

- assoluta indispensabilità, che corrisponde alla situazione in cui un operatore è necessario al soddisfacimento della domanda locale anche in caso di massima importazione dalle macrozone limitrofe;
- potenzialità attiva, che corrisponde alla situazione in cui un operatore è necessario al soddisfacimento della domanda locale solo qualora la capacità di importazione da altre macrozone non è utilizzata, in tutto o in parte;
- potenzialità passiva, che corrisponde alla situazione in cui un operatore è necessario al soddisfacimento della domanda locale solo qualora venga utilizzata in tutto o in parte la capacità di esportazione verso le macrozone limitrofe.

Relativamente ai tre possibili casi sopra descritti è evidente come solo il primo evidenzi una capacità assoluta di fissazione del prezzo in una determinata macrozona. Gli altri due indicano invece la possibilità di esercitare potere di mercato in virtù della propria posizione su più macrozone contemporaneamente, qualora l'uso del potere di mercato in una macrozona sia in grado di influenzare i flussi sulla rete e rendere l'operatore indispensabile in una zona limitrofa.

I risultati ottenuti da questo tipo di analisi, relativamente al periodo 1 aprile – 30 settembre 2004, hanno evidenziato una situazione di assoluta indispensabilità di alcuni operatori. In primo luogo, Enel è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, in grado di fissare il prezzo all'ingrosso nel 100 per cento delle ore nel mercato rilevante Macrosud; nel 44 per cento delle ore nel mercato rilevante Nord; nel 29 per cento delle ore nel mercato rilevante Sardegna; nel 24 per cento delle ore nel mercato rilevante Macrosicilia. Endesa è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, per fissare il prezzo all'ingrosso nel 67 per cento delle ore in Sardegna; Edipower è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e fissare il prezzo all'ingrosso per un periodo pari al 19 per cento delle ore nella Macrosicilia. La capacità dei concorrenti di Enel di determinare il prezzo all'ingrosso nei mercati rilevanti Nord e Macrosud è stata invece nulla.

Con riferimento ai casi di potenzialità attiva e passiva è invece emerso come solo Enel, in virtù della sua posizione rilevante in tutti i mercati geografici, risulti avere sull'aggregato di più macrozone un elevatissimo potere di mercato. Ciò le consentirebbe di fissare il prezzo nel 95 per cento delle ore nella macrozone Nord-Macrosud, nel 91 per cento delle ore nelle zone Macrosud-Macrosicilia e nel 63 per cento delle ore nel Macrosud-Sardegna.

Si può quindi concludere che Enel risulta un operatore con un elevato potere di mercato in tutte le macrozone individuate come mercati geografici rilevanti.

I risultati e gli indici sin qui descritti consentono di precisare la struttura del mercato e la presenza di potere di mercato unilaterale. L'indagine, che si è con-

centrata soprattutto su quest'ultimo aspetto, ha però cercato di valutare anche quanto ciascun operatore avesse effettivamente interesse a esercitare il proprio potere di mercato per alterare i prezzi rispetto a un equilibrio concorrenziale. A tal fine è stato quindi costruito un ulteriore indice, denominato Indice di criticità residuale (ICR), che misura l'incentivo all'esercizio di potere di mercato sulla domanda per cui l'operatore risulta residuale. Ciò che viene misurato è la perdita percentuale di volumi di vendita, che l'operatore sopporterebbe agendo come monopolista sulla domanda residuale, rispetto a una strategia di offerta concorrenziale. Con riferimento all'analisi di pivotalità si deve comunque sottolineare come tale indice, pur evidenziando gli incentivi più rilevanti all'esercizio di potere di mercato, non sia in grado di segnalare come ore critiche le ore in cui l'operatore Enel è congiuntamente indispensabile su più mercati. In particolare, l'ICR considera tre ipotesi alternative: massime importazioni nella macrozona (ICR1), scambi nulli con le altre macrozone (ICR2), massime esportazioni dalla macrozona (ICR3). In corrispondenza di queste tre ipotesi viene individuato un valore critico dell'indice al di sopra del quale la perdita di volumi dovuta al comportamento monopolistico (offerta della sola quantità residuale) è più che compensata dai maggiori margini conseguenti all'applicazione del prezzo massimo di mercato (500 €/MWh) rispetto a un prezzo di riferimento concorrenziale.

Dall'analisi delle curve di durata dei tre indici nel periodo da aprile a settembre 2004 emergono elementi di preoccupazione con riferimento a tutte le macrozone. Riguardo alla macrozona nord, caratterizzata da frequente esportazione verso altre macrozone, l'ICR3 ha assunto valori ritenuti critici per più del 90 per cento delle ore del periodo in esame. Nel Macrosud gli indicatori più rappresentativi delle normali dinamiche di mercato, l'ICR1 e l'ICR2, permangono nell'area di criticità per il 100 per cento delle ore del periodo considerato. Anche considerando poco probabile la possibilità che tutta la capacità di transito in esportazione venga utilizzata, l'indice ICR3 mostra una situazione molto preoccupante, con Enel nella zona critica per più del 98 per cento delle ore. Infine, per quanto riguarda la Macrosicilia, le ore in cui gli indici di criticità residuale di Enel risultano nell'area di incentivo all'esercizio del potere di mercato si attestano intorno a meno del 20 per cento per l'ICR1 e a circa l'80 e 90 per cento rispettivamente per l'ICR2 e ICR3.

