

VADEMECUM DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA



PREMESSA	Pag. 7
INTRODUZIONE	Pag. 9
Cos'è il GME?	Pag. 10
Breve storia normativo – regolamentare	Pag. 11
Scenario europeo	Pag. 14
GUIDA ALLA PARTECIPAZIONE AL MERCATO ELETTRICO ITALIANO	Pag. 17
1) CHI PUÒ ACCEDERE AL MERCATO	Pag. 19
2) MODALITÀ E REQUISITI DI AMMISSIONE AL MERCATO ELETTRICO	Pag. 21
2.1 Modalità di Ammissione al Servizio di Dispacciamento	Pag. 24
2.2 Accesso al sistema informatico del mercato elettrico	Pag. 24
3) COSTI DI ACCESSO AL MERCATO	Pag. 27
4) SISTEMI DI GARANZIA	Pag. 31
5) IL MODELLO DI MERCATO ELETTRICO ITALIANO	Pag. 33
5.1 Descrizione dei mercati MGP, MA e MSD	Pag. 34
5.2 Il Servizio di Dispacciamento	Pag. 48
5.3 La rete di immissione nazionale ai fini del mercato elettrico	Pag. 50
5.4 Comunicazione dei programmi di immissione/prelievo in esecuzione dei contratti conclusi al di fuori dei mercati	Pag. 52
5.5 La piattaforma di aggiustamento bilaterale della domanda	Pag. 54
6) MODALITÀ E CONDIZIONI PER L'IMPORTAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	Pag. 59
APPENDICE	
Normativa e manualistica	Pag. 63
GLOSSARIO	Pag. 65



Il *Vademecum della borsa elettrica italiana* vede la luce dopo un anno dall'avvio delle contrattazioni sul mercato elettrico. Attraverso questo nuovo documento il Gestore del Mercato Elettrico ha pensato di fornire a tutti i suoi interlocutori un utile strumento per orientarsi nel sistema di funzionamento di un mercato nuovo e forse di non immediata comprensione.

A partire dal 1° gennaio 2005 sono qualificate ad operare in borsa come "clienti idonei" tutte le utenze non domestiche e dal 1° luglio 2007 anche le famiglie saranno considerate clienti idonei; la borsa elettrica, quindi, avrà un impatto sempre maggiore e sempre più diretto sulla vita delle imprese e dei cittadini.

L'avvio della borsa elettrica, infatti, ha permesso un radicale cambiamento nelle dinamiche di formazione dei prezzi dell'energia elettrica, generando benefici per l'intero sistema economico nazionale. Attraverso la piattaforma di scambio del GME transita mediamente circa il 64% dell'energia elettrica italiana; questo fa del mercato elettrico del GME un punto di riferimento per tutti gli acquirenti e i venditori di energia elettrica.

Nell'ottica della costruzione di un rapporto di collaborazione e di reciproca fiducia con i nostri clienti, ci auguriamo che il *Vademecum della borsa elettrica italiana* possa rappresentare un modo semplice e immediato per avvalersi della possibilità di acquistare direttamente sul mercato l'energia elettrica.

NOTA:

Fino al 1° novembre 2005 le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica e la gestione della rete di trasmissione nazionale sono state esercitate dal GRTN (oggi Gestore dei Servizi Elettrici – GSE S.p.A.). Per effetto del DPCM dell'11 maggio 2004, il 1° novembre 2005 il ramo d'azienda relativo al dispacciamento, alla trasmissione e allo sviluppo della rete di trasmissione nazionale è stato trasferito alla società Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A., che ne esercita le relative funzioni.

Le funzioni del Gestore dei Servizi Elettrici – GSE S.p.A. (GSE) sono oggi concentrate sulla gestione, promozione e incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia.

Introduzione



Cos'è il GME?

Il **Gestore del Mercato Elettrico (GME S.p.A.)**, società per azioni istituita nel 2000 in forza del D.lgs 79/99¹ nell'ambito del processo di liberalizzazione del settore elettrico italiano, organizza e gestisce il mercato dell'energia elettrica secondo criteri di neutralità, trasparenza e obiettività, nonché di concorrenza fra produttori. La disciplina del mercato adottata dal **GME** è approvata con Decreto del Ministro delle Attività Produttive, sentita l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (di seguito AEEG).

Il GME è partecipato al 100% dal **Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.A. (GSE)** che è a sua volta partecipato al 100% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Il **GSE** ha inoltre una partecipazione totalitaria nell'**Acquirente Unico S.p.A.**, il cui compito è quello di stipulare e gestire contratti di fornitura al fine di garantire ai clienti vincolati la disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica necessaria e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio nonché di parità di trattamento, anche tariffario.

¹ Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79: "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica".

Breve storia normativo-regolamentare

La borsa elettrica costituisce uno strumento fondamentale ai fini della creazione di un mercato concorrenziale dell'energia elettrica in Italia e nasce con lo scopo di favorire l'emergere di prezzi di equilibrio efficienti, che consentano a produttori e consumatori di vendere e comprare energia dove c'è una maggiore convenienza economica.

Il mercato elettrico in Italia nasce per effetto del Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (D.lgs. n. 79/99), nell'ambito del processo di recepimento della direttiva comunitaria sulla creazione di un mercato interno dell'energia (96/92/CE). Dal 1° gennaio 2005 è stata avviata anche la partecipazione attiva della domanda: tutti gli operatori interessati hanno la possibilità di acquistare direttamente in borsa l'energia loro necessaria, oltre all'obbligo di programmare su base oraria il proprio profilo di prelievo.

Il mercato elettrico italiano è regolato dalle seguenti disposizioni legislative e regolamentari comunitarie e nazionali:

- **Legge n. 481 del 14 novembre 1995 istitutiva dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)** le cui funzioni sono quelle di regolazione e controllo dei settori dell'energia elettrica e del gas;

- **Direttiva 96/92/CE del 19 dicembre 1996 recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica:** stabilisce norme comuni per la generazione, la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica. Essa definisce le norme organizzative e di funzionamento del settore dell'energia elettrica, l'accesso al mercato, i criteri e le procedure da applicarsi nei bandi di gara e nel rilascio delle autorizzazioni nonché nella gestione delle reti;

- **Decreto legislativo n. 79/99 del 16 marzo 1999; "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica":** in particolare l'art. 5 del D.lgs. affida al Gestore del Mercato (GME) la gestione economica e l'organizzazione del mercato elettrico che è da effettuarsi secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza tra produttori;

- **Direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003** (che abroga la precedente **Direttiva 96/92/CE**) recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (da recepire nell'ordinamento italiano): stabilisce norme comuni per la generazione, la trasmissione, la distribuzione e la fornitura dell'energia elettrica. Essa definisce le norme organizzative e di funzionamento del settore dell'energia elettrica, l'accesso al mercato, i criteri e le procedure da applicarsi nei bandi di gara e nel rilascio delle autorizzazioni nonché nella gestione dei sistemi;

- **Regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003**: mira a stabilire norme eque per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, rafforzando così la concorrenza nel mercato interno dell'energia elettrica tenendo conto delle caratteristiche dei mercati nazionali e regionali;

- **Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico**: contiene le regole di funzionamento del mercato elettrico, ai sensi dell'art. 5 del D.lgs 16 marzo 1999, n. 79, e del mercato dei certificati verdi di cui all'articolo

6 del Decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato dell'11 novembre 1999;

- **Decreto del Ministro delle Attività Produttive del 19 dicembre 2003**: approva il Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico che ha attribuito al GME, a partire dall'8 gennaio 2004, la responsabilità delle proprie funzioni relativamente all'organizzazione e alla gestione economica del mercato elettrico;

- **Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF)**: norme attuative e procedurali del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico pubblicate sul sito Internet del GME (www.mercatoelettrico.org);

- **Delibera n. 168/03 dell'AEEG e successive integrazioni**: Disposizioni in materia di dispacciamento di merito economico;

- **Legge n. 239/2004 del 23 agosto 2004 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia"**:
a) prevede il riordino del settore energetico nel suo complesso, deter-

minando, tra l'altro, gli obiettivi generali di politica energetica, quali la garanzia della sicurezza, flessibilità e continuità degli approvvigionamenti di energia e la promozione del funzionamento unitario dei mercati dell'energia;

b) prevede all'articolo 1, comma 30, punto 5-quarter che a decorrere dal 1° luglio 2004 è cliente idoneo ogni cliente finale non domestico e al comma 30, punto 5-quinquies che a decorrere dal 1° luglio 2007 è cliente idoneo ogni cliente finale;

- **Decreto del Ministro delle Attività Produttive del 17 dicembre 2004:** stabilisce le modalità e le condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2005;

- **Delibera n. 223/04 dell'AEEG:** Disposizioni per l'anno 2005 in materia di gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione adottate dall'AEEG;

- **Delibera 224/04 dell'AEEG:** Disposizioni per l'anno 2005 per l'assegnazione di coperture dal rischio associato ai differenziali di prezzo tra zone del mercato elettrico italiano ed adiacenti zone estere, nonché di riserve di capacità di trasporto ai fini dell'importazione, del transito e del

reingresso di energia elettrica.

- **Delibera n. 254/04 dell'AEEG:** misure per la promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta di energia elettrica per l'anno 2005;

Scenario europeo

Il processo di liberalizzazione del settore elettrico in Europa ha ricevuto un impulso fondamentale grazie alla Direttiva 96/92/CE²; tale direttiva ha introdotto norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica finalizzate ad aprire il settore alla concorrenza. A seguito del recepimento della Direttiva da parte dei singoli Stati membri, sono state disegnate diverse piattaforme europee per lo scambio dell'energia elettrica. La prima borsa elettrica europea, il Pool inglese, è stata costituita nel 1990. La Gran Bretagna, che ha avviato il processo di liberalizzazione del settore nel 1989, ha affidato inizialmente la negoziazione dell'energia al Pool; tale mercato, aperto alla partecipazione attiva solo dei produttori e basato su un meccanismo d'asta, ha operato fino al 2001. Il Pool inglese, infatti, è stato sostituito da NETA (New Electricity Trading Arrangements) caratterizzato, invece, da un nuovo modello di scambi bilaterali decentralizzati.

Il Nord Pool rappresenta il primo mercato dell'energia che opera su base regionale. Nato come borsa

norvegese nel 1993, ha esteso la sua operatività alla Svezia nel 1996, alla Finlandia nel 1998 e alla Danimarca nel 2000, aggregando così tutti i mercati elettrici della penisola scandinava. A differenza del Pool Inglese, sul Nord Pool partecipano attivamente sia la domanda che l'offerta.

La borsa elettrica spagnola (OMEL), invece, è stata istituita nel 1999; questa è una borsa elettrica fisica e non obbligatoria. Nello stesso anno anche i Paesi Bassi si sono dotati di una piattaforma per lo scambio dell'elettricità (APX - Amsterdam Power Exchange). Un esempio molto particolare di borsa dell'energia è dato dall'esperienza tedesca. In Germania, infatti, nel 2000 sono diventate operative due sedi di negoziazione; la prima a Francoforte (EEX), caratterizzata da una modalità di contrattazione bilaterale continua, la seconda a Lipsia (LPX) basata su un meccanismo d'asta. Nel 2002 è nato dalla fusione delle due piattaforme il nuovo EEX, con sede a Lipsia, nel quale le partite orarie di energia elettrica sono negoziate sulla base di

² La Direttiva 96/92/CE è stata abrogata dalla direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003 recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

un meccanismo d'asta.

Nel 2001 è nato il mercato elettrico francese Powernext, anche questo basato su un meccanismo d'asta.

Nel 2002 anche l'Austria ha aperto le porte alla contrattazione dell'energia elettrica sulla piattaforma EXAA, con sede a Graz. Sul mercato elettrico italiano le negoziazioni sono state avviate il 1° aprile 2004; fino al 31 dicembre dello stesso anno la partecipazione attiva è stata consentita solo all'offerta. Dal 1 gennaio 2005, invece, anche la domanda può prendere parte attivamente alle negoziazioni sui mercati del GME.

Completano il quadro delle borse elettriche europee le piattaforme attive nei Paesi non aderenti all'Unione Europea; sono operative, infatti, la borsa rumena OPCOM, quella polacca PPE, la borsa slovena BORZEN e la borsa della Repubblica Ceca OTE.



**GUIDA
ALLA PARTECIPAZIONE
AL MERCATO ELETTRICO
ITALIANO**



Chi può accedere al mercato

1. Chi può accedere al mercato



Chi può accedere al mercato

Possono accedere al mercato tutti i clienti idonei, intesi come le persone fisiche o giuridiche che acquistano energia elettrica (non destinata ad uso domestico), inclusi i produttori e i clienti grossisti.

A decorrere dallo scorso 1° luglio 2004 sono clienti idonei tutti i clienti finali non domestici.

Possono essere ammessi al MGP³ i produttori e i clienti idonei che abbiano stipulato il contratto di dispacciamento con il GRTN (utenti del dispacciamento) ovvero soggetti da questi delegati.

Gli operatori di mercato in immissione (produttori) partecipano al MGP mediante la presentazione di offerte di vendita⁴ riferite a punti di offerta in immissione o misti. Un punto di offerta misto è una unità idroelettrica di produzione e pompaggio.

Partecipano al MGP mediante la presentazione di offerte di acquisto⁵ gli operatori di mercato in prelievo (clienti idonei) in riferimento a punti di offerta in prelievo, e i produttori, in riferimento a punti di offerta misti.

Durante l'intero periodo transito-

rio⁶, possono essere ammessi al MA⁷ gli utenti del dispacciamento dotati di punti di offerta in immissione o misti ovvero soggetti da questi delegati.

³ MGP = Mercato del Giorno Prima (rif. definizione par. 5.1)

⁴ Un'offerta di vendita sul MGP, qualora accettata, comporta l'impegno ad immettere in rete, in un dato periodo rilevante, i quantitativi di energia elettrica specificati nell'offerta, o parte di essi in caso di accettazione parziale, valorizzati a prezzi non inferiori ai prezzi unitari specificati per ciascun quantitativo nell'offerta stessa.

⁵ Un'offerta di acquisto sul MGP, qualora accettata, comporta l'impegno a prelevare dalla rete, in un dato periodo rilevante, i quantitativi di energia elettrica specificati nell'offerta, valorizzati a prezzi non superiori ai prezzi unitari specificati per ciascun quantitativo nell'offerta stessa.

⁶ Secondo quando stabilito dal Testo Integrato per la Disciplina del Mercato Elettrico e sue modificazioni/integrazioni.

⁷ MA = Mercato di Aggiustamento (rif. definizione par. 5.1)

2. Modalità e requisiti di ammissione al mercato elettrico



Modalità e requisiti di ammissione al mercato elettrico

Tutti coloro interessati a operare sul mercato elettrico del **GME** devono possedere i requisiti di **competenza e onorabilità** (indicati nel Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico).

I **requisiti di competenza** consistono nell'essere dotati di idonea **professionalità e competenza** nell'utilizzo di sistemi telematici e dei relativi sistemi di sicurezza oppure nell'avvalersi di dipendenti o ausiliari dotati di tale professionalità e competenza.

I **requisiti di onorabilità** consistono nell'assenza di condanne per i reati di agiotaggio, per uno dei delitti contro l'inviolabilità della segretezza delle comunicazioni informatiche o telematiche ovvero per il delitto di frode informatica.

I richiedenti, inoltre, non devono essere stati precedentemente esclusi dal mercato.

I richiedenti devono:

1) **sottoscrivere un contratto di adesione**
 2) **presentare domanda di ammissione al mercato**, corredata dei seguenti documenti⁸:

a) dichiarazione sostitutiva di certificazione attestante che il soggetto

richiedente o, nel caso di persona giuridica, il legale rappresentante, gli amministratori e il direttore generale, non siano stati destinatari di provvedimenti comportanti la perdita dei requisiti di onorabilità;

b) dichiarazione attestante la titolarità dei poteri di rappresentanza nel caso in cui la domanda sia sottoscritta dal rappresentante legale ovvero da altro soggetto munito dei necessari poteri.

Entro quindici giorni dalla ricezione della domanda, il **GME**, effettuate le opportune verifiche su documentazione e requisiti, comunica l'ammissione o il rigetto della domanda tramite raccomandata A.R., anticipata via telefax. Il termine dei 15 giorni potrebbe essere sospeso sino all'effettuazione degli ulteriori adempimenti che il **GME** dovesse richiedere per regolarizzare o completare la documentazione presentata.

Con il provvedimento di ammissione il soggetto interessato acquisisce la qualifica di **operatore**.

I soggetti ai quali è stata rilasciata la qualifica di operatore di mercato sono inseriti in un apposito **Elenco degli operatori ammessi al mercato**

⁸ La documentazione integrale si trova negli allegati al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico e successive modificazioni/integrazioni.

Modalità e requisiti di ammissione al mercato elettrico

pubblicato sul sito Internet del GME. Tuttavia un operatore di mercato consegue la piena operatività previa **acquisizione da parte del GME di dichiarazioni attestanti** che l'operatore richiedente ha titolo a presentare offerte relativamente a specifici punti di offerta.

