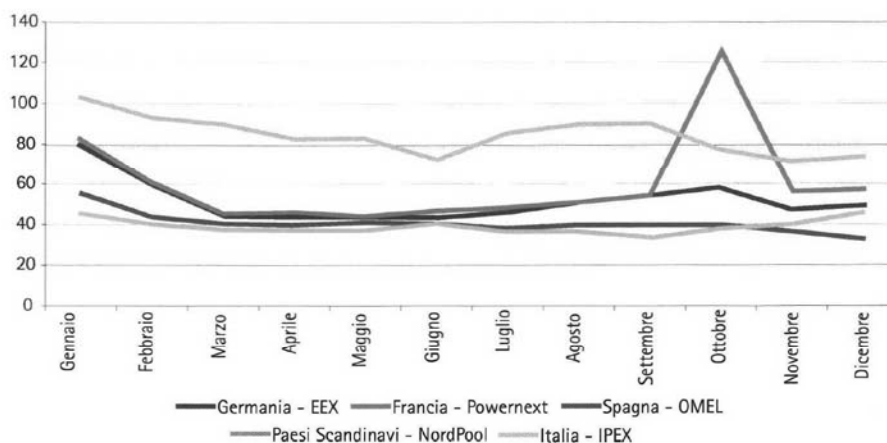
Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nelle ore offpeak nel 2009
€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

FIG. 2.20

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nelle ore di punta
€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

Piattaforma conti energia (PCE)

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 ai contratti a termine, con due mesi di anticipo massimo rispetto alla data di consegna fisica. In generale, ciascun operatore dispone di uno o più Conti energia in immissione e di uno o più Conti energia in prelievo 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 caso un acquisto

netto. Il saldo del Conto determina la quantità di energia che può essere consegnata/ritirata o venduta/acquistata sul MGP.

Le transazioni registrate, con consegna e ritiro nell'anno 2009, sono state 173,0 TWh (+13,8% rispetto all'anno precedente). Gli operatori hanno registrato prevalentemente contratti non standard (67,8% del totale), in aumento del 15,9% rispetto al 2008. Tra i contratti standard il profilo *baseload* è stato il più utilizzato (21,0% del totale), con una crescita del 18,5%; in calo il profilo *peak* (-7,7%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 131,1 TWh, in aumento tendenziale del 7,8%.

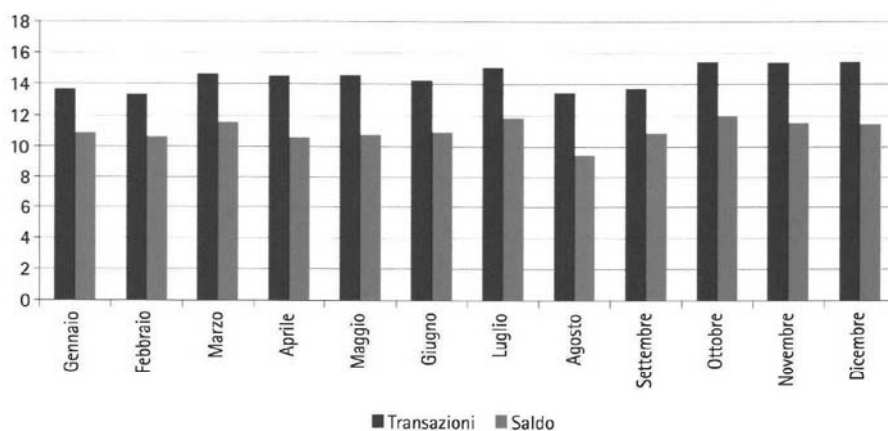


FIG. 2.21

Andamento
delle transazioni
sulla PCE nel 2009
TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Mercati a termine: MTE e IDEX

MTE e IDEX sono due mercati regolamentati a termine, gestiti rispettivamente da GME e Borsa italiana e istituiti nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia.

A seguito della riforma della disciplina del mercato elettrico, ai sensi della legge n. 2/09, l'MTE consente di negoziare, a partire da novembre 2009, con obbligo di consegna alla scadenza, quantità fisiche di energia elettrica su un orizzonte temporale fino a un anno. Possono essere contrattati prodotti mensili, trimestrali e annuali. I contratti trimestrali e annuali vengono regolati attraverso il meccanismo della cascata, mentre i contratti mensili vengono regolati attraverso la registrazione sulla PCE dell'energia sottostante il contratto.

Durante il 2009 sono stati conclusi contratti per un totale di 81 GWh di volumi scambiati.

L>IDEX è il segmento del mercato dei derivati di Borsa Italiana per la negoziazione di contratti finanziari *futures* sull'energia aventi come sottostante il PUN. I contratti possono avere profilo *baseload* e periodi di consegna mensile, trimestrale e annuale. Il funzionamento del mercato prevede la presenza della *clearing house* del gruppo Borsa Italiana, la Cassa di compensazione e garanzia, che agisce da controparte centrale e alla quale i membri del mercato devono necessariamente aderire.

Durante il 2009 i volumi complessivamente scambiati su IDEX ammontano a circa 15,8 TWh.

Dal 26 novembre 2009 è diventata operativa l'integrazione tra il mercato fisico a termine dell'energia (MTE) e il mercato regolamentato dei prodotti derivati su sottostante elettrico (IDEX).

GME e Borsa Italiana hanno predisposto un meccanismo di opzione di consegna fisica dei contratti in *delivery* sul mercato IDEX che permette agli operatori abilitati sulle due piattaforme di scegliere, al momento della scadenza dell'ultimo contratto mensile, se regolare la posizione sulla IDEX attraverso regolazione finanziaria (*cash settlement*) oppure attraverso il trasferimento della posizione sulla piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull>IDEX (Consegna derivati energia - CDE). Tale piattaforma affianca MPE e MTE e permette il trasferimento della posizione aperta sul mercato IDEX attraverso l'apertura di una posizione la cui controparte è il GME stesso.

Questo meccanismo è finalizzato ad aumentare l'attrattività dei mercati regolamentati dell'energia elettrica, dove il prezzo si forma in base a meccanismi trasparenti e il buon fine dei contratti è garantito dall'esistenza di una controparte centrale, ponendo le premesse per uno sviluppo della loro liquidità e riducendo i livelli di rischio anche su orizzonti temporali estesi.

Vendita dell'energia CIP6 al mercato

Nel 2009 l'energia ritirata dal GSE è stata collocata sul mercato con le modalità previste dal decreto del Ministero dello svi-