Da quanto detto emerge che, nell'ipotesi empiricamente e teoricamente robusta di importazioni nella macrozona sud dalle altre due macrozone esaminate, l'interesse da parte di Enel ad aumentare strategicamente il prezzo è, in assenza di contratti di medio/lungo termine da questa sottoscritti, persistente nel tempo in tutte e tre le macrozone.

Queste conclusioni hanno portato l'Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato a ritenere che vi sia la necessità di adottare misure sul piano

sia strutturale sia della promozione di un'offerta competitiva, nonché di valutare eventuali interventi di sanzione di condotte di esercizio del potere di mercato unilaterali o collettive. Ciò al fine di contribuire, anche in forma coordinata tra le due Autorità, ciascuna nell'ambito delle rispettive competenze, a rimuovere gli ostacoli ancora presenti per lo sviluppo di un'effettiva concorrenza nel settore dell'energia elettrica. Più precisamente, le linee di intervento individuate sul piano strutturale comprendono:

- la promozione di interventi sulla rete di trasmissione nazionale al fine di ridurre al minimo i rischi di congestione;
- il potenziamento delle linee di interconnessione con l'estero e il mantenimento di modalità concorrenziali di allocazione della corrispondente capacità a vantaggio dell'abbattimento dei prezzi sul mercato nazionale dell'energia elettrica;
- la promozione dell'ingresso sul mercato di soggetti diversi dall'operatore dominante soprattutto nelle zone che oggi risultano deficitarie;
- l'introduzione di misure transitorie volte a minimizzare le situazioni di potenziale esercizio di potere di mercato, attraverso forme di disciplina delle offerte di vendita che ripristinino condizioni competitive e la creazione di condizioni atte ad annullare eventuali indebiti vantaggi conseguenti a strategie distorcenti dei prezzi di mercato;
- l'introduzione di misure atte a evitare la sottrazione di capacità produttiva dal mercato.

Sul piano della promozione della concorrenza invece si propongono:

- il rafforzamento della stabilità di mercato attraverso lo sviluppo di forme di contrattazione a medio/lungo termine;
- il mantenimento dei segnali forniti dall'organizzazione zonale del mercato borsistico;
- il perseguimento di soluzioni mirate a controllare che l'impresa dominante non tragga indebiti vantaggi dall'esercizio di strategie "collegate" in varie zone del paese;
- l'impedimento delle distorsioni nella determinazione dei prezzi e delle quantità conseguenti all'esercizio di potere di mercato al fine di consentire corretti riferimenti per gli investimenti.

[Istruttorie conoscitive sui prezzi di giugno 2004 e gennaio 2005](#)

Con la deliberazione 18 febbraio 2005, n. 25, si sono concluse le istruttorie conoscitive sulla dinamica di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte che hanno preso forma con la deliberazione n. 84/05, relativamente al periodo

7-10 giugno 2004, e la deliberazione n. 3/05, relativamente ai primi giorni del mese di gennaio 2005.

Entrambe le istruttorie sono state avviate in seguito alla rilevazione nei giorni oggetto di analisi di anomalie nei prezzi registrati nel MGP e nei livelli dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto, al fine di valutare l'eventuale esercizio di potere di mercato unilaterale o collettivo da parte di uno o più operatori. L'analisi ha in primo luogo valutato il livello dei prezzi registrati nelle settimane comprendenti i giorni critici rispetto a quanto rilevato in altre settimane con caratteristiche comparabili. Quanto è emerso dimostra come il livello eccezionalmente elevato dei prezzi non sia riconducibile a specifiche situazioni congiunturali, quali *shock* di domanda o di costo, ma ai comportamenti di offerta assunti dagli operatori. Nello specifico la seconda settimana di giugno ha registrato un PUN medio pari a circa 72.3 €/MWh (circa 15 €/MWh in più rispetto alla media del periodo aprile 2004 – gennaio 2005), mentre nella seconda settimana di gennaio il prezzo medio è stato pari a quasi 83 €/MWh, il valore più elevato registrato dall'avvio del dispacciamento di merito economico. A livello zonale si è rilevata invece una notevole discrepanza tra quanto avvenuto nei due periodi. L'elevato prezzo di acquisto di giugno è infatti il risultato di prezzi di vendita zonali molto divergenti, mentre a gennaio tutti i prezzi zonali erano sostanzialmente allineati al valore del PUN.

Il secondo elemento considerato dall'analisi si rifà agli indici strutturali sviluppati nel corso dell'indagine congiunta con l'Antitrust. Come emerso dalla citata indagine, l'analisi si è concentrata sui due operatori che risultano in grado di influenzare il prezzo nei mercati geografici rilevanti: Enel ed Endesa. L'utilizzo dell'indice di pivotalità dimostra infatti come Enel, sia a giugno sia a gennaio, detenesse un potere di mercato molto esteso sia nel tempo sia nello spazio. Per quanto riguarda Endesa le indicazioni sono diverse per i due periodi. Relativamente alla macrozona Sardegna, nella seconda settimana di giugno essa risultava assolutamente indispensabile per il 37 per cento delle ore, mentre a gennaio lo era solo per il 7 per cento.