Inoltre, qualora l'operatore intenda operare su punti di immissione localizzati sulla frontiera, occorre attestare:

1) che ha titolo a ritirare o consegnare energia elettrica alla frontiera italiana in misura corrispondente agli impegni che dallo stesso verranno assunti sul mercato elettrico;

2) che dispone della capacità di interconnessione specificata nella richiesta; infine, qualora l'operatore sia soggetto ad aliquota IVA agevolata;

3) che intende avvalersi della qualifica di cliente agevolato ai fini IVA; oppure, qualora sia esportatore abituale;

4) che intende avvalersi della facoltà di acquistare o importare beni o servizi senza applicazione dell'IVA.

Gli acquisti su IPEX sono consentiti solo se garantiti da **idonee coperture finanziarie**; a tal proposito l'operatore acquirente deve presentare una fideiussione a prima richiesta a favore del GME. Il modello di fideiussione e il

modello di lettera di aggiornamento della fideiussione sono allegati al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico, scaricabile dal sito www.mercatoelettrico.org.

Nel sistema informatico del mercato elettrico (www.ipex.it) vengono registrati, per ogni operatore, la ragione sociale, gli "user" ovvero gli utilizzatori delegati dall'operatore, i "contatti" ovvero il nominativo del soggetto a cui fare riferimento per eventuali comunicazioni, il codice identificativo dei punti di offerta, i mercati su cui l'operatore è ammesso ad operare, la potenza disponibile all'operatore per l'immissione o il prelievo di energia in un Paese confinante, la capacità di interconnessione disponibile all'operatore, le coordinate bancarie, il regime fiscale e le garanzie finanziarie costituite a favore del **GME**.

Gli operatori sono tenuti a comunicare al **GME**, tempestivamente e comunque entro i 3 giorni lavorativi successivi al suo verificarsi, ogni variazione circa fatti, stati e qualità tali da comportare la perdita o la modifica dei requisiti per l'ammissione al mercato, ovvero tali da modificare i dati e le informazioni inseriti nell'Elenco degli operatori ammessi al mercato.

Modalità e requisiti di ammissione al mercato elettrico

2.1 Modalità di ammissione al servizio di Dispacciamento



Sono operatori del mercato elettrico italiano gli utenti del dispacciamento o soggetti da questi delegati. Per assumere la qualifica di utente del dispacciamento occorre stipulare con il GRTN un contratto per i servizi di dispacciamento⁹.

La stipula di tale contratto è condizione necessaria per immettere o prelevare energia elettrica dalla rete con obbligo di connessione di terzi.

Gli Utenti del Servizio di dispacciamento sono tenuti a corrispondere i **corrispettivi di dispacciamento** di cui al Titolo 3 della delibera 168/03 dell'AEEG.

2.2 Accesso al sistema informatico del mercato elettrico

Una volta ammesso, l'operatore può accedere al sistema informatico del mercato elettrico attraverso la rete Internet, collegandosi al sito del GME.

L'accesso a IPEX è riservato alle persone fisiche designate dall'operatore per il tramite della domanda di ammissione, incaricati dallo stesso a presentare le offerte sul mercato elettrico in nome e per conto suo.

Al fine di garantire il riconoscimento degli utilizzatori e l'autenticità delle transazioni, l'accesso è nominativo ed è soggetto a procedura di autenticazione e firma, mediante certificato digitale (smart card personale rilasciata da una società abilitata al rilascio di certificati digitali secondo lo standard AIPA e compatibile con il sistema informatico del mercato elettrico).

Per accedere alle funzioni che gestiscono l'invio delle offerte, l'utente seleziona la voce "Invio Offerte" dal menu "Mercati". Le offerte sul mercato elettrico possono essere presentate mediante:

1) **WEB**: tale modalità consiste

⁹ Secondo l'art. 5 dell'allegato A alla Delibera 168/03 dell'AEEG e successive modificazioni/integrazioni.

Modalità e requisiti di ammissione al mercato elettrico

nella compilazione di apposite WEB form disponibili sul sito IPEX. Prima di definire un'offerta, l'Utente deve selezionare il mercato e la data di flusso a cui l'offerta fa riferimento. Questa selezione risulta indispensabile, in quanto la form utilizzata per la compilazione dell'offerta è diversa riguardo le informazioni accessorie dell'offerta stessa. L'invio di un'offerta via WEB prevede le seguenti fasi:

- selezione del mercato al quale l'offerta si riferisce;
- attivazione della funzione di invio offerta;
- compilazione della form con i dati di offerta e suo invio;
- eventuale correzione di errori formali;
- conferma dei dati inviati;
- valutazione degli esiti a fronte dei controlli.

Per le modalità di presentazione delle offerte si veda la Disposizione Tecnica di Funzionamento (DTF) n. 07/04 ME;

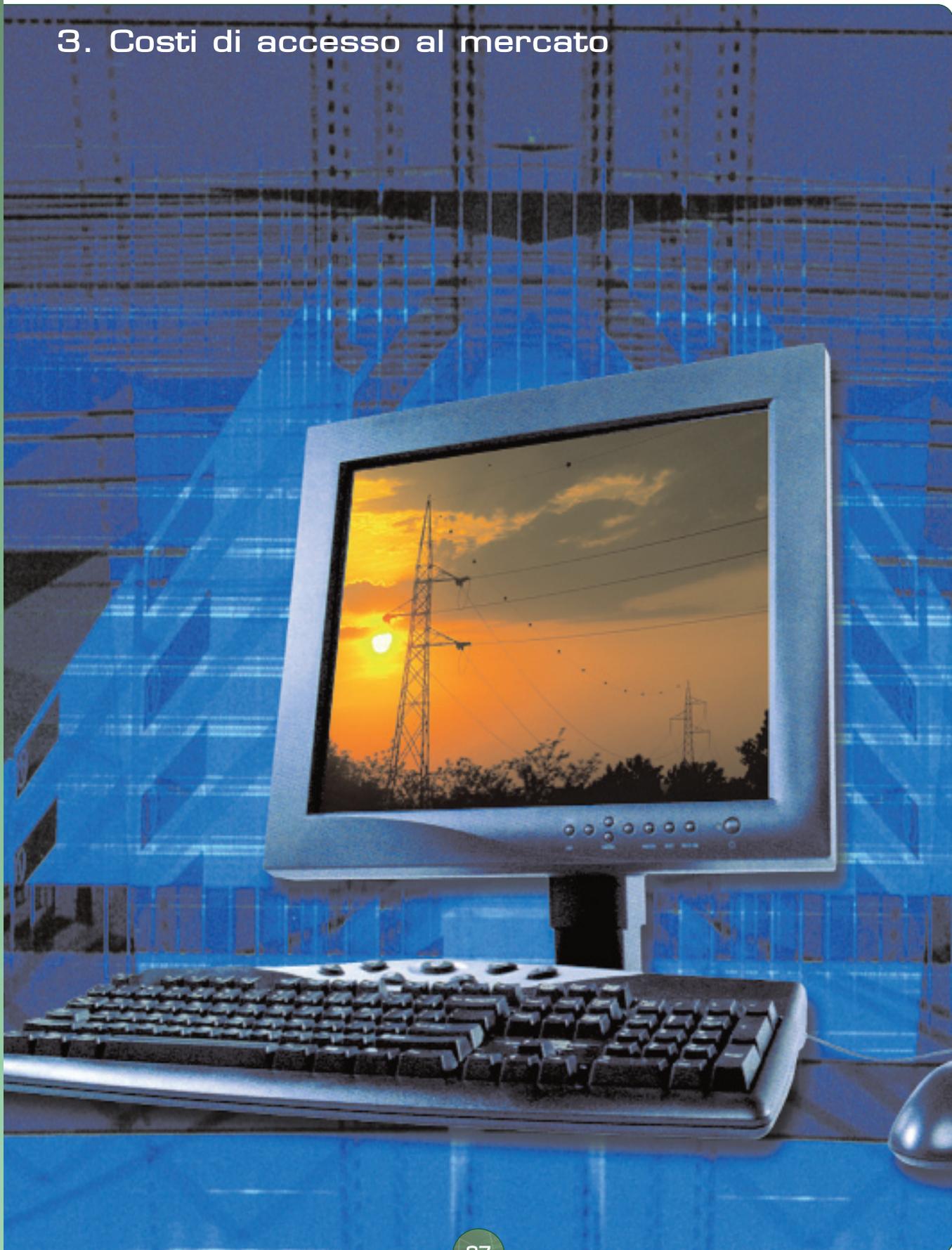
2) file **XML**: tale modalità consiste nell'invio attraverso il sito Internet del GME, di un file XML, secondo le modalità e nel formato definito dalle DTF n. 07/04 ME e n.16/04.

Il file XML contiene le offerte che

l'operatore intende presentare per ciascuna unità, per periodo rilevante e per mercato. L'invio avviene mediante selezione del menù Upload/Download sotto la voce Transazioni XML.



3. Costi di accesso al mercato



Costi di accesso al mercato

I corrispettivi che gli operatori del mercato elettrico versano a fronte dei servizi forniti sono di seguito elencati:

1) corrispettivo di **accesso** al mercato elettrico (una tantum) pari a € 7.500,00 (Euro settemilacinquecento/00);

2) corrispettivo **fisso** annuo pari a € 10.000,00 (Euro diecimila/00);

3) corrispettivo per **ogni MWh negoziato** pari ad € 0,04 (€/Cent quattro).

I corrispettivi sopra indicati sono da intendersi al **netto dell'IVA** e sono applicati come segue:

- il corrispettivo di **accesso** è fatturato entro cinque giorni dall'ammissione dell'operatore al mercato;
- il corrispettivo **fisso annuo** è fatturato in un'unica soluzione entro cinque giorni dall'ammissione dell'operatore al mercato e, successivamente, ogni dodici mesi.

Tali corrispettivi sono rivisti dal GME annualmente.

Il **GME**, a fronte di tutte le transazioni concluse sul **MGP** e sul **MA**, provvede a:

- emettere fattura per le vendite effettuate a favore degli operatori acquirenti;

- comunicare le informazioni necessarie per la predisposizione della fattura da emettere nei confronti del **GME** agli operatori venditori.

Per la regolazione dei pagamenti, il **GME** determina, per ogni operatore, la posizione netta, debitrice o creditrice, nei confronti del **GME** stesso, sulla base degli importi, comprensivi di IVA, afferenti alle fatture emesse e ricevute dal **GME** relativamente allo stesso periodo di fatturazione.

Per ogni periodo di fatturazione il **GME** invia:

1) ad ogni operatore proprio debitore una o più fatture con la somma delle valorizzazioni delle partite economiche in **dare** relative a tutte le offerte accettate sul **MGP** e sul **MA**, e

2) ad ogni operatore una o più fatture con la somma delle valorizzazioni dei corrispettivi dovuti per tutte le transazioni effettuate sul **MGP**, sul **MA**, sul **MSD**¹⁰ e su **PAB (Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale per la domanda)**.

Per lo stesso periodo, ogni operatore creditore invia al GME (**fatturazione passiva del GME**) una o più fatture con la somma delle valorizzazioni delle partite economiche in **avere** relative a tutte le offerte accettate sul **MGP** e sul **MA**.

¹⁰MSD = Mercato del servizio di Dispacciamento

Il GME determina la posizione netta, a debito o a credito, di ogni operatore sulla base della compensazione degli importi, comprensivi di IVA, comunicando a ogni operatore l'esito di tali determinazioni.

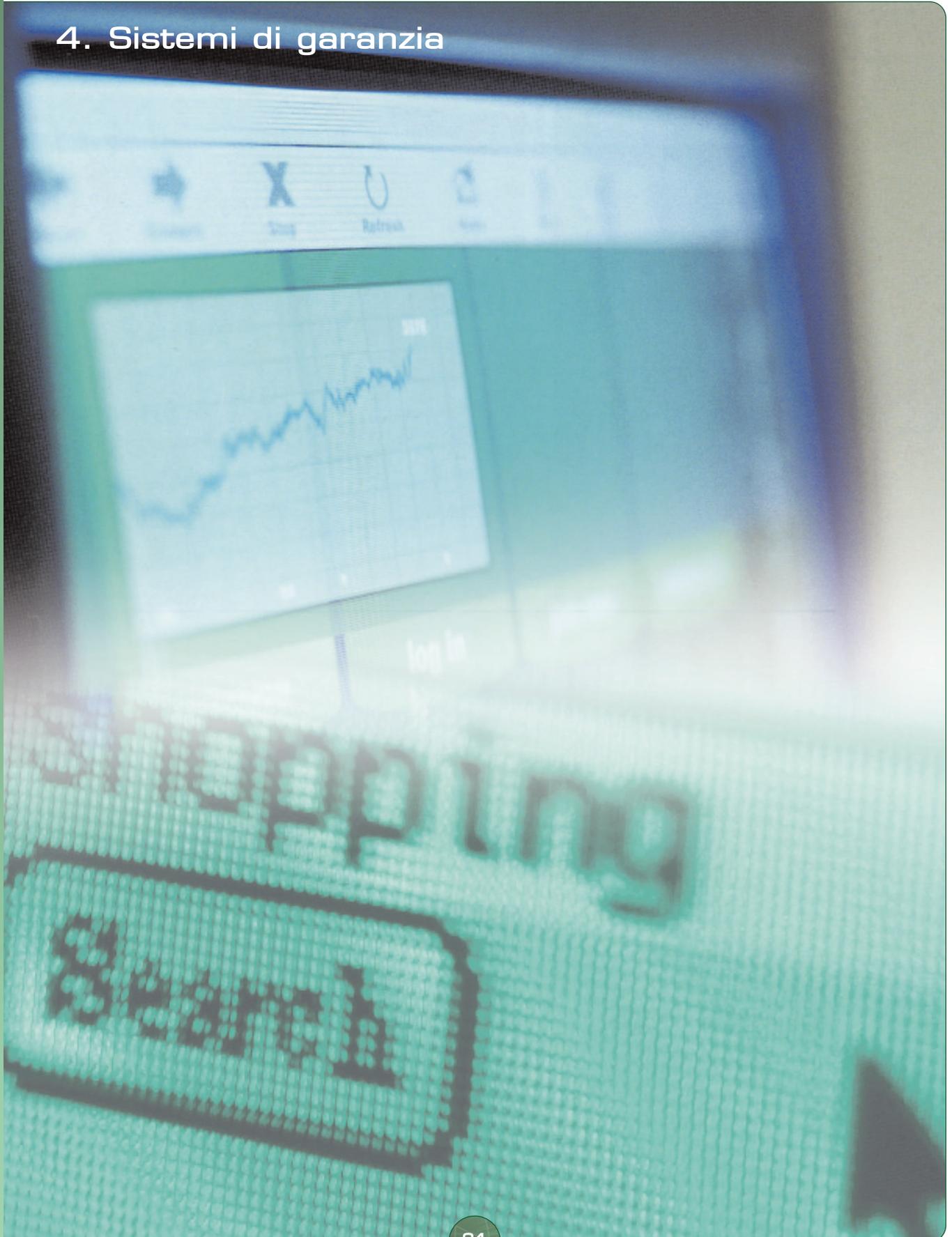
Per le transazioni relative al MSD, il GME rende disponibile al GRTN e agli operatori i dati necessari per l'effettuazione delle rispettive fatturazioni. Agli operatori, sia acquirenti che venditori, sono altresì fatturati dal GME i corrispettivi dovuti al GME per ogni MWh oggetto di transazione.

Il GME invia le "fatture attive" e le comunicazioni dei dati necessari alla predisposizione delle fatture passive indicando il dettaglio di tutte le transazioni effettuate sul Mercato Elettrico.

L'effettuazione degli ordini di pagamento, sia a favore degli operatori che a favore del GME, avviene tramite "bonifici di importo rilevante" (BIR). L'istituto affidatario del servizio di tesoreria è il Sanpaolo IMI S.p.A.



4. Sistemi di garanzia



Sistemi di garanzia

Ai fini della presentazione di offerte di acquisto sul **MGP** e sul **MA** gli operatori presentano una garanzia finanziaria nella forma di **fideiussione a prima richiesta** (secondo il modello allegato al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico - Allegato 3) rilasciata da primari istituti bancari¹¹.

La fideiussione garantisce la copertura finanziaria dei debiti netti che l'operatore contrae durante il ciclo di liquidazione e di fatturazione.

In particolare, la fideiussione è a garanzia del pagamento degli importi che verranno fatturati in relazione a partite economiche risultanti dall'accettazione di offerte sui Mercati dell'Energia (**MGP** e **MA**) nel periodo di validità della fideiussione, nonché degli importi eventualmente dovuti:

- a titolo di penale (1% dell'importo dovuto dall'operatore debitore);
- a titolo di interessi di mora (calcolato sui giorni di ritardato pagamento);
- a titolo di spese di escussione, il cui ammontare, definito nella convenzione tra il GME e l'istituto affidatario (San Paolo IMI S.p.A.) è pubblicato sul sito [\[toelettrico.org\]\(http://toelettrico.org\) \(attualmente tale importo è pari a zero - € 0,00 -\).](http://www.merca-</div><div data-bbox=)

L'ammontare garantito, riducendosi progressivamente in funzione delle transazioni di acquisto accettate, può essere reintegrato¹² dall'operatore in qualunque momento se ritenuto insufficiente alla copertura dell'intero ciclo.

Il **GME** provvede a verificare in corso di esercizio la congruità tecnica delle offerte presentate dall'operatore rispetto all'ammontare garantito.

¹¹ Gli Istituti bancari devono soddisfare i seguenti requisiti: a) aderire al sistema BI-REL; b) presentare un rating di lungo termine, pari ad almeno a:

- **A-** per le società Standard&Poor's Rating Services o Fitch;

- **A3** per la società Moody's Investor Service.

¹² Tramite una nuova fideiussione o tramite lettera di aggiornamento di una fideiussione precedentemente prestata secondo il modello allegato al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico - Allegato 4 e con gli stessi requisiti previsti per la fideiussione.

5. Il modello di mercato elettrico italiano



5.1 Descrizione dei mercati MGP, MA e MSD

Il mercato elettrico in Italia (IPEX – Italian Power Exchange) si suddivide in:

1) **Mercati dell'energia** organizzati e gestiti dal GME, quali:

- a) **Mercato del Giorno Prima (MGP)**: ha per oggetto le contrattazioni di energia che si svolgono, per ciascun periodo rilevante (ora), tramite la selezione, attraverso asta implicita, delle offerte di vendita e di acquisto immesse dagli operatori. Gli scambi di energia sul **MGP** avvengono in un'unica sessione relativa al giorno successivo (giorno di consegna). A tale mercato partecipano i produttori, i grossisti, l'**AU** e il **GRTN**.
- b) **Mercato di Aggiustamento (MA)**: ha per oggetto le contrattazioni di energia, attraverso la selezione, tramite asta implicita, di offerte di vendita e di acquisto immesse al fine di modificare i programmi risultanti dal **MGP**. Per l'intero periodo transitorio¹³

a tale mercato possono partecipare **solo i produttori**.

2) **Mercato del Servizio di Dispacciamento¹⁴ (MSD)** attraverso il quale il GRTN si approvvigiona delle risorse per il servizio di dispacciamento: ha per oggetto le contrattazioni di energia tramite la selezione, sulla base di un ordine di merito economico, di offerte di aumento o riduzione dell'energia da immettere o prelevare in ogni ora.

Il **GRTN** utilizza il **MSD**:

- a) a **programma**, per la risoluzione delle eventuali congestioni intrazonali e per la costituzione di margini di riserva per il giorno successivo;
- b) **nel tempo reale**, per bilanciare immissioni e prelievi di energia elettrica. A tale mercato possono partecipare solo gli utenti di dispacciamento relativamente a unità di produzione abilitate dal GRTN al servizio di dispacciamento.

¹³Art. 118, co 118.1 del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico.

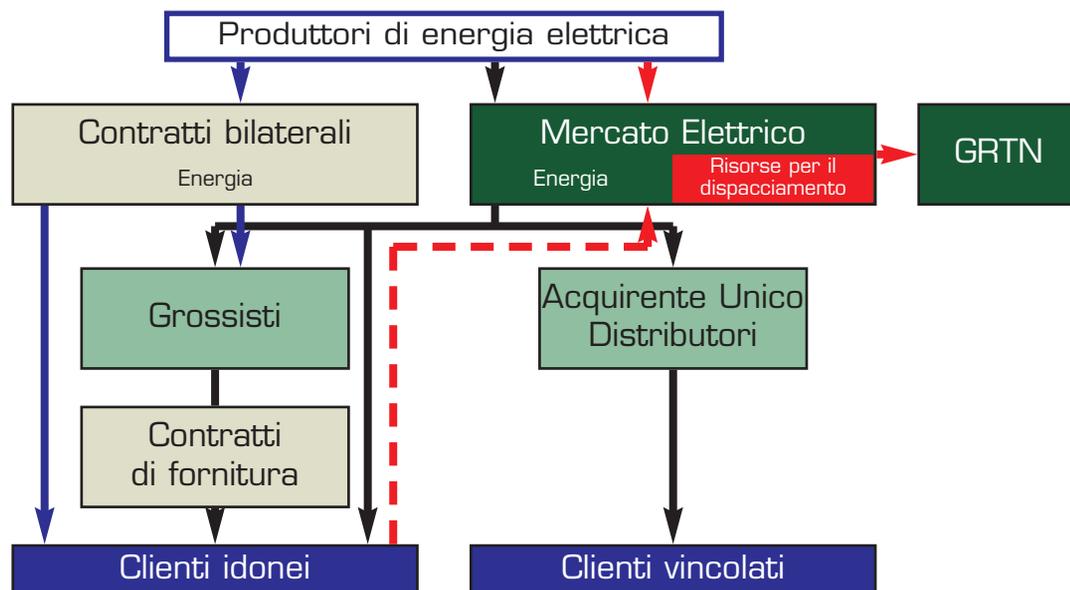
¹⁴Il dispacciamento è l'attività, affidata in via esclusiva al GRTN, diretta a impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinato degli impianti di produzione, della rete di trasmissione nazionale e dei servizi ausiliari.

Il modello di mercato elettrico italiano

L'organizzazione e l'esercizio del **MSD** sono affidati dal GRTN al GME ai sensi della disciplina dell'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento.

Il **GME** è controparte centrale di tutte le transazioni concluse sui mercati **MGP** e **MA**.

Il **GRTN** è controparte centrale di tutte le transazioni concluse sul mercato **MSD**.



5.1.1 Tipologie di mercati

	Mercato del Giorno Prima (MGP)	Mercato di Aggiustamento (MA)	Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD)	
Risorsa scambiata	Energia	Energia	Energia per la soluzione delle congestioni e per i margini di riserva	Energia per il bilanciamento in tempo reale
Unità ¹⁵ ammesse a partecipare	Tutti i punti di offerta in prelievo + Tutti i punti di offerta in immissione	Unità di produzione + Unità miste	Solo i punti di offerta corrispondenti ad unità abilitate dal GRTN alla fornitura dei servizi di dispacciamento	
Operatori ammessi a partecipare	Utenti di dispacciamento + Operatori delegati		Utenti di dispacciamento	Utenti di dispacciamento
Prezzo	Prezzo di Equilibrio	Prezzo di Equilibrio	Prezzo offerto	Prezzo offerto

I dati e i risultati del mercato, a livello aggregato, sono pubblicati e resi disponibili sul sito Internet del GME.

Gli scambi di energia elettrica possono avvenire anche fuori borsa, attraverso i cosiddetti **contratti bil-**

terali¹⁶, in quanto nell'ordinamento italiano non vige l'obbligo di concentrazione delle transazioni di energia elettrica.

Le **offerte** presentate sui mercati **MGP, MA e MSD** sono riferite a "punti di offerta".

¹⁵ Per "Unità di produzione o di consumo" si intende l'insieme di impianti elettrici per la produzione o il consumo di energia elettrica, connessi alle reti con obbligo di connessione di terzi anche per il tramite di linee dirette o di reti interne d'utenza, tali che le immissioni o i prelievi di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente. Le "Unità di pompaggio" sono considerate "Unità miste di produzione e consumo".

¹⁶ Contratto di fornitura di energia elettrica e servizi tra un soggetto produttore e un grossista, tra un produttore e un cliente finale idoneo, tra un grossista e un cliente finale idoneo, nell'ambito del mercato libero. Le quantità negoziate nonché il prezzo di valorizzazione dell'energia sono liberamente determinati dalle parti. Tuttavia anche i contratti bilaterali sono soggetti alla verifica di compatibilità con i vincoli di trasporto e all'acquisizione del diritto di trasporto sulla rete. A tal fine il GRTN comunica al GME i programmi orari di immissione e di prelievo relativi ai contratti bilaterali sotto forma di offerte di vendita e di acquisto rispettivamente a prezzo zero e senza indicazione di prezzo.

Con questo termine si intendono i punti in relazione ai quali l'utente del dispacciamento acquisisce, a fronte delle transazioni concluse, il diritto e l'obbligo ad immettere/prelevare l'energia elettrica nelle/dalle reti. Il GME assegna il diritto di transito contestualmente e in un'unica soluzione.

Le offerte possono essere dei seguenti tipi:

- **Semplice**: costituita da una coppia di valori (quantità/prezzo unitario) riferita ad un punto di offerta, ad un mercato e ad un periodo rilevante, giorno, mese o anno (offerta presentabile sul **MGP**, **MA** e **MSD**);
- **Multipla**: costituita da una serie di offerte semplici (max quattro coppie quantità - prezzo unitario) presentate da uno stesso operatore per lo stesso periodo rilevante, riferite a un unico punto di offerta (offerta presentabile solo sul **MGP** e sul **MA**);
- **Bilanciata**: costituita da offerte di vendita a prezzo nullo e offerte d'acquisto senza indicazione di prezzo riferite allo stesso periodo rilevante e a punti di offerta appartenenti alla stessa zona geografica o polo di produzione limitato, tali che le rispettive quantità si equilibrano e siano identificate come reciprocamente bilanciate mediante un apposito codice alfanumerico scelto dagli operatori. Questa tipologia di offerte è utilizzata al fine di eseguire transazioni preventivamente concordate tra due operatori (offerta presentabile solo sul **MA**);
- **Predefinita**: costituita da offerte semplici o multiple, che vengono considerate come proposte da un operatore in ciascuna seduta del **MGP** in cui il GME non riceve offerte da parte dell'operatore medesimo (offerta presentabile solo sul **MGP** e sul **MSD**).

5.1.2 Tipologie di offerte

Mercato del Giorno Prima (MGP)	Mercato di Aggiustamento (MA)	Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)
Acquisto(*) Vendita(*)	Acquisto Vendita	Acquisto Vendita
Coppie "quantità energia - prezzo energia"	Coppie "quantità energia - prezzo energia"	prezzo energia
Multiple Semplici Predefinite(*)	Multiple Semplici Bilanciate	Semplici e Predefinite (*)

LEGENDA

- * Ammesse solo su punti di offerta afferenti unità di consumo
- * Ammesse solo su punti di offerta afferenti unità di produzione
- * Attive solo in caso di assenza di offerte presentate durante la seduta di mercato
- * Solo di tipo semplice: un acquisto + una vendita

Ai fini del mercato le **unità di misura** utilizzate sono le seguenti:

- l'unità di misura dell'energia elettrica è il **MWh**, con specificazione di tre decimali;
- l'unità di misura monetaria è l'Euro, con specificazione di due decimali;
- l'unità di misura dei prezzi unitari dell'energia elettrica è l' **Euro/MWh**, con specificazione di due decimali.

5.1.3 MGP - Mercato del giorno prima

La seduta del **MGP** si apre alle ore **8:00** del nono giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore **9:00** del giorno precedente il giorno di consegna. Durante questo periodo gli operatori possono presentare offerte.

Le offerte presentabili sul MGP rientrano nelle seguenti tipologie: semplice, multipla e predefinita. A quest'ultima il GME assegna una priorità minore rispetto alle altre tipologie di offerta. Per l'anno 2005 il prezzo specificato nelle offerte di vendita per ciascun punto di dispacciamento non può eccedere il valore limite determinato dall'AEEG¹⁷.

Il GME seleziona le offerte secondo un meccanismo d'**asta implicita non discriminatoria** seguendo un criterio di merito economico. In particolare le **offerte di vendita** vengono ordinate per prezzo non decrescente, a partire da quelle con prezzo più basso fino a quelle con prezzo più alto, mentre le **offerte di acquisto** per prezzo non crescente, a partire da quelle senza indicazione di prezzo fino a quelle con prezzo più basso.

L'algoritmo di risoluzione del mercato è volto infatti a:

- soddisfare la domanda al minimo costo ottenibile;
- massimizzare il valore netto delle transazioni;
- rispettare i vincoli di trasporto tra zone geografiche e/o virtuali.

Ai fini della verifica del rispetto dei vincoli di transito, il **GRTN** comunica al **GME**, almeno sessanta minuti prima della chiusura della seduta del **MGP**, i limiti ammissibili di transiti orari di energia tra le zone geografiche e dalle zone di interconnessione con l'estero, la stima della domanda oraria per zona geografica e i programmi di utilizzo delle unità di produzione **CIP6**.

Le offerte accettate, in presenza di almeno un transito tra zone geografiche saturato, pagano o ricevono un prezzo di equilibrio definito attraverso un algoritmo implementato dal GME che prevede, a fronte di prezzi di vendita differenziati per zona, l'applicazione di un **prezzo unico** di acquisto su base **nazionale (PUN)**¹⁸, pari alla media dei prezzi di vendita zonali ponderati per i consumi zonali.

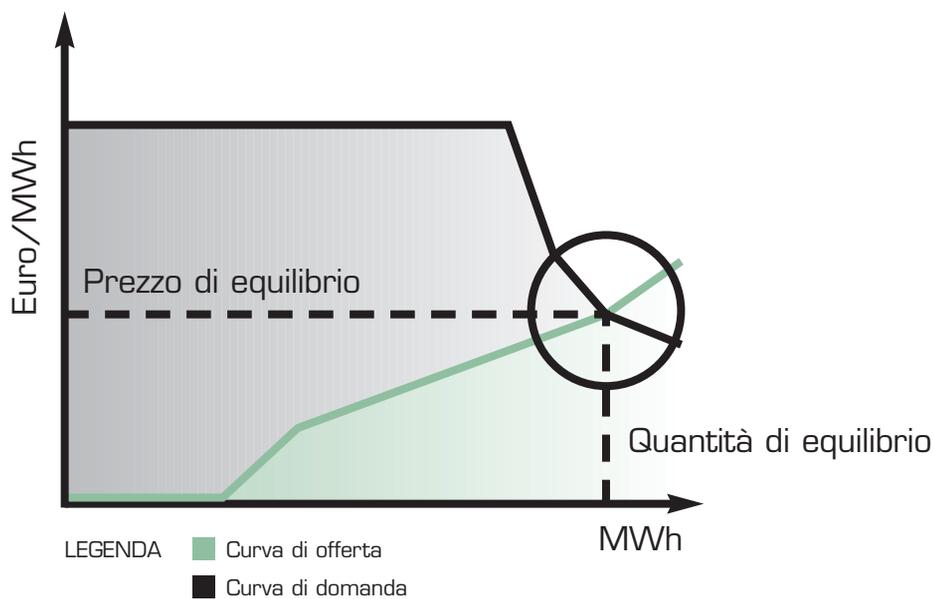
¹⁷ Secondo quanto stabilito dall'Art. 3 della Delibera n. 254/04, il valore limite è pari a **500€/MWh**.

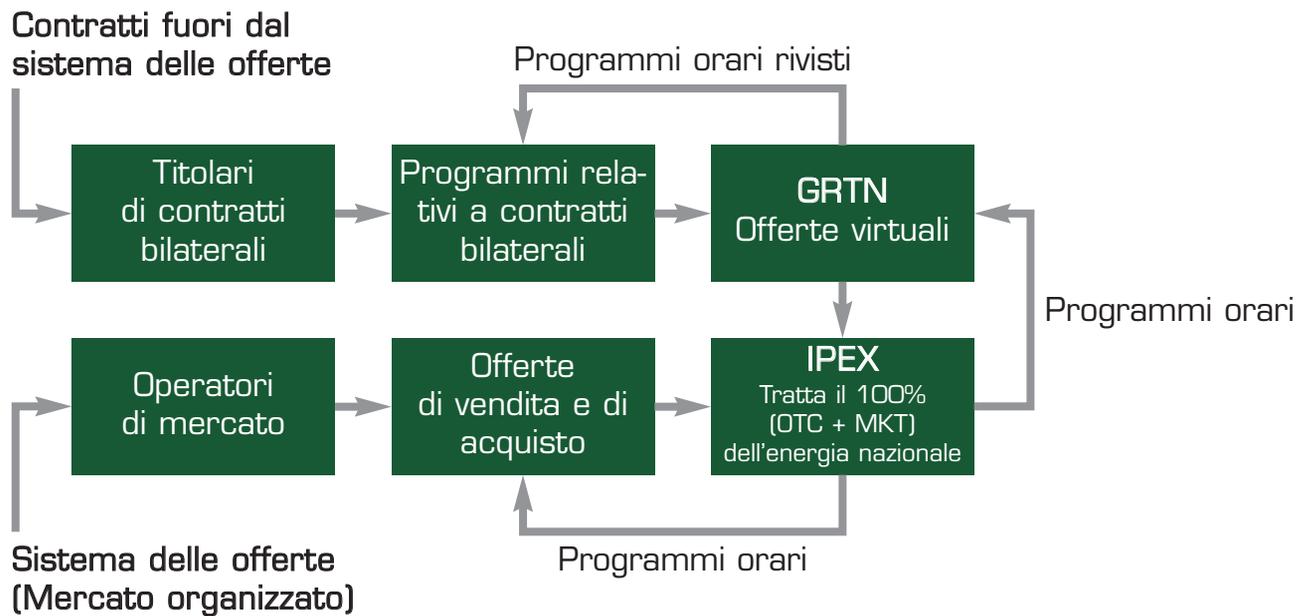
¹⁸ Il prezzo di acquisto nelle zone estere segue invece la regola dei prezzi zonali. L'energia destinata all'esportazione paga il prezzo zonale della zona estera che sta importando dall'Italia.

Il modello di mercato elettrico italiano

Ai fini della determinazione della quantità di equilibrio vengono considerate anche le quantità corrispondenti ai programmi di immissione e prelievo, comunicati dagli operatori in esecuzione di contratti di compravendita

conclusi al di fuori del sistema delle offerte (contratti bilaterali) e valutati rispettivamente alla stregua di offerte di vendita a prezzo zero e di acquisto senza indicazione di prezzo.



Il Mercato del Giorno Prima e i contatti bilaterali

Entro la chiusura del **MGP**, il **GME** acquisisce dagli operatori i valori dei margini¹⁹ a salire e a scendere delle proprie unità di produzione e/o consumo necessari per i controlli di congruità delle offerte.