L'analisi strutturale sul potere di mercato dei due operatori è stata integrata per valutare se questo sia stato effettivamente esercitato e come. A tal fine si sono considerati il numero di ore in cui l'operatore è risultato marginale e la quota parte della curva di offerta, in un dato intorno del prezzo marginale, riconducibile allo stesso operatore. Per quanto riguarda Enel emerge come in entrambi i periodi considerati essa abbia assunto un ruolo cruciale nella determinazione del prezzo di mercato con riferimento a entrambi gli indici. Per quanto riguarda la Sardegna in particolare, il mese di giugno vede Endesa giocare un ruolo cruciale (e superiore a Enel) nella determinazione del prezzo, mentre a gennaio tale ruolo viene assunto da Enel.

L'insieme degli elementi raccolti ha consentito di concludere che le anomalie di prezzo registrate nei mesi di giugno e gennaio siano imputabili a mutamenti nelle strategie di offerta di Enel. La diversa dinamica dei prezzi zonali nelle due settimane critiche porta però a considerazioni diverse per i due periodi, facendo emergere come Enel sia stata in condizione di influenzare non solo i propri ricavi, ma anche quelli dei concorrenti, potendo discrezionalmente favorire alcuni operatori e danneggiarne altri.

Per quanto riguarda la seconda settimana di giugno si evidenzia infatti come la divaricazione dei prezzi tra le diverse zone del mercato abbia inciso sui ricavi netti da cessione dell'energia elettrica ottenuti dagli altri operatori. Questi potrebbero aver subito un danno a causa dell'incremento dei CCT che non trovava copertura nei contratti bilaterali da questi siglati sulla base di aspettative di prezzo differenti. Per quanto riguarda il mese di gennaio, invece, l'allineamento dei prezzi zonali al PUN ha favorito gli operatori assegnatari di capacità di importazione nella zona nord, annullando l'onere da CCT, solitamente positivo, che questi avrebbero diversamente pagato. A tale proposito emergono due evidenze di rilievo. In primo luogo si riscontra come nel mese di gennaio la procedura concorsuale per l'assegnazione della capacità di importazione tra Francia e Italia potrebbe indicare uno scambio di informazioni tra Enel ed Endesa. Quest'ultima si è infatti aggiudicata la quasi totalità della capacità di importazione offrendo, rispetto ai valori di mercato attesi, un prezzo decisamente elevato, che però si è rivelato congruo con le successive realizzazioni di prezzo sul MGP sia in acquisto sia relativamente alla zona nord. A ciò si aggiunge il fatto che l'analisi del comportamento di offerta di Enel evidenzia come questa, data la composizione del suo portafoglio e in particolare i contratti differenziali stipulati con l'Acquirente Unico, avrebbe potuto incrementare i propri profitti riducendo il prezzo della zona nord rispetto ai valori effettivamente registrati. Tale condotta risulterebbe razionale solo in un ambito più ampio di quello della singola società e su un orizzonte temporale più lungo.

Dato l'emergere di elementi che potrebbero configurare un abuso di posizione dominante da parte delle società oggetto delle istruttorie, gli esiti di queste sono stati trasmessi all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, che, con il provvedimento n. 14174 del 6 aprile 2005, ha aperto un'istruttoria nei confronti delle società Enel ed Enel Produzione per abuso di posizione dominante nella fissazione dei prezzi alla borsa elettrica.

Strumenti a termine di copertura

L'avvio del dispacciamento di merito economico ha fatto emergere nuove esigenze relativamente agli strumenti di contrattazione a disposizione degli operatori. Queste hanno portato l'Autorità a sviluppare strumenti a termine che consentissero la copertura del rischio di prezzo temporale e spaziale sopportato dagli operatori, al fine anche di favorire l'ingresso di nuovi soggetti e un più efficiente funzionamento del mercato organizzato.

In particolare, gli strumenti di copertura introdotti dall'Autorità riguardano i rischi legati ai differenziali di prezzo determinati dalle congestioni di rete. Questi fanno riferimento al rischio di prezzo causato dai costi di congestione sulla rete nazionale e, in virtù del nuovo meccanismo di gestione delle congestioni sulle interconnessioni, sulla capacità di trasporto con le zone estere.