In esito al **MGP** il **GME** comunica a ciascun operatore l'esito delle proprie

offerte in termini di quantità accettate, di prezzo di valorizzazione delle quantità, di controvalore in dare o in avere e di programmi orari cumulati di immissione o prelievo, comprensivi dei programmi relativi ai contratti bilaterali.

¹⁹ I margini indicano il quantitativo massimo di energia elettrica che si intende vendere o acquistare sia attraverso il mercato che attraverso la negoziazione OTC di contratti bilaterali. Tali margini sono gestiti dagli Utenti del Dispacciamento ed hanno la funzione di inibire le offerte le cui quantità non sono compatibili con i margini nonché di tutelare da errori materiali rilevanti.

Il modello di mercato elettrico italiano

Aggregazione zonale per il 18/01/2005 all'ora 12 per MGP

FRAN Prezzo: 109,83 Vendite: 2593 Acquisti: 0 Max: 10000 2593 Max: 10000	SVIZ Prezzo: 109,83 Vendite: 2799 Acquisti: 0 Max: 10000 2799 Max: 10000	AUST Prezzo: 109,83 Vendite: 220 Acquisti: 0 Max: 10000 220 Max: 10000	SLOV Prezzo: 109,83 Vendite: 380 Acquisti: 0 Max: 10000 380 Max: 10000
E_NW Prezzo: 109,83 Vendite: 0 Acquisti: 0 Max: 10000 5392 Max: 5570		E_NE Prezzo: 109,83 Vendite: 0 Acquisti: 0 Max: 10000 600 Max: 616	
TBRV Prezzo: 109,83 Vendite: 1619,916 Acquisti: 0 Max: 10000 1619,92 Max: 2200	NORD Prezzo: 109,83 Vendite: 21674,829 Acquisti: 27282,33 Max: 1500 2911,41 Max: 3600	MFTV Prezzo: 109,83 Vendite: 907 Acquisti: 0 Max: 10000 600 Max: 950	
	CNOR Prezzo: 109,83 Vendite: 3158,917 Acquisti: 5470,33 Max: 2500 600 Max: 600		
CORS Prezzo: 110 Vendite: 0 Acquisti: 0 Max: 300 47 Max: 10000	PBNF Prezzo: 110 Vendite: 126 Acquisti: 0 Max: 2300 796,47 Max: 10000		
SARD Prezzo: 110 Vendite: 1667,755 Acquisti: 1597,26	CSUD Prezzo: 110 Vendite: 3682,73 Acquisti: 4444,45 Max: 2000 34,75 Max: 2000		
	SUD Prezzo: 110 Vendite: 1351,106 Acquisti: 5361,91 Max: 4800 3976,05 Max: 2000		
	ROSN Prezzo: 110 Vendite: 235 Acquisti: 0 Max: 10000 228,49 Max: 400	BRNN Prezzo: 110 Vendite: 3412,563 Acquisti: 0 Max: 4800 3512,56 Max: 10000	BRNN Prezzo: 110 Vendite: 3412,563 Acquisti: 0 Max: 500 100 Max: 500
SICI Prezzo: 110 Vendite: 2068,833 Acquisti: 2384,77 Max: 815 810,42 Max: 600	CALB Prezzo: 110 Vendite: 201,812 Acquisti: 467,81		GREC Prezzo: 110 Vendite: 100 Acquisti: 0
PRGP Prezzo: 110 Vendite: 810,416 Acquisti: 0			

Il modello di mercato elettrico italiano

La figura illustra l'aggregazione zonale e i rispettivi limiti di transito sul MGP: guardando ad esempio la zona Centro-Sud, il limite massimo della capacità di trasmissione di energia - sia da questa alla zona Sud che nel senso opposto - è pari a 2000 MWh, con un transito di 34,75 MWh in direzione Sud. I limiti massimi di transito che si avranno sul MA relativamente alle stesse zone dello stesso giorno e ora, risulteranno come segue: da CSud verso Sud pari a 1965,26 MWh (cioè $2000-34,75$), mentre da Sud a CSud pari a 2034,75 MWh (cioè $2000+34,75$), con un transito pari a 2,11MWh in direzione CSud.

Legenda:

Prezzo: prezzo zonale di vendita (€/MWh)

Vendite: quantità venduta (MWh)

Acquisti: quantità acquistata (MWh)

Limite massimo (MWh) e direzione	△
Transito (MWh) e direzione	▲
Limite massimo (MWh) e direzione	▽

Configurazione zone di mercato

- 1 - Fran - E nw - Sviz - Nord - Aust - E ne - Slov
Tbrv - Mftv - Cnor
- 2 - Pbnf - Cors - Sard - Csud - Sud - Rosn
Brnn - Grec - Calb - Sici - Prpg

5.1.4 MA – Mercato di Aggiustamento

Sul **MA** vengono selezionate offerte di acquisto e vendita²⁰ di energia elettrica, come per il **MGP**, secondo un meccanismo d'asta implicita non discriminatoria, compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito residui a valle del **MGP**.

Il **MA** si svolge il giorno di calendario precedente il giorno di consegna e successivamente alla seduta del **MGP**. In particolare, la **seduta** del **MA** si apre alle ore **10:30** e si chiude alle ore **14:00**.

Le **offerte** presentabili sul **MA** rientrano nelle seguenti tipologie: **semplice, multipla e bilanciata**. Anche per il **MA**, nel 2005, il prezzo specificato nelle offerte di vendita per ciascun punto di dispacciamento non può eccedere il valore limite determinato dall'AEEG²¹.

Per l'intero periodo transitorio²² sul **MA** le offerte presentate dagli operatori possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione o misti. Pertanto a tale mercato sono

ammesse solo le unità di produzione e le unità idroelettriche di produzione e pompaggio.

Almeno sessanta minuti prima della chiusura della seduta il **GME** riceve dal **GRTN** le informazioni preliminari al mercato (sostanzialmente i margini residui di scambio di energia tra le zone) e le rende disponibili agli operatori.

I margini a salire e a scendere delle unità di produzione sono calcolati dal sistema, sottraendo o sommando ai margini presentati per il **MGP** le quantità di energia relative alle offerte accettate su quest'ultimo. Gli operatori possono modificarli e rinviarli entro la chiusura della seduta.

Al termine della seduta il **GME**, come per il **MGP**, provvede a selezionare le offerte dopo averne verificato la validità e la congruità, arrivando alla determinazione del prezzo di equilibrio che per il **MA**, sia in acquisto che in vendita, è pari al prezzo di equilibrio zonale.

²⁰ Un'offerta di vendita sul **MA**, qualora accettata, comporta l'impegno ad aumentare l'immissione di energia elettrica in rete o a ridurre il prelievo di energia elettrica dalla rete in un punto di offerta, in un dato periodo rilevante, per i quantitativi di energia elettrica specificati nell'offerta, o parte di essi in caso di accettazione parziale, rispetto a quelli definiti nei programmi di immissione o prelievo risultanti dal **MGP**, valorizzati a prezzi non inferiori ai prezzi unitari specificati per ciascun quantitativo nell'offerta stessa.

Un'offerta di acquisto sul **MA**, qualora accettata, comporta l'impegno a ridurre l'immissione di energia elettrica in rete o ad aumentare il prelievo di energia elettrica dalla rete in un punto di offerta, in un dato periodo rilevante, per i quantitativi di energia elettrica specificati nell'offerta, o parte di essi in caso di accettazione parziale, rispetto a quelli definiti nei programmi di immissione o prelievo risultanti dal **MGP**, valorizzati a prezzi non superiori ai prezzi unitari specificati per ciascun quantitativo nell'offerta stessa.

²¹ Si veda la nota 17

²² Secondo quanto previsto dall'art. 118 comma 1 del Testo Integrato della Disciplina di Mercato Elettrico e sue modificazioni/integrazioni.

Il modello di mercato elettrico italiano

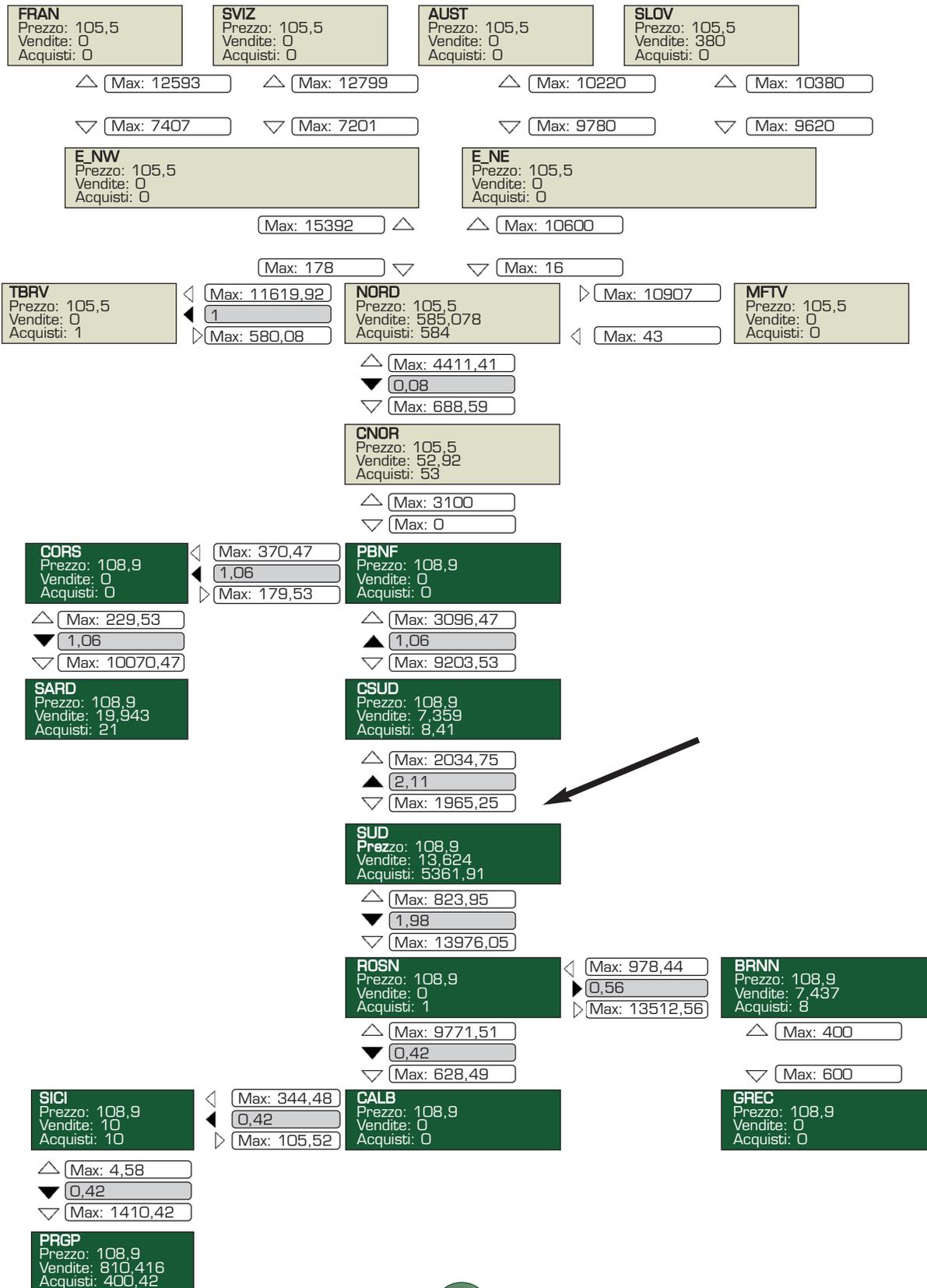
Il programma orario preliminare di immissione e prelievo definito nel **MGP** e modificato in esito al **MA** costituisce il programma orario aggiornato di immissione e prelievo. Tale programma viene comunicato agli operatori dal GME, unitamente all'elenco delle offerte accettate/rifutate.



V A D E M E C U M B O R S A E L E T T R I C A

Il modello di mercato elettrico italiano

Aggregazione zonale per il 18/01/2005 all'ora 12 per MA1



VADMECUM BORSA ELETTRICA

Legenda:

Prezzo: prezzo zonale di vendita (€/MWh)

Vendite: quantità venduta (MWh)

Acquisti: quantità acquistata (MWh)

Limite massimo (MWh) e direzione	△
Transito (MWh) e direzione	▲
Limite massimo (MWh) e direzione	▽

Configurazione zone di mercato

1 - Fran - E nw - Sviz - Nord - Aust - E ne - Slov

Tbrv - Mftv - Cnor

2 - Pbnf - Cors - Sard - Csud - Sud - Rosn

Brnn - Grec - Calb - Sici - Prpg

5.2 Il Servizio di Dispacciamento

Partecipano al **MSD** gli utenti del dispacciamento, in relazione a punti di offerta **abilitati dal GRTN**, qualora le unità ad essi sottese siano dotate di idonee caratteristiche tecniche. La seduta del MSD si apre alle ore 14:30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 16:00 dello stesso giorno.

Gli operatori ammessi al **MSD** sono tenuti ad offrire sul **MSD** tutta la potenza disponibile, sia in aumento che in diminuzione, mediante la presentazione di offerte **di tipo semplice**: per ciascuna unità di produzione deve essere pertanto presentata sia un'offerta di acquisto che un'offerta di vendita.

Su tale mercato le offerte vengono accettate secondo un criterio di merito economico, compatibilmente con la necessità di assicurare il corretto funzionamento del sistema.

Contrariamente a quanto avviene per i mercati **MGP** e **MA**, su **MSD** le offerte vengono remunerate al prezzo di offerta (pay as bid) e non al prezzo di equilibrio.

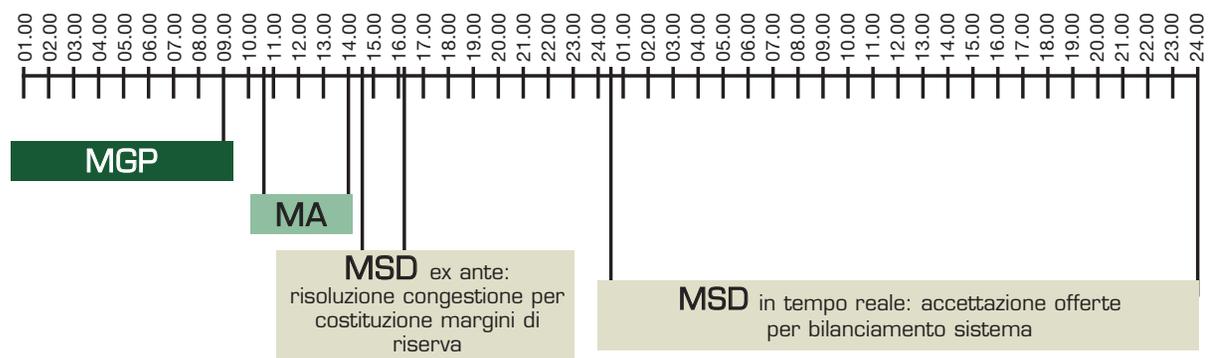
Il **MSD** restituisce due esiti distinti:

1) entro le ore 21:00 del giorno di chiusura della seduta, il primo esito

relativo alle offerte accettate dal GRTN a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva (**MSD ex-ante**);

2) successivamente al giorno di flusso, il secondo esito relativo alle offerte accettate dal GRTN nel tempo reale (tramite l'invio di ordini di bilanciamento) ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi (**MSD ex-post**).

I tre mercati



Tempistica del Mercato Elettrico Italiano

		Apertura	Chiusura
MGP	Seduta	9 giorni prima	9:00
	Esiti		10:30
MA	Seduta	10:30	14:00
	Esiti		14:30
MSD	Seduta	14:30	16:00
	Esiti		21:00

5.3 La rete di trasmissione nazionale ai fini del mercato elettrico

La RTN italiana ha un'estensione superiore a 44.000 km ed include sia la rete ad altissima tensione (380kV e 220kV) che le porzioni di rete ad alta tensione (120kV e 150kV) per più del 50% della loro estensione.

Il **GRTN** suddivide la RTN in un numero limitato di zone geografiche e virtuali per un periodo di tempo non inferiore a tre anni. Attualmente sono individuate 7 zone geografiche:

NORD, CENTRO-NORD, CENTRO-SUD, SUD, CALABRIA, SICILIA, SARDEGNA.

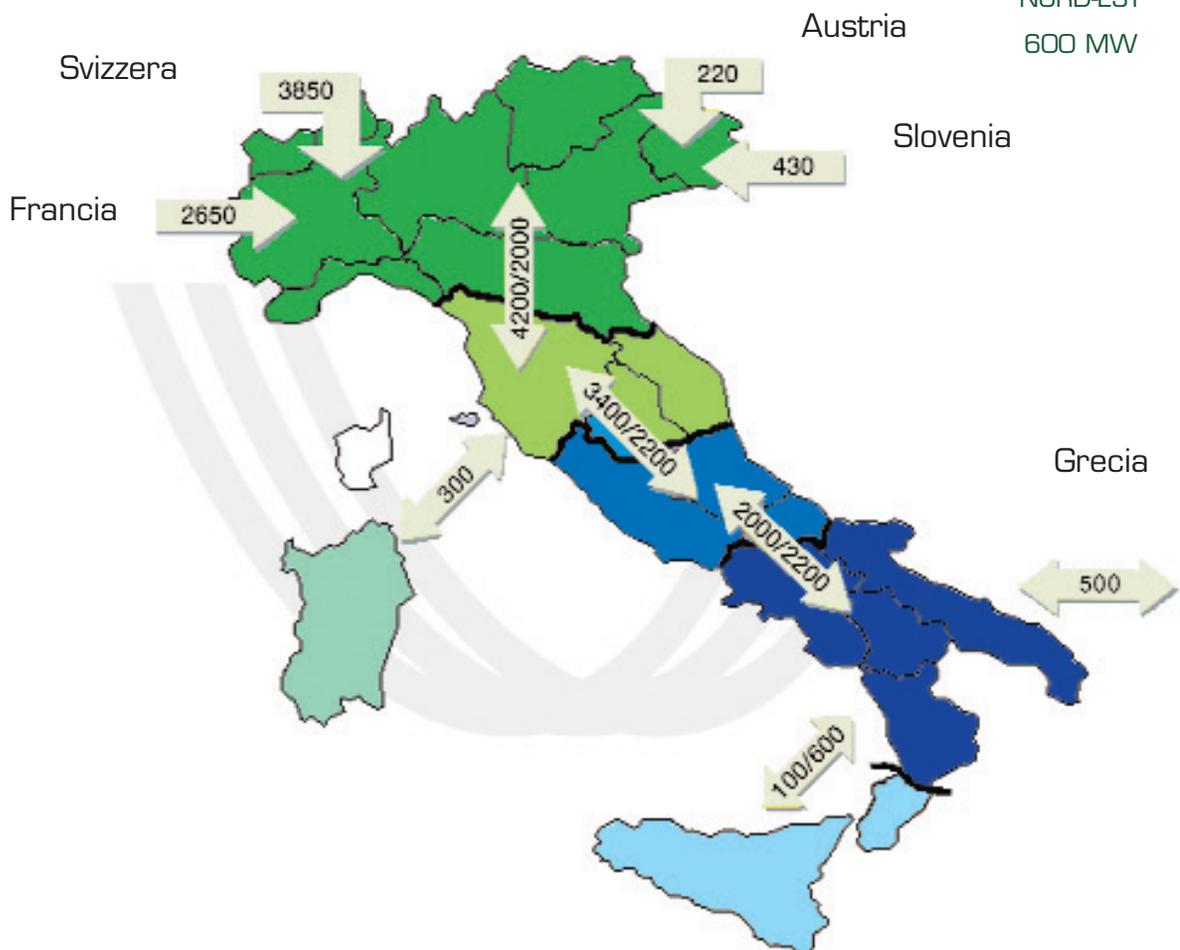
La struttura di tali zone è funzionale alla gestione dei transiti lungo il territorio nazionale da parte del GRTN. Quest'ultimo comunica al GME tale struttura unitamente ai valori dei limiti di transito. In particolare, i limiti di transito sono orari e quotidianamente aggiornati.

La RTN include anche 18 linee di interconnessione con l'estero e in particolare: 4 linee con la Francia, 9 linee con la Svizzera, 1 linea con l'Austria, 2 linee con la Slovenia, 1 linea con la Grecia, 1 linea con la Corsica.

Ripartizione della rete rilevante in zone con vincoli di trasmissione (Rete Integra Invernale²³)

FRONTIERA
NORD-OVEST
5400 MW

FRONTIERA
NORD-EST
600 MW



²³ Secondo quanto disposto dalle Regole per il Dispacciamento di merito economico - Doc. GRTN DS 3.1 del 5/03/05

5.4 Comunicazione dei programmi di immissione/prelievo in esecuzione dei contratti conclusi al di fuori dei mercati

Ai fini della loro esecuzione fisica, i contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema di offerte (o OTC) devono essere registrati presso il Gestore della rete. Sono legittimati a richiedere la registrazione di contratti di compravendita gli utenti del dispacciamento con riferimento ai punti di dispacciamento nella loro responsabilità o altri soggetti da questi delegati.

Tali soggetti possono richiedere la registrazione dei contratti di compravendita solo qualora abbiano fatto preventiva istanza e abbiano ottenuto l'iscrizione in un apposito registro curato e tenuto dal **GRTN** stesso. I soggetti abilitati a registrare i contratti di compravendita sono qualificati operatori di mercato²⁴. Essi comunicano i programmi di immissione e prelievo in esecuzione dei suddetti contratti. La comunicazione dei programmi può aver luogo separatamente per l'operatore di mercato cedente e per l'operatore di mercato acquirente e deve essere effettuata con almeno 3 ore di anticipo rispetto al termine previsto per la presentazione delle offerte nel **MGP**. In ciascuna ora i programmi di prelievo comunicati dall'operatore di mercato acquirente devono essere uguali, in valore asso-

luto, ai programmi di immissione comunicati dall'operatore di mercato cedente.

Gli **operatori di mercato acquirenti**, che siano anche operatori ammessi al Mercato Elettrico, possono avvalersi della facoltà di effettuare lo sbilanciamento a programma. Nel caso in cui si avvalgano di questa facoltà, possono presentare un programma di prelievo inferiore, in valore assoluto, ai programmi di immissione comunicati in esecuzione del medesimo contratto.

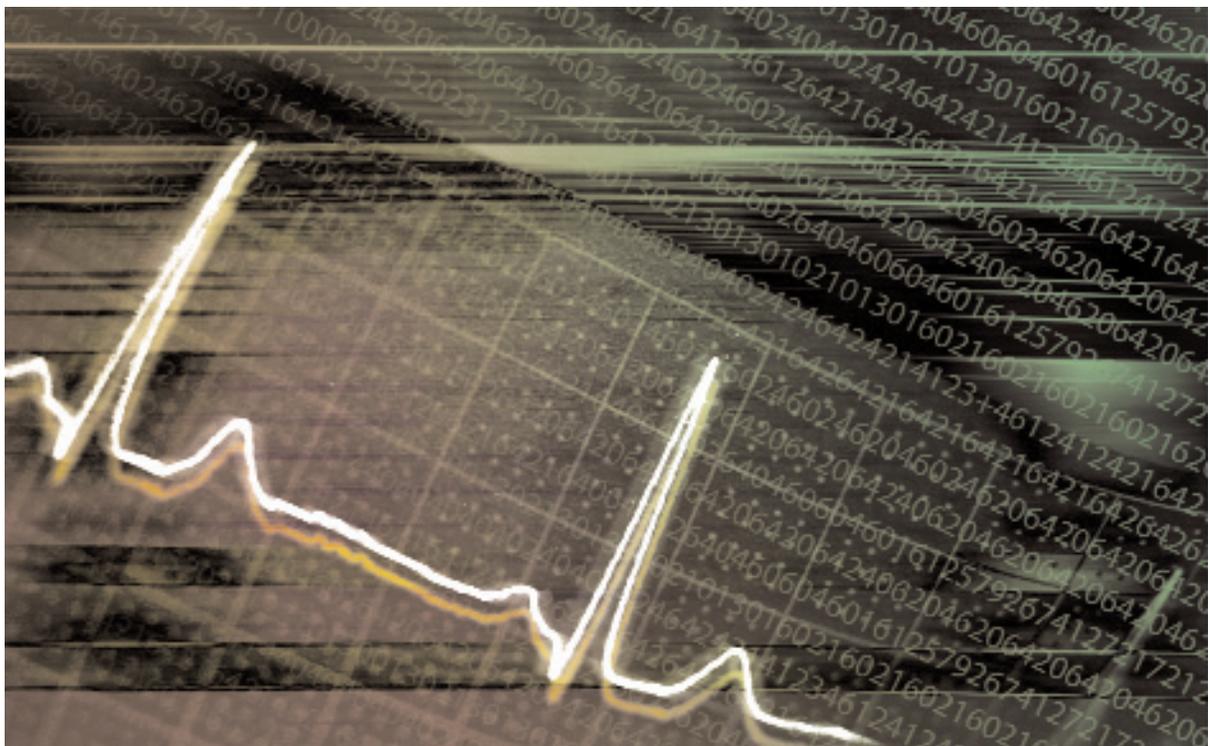
La differenza tra immissione e prelievo viene remunerata dal GME all'operatore acquirente al Prezzo Unico Nazionale (PUN).

Nel caso in cui non sia stata esercitata tale facoltà, il **GRTN** procede al bilanciamento dei programmi riducendo il programma maggiore in valore assoluto.

Lo "sbilanciamento a programma" consente agli operatori partecipanti al **MGP** di gestire in maniera flessibile i propri programmi di prelievo in quanto permette di rivendere su **MGP** l'eccesso di energia, rispetto al proprio fabbisogno, acquistata tramite un contratto bilaterale (**flessibilizzazione dei programmi di prelievo in esito a contratti bilaterali**).

²⁴ Come stabilito nell'art. 5 dell'allegato A alla Delibera 168/O3 dell'AEEG e successive modificazioni/integrazioni.

Il modello di mercato elettrico italiano



5.5 La piattaforma di aggiustamento bilaterale della domanda

Nell'ambito degli **scambi** di energia elettrica che avvengono **fuori borsa** attraverso i **contratti** bilaterali precedentemente citati, dal 31 dicembre 2004 è operativa la **Piattaforma** informatica di **Aggiustamento Bilaterale** della domanda (**PAB**) che consente ai soli consumatori, **partecipanti o meno al mercato elettrico**, di scambiare energia ed "aggiustare" gli impegni derivanti dai contratti bilaterali o da acquisti sul mercato elettrico. Attraverso questa piattaforma è consentita la registrazione di scambi orari bilanciati di energia elettrica tra operatori che gestiscono punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica. Il consumatore che abbia una posizione "lunga", ossia un surplus di energia rispetto al proprio fabbisogno, può cedere la quantità in eccesso all'operatore con una posizione "corta", ossia con deficit di energia rispetto al suo programma di prelievo risultante dalla quantità negoziata su IPEX o tramite i contratti bilaterali.

Gli scambi registrati attraverso tale piattaforma, unitamente agli impegni risultanti dai contratti bilaterali e dagli acquisti effettuati su IPEX, determinano il programma vincolante

di ciascun punto di offerta in prelievo.

La **seduta della PAB** si apre alle **ore 8:00 del trentesimo giorno precedente il giorno di consegna** e si chiude provvisoriamente alle **ore 14:30 del giorno precedente il giorno di consegna**. Entro un'ora dal termine della seduta il GME verifica l'esistenza di proposte di scambio provvisoriamente non congrue (margini non rispettati, mancato riferimento alla stessa zona geografica, mancato bilanciamento). In caso affermativo la seduta si riapre alle ore 16:00 e chiude definitivamente alle ore 18:00. In quest'ultima seduta gli operatori potranno rettificare le offerte inviate o presentare nuove offerte. Alle ore 19:00 vengono comunicati gli esiti definitivi dalla PAB direttamente agli operatori e al GRTN.

In assenza di offerte non congrue, alla chiusura delle ore 14:30, il GME pubblica gli esiti definitivi della PAB entro le 15:30.

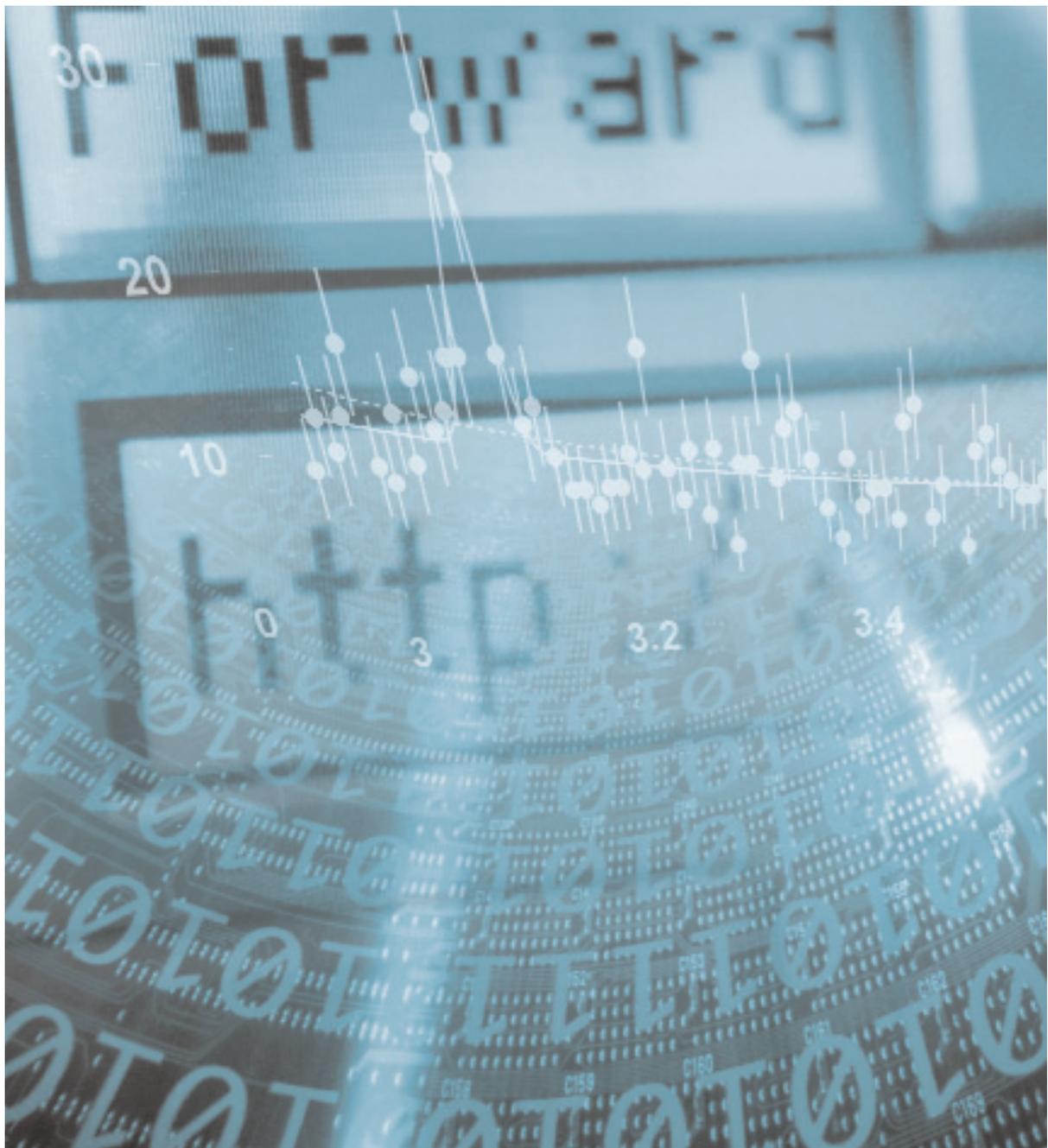
Possono iscriversi alla PAB tutti gli **Utenti del dispacciamento in prelievo**, con riferimento ai punti di offerta in prelievo nella loro disponibilità, o altri soggetti da questi delegati. L'operatore PAB viene iscritto nell'apposito "Elenco degli Operatori" forma-

Il modello di mercato elettrico italiano

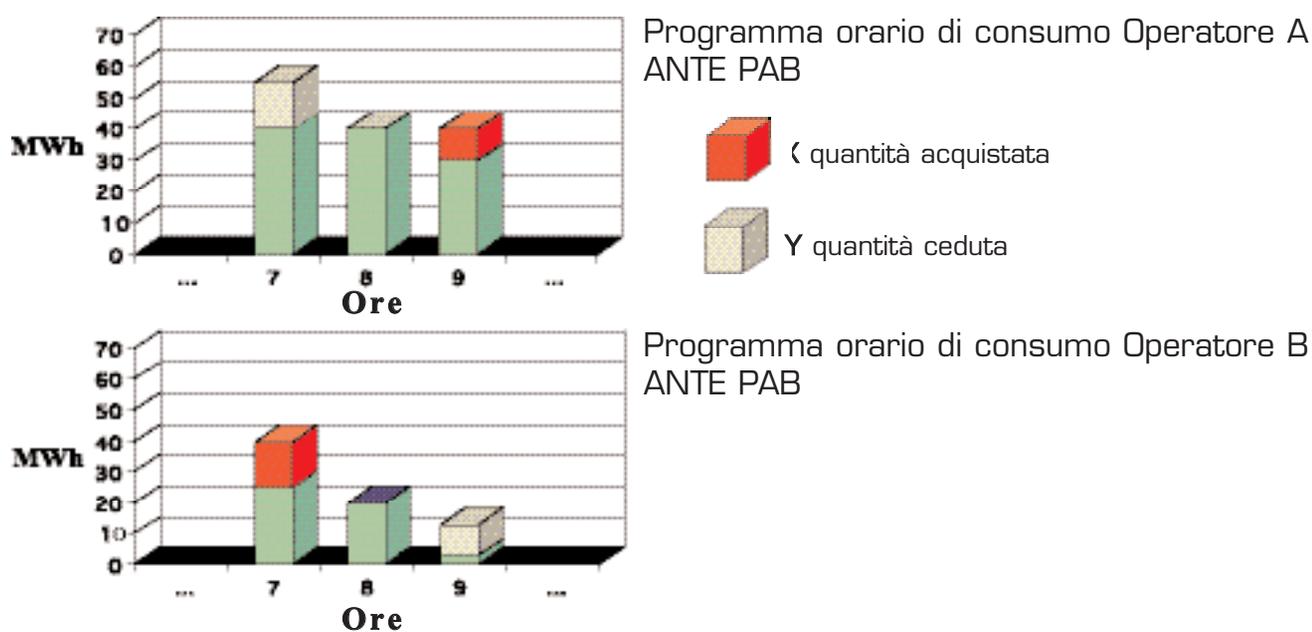
to e tenuto dal GME. Tale operatore accede al sistema informatico PAB tramite il sito <https://pab.ipex.it>.