L'entrata in vigore del regolamento 1228/2003/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 e la decorrenza della sua diretta applicazione in data 1 luglio 2004 in ciascun Stato membro dell'Unione europea hanno infatti innovato profondamente il quadro di riferimento in materia di scambi transfrontalieri di energia elettrica. In particolare, l'art. 6 del regolamento prevede, tra l'altro, che *“i problemi di congestione della rete siano risolti con soluzioni non discriminatorie fondate su criteri di mercato che forniscano segnali economici efficienti ai soggetti partecipanti al mercato e ai gestori del sistema di trasmissione. I problemi di congestione della rete siano risolti di preferenza con metodi non connessi con le transazioni, vale a dire metodi che non comportano una selezione tra i contratti di singoli soggetti partecipanti al mercato.”*

Per l'anno 2005, il Ministro delle attività produttive e l'Autorità, relativamente alla quota della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione di pertinenza dell'Italia (stante la diversità dei metodi di allocazione adottati dall'Italia e dai paesi con essa confinanti, è stato adottato il metodo di ripartizione in parti uguali, tra due Stati confinanti, del valore della capacità di trasporto sulla relativa frontiera elettrica), hanno individuato, tra i possibili metodi compatibili con quanto previsto dal regolamento per la gestione delle congestioni transfrontaliere, il metodo d'asta implicita. L'art. 2, comma 4, del decreto del Ministro delle attività produttive 17 dicembre 2004, stabilisce che l'utilizzo della capacità di trasporto sia determinato mediante un metodo di assegnazione implicita, sulla base di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica, relative alla esecuzione di scambi transfrontalieri da parte di operatori esteri e nazionali. A sua volta, con la deliberazione 20 dicembre 2004, n. 223, l'Autorità ha stabilito che, ai fini dell'attuazione per l'anno 2005 dell'art. 6 del regolamento, le congestioni sulla rete di interconnessione siano risolte per mezzo di un metodo di mercato basato sul sistema di asta implicita già in uso nell'anno 2004 per la

risoluzione delle congestioni sul MGP.

Come noto, nell'ambito del MGP vengono gestite le congestioni a livello interzonale, vale a dire tra zone della rete rilevante come individuate dal GRTN. Il metodo adottato applica il modello generale del cosiddetto *market splitting* con differenziazione zonale del valore dell'energia elettrica venduta (al prezzo marginale di ciascuna zona) e valorizzazione unica a livello nazionale dell'energia elettrica acquistata (al PUN). In particolare, la gestione delle congestioni avviene mediante l'assegnazione del diritto di immettere e prelevare energia elettrica in esito all'accettazione di offerte, rispettivamente, di vendita e di acquisto, su base oraria, compatibilmente con i limiti di trasporto tra le zone della rete rilevante.

In tale contesto, la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione avviene mediante la definizione di zone virtuali rappresentanti le zone di mercato estere connesse con la rete nazionale, rispetto alle quali sono definiti i limiti di trasporto corrispondenti alla capacità di trasporto relativa a ciascuna frontiera elettrica.

Coerentemente con quanto stabilito dal regolamento, il metodo di asta implicita per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sull'interconnessione previsto dalla deliberazione n. 223/04 consente la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione con soluzioni non discriminatorie fondate su criteri di mercato e non connessi con le transazioni, nonché la formazione di segnali economici verso i soggetti partecipanti al mercato e ai gestori dei sistemi di trasmissione.

D'altronde predetto metodo, in cui la gestione delle congestioni è effettuata con cadenza oraria su orizzonte giornaliero, comporta l'applicazione del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto previsto dalle condizioni per il dispacciamento stabilite dall'Autorità con la deliberazione n. 168/03 anche all'energia elettrica importata in esecuzione degli scambi transfrontalieri. Tale corrispettivo è orario, esplicitato a livello giornaliero, e pari alla differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica acquistata al PUN e la valorizzazione dell'energia elettrica al prezzo zonale della zona di mercato in cui avviene l'immissione dell'energia elettrica. Nel caso delle importazioni, il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto risulta pari alla differenza tra i prezzi della zona estera ove avviene l'immissione e il PUN.

Come noto, il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto può essere caratterizzato da un'elevata volatilità.

I CCC (Coperture costi congestione), ovvero le coperture dal rischio di volatilità del CCT attribuite dal GRTN ai sensi della deliberazione 19 novembre 2004, n. 205, sono riferiti al differenziale tra i prezzi delle zone del territorio nazionale, ovvero delle zone di mercato a esclusione delle zone estere, e il PUN. I sog-

getti importatori pertanto, anche qualora detentori di CCC, sarebbero rimasti comunque esposti al differenziale di prezzo tra le zone estere e le zone adiacenti alle zone virtuali estere che caratterizzano le frontiere elettriche cui le importazioni si riferiscono.

**Corrispettivi di copertura
delle congestioni
sull'interconnessione (CCCI)**

A riguardo l'Autorità, in aderenza a quanto previsto dal decreto 17 dicembre 2004, con la deliberazione 20 dicembre 2004, n. 224, ha disciplinato l'assegnazione di strumenti di copertura del rischio associato ai differenziali di prezzo tra zone del mercato elettrico italiano e adiacenti a zone estere su ciascuna frontiera elettrica (CCCI – Corrispettivi di copertura congestioni sull'interconnessione) sulla base di criteri di economicità, proporzionalità delle quantità richieste, sicurezza del sistema elettrico nazionale, nonché di gradualità di applicazione della normativa rispetto a quella adottata negli anni precedenti. I CCCI, distinti per frontiera elettrica, sono stati assegnati in proporzione alle richieste effettuate e ai consumi dei soggetti ammessi alla procedura di assegnazione.