La **partecipazione** alla **PAB** non

prevede costi di accesso, ma soltanto un corrispettivo per ogni MWh scambiato pari ad € 0,01 più IVA.



Esempio di scambi orari di energia elettrica per unità di consumo della stessa zona geografica



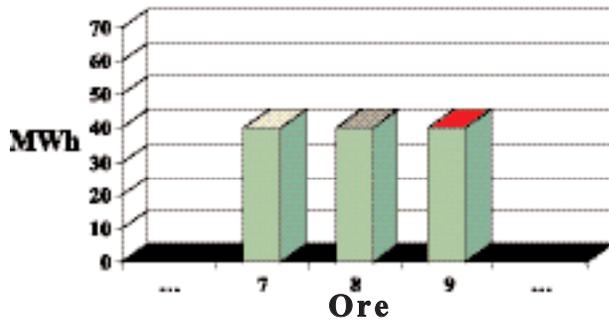
I due grafici sopra rappresentano il programma orario di consumo di due operatori (A e B) ANTE-PAB.

L'operatore A in base alle proprie necessità effettuerà i seguenti scambi sulla PAB: cederà la quantità Y (nell'esempio 15 MWh) alle ore 7:00 e acquisirà la quantità X (nell'esempio 10 MWh) alle ore 9:00.

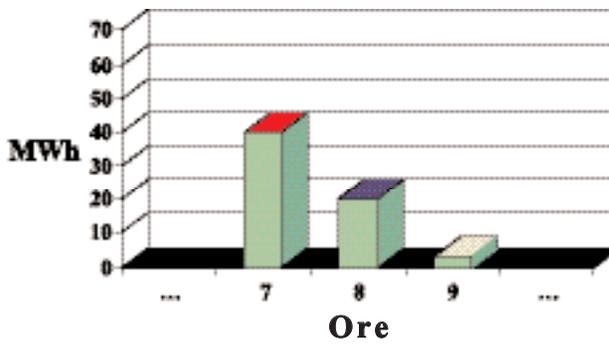
L'operatore B in base alle proprie esigenze acquisirà la quantità X (15 MWh) alle ore 7:00 e cederà la quantità Y (nell'esempio 10 MWh) alle ore 9:00.

Il programma orario bilanciato di consumo (POST-PAB) per i due operatori risulterà come segue dai due grafici qui riportati:

Il modello di mercato elettrico italiano



Programma orario di consumo Operatore A POST PAB



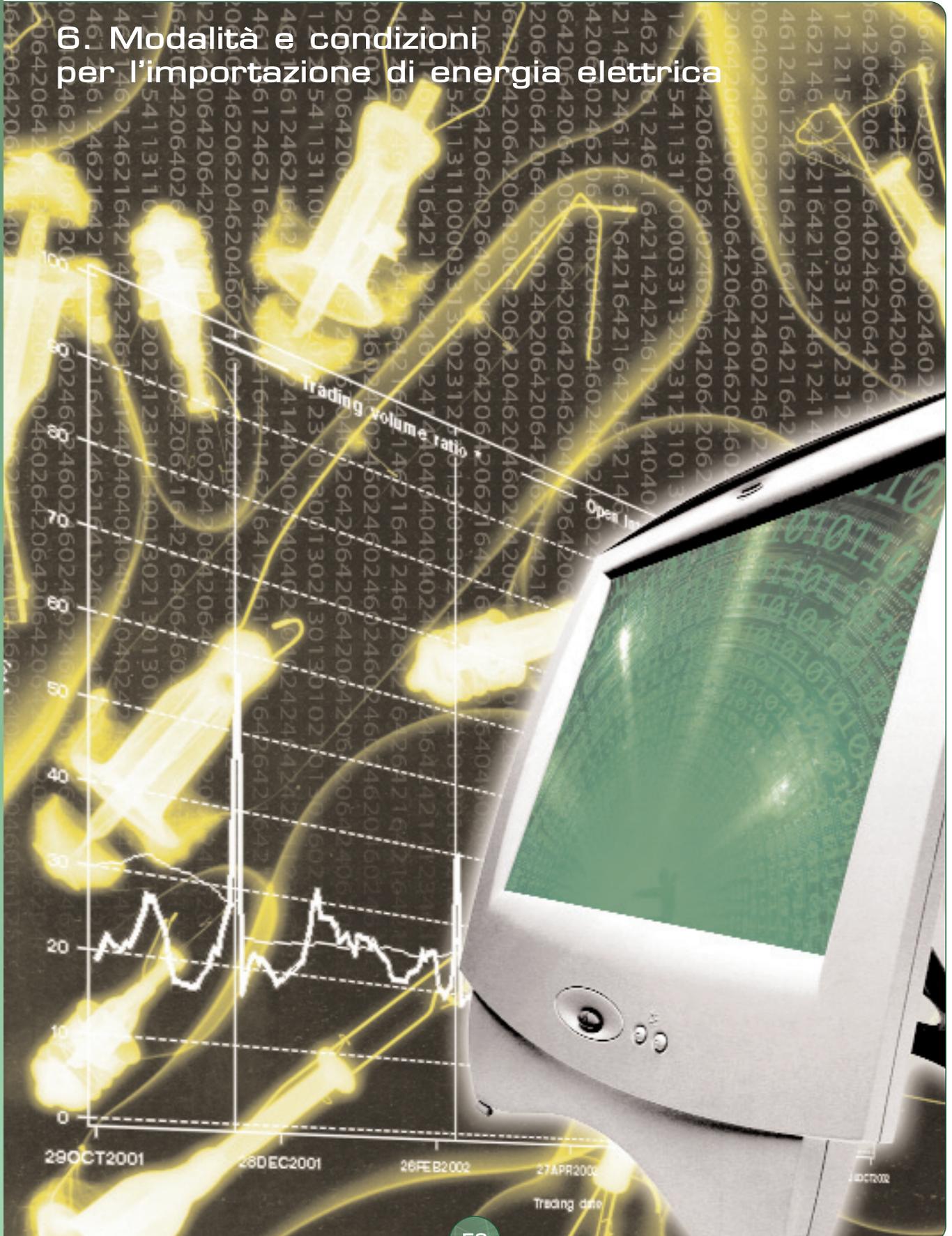
Programma orario di consumo Operatore B POST PAB





Modalità e condizioni per l'importazione di energia elettrica

6. Modalità e condizioni per l'importazione di energia elettrica



V A D E M E C U M B O R S A E L E T T R I C A

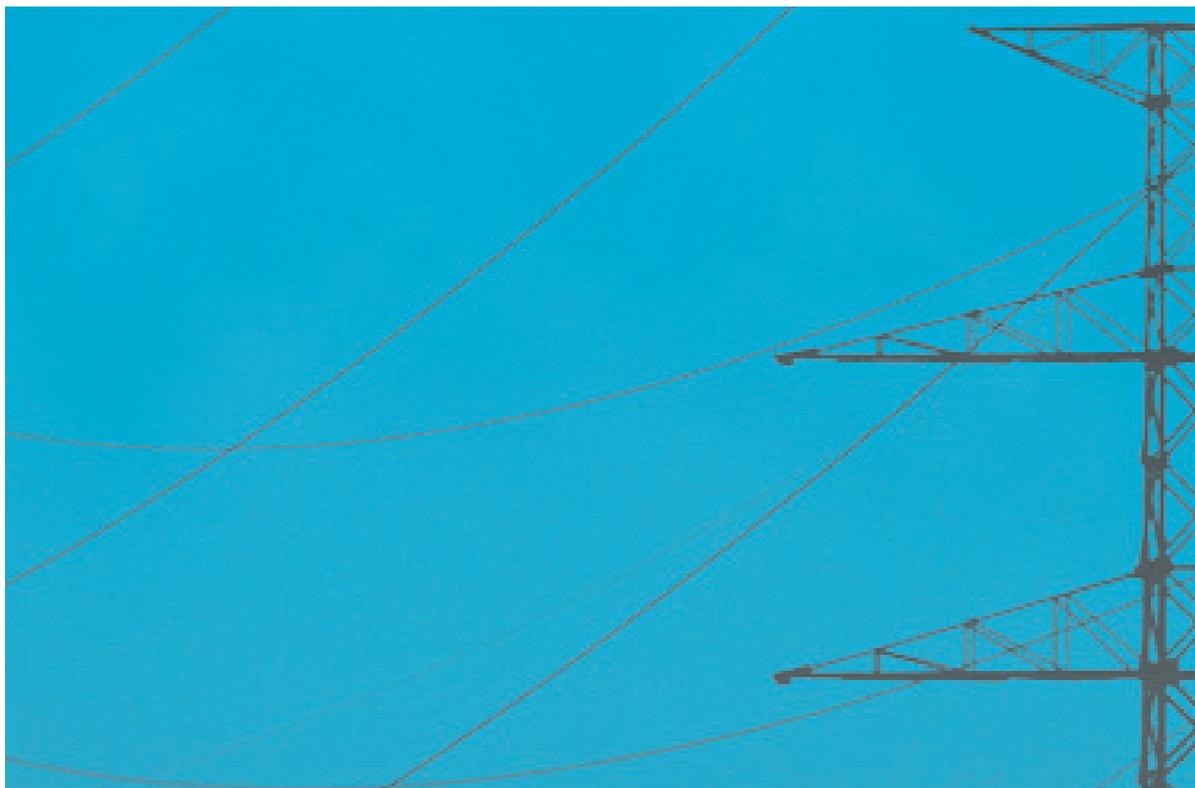
Modalità e condizioni per l'importazione di energia elettrica

Attualmente il 16% del fabbisogno totale annuale di energia elettrica è importato dall'estero utilizzando la capacità di interconnessione della rete di trasmissione nazionale (cfr. par. 5.3). Tale capacità è determinata annualmente dal GRTN.

In considerazione della notevole richiesta di energia elettrica importata e delle conseguenti congestioni sulla rete di interconnessione l'AEEG ha stabilito meccanismi di negoziazio-

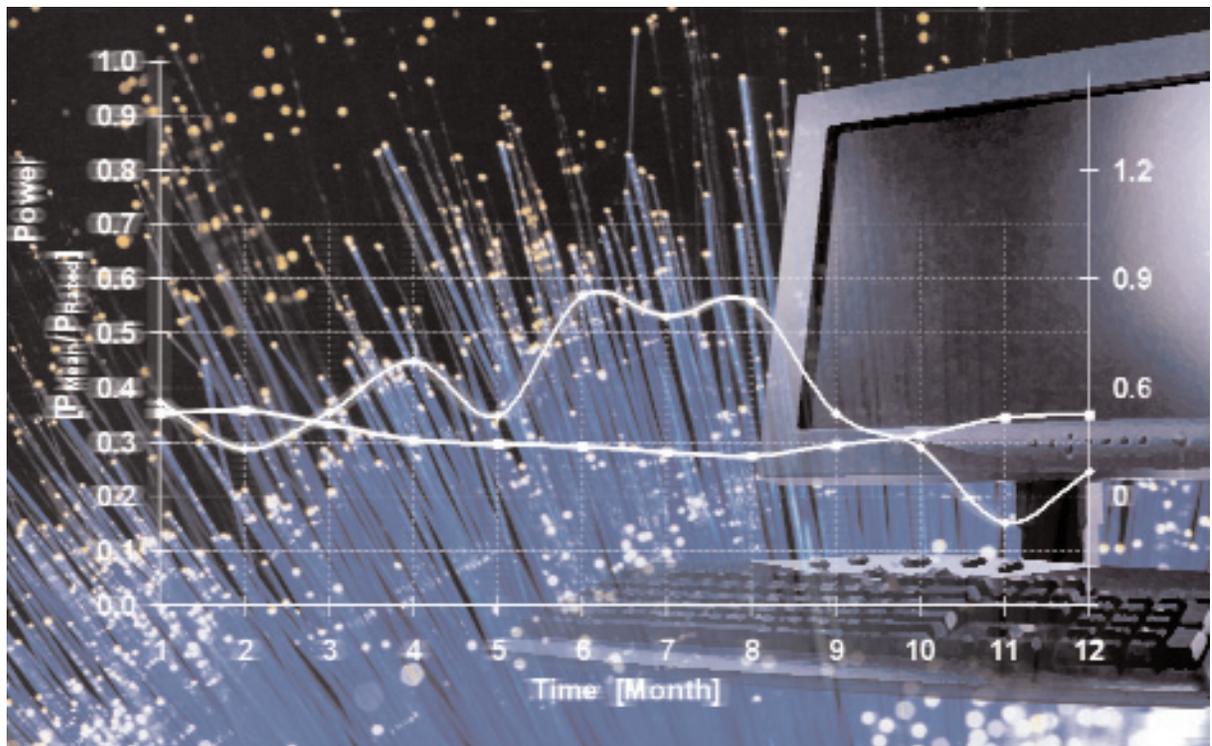
ne specifici.

Tali meccanismi di mercato prevedono l'assegnazione della quota di capacità di interconnessione spettante all'Italia mediante metodi d'asta implicita sulla base di offerte di vendita e di acquisto da presentarsi sul MGP. La restante capacità viene assegnata dal TSO (Transmission System Operator) estero.



²⁵ L'assegnazione dei Certificati è stata pari a 1.416MW, per i clienti del mercato libero, e 497 MW, per l'Aquirente Unico.

Modalità e condizioni per l'importazione di energia elettrica





Normativa e Manualistica

Normativa

- normativa di riferimento

1) Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico del 19/12/2003 con successive Modifiche Urgenti (pubblicate sul sito Internet del GME ai sensi dell'Articolo 3, comma 3.5, del Testo Integrato).

2) Disposizioni Tecniche di Funzionamento pubblicate sul sito Internet del GME ai sensi dell'Articolo 4, comma 4.2, del Testo Integrato.

Manualistica

(consultabile sul sito
www.mercatoelettrico.org)

1) Guida al Mercato Elettrico

2) Manuale utente per operatori di mercato



A

Acquirente Unico (AU). Società per azioni, costituita dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), alla quale è attribuito il compito di garantire la disponibilità di energia elettrica necessaria per fare fronte alla domanda di tutti i clienti vincolati attraverso l'acquisto della capacità necessaria di energia e la rivendita della stessa ai distributori a condizioni non discriminatorie e idonee a consentire l'applicazione di una tariffa unica nazionale per i clienti. A tal fine l'AU può acquistare energia elettrica sulla borsa elettrica o attraverso contratti bilaterali.

Aggregato Borsa. Aggregato utilizzato nel calcolo degli indici HHI, IOM e IOR, che definisce l'insieme delle quantità offerte e/o vendute nella borsa elettrica.

Aggregato Borsa+Bilaterali. Aggregato utilizzato nel calcolo degli

indici HHI, IOM e IOR, che definisce l'insieme delle quantità offerte e/o vendute nella borsa elettrica più l'insieme delle quantità vendute tramite contratti bilaterali, escluse le quantità oggetto di contratto CIP6.

Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG). Autorità indipendente di regolazione alla quale è affidata la funzione di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza del settore elettrico e del gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481. Relativamente all'attività svolta dal GME, l'AEEG ha competenza tra l'altro per la definizione delle regole per il dispacciamento di merito economico e dei meccanismi di controllo del potere di mercato.

B

Bilanciamento. Servizio svolto dal GRTN nell'ambito del servizio di dispacciamento, diretto ad impartire ordini di dispacciamento per il mante-

nimento in tempo reale dell'equilibrio tra immissioni e prelievi nel sistema elettrico nazionale e degli opportuni margini di riserva secondaria di potenza, tenendo conto dei limiti fisici del sistema medesimo. A tal fine, il GRTN acquista i relativi servizi sul Mercato dei servizi di dispacciamento.

Book di negoziazione. Si intende il prospetto video in cui è esposto l'insieme delle proposte di negoziazione immesse dagli operatori sul Mercato dei Certificati Verdi, ordinate in base al prezzo e all'orario d'immissione.

Borsa elettrica. Luogo virtuale in cui avviene l'incontro tra domanda e offerta per la compravendita dell'energia elettrica all'ingrosso. La gestione economica della Borsa elettrica è affidata al GME ai sensi dell'art. 5 del D.Lgs 79/99.

C

CIP6. Provvedimento n. 6 del Comitato Interministeriale Prezzi,

adottato nel 1992, per definire gli incentivi alla realizzazione di impianti da fonti rinnovabili e/o assimilate previsti dalla legge 9/91. L'energia prodotta da tali impianti viene acquistata dal GRTN ai sensi dell'articolo 3.12 del D.Lgs 79/99 e da questi viene ceduta in borsa ai sensi dell'articolo 3.13. Negli anni intercorsi tra l'approvazione del D.Lgs 79/99 all'avvio operativo della borsa, il GRTN ha ceduto tale energia ai clienti finali attraverso la vendita di bande annuali e mensili di energia assimilabili a contratti bilaterali. L'energia CIP6 gode di priorità di dispacciamento ai sensi dell'articolo 3.12 del D.Lgs 79/99.