I CCCI conferiscono all'assegnatario il diritto a ricevere dal GRTN, qualora positivo, per ciascuna ora del periodo a cui la copertura si riferisce, un ammontare pari al prodotto tra:

- la quota di capacità di trasporto cui è riferita la copertura dal rischio;
- la differenza tra il prezzo orario di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella zona adiacente alla zona virtuale che caratterizza la frontiera elettrica a cui detta copertura si riferisce e il prezzo orario di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella predetta zona virtuale diminuita di 0,03 c€ a garanzia delle coperture dal rischio assegnate.

L'assegnazione di CCCI è avvenuta a titolo gratuito e ciò ha consentito di trasferire la rendita di congestione sulle interconnessioni, pari alla differenza di prezzo tra le zone estere e quelle nazionali a esse adiacenti, direttamente ai clienti finali italiani ammessi alla procedura di assegnazione.

Per quanto riguarda gli effetti economici, in sintesi, un operatore che importa energia elettrica in Italia e che sia risultato assegnatario di CCCI per la quota di capacità di trasporto cui l'importazione si riferisce:

- nel caso sia ricorso alla conclusione di un contratto bilaterale è tenuto al pagamento al GRTN di un corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto pari alla differenza tra il prezzo di vendita dell'energia elettrica nel MGP nella zona virtuale che caratterizza la fron-

tiera elettrica a cui l'importazione si riferisce e il PUN; il predetto operatore ha però il diritto a ricevere dal GRTN un corrispettivo, come effetto dell'assegnazione del CCCI, pari alla differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella zona adiacente alla zona virtuale che caratterizza la frontiera elettrica a cui l'importazione si riferisce e la valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella predetta zona virtuale (diminuita di 0,03 c€ a garanzia delle coperture dal rischio assegnate). Il corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto effettivamente a carico dell'operatore risulta pertanto pari alla sola differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica venduta nella zona adiacente alla zona virtuale che caratterizza la frontiera elettrica cui l'importazione si riferisce e la valorizzazione dell'energia elettrica acquistata al PUN;

- nel caso sia ricorso al MGP, l'operatore: 1) riceve il prezzo di vendita per le immissioni nella zona virtuale estera che caratterizza la frontiera elettrica cui l'importazione si riferisce; 2) riceve, in esecuzione del CCCI, un corrispettivo pari alla differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella zona adiacente alla zona virtuale che caratterizza la frontiera elettrica a cui l'importazione si riferisce e la valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella predetta zona virtuale (diminuita di 0,03 c€ a garanzia delle coperture dal rischio assegnate); 3) versa al GME un PUN per i corrispondenti prelievi di energia elettrica con risultati economici del tutto equivalenti al caso precedente.

Quanto stabilito con le deliberazioni n. 223/04 e n. 224/04 appare coerente con il processo evolutivo di un mercato unico europeo; la risoluzione delle congestioni sull'interconnessione attraverso il MGP e la contestuale assegnazione di strumenti quali i CCCI, va infatti nella direzione di una gestione coordinata degli scambi transfrontalieri tramite meccanismi di *market coupling* e la diffusione di strumenti per la stabilizzazione del valore del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, quali i CCC (noti anche come FTR – *Firm Transmission Right* – nella terminologia anglosassone).

La tavola di seguito riporta gli esiti delle assegnazioni di CCCI.

Coperture relative ai costi di congestione (CCC)

Ai fini dell'approvvigionamento di energia elettrica, la valorizzazione dell'energia elettrica effettuata nel sistema delle offerte porta con sé il rischio della variabilità nel tempo (a livello orario) del prezzo dell'energia. La gestione delle congestioni mediante la differenziazione zonale dei prezzi dell'energia elettrica venduta introduce un ulteriore rischio dovuto alla variabilità territoriale (zonale) del prezzo dell'energia elettrica. Infatti, sebbene nel particolare modello di mercato adottato in Italia, il prezzo di acquisto dell'energia elettri-

TAV. 3.19 ESITI DELLE ASSEGNAZIONI DI CCCI

MW

| OPERATORE ASSEGNATARIO | SVIZZERA | FRANCIA | AUSTRIA | SLOVENIA | GRECIA |
|------------------------------|----------|---------|---------|----------|--------|
| Aceaelectrabel Energia | 13 | 4 | 2 | 5 | |
| Aem Energia | 8 | 5 | 1 | 1 | 5 |
| Alpenergie Italia | 13 | 7 | 2 | 5 | |
| Amga Commerciale | 5 | 2 | 2 | | |
| Asm Energy | 32 | 18 | 2 | 8 | |
| Atel Energia | 13 | 9 | | 6 | |
| Azienda Energetica Trading | 7 | 5 | | 6 | |
| Burgo Energia | 12 | 6 | 1 | 4 | 6 |
| Centomilacandele | 13 | 6 | | 1 | |
| Cva Trading | 15 | 8 | 5 | 3 | |
| Dalmine Energie | 14 | 7 | 2 | 6 | |
| Dynameeting | 13 | 5 | | | |
| E.On Italia | 7 | 3 | | | |
| Edf Energia Italia | 26 | 12 | | 11 | |
| Edison Energia | 76 | 31 | 6 | 19 | 7 |
| EGL Italia | 73 | 34 | 6 | 18 | 9 |
| Elettra Italia | 10 | 5 | | 4 | |
| Eneco Trade | 22 | 12 | | | |
| Enel Energia | 46 | 17 | 5 | 13 | |
| Enel Trade | 58 | 17 | 6 | 15 | |
| Energetic Source | 35 | 13 | 2 | 14 | 9 |
| Energia E Territorio | 20 | 10 | 2 | 7 | 7 |
| Energia | 33 | 21 | 6 | 12 | |
| Energ.It | | 2 | | | |
| Enipower Trading | 74 | 28 | 6 | 16 | |
| Esperia | 9 | 4 | | 1 | |
| Estenergy | 5 | 0 | | | |
| Green Network | 49 | 15 | | 4 | |
| Hera Comm | 8 | 9 | | | |
| Radici Energie | 4 | 3 | | | |
| Siet | 15 | 7 | 2 | 4 | |
| Syndial | 3 | 2 | | | |
| Telenergia | 7 | 9 | | | |
| Tpe | 20 | 9 | 2 | 7 | 7 |
| Trafigura Electricity Italia | 7 | 4 | | | |
| Trenta | 2 | 0 | | | |
| Totale Operatori | 767 | 349 | 60 | 190 | 50 |

Fonte: GRTN.

ca sia uniforme sul territorio nazionale, ciò non elimina il rischio “zonale” indotto dal metodo adottato per la gestione delle congestioni interzonali nel mercato del giorno prima.

Sia i soggetti che partecipano al MGP sia i titolari di contratti bilaterali sono esposti al rischio derivante dalla variabilità delle differenze tra il PUN e i prezzi zonali di vendita, ovvero alla variabilità del valore del corrispettivo di utilizzo per la capacità di trasporto; in entrambi i casi gli operatori sono infatti esposti al rischio associato alla variabilità della differenza tra PUN e prezzi zonali.

I partecipanti al MGP sono esposti alla variabilità del prezzo a cui viene valorizzata l'energia elettrica venduta o acquistata su tale mercato; poiché il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta sul mercato è diverso da quello di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata, i rischi a cui sono esposti gli operatori acquirenti e gli operatori venditori non sono simmetrici e ciò non rende possibile la copertura di tali rischi attraverso uno stesso strumento. Per esempio, un contratto per differenza (CFD) a due vie riferito al PUN copre efficacemente il rischio a cui è esposto l'operatore acquirente, ma non fornisce una copertura per l'operatore venditore, che rimane in questo caso esposto al rischio connesso con la variabilità della differenza tra prezzo zonale (a cui è valorizzata l'energia venduta) e PUN. Alternativamente, un CFD a due vie riferito al prezzo zonale copre il rischio a cui è esposto l'operatore venditore, ma non fornisce adeguata copertura del rischio per l'operatore acquirente.

I titolari di contratti bilaterali sono esposti al rischio derivante dalla variabilità del CCT, che, come si è visto, è pari alla differenza tra il prezzo unico di acquisto e il prezzo di equilibrio della zona in cui avviene l'immissione in rete dell'energia elettrica.

Quindi, sia nel caso di approvvigionamento attraverso il sistema delle offerte, sia attraverso la stipula di contratti al di fuori del medesimo sistema, gli operatori sono esposti al rischio associato alla variabilità della differenza tra PUN e prezzi di equilibrio zonali.

Per la copertura dal rischio associato al diverso prezzo di mercato dell'energia sul territorio (differenziale spaziale) ovvero dal rischio associato alla variabilità del corrispettivo di utilizzo per la capacità di trasporto, nei disegni di mercato zonali (o nodali), è tipicamente prevista la cessione, da parte del GRTN, di CCC o diritti fissi di trasporto (*Firm Transmission Right*).

I CCC consentono l'esecuzione della transazione interzonale pagando un corrispettivo fisso, predeterminato e indipendente dalla valorizzazione *spot* del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto.

I CCC possono prevedere una valorizzazione implicita del diritto di trasporto o una valorizzazione esplicita del medesimo diritto:

- nella valorizzazione implicita, il detentore di un contratto CCC può trasportare predeterminate quantità orarie di energia elettrica tra le zone, senza l'onere di pagamento della differenza tra il prezzo di mercato nella zona a "valle" (mercato della destinazione dell'energia elettrica) e quello della zona "a monte" (mercato della produzione);
- nella valorizzazione esplicita, il detentore del CCC riceve dall'emittente (se positiva) o corrisponde (se negativa) la differenza tra il prezzo di equilibrio nella zona "a valle" e quello della zona "a monte" del medesimo diritto per un quantitativo orario corrispondente alla capacità indicata nel contratto CCC medesimo.

I CCC possono inoltre essere assegnati nella forma di obbligazione o nella forma di opzione.