Cliente idoneo. Persona fisica o giuridica che ha facoltà di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi fornitore di propria scelta (produttore, distributore, grossista). Dal 1° luglio 2004, in base alla Delibera AEEG 107/04, sono clienti idonei tutte le persone fisiche o giuridiche che acquistano energia elettrica non destinata al proprio uso domestico, inclusi i produttori e i clienti grossisti.

Dal 1° luglio 2007, tutti i clienti saranno idonei. A partire dal 1° gennaio 2005 i clienti idonei hanno diritto ad acquistare energia direttamente in borsa.

Cliente vincolato. Persona fisica o giuridica che, non rientrando nella categoria dei clienti idonei, può stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nella propria area territoriale. Dal 1° luglio 2004 sono clienti vincolati i clienti che acquistano energia elettrica per il proprio consumo domestico, escluse le attività commerciali o professionali. Gli acquisti dei clienti vincolati sono effettuati dall'Acquirente Unico sia in borsa che tramite contratti bilaterali.

Cogenerazione. Produzione con giunta di calore ed elettricità. L'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione gode di priorità di dispacciamento ai sensi dell'articolo 3.3 del D.Lgs 79/99.

Contratto bilaterale. Contratto di fornitura di energia elettrica concluso al di fuori della borsa elettrica tra un soggetto produttore/grossista e un cliente idoneo. Il prezzo di fornitura e i profili di immissione e prelievo sono definiti liberamente dalle parti, tuttavia immissioni e prelievi orari devono essere comunicati al GRTN ai fini della verifica di compatibilità con i vincoli di trasporto della rete di trasmissione nazionale.

Contratto di dispacciamento. Contratto stipulato tra ciascun utente del dispacciamento e il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale per l'erogazione del servizio di dispacciamento e per la regolazione delle relative partite economiche. Sono tenuti a concludere con il Gestore della Rete un contratto per il servizio di dispacciamento i titolari di unità di produzione, i titolari di unità di consumo, ad eccezione delle unità di consumo comprese nel mercato vincolato, e l'Acquirente Unico, per le unità di consumo comprese nel mercato vincolato.

Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (CCT). Corrispettivo orario, definito dall'articolo 35 della delibera 48/O4 e dall'articolo 35 della delibera 168/O3 dell'AEEG, applicato dal GRTN nei confronti degli operatori che concludono contratti bilaterali e del GME. Gli operatori che concludono contratti bilaterali versano (se positivo) o ricevono (se negativo), per ciascuna ora, tale corrispettivo in misura pari al prodotto tra: 1) la differenza tra il prezzo unico nazionale e il prezzo zonale della zona in cui sono collocati i punti di immissione; 2) il programma di produzione comunicato al GRTN in esecuzione dei contratti bilaterali. Per il GME tale corrispettivo è pari, in ciascuna ora sia su MGP che su MA, alla differenza tra il valore di acquisto e di vendita delle quantità di borsa.

Curva di domanda. Spezzata, sul piano quantità - prezzo unitario, riferita a un periodo rilevante, ottenuta cumulando le offerte di acquisto verificate, ordinate per prezzo unitario

non crescente a partire da quelle senza indicazione di prezzo.

Curva di offerta. Spezzata, sul piano quantità - prezzo unitario, riferita a un periodo rilevante, ottenuta cumulando le offerte di vendita verificate, ordinate per prezzo unitario non decrescente.

CVE (Coefficiente di Variazione Elettrico). Rapporto tra la deviazione standard e il valore assoluto della media dei prezzi orari espresso in termini percentuali. E' un indice di dispersione relativo che permette di confrontare fenomeni con numerosità e unità di misura differenti, in quanto si tratta di un numero puro (ovvero senza unità di misura).

D

Dispacciamento di merito economico. Attività svolta dal GME per conto del GRTN ai sensi dell'articolo

5. 2 del D.Lgs 79/99 e nell'ambito delle previsioni contenute nelle delibere 168/03 e 48/04 dell'AEEG nonché nel Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico. Consiste nella determinazione dei programmi orari di immissione e prelievo delle unità sottese ai punti di offerta sulla base del prezzo di offerta. In particolare, le offerte di vendita sono accettate – e quindi i programmi di immissione determinati – in ordine di prezzo di offerta crescente, mentre le offerte di acquisto sono accettate – e quindi i programmi di prelievo determinati – in ordine di prezzo di offerta decrescente. Inoltre le offerte sono accettate compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito tra coppie di zone definiti giornalmente dal GRTN. Al dispacciamento di merito economico partecipano sia le quantità di energia offerte direttamente sul mercato, sia le quantità di energia prodotte da impianti di produzione con potenza minore di 10 MVA, da impianti di produzione CIP6, da impianti di produzione che cedono energia tramite contratti bilaterali, nonché le quantità di energia relative all'import.

E

Esiti del mercato. Gli esiti del mercato sono il risultato del processo di risoluzione del mercato e comprendono sia esiti pubblici che esiti riservati. I primi includono, per ogni ora ed ogni zona, il prezzo di equilibrio, le quantità totali vendute e le quantità totali acquistate e sono accessibili a chiunque sul sito www.mercatoelettrico.org. I secondi includono, per ogni ora ed ogni offerta, l'esito dell'accettazione dell'offerta, il prezzo e la quantità riconosciuti, le motivazioni dell'eventuale non accettazione, il programma orario di immissione o prelievo e sono disponibili solo ai titolari delle offerte sul sito www.ipex.it. Dopo un anno anche gli esiti riservati sono resi pubblici.

F

Fabbisogno nazionale. Domanda di energia elettrica che il sistema elettrico nazionale deve soddisfare. Tale

valore, variabile di ora in ora, include i consumi dei clienti finali liberi e vincolati, mentre non include i consumi degli impianti di pompaggio e le esportazioni. La previsione del fabbisogno nazionale orario relativo ad ogni zona è pubblicata dal GRTN e dal GME tra le informazioni preliminari al mercato con un giorno di anticipo.

Fascia oraria. Insieme di ore in cui è convenzionalmente suddiviso l'anno solare 2004 per effetto della delibera 05/2004 dell'AEEG. Le fasce sono 4 e precisamente F1 ore di punta, F2 ore di alto carico, F3 ore di medio carico e F4 ore vuote. Per ognuna di queste fasce sono calcolati il prezzo all'ingrosso (PGn) e il prezzo di scambio.

Fase 1. Periodo di prove tecniche di contrattazioni preliminari all'avvio operativo della borsa elettrica. Si è concluso il 30 marzo 2004.

Fase 2. Periodo di operatività della

borsa elettrica caratterizzato da un regime transitorio per la gestione della domanda durante il quale i clienti finali o i loro grossisti non possono esprimere offerte di acquisto in borsa né dichiarare programmi orari di prelievo (c.d. scambio). In questa fase il GRTN acquista giornalmente in borsa il fabbisogno nazionale previsto per il giorno dopo, relativamente ad ogni ora ed ogni zona, e rivende tale energia sia all'AU (per i clienti vincolati) che ai clienti liberi al prezzo medio mensile differenziato per fasce orarie, relativamente alla differenza tra il loro consumo effettivo ed il valore programmato delle vendite loro destinate nell'ambito dei contratti bilaterali. Tale regime si è concluso il 31 dicembre 2004.

Fase 3. Periodo di operatività della borsa elettrica caratterizzato dalla partecipazione attiva della domanda sia in borsa, attraverso la presentazione di offerte di acquisto, sia sui contratti bilaterali, attraverso la dichiarazione di programmi orari di prelievo. In questa fase l'energia

acquistata a programma è valorizzata al prezzo orario di acquisto per chi ha comprato in borsa ed al prezzo stabilito nel contratto bilaterale per chi ha comprato fuori borsa, mentre l'energia consumata o non consumata in deviazione dai programmi orari è valorizzata in base agli oneri di sbilanciamento. Tale regime ha avuto inizio il 1° gennaio 2005.

G

Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN). Istituito ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n.79/99, è la società per azioni, le cui quote sono detenute dal Ministero del Tesoro, che esercita le attività di trasmissione e di dispacciamento di energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale. Ai fini della gestione del dispacciamento di merito economico, il GRTN comunica giornalmente al GME le informazioni preliminari al MGP e al MA e riceve da questi i programmi

di immissione e prelievo riferiti ai diversi punti di offerta dei diversi utenti del dispacciamento. Inoltre, il GRTN si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari sul relativo mercato gestito dal GME.

Gestore del Mercato Elettrico (GME). E' la società per azioni costituita dal GRTN alla quale è affidata la gestione economica del mercato elettrico secondo criteri di trasparenza e obiettività al fine di promuovere la concorrenza tra i produttori assicurando la disponibilità di un adeguato livello di riserva di potenza. In particolare il GME gestisce il Mercato del Giorno Prima dell'energia, il Mercato di Aggiustamento, il Mercato dei Servizi di Dispacciamento ed il Mercato dei Certificati Verdi.

Grossista. Persona fisica o giuridica che acquista e vende energia elettrica senza esercitare attività di produzione, trasmissione e distribuzione nei Paesi dell'Unione Europea.

H - I

Indice di Hirschmann - Herfindahl (HHI). Misura il grado di concentrazione e dispersione delle vendite ed assume valore compreso tra 0 (perfetta concorrenza) e 10000 (monopolio). Un valore dell'HHI inferiore a 1000 è considerato indice di un mercato concorrenziale, mentre al di sopra dei 1800 è considerato indice di un mercato poco competitivo. L'HHI relativo al Mercato viene calcolato per le singole zone geografiche utilizzando le quantità vendute dai singoli operatori. Per consentire il confronto con l'HHI relativo al Sistema Italia esso viene inoltre calcolato anche utilizzando le quantità vendute dagli utenti del dispacciamento. In ogni caso l'HHI non considera le quote di vendite relative a contratti CIP6. Le quote di produzione CIP6 sono state escluse dal conteggio in quanto non oggetto di alcuna possibile strategia né di quantità né di prezzo, dal momento che entrambe sono stabilite dal contratto di cessione CIP6 (in ciò le cessioni CIP6 differi-

scono dai contratti bilaterali sia fisici che finanziari, relativamente ai quali gli operatori possono liberamente attuare strategie di quantità).

Informazioni preliminari.

Informazioni che il Gestore del Mercato Elettrico riceve dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale almeno sessanta minuti prima della chiusura della seduta del Mercato del Giorno Prima. Tali indicazioni riguardano:

- i limiti ammissibili dei transiti orari di energia tra le zone geografiche;
- i limiti ammissibili dei transiti orari di energia per ciascuna delle zone di interconnessione con l'estero;
- la massima capacità oraria di esportazione di energia dai poli di produzione limitati;
- la stima della domanda oraria di energia elettrica per zona geografica;
- l'entità oraria degli eventuali saldi con l'estero a titolo di compensazione in natura;
- i programmi di utilizzo delle unità di produzione CIP6.

Indici di operatore marginale (IOM). Misurano il numero di operatori che - in un certo periodo di tempo - hanno fissato almeno una volta il prezzo di vendita e, per ciascuno di essi, il numero di unità con cui ha fissato il prezzo, la percentuale di volte in cui ha fissato il prezzo, la quota dei volumi scambiati su MGP su cui ha fissato il prezzo ed il prezzo medio di equilibrio determinato. Il prezzo medio di equilibrio fissato da ciascun operatore è calcolato come la media dei prezzi di equilibrio fissati dall'operatore stesso, ponderati per le quantità scambiate in quell'ora in quella zona. Tale dato rappresenta un indice del posizionamento competitivo di ciascun operatore rispetto ai propri concorrenti lungo la curva di offerta.

Indice di operatore residuale (IOR). Misura la presenza di operatori di mercato residuali, vale a dire necessari al fine del soddisfacimento della domanda. Esso viene calcolato per le singole zone geografiche e per ciascun utente del dispacciamento (UdD) come rapporto tra le quantità

complessivamente offerte dagli altri UdD e la quantità complessivamente vendute all'interno della zona. L'indice assume valore <1 in presenza di un operatore residuale. Viene pubblicato, per ogni mese e per ogni zona, il numero di operatori necessari e la percentuale di ore per cui sono stati necessari. L'utilizzo della quantità accettata al denominatore consente di scontare l'effetto sulla domanda interna ad ogni zona dei transiti con le zone limitrofe.

IVE (Indice di Volatilità dell'Energia). Indice di dispersione relativo definito come il rapporto tra il 75° percentile e la mediana della distribuzione di frequenza dei prezzi orari.

L

Limiti di transito. Capacità massima di trasporto di energia tra una coppia di zone, espressa in MWh. I limiti di transito fanno parte delle informazioni preliminari comunicate

giornalmente dal GRTN al GME e da questi pubblicati sul proprio sito. Tali limiti sono utilizzati dal GME nell'ambito della risoluzione del mercato sul MGP e sul MA.

Liquidità. Rapporto tra le quantità di Borsa e le quantità Totali scambiate sul Mercato del Giorno Prima. Tale quota rappresenta il grado di utilizzo della borsa elettrica per l'approvvigionamento dell'energia rispetto al totale dei consumi nazionali.

M

Margini. I margini a salire e a scendere rappresentano la quantità massima che può essere rispettivamente venduta o acquistata in una stessa ora nel punto di offerta cui i margini si riferiscono. Tali margini possono essere comunicati giornalmente al GME esclusivamente dall'utente del dispacciamento del punto di offerta e non sono necessariamente legati alla potenza massima instal-

lata in un punto di offerta.

Market clearing price (MCP). Prezzo di equilibrio. Per estensione identifica la regola di remunerazione delle offerte accettate sul MGP e sul MA sulla base del prezzo dell'offerta marginale.

Mercato elettrico (ME). L'insieme del Mercato del Giorno Prima dell'energia, del Mercato di Aggiustamento e del Mercato per i Servizi di Dispacciamento.

N - O

Offerta marginale. Per offerta marginale si intende, in ogni zona di mercato e in ogni ora, l'offerta accettata con il più alto ordine di merito.

Oneri di sbilanciamento. Oneri a carico dei soggetti che immettono o prelevano energia dalla rete (utenti

del dispacciamento) in misura diversa da quanto definito secondo i programmi di immissione e di prelievo.

Operatore elettrico. Persona fisica o giuridica che è ammessa ad operare sul mercato elettrico o dei certificati verdi.

Operatore marginale. E' l'operatore che ha presentato un'offerta marginale, in ogni zona di mercato e in ogni ora.

Ordine di merito. E' il criterio sulla base del quale vengono ordinate le offerte. In ciascuna ora, le offerte di vendita vengono ordinate per prezzo non decrescente, mentre le offerte di acquisto per prezzo non crescente. Nel caso di offerte di vendita e di acquisto aventi lo stesso prezzo, si applicano i criteri di priorità definiti dal combinato disposto del Testo integrato della Disciplina del Mercato Elettrico e della Disciplina del Dispacciamento (Del. AEEG 168/03 e 48/04).

P

Pay as bid. Regola di valorizzazione adottata sul MSD, in base alla quale ciascuna offerta è valorizzata al proprio prezzo di offerta.

Pompaggio (unità di). Unità di generazione idroelettrica a bacino che consente il risollevarimento dell'acqua nei bacini superiori per mezzo di pompe. Tali impianti afferiscono a punti di offerta misti, in quanto sono abilitati alla presentazione su MGP sia di offerte di vendita che di acquisto.

Prezzi. I prezzi sono espressi in €/MWh, con specificazione al secondo decimale e criterio di arrotondamento commerciale.

*Prezzo di equilibrio.

Genericamente identifica il prezzo dell'energia che si viene a formare sul MGP e sul MA in ogni ora in corrispondenza dell'intersezione delle curve di domanda ed offerta, così da garantire l'uguaglianza di domanda ed

offerta, la massimizzazione del benessere sociale e lo svolgimento di tutte le transazioni efficienti. Nel caso di separazione del mercato in due o più zone, sia su MGP che su MA, il prezzo di equilibrio può essere diverso in ciascuna zona di mercato (prezzo zonale). Su MGP il prezzo di equilibrio zonale può essere applicato a tutte le offerte di vendita, alle offerte di acquisto riferite ad unità miste e alle offerte di acquisto riferite ad unità di consumo appartenenti a zone virtuali. Le offerte di acquisto riferite ad unità di consumo appartenenti a zone geografiche sono valorizzate, in ogni caso, al prezzo unico nazionale (PUN). Sul MA, nel caso di separazione del mercato in due o più zone, il prezzo di equilibrio zonale è applicato a tutte le offerte di acquisto e di vendita.

*Prezzo zonale (Pz).

Prezzo di equilibrio in ciascuna zona geografica e virtuale.

*Prezzo unico nazionale (PUN).

Media dei prezzi zionali di MGP ponderata con gli acquisti totali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere.

*Prezzo Medio ponderato.

Relativamente al territorio nazionale: media del PUN ponderata con le quantità totali al netto degli acquisti per pompaggi e degli acquisti nelle zone estere. Relativamente alle singole zone geografiche e/o virtuali: media dei prezzi zionali ponderata con le quantità complessivamente vendute nella zona.

*Prezzo Medio semplice.

Media aritmetica dei prezzi orari.

*Prezzo di scambio. Fino al 30 settembre 2004 è stato calcolato come media del PUN, per ciascuna fascia oraria, ponderata per le quantità di Scambio. Dal 1° ottobre 2004, secondo la delibera 122/2004 dell'AEEG, è calcolato come media del PUN ponderata per le quantità utilizzate dal GME ai fini della determinazione del PUN. Tale indice rappresenta il costo di acquisto dell'energia in regime di scambio, tanto per i titolari di contratti bilaterali quanto per l'AU.