Un CCC nella forma di obbligazione, per esempio, corrispondente a 1 MW, pone in capo al suo possessore, per ogni ora, il diritto a ricevere o l'obbligo a effettuare pagamenti commisurati alla differenza tra il valore di 1 MWh di energia elettrica nella zona a valle del transito di riferimento e il valore di 1 MWh nella zona a monte del transito stesso; dove, in entrambi i casi, il valore viene determinato con riferimento al prezzo di equilibrio nelle rispettive zone.

Un CCC nella forma di opzione corrispondente a 1 MW conferisce al suo possessore, per ogni ora, il diritto a ricevere pagamenti commisurati alla differenza, se positiva, tra il valore di 1 MWh di energia elettrica nella zona a valle del transito di riferimento e il valore di 1 MWh nella zona a monte del transito stesso; in entrambi i casi, il valore viene determinato con riferimento al prezzo di equilibrio nelle diverse zone. Nel caso in cui la suddetta differenza risulti, in un'ora, negativa, il possessore non è tenuto a effettuare alcun pagamento.

Con la deliberazione n. 205/04, l'Autorità ha disciplinato il funzionamento degli strumenti di copertura dal rischio associato alla differenza tra i prezzi zonal, prevedendo a decorrere dall'anno 2005 l'assegnazione, attraverso procedure concorsuali da parte del GRTN, di CCC con valorizzazione esplicita e nella forma di obbligazione riferiti alla differenza tra il prezzo della zona indicata nel diritto e il PUN ovvero riferiti al valore del CCT. Con la predetta deliberazione l'Autorità ha peraltro previsto per il 2005 dei limiti di partecipazione alle procedure concorsuali per l'assegnazione di CCC con durata annuale per gli operatori che non risultano effettivamente esposti al rischio contrattato, così da evitare che gli esiti delle predette procedure concorsuali possano incentivare fenomeni di speculazione o di esercizio di potere di mercato.

I CCC, così come definiti dalla sopra richiamata deliberazione n. 205/04, conferiscono al relativo detentore il diritto a ricevere dal GRTN se positivo o l'obbligo a versare a quest'ultimo se negativo un ammontare pari al prodotto tra la quan-

tività di potenza, nell'ora, cui il CCC si riferisce e la differenza tra il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata nel MGP (PUN) e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel medesimo mercato nella zona (prezzo zonale) cui il medesimo CCC si riferisce.

I CCC possono consentire la completa copertura del rischio di prezzo per gli operatori che acquistano energia nel MGP e che hanno stipulato contratti CfD a due vie o di compravendita al di fuori del sistema delle offerte.

Lo sviluppo degli strumenti di copertura dal rischio descritti, così come quello di eventuali strumenti analoghi, sarà di estrema rilevanza al fine di incentivare l'ingresso di nuovi operatori e l'incremento degli scambi nel mercato organizzato, grazie alla possibilità di trovare forme di copertura dai rischi temporali e zonali. Tuttavia, è necessario ricordare che entrambi i contratti implicano la fissazione di prezzi il cui livello è esposto al potere negoziale delle parti; tali strumenti, pertanto, coprono il rischio di volatilità dei prezzi dell'energia, ma non eliminano il problema dell'esercizio di potere di mercato e di sfruttamento di eventuali posizioni dominanti.

Di seguito si riportano gli esiti delle procedure di assegnazione dei CCC annuali e mensili relativi all'anno 2005.

TAV. 3.20 ESITI DELLE ASSEGNAZIONI ANNUALI DI CCC

MW

| RICHIEDENTE | NORD PREZZO DI ASSEGNAZIONE: 2,35 €/MWh | CENTRO-SUD PREZZO DI ASSEGNAZIONE: 0,5 €/MWh |
|------------------------|--|---|
| Aceaelectrabel Trading | 0 | 0 |
| Aem Trading | 170 | 0 |
| Agac Energia | 0 | 0 |
| Agsm Verona | 55 | 0 |
| Amga Comm.Le | 10 | 0 |
| Asm Brescia | 80 | 0 |
| Atel Energia | 50 | 0 |
| Azienda Energetica | 0 | 0 |
| Cleanpower | 1 | 0 |
| Consorzio Eneco | 0 | 0 |
| Cva Trading Asu | 7 | 0 |
| Dalmine Energie | 4 | 0 |
| Dynameeting | 12 | 0 |
| Edf Energia Italia | 10 | 0 |
| Edison Trading | 460 | 0 |
| EGL Italia | 0 | 0 |
| Electra Italia | 5 | 0 |

continua

TAV. 3.20 ESITI DELLE ASSEGNAZIONI ANNUALI DI CCC

SEGUE MW

| RICHIEDENTE | NORD PREZZO DI ASSEGNAZIONE: 2,35 €/MWh | CENTRO-SUD PREZZO DI ASSEGNAZIONE: 0,5 €/MWh |
|------------------------------|--|---|
| Endesa Italia | 300 | 0 |
| Eneco Trade Gmbh | 0 | 13 |
| Enel Green Power | 0 | 0 |
| Enel Produzione | 0 | 0 |
| Enel Trade | 0 | 0 |
| Energetic Source | 0 | 0 |
| Energia E Territorio | 25 | 0 |
| Energia | 12 | 0 |
| Enipower | 1.224 | 0 |
| Enipower Trading | 8 | 0 |
| E-On Sales&Trading Gmbh | 0 | 0 |
| Fenice | 1 | 0 |
| Hera Comm | 40 | 0 |
| Idroelettrica | 8 | 0 |
| Idroenergia | 115 | 0 |
| Insubria Energia | 2 | 0 |
| Italgen | 10 | 0 |
| Multiutility | 0 | 0 |
| Net | 15 | 0 |
| Radici Energie | 0 | 0 |
| Rezia Energia Italia | 0 | 0 |
| Siet | 0 | 0 |
| Tirreno Power | 0 | 0 |
| Trafigura Electricity Italia | 33 | 0 |
| Trenta | 15 | 0 |
| Totale | 2.672 | 13 |

Fonte: GRTN.

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 3.21 ESITI DELLE ASSEGNAZIONI MENSILI DI CCC
MW; zona Nord

| RICHIEDENTE | GENNAIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh | FEBBRAIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,3 €/MWh | MARZO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,7 €/MWh | APRILE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh | MAGGIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,3 €/MWh | GIUGNO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,3 €/MWh | LUGLIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,5 €/MWh | AGOSTO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,1 €/MWh | SETTEMBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,1 €/MWh | OTTOBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,1 €/MWh | NOVEMBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh | DICEMBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh |
|-------------------------------|---|--|---|--|--|--|--|--|---|---|--|--|
| Acea Electrabel Trading | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Aem Trading | 0 | 10 | 0 | 0 | 0 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Agsm Verona | 0 | 51 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Amga Comm.Le | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Asm Brescia | 0 | 10 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Asm Energy | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Atel Energia | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Azienda Energetica Municipale | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Centomilacandele | 0 | 44 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Cleanpower | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Cva Trading Asu | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Dalmine Energie | 9 | 22 | 19 | 27 | 22 | 22 | 22 | 15 | 22 | 27 | 27 | 27 |
| Dynameeting | 0 | 14 | 2 | 0 | 0 | 7 | 6 | 0 | 4 | 0 | 0 | 0 |
| Edf | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Edison Trading | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| EGL Italia | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Electra Italia | 20 | 75 | 69 | 69 | 50 | 50 | 50 | 39 | 50 | 69 | 69 | 69 |
| Endesa Italia | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Enel Energia | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 | 10 | 30 | 5 | 0 | 0 |
| Enel Greenpower | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 50 | 20 | 20 | 40 | 20 | 20 | 20 |
| Enel Produzione | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 240 | 180 | 190 | 350 | 270 | 310 | 380 |
| Enel Trade | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 50 | 50 | 35 | 50 | 5 | 0 | 5 |
| Energia E Territorio | 10 | 20 | 20 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Energia | 0 | 56 | 10 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| Enipower | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Enipower Trading | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Esperia | 0 | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |


 continua

TAV. 3.21 ESITI DELLE ASSEGNAZIONI MENSILI DI CCC

SEGUE MW; zona Nord

| RICHIEDENTE | GENNAIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh | FEBBRAIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,3 €/MWh | MARZO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,7 €/MWh | APRILE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh | MAGGIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,3 €/MWh | GIUGNO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,3 €/MWh | LUGLIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,5 €/MWh | AGOSTO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,1 €/MWh | SETTEMBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,1 €/MWh | OTTOBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,1 €/MWh | NOVEMBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh | DICEMBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh |
|----------------------|---|--|---|--|--|--|--|--|---|---|--|--|
| Green Network | 0 | 151 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Hera Comm | 0 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Idroelettrica | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Idroenergia | 0 | 43 | 43 | 28 | 0 | 0 | 0 | 18 | 18 | 18 | 28 | 28 |
| Italgas | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Radici Group | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Rezia Energia Italia | 5 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Siet | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Tirreno Power | 0 | 6 | 0 | 0 | 0 | 52 | 43 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Trenta | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Totale | 46 | 565 | 188 | 159 | 109 | 573 | 443 | 361 | 598 | 448 | 489 | 564 |

Fonte: GRTN.

TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA

Aggiornamento annuale delle tariffe di trasmissione e distribuzione

Le attività di trasmissione, distribuzione e misura sono state oggetto di interventi rilevanti in materia di tariffe, continuità e qualità del servizio con l'emanazione del Testo integrato (delibera 30 gennaio 2004, n. 5) che ha definito le tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita per il periodo 2004-2007. A partire dall'1 aprile 2004, inoltre, l'acquisto delle partite di elettricità destinate dalle società distributrici ai clienti del mercato vincolato deve essere effettuato in via esclusiva tramite l'Acquirente Unico. La delibera n. 5/04 ha introdotto anche un complesso sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento sostenuti dalle imprese di distribuzione.

Secondo quanto previsto dal Testo integrato, nel mese di luglio 2004 (deliberazione n. 135 del 29 luglio 2004) l'Autorità ha provveduto ad aggiornare i parametri delle tariffe di trasmissione e di distribuzione destinati a essere applicati nell'anno 2005.