*Prezzo Convenzionale MCV.

Ammontare minimo che ciascun operatore deve depositare su un conto del GME relativamente a ciascun certificato verde che intende acquistare.

*Prezzo Convenzionale MGP.

Prezzo unitario dell'energia, definito nelle Disposizioni tecniche di funzionamento, al quale sono convenzionalmente valorizzate le offerte di acquisto senza indicazione di prezzo, ai fini della verifica di congruità sulla capienza delle garanzie finanziarie.

*Prezzo di riferimento MCV.

Prezzo medio di riferimento dei certificati verdi, pubblicato dal GME, riferito ad un MWh, ponderato per le relative quantità, di tutte le transazioni eseguite durante una sessione di mercato.

Prezzo all'ingrosso (PGN). Stima della media annuale della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di acquisto e di funzionamento dell'Acquirente Unico, espresso in centesimi di euro/kWh. Prima dell'avvio della borsa il valore del PGN veniva stabilito in via amministrativa dall'AEEG ed era composto da: una componente a copertura dei costi variabili, aggiornata ogni trime-

stre e legata all'andamento dei prezzi di un paniere di combustibili; una componente a copertura dei costi fissi, differenziata a seconda delle fasce orarie.

Dopo l'avvio della borsa, il PGN è costituito dalla somma di: 1) la media, ponderata per le rispettive quantità di energia elettrica, dei costi unitari sostenuti dall'Acquirente Unico nelle ore comprese in ciascuna fascia oraria per l'acquisto di energia su MGP e MA, per l'acquisto di energia tramite contratti bilaterali e per la copertura dei rischi sull'andamento dei prezzi; 2) il costo unitario sostenuto dall'Acquirente Unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato; 3) il corrispettivo unitario riconosciuto all'Acquirente Unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato.

Priorità di dispacciamento. Priorità, a parità di prezzo offerto, nell'ordine di merito economico con cui vengono ordinate le offerte ai fini della risoluzione del mercato. Tale priorità, disci-

plinata dalle delibere 168/O3 e 48/O4 dell'AEEG, si applica nell'ordine a: offerte riferite ad unità must run; offerte riferite ad unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili; offerte riferite ad unità alimentate da fonti rinnovabili programmabili; offerte riferite ad unità di produzione di cogenerazione, offerte riferite ad unità CIP6, offerte di vendita delle unità di produzione alimentate esclusivamente da fonti nazionali di energia combustibile primaria, per una quota massima annuale non superiore al quindici per cento di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata; offerte relative a contratti bilaterali. La priorità di dispacciamento non costituisce garanzia di dispacciamento.

Programmi di immissione. Quantità di energia che deve essere immessa, nel giorno, nell'ora e nel punto di offerta cui il programma si riferisce.

Programmi di prelievo. Quantità di energia che deve essere prelevata,

nel giorno, nell'ora e nel punto di offerta cui il programma si riferisce.

Punto di offerta. Punto di dispacciamento, all'interno della rete, rispetto al quale vengono formulate le offerte di acquisto e di vendita e relativamente al quale vengono definiti i programmi di immissione e prelievo. I punti di offerta si distinguono in punti in immissione, punti in prelievo, punti misti (abilitati sia all'immissione che al prelievo).

Q

Quantità. Volumi di energia elettrica oggetto di offerte di acquisto e di vendita. Tali volumi sono espressi in MWh, con specificazione di tre decimali.

*Quantità Totali (Sistema Italia). Volumi complessivi di energia scambiati sul Mercato del Giorno Prima. Dal lato dell'offerta includono tutte le vendite in borsa e tutte le vendite fuori borsa. Dal lato della domanda

includono il fabbisogno nazionale, gli acquisti dei pompaggi e gli acquisti delle zone estere.

*Quantità di Borsa.

Volumi di energia venduta sul MGP dagli operatori, pari alle quantità totali al netto delle quantità relative ai programmi di produzione dei contratti bilaterali, ai programmi di importazione, ai programmi di produzione degli impianti CIP6 e dei programmi di produzione degli impianti con potenza installata minore di 10 MVA.

*Quantità Fuori Borsa.

Volumi di energia venduta attraverso contratti bilaterali, import, impianti CIP6 e impianti con potenza installata minore di 10 MVA.

*Quantità di Scambio.

Quantità di borsa al netto degli acquisti per pompaggi ed eventuali acquisti in borsa delle zone estere.

QMIN. E' la quantità minima oraria imputabile a ciascun operatore di mercato, calcolata dal Gestore del Mercato Elettrico ai sensi delle Delibere 21/04 e 49/04 dell'AEEG, in materia di monitoraggio dei prezzi

medi mensili zionali e di controllo della quantità minima. La quantità minima è ottenuta sulla base della capacità nella disponibilità dell'operatore.

R

Rete di trasmissione nazionale (RTN). Rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto del Ministro dell'industria 25 giugno 1999 e dalle successive modifiche e integrazioni.

Risoluzione del mercato. Processo di accettazione delle offerte presentate sul mercato che determina le offerte accettate, i prezzi di valorizzazione delle offerte, i programmi di immissione e prelievo dei punti cui le offerte sono riferite. Sui mercati elettrici, la risoluzione del mercato avviene dopo la chiusura della seduta, utilizzando un meccanismo d'asta a prezzo marginale (MGP, MA) e un meccanismo d'asta a prezzo di offerta (MSD).

S

Sbilanciamento. Differenza, per ciascuna unità di produzione/consumo, tra i programmi di immissione/prelievo e le effettive quantità di energia immessa o prelevata dalla rete (tenuto conto delle perdite di trasporto e distribuzione). A tali quantità si applicano gli oneri di sbilanciamento.

Seduta. Periodo di tempo all'interno del quale devono essere ricevute le offerte affinché esse possano essere considerate validamente.

Sessione. Insieme delle attività direttamente connesse al ricevimento e alla gestione delle offerte, nonché alla determinazione del corrispondente esito del mercato.

Settlement. Insieme delle attività relative alla liquidazione, fatturazione e pagamento delle partite economiche relative al mercato elettrico.

T

Trasmissione. Attività di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa ad alta ed altissima tensione ai fini della consegna ai clienti, ai distributori e ai destinatari dell'energia autoprodotta.

U

Utente del dispacciamento. Soggetto che ha concluso con il GRTN un contratto per il servizio di dispacciamento. Per ciascun punto di offerta è l'unico soggetto tenuto alla presentazione dei margini a salire e a scendere sul MGP e sul MA e alla presentazione di offerte sul MSD, qualora il punto di offerta sia abilitato a tale mercato.

V - Z

Zona. Sezione della rete elettrica per la quale esistono, per ragioni di

sicurezza del sistema, limiti fisici di scambio con altre zone geografiche. Le zone sono definite dal GRTN ed approvate dall'AEEG con delibera 168/03. Si identificano diverse tipologie di zone.

*Zona Geografica.

Zona rappresentativa di una porzione della rete nazionale. Le zone geografiche sono Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Calabria, Sicilia, Sardegna.

*Zona Virtuale nazionale.

Polo di produzione limitato. Include Turbigo, Monfalcone, Piombino, Rossano, Brindisi, Priolo.

*Zona Virtuale estera. Punto di interconnessione con l'estero. Include Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Corsica, Grecia.

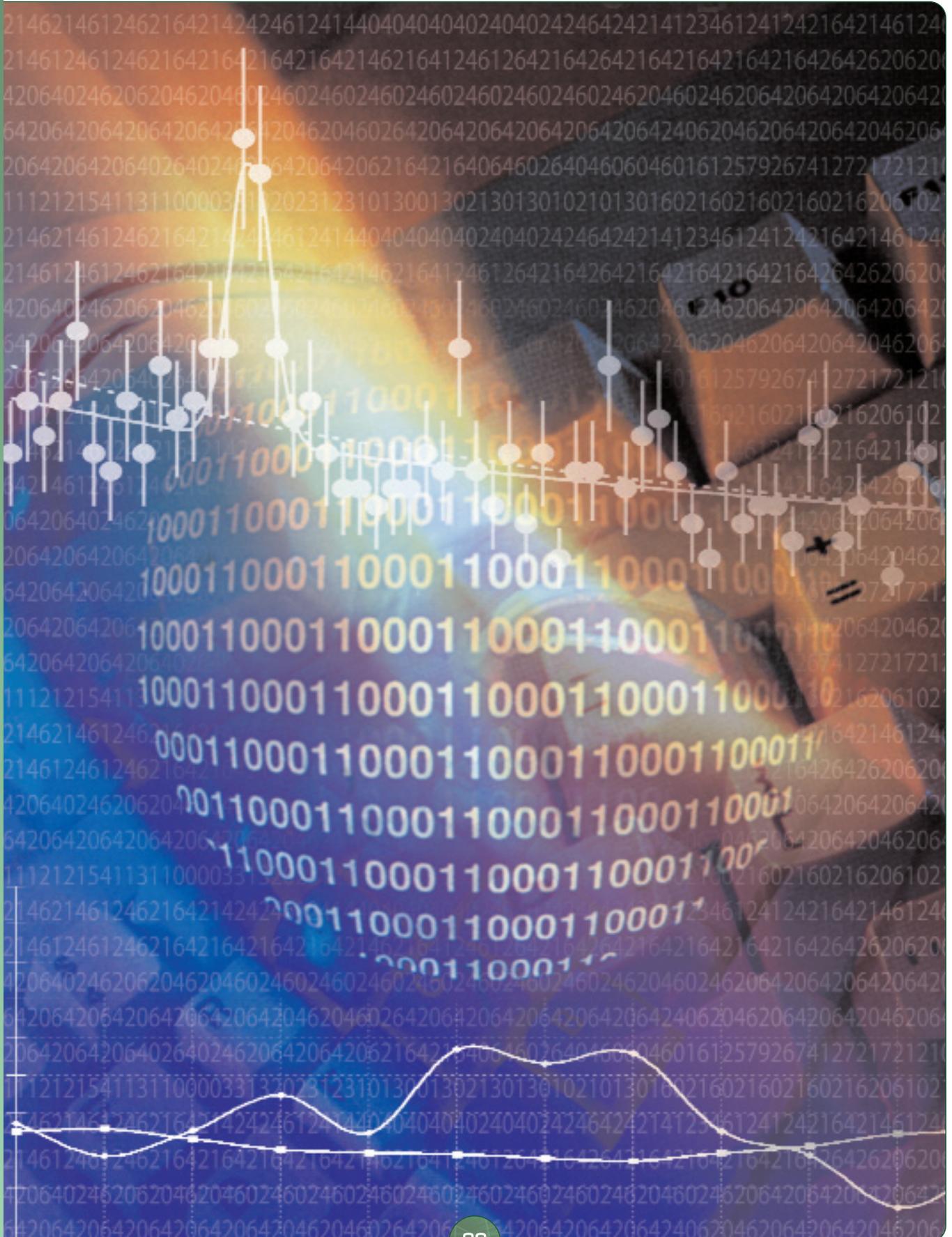
*Zona di mercato.

Aggregazione di zone geografiche e/o virtuali, tale che i flussi di transito tra le zone stesse sono inferiori ai limiti di transito comunicati dal GRTN. Tale aggregazione è definita su base oraria per effetto della risoluzione del MGP e del MA. In una stessa ora zone di mercato diverse possono avere prezzi zonali non diversi.

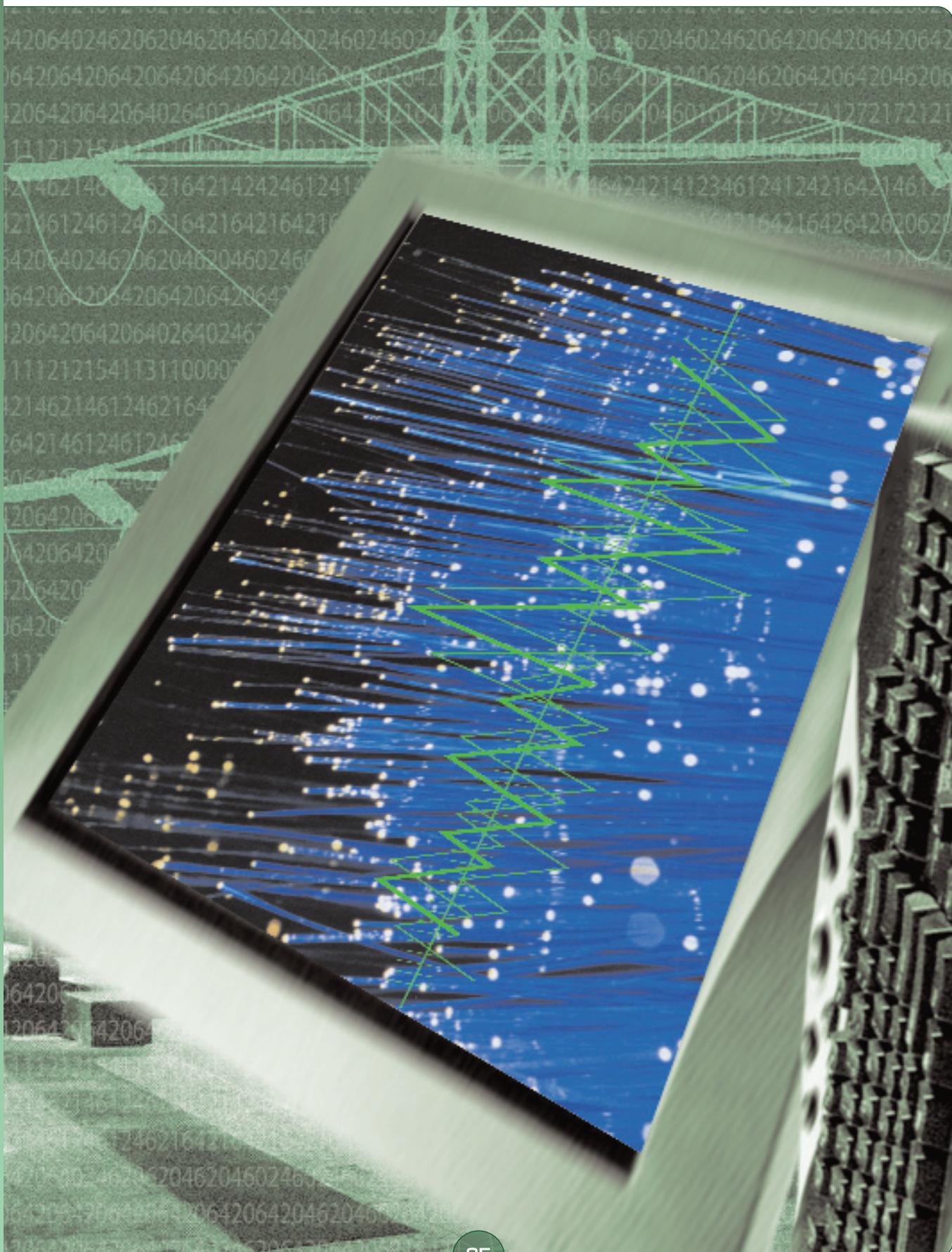
*Macro zona.

Aggregazione di zone geografiche e/o virtuali definito convenzionalmente ai fini della produzione di indici statistici del mercato e caratterizzata da una bassa frequenza di separazioni e da un omogeneo andamento dei prezzi di vendita. Le macro zone sono quattro: Nord (comprendente le zone Nord, Monfalcone, Turbigo e le zone estere della frontiera settentrionale), Sud (comprendente le zone Centro Nord, Centro Sud, Sud, Piombino, Rossano, Brindisi e Grecia), Sicilia (comprendente le zone Sicilia e Priolo) e Sardegna (comprendente le zone Sardegna e Corsica).









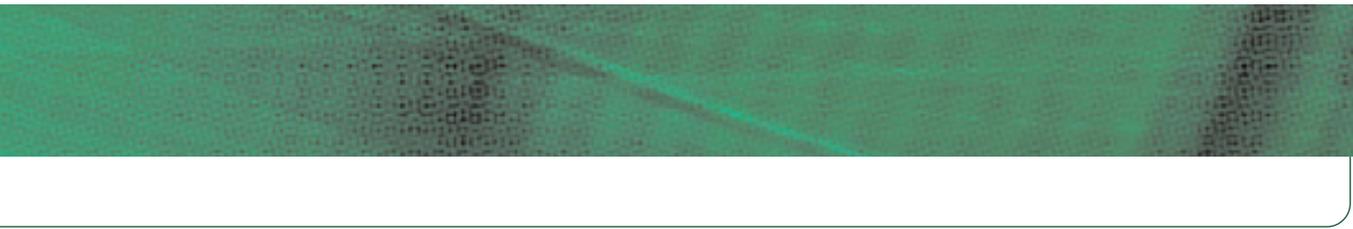


NOTE



Blank white space for a note header.

Lined writing area with horizontal dotted lines.



A large rectangular area with rounded corners, containing 20 horizontal dotted lines for writing notes.

NOTE



Blank rectangular area for notes.

Lined area for writing notes, consisting of multiple horizontal lines.

NOTE



Blank white space for notes.

Lined writing area with horizontal dotted lines.

NOTE



Blank rectangular box for notes.

Lined area for writing notes, consisting of multiple horizontal lines.

