

STRUMENTI DI COPERTURA CONTRO IL RISCHIO DI VOLATILITÀ  
DEL CORRISPETTIVO DI UTILIZZO DELLA CAPACITÀ DI TRASPORTO

*Documento per la consultazione*

6 agosto 2004

### **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione reca uno schema per l'istituzione di strumenti per la copertura dal rischio di livello e di volatilità dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto tra le zone in cui può articolarsi il mercato elettrico.*

*Detto strumento costituisce una risposta alle rilevanti incertezze e variabilità di detti corrispettivi manifestatisi nei primi mesi (aprile-luglio 2004) di applicazione del dispacciamento di merito economico ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 27 marzo 2004, n.48/04. Tale risposta consente di mantenere il vigente disegno zonale del mercato elettrico nazionale a beneficio della minimizzazione dei costi complessivi delle forniture a carico dei clienti finali del sistema elettrico ed, al contempo, di inviare corretti segnali locazionali per l'installazione di nuova capacità produttiva e per lo sviluppo delle capacità di trasporto inter-zonali. Come noto, il disegno zonale del mercato elettrico risulta essere parte integrante e sostanziale degli Indirizzi adottati dal Ministro delle attività produttive in data 31 luglio 2003, concernente la realizzazione del sistema borsistico denominato Sistema Italia 2004.*

*L'introduzione di strumenti per la copertura del suddetto rischio nel sistema italiano segue l'analoga implementazione di strumenti similari effettuata in mercati elettrici più maturi<sup>1</sup> di quello nazionale. Essa è comunque caratterizzata da una complicazione inevitabile che si riscontra nel caso italiano che è legata alla presenza di un prezzo unico nazionale di acquisto (di seguito PUN).*

*L'applicazione concreta di tali strumenti non può che essere proiettata con decorrenza 1 gennaio 2005, dovendo in ogni caso consultare i soggetti interessati ed adottare le necessarie determinazioni che, come rilevato, si presentano di una certa complessità dato il contesto normativo nazionale. In ogni caso, sarebbe auspicabile che i diritti fissi di trasporto fossero assegnati agli operatori ben prima della conclusione dei contratti di fornitura per l'anno 2005 e, pertanto, sarebbe opportuno svolgere una procedura di assegnazione dei medesimi entro la fine di ottobre 2004.*

*Tutto ciò considerato, si invitano i soggetti interessati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e proposte entro e non oltre il 20 settembre 2004, termine di chiusura della presente consultazione. Per i primi giorni del mese di settembre 2004 gli uffici dell'Autorità potranno organizzare un seminario aperto ai soggetti interessati per approfondimenti preliminari alla formulazione di osservazioni.*

### **Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e suggerimenti:**

**Autorità per l'energia elettrica e il gas**  
**Area elettricità**  
**piazza Cavour 5 – 20121 Milano**  
tel 0265565311 - 0265565336  
fax 0265565222– 0265565266  
e-mail: a\_e@autorita.energia.it  
sito internet: www.autorita.energia.it

---

<sup>1</sup> Si ringrazia la società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa per il valido supporto fornito agli Uffici dell'Autorità nella analisi delle esperienze internazionali in materia di strumenti per la copertura del rischio relativo alla variabilità dei corrispettivi di congestione.

## **1. L'assetto attuale e le ragioni alla base dell'intervento proposto**

1.1 La deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2004, n. 48/04 (di seguito deliberazione n. 48/04), nel fissare le condizioni del dispacciamento di merito economico per l'anno 2004 coerentemente con quanto già stabilito dalla deliberazione 30 dicembre 2003, n. 168/03 (di seguito: deliberazione n. 168/03), ha definito i criteri per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto della rete rilevante del sistema elettrico nazionale ai fini dell'esecuzione dei contratti di compravendita di energia elettrica.

Le disposizioni della deliberazione n. 48/04 riguardanti l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sono state formulate coerentemente con l'assetto generale di mercato stabilito dal Testo integrato della disciplina del mercato elettrico approvato con decreto del Ministro delle attività produttive del 19 dicembre 2003, e dagli indirizzi del Ministro delle attività produttive del 31 luglio 2003 per l'attuazione di un sistema organizzato di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica, basato su un mercato dell'energia elettrica e su un mercato del servizio di dispacciamento (di seguito: indirizzi per il Sistema Italia 2004). Tali indirizzi prevedono, tra l'altro, che:

- al fine di gestire le congestioni, consentendo la loro risoluzione, il mercato dell'energia elettrica sia diviso in zone di rete corrispondenti ad aree territoriali.
- le offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima siano valorizzate al prezzo di equilibrio della zona in cui avviene la corrispondente immissione dell'energia elettrica in rete;
- le offerte di acquisto accettate nel mercato del giorno prima siano valorizzate, indipendentemente dalla zona ove tali prelievi avvengono, ad un prezzo unico nazionale determinato come media dei prezzi zonali, ponderata sulla base dei consumi (di seguito: PUN).

1.2 La gestione delle congestioni nella rete rilevante attraverso la suddivisione del mercato in zone e l'applicazione di prezzi di vendita differenziati geograficamente consente l'assegnazione efficiente del diritto di utilizzo della capacità di trasporto, ovvero permette di minimizzare i costi variabili complessivi di produzione. In tale contesto i produttori ricevono anche corretti segnali di prezzo e si incentiva, nel lungo periodo, la localizzazione efficiente degli impianti di produzione. La separazione del mercato in zone ai fini della gestione delle congestioni di rete rende, inoltre, esplicito il valore economico della capacità di trasporto tra le zone medesime, pari alla differenza tra i prezzi di equilibrio delle zone considerate, ai fini di una valutazione quantitativa dei benefici economici legati allo sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

1.3 D'altronde, è stato ritenuto che la separazione in zone non dovesse comportare anche una differenziazione locale dei prezzi di acquisto per i clienti finali ai quali viene applicato il PUN. L'algoritmo di determinazione del PUN tiene conto dei vincoli di trasporto tra le zone del Paese e comporta una variazione dell'equilibrio di mercato rispetto a quello efficiente (cioè quello che si determinerebbe valorizzando anche l'energia elettrica acquistata ai prezzi di equilibrio zonali) solo nella misura in cui la quantità che i consumatori sarebbero disposti ad acquistare al prezzo zonale diverge da quella che sono disposti ad acquistare al PUN. Pertanto l'assenza di differenziazione locale dei prezzi di acquisto per i clienti finali dà luogo ad inefficienze solo limitatamente a quella quota di domanda che presenta una significativa elasticità al prezzo.

1.4 Si noti che un sistema di mercato che preveda la gestione di tutte le congestioni di rete unicamente attraverso il mercato dei servizi per il dispacciamento (di seguito: MSD) consentirebbe di valorizzare le immissioni ad un unico prezzo nazionale senza distorcere l'ordine

di merito economico, ma potrebbe tradursi in un aumento degli oneri a carico dei clienti finali in quanto:

- i programmi di immissione e di prelievo di energia elettrica conseguenti alla formazione dell'ordine di merito economico risultante dai mercati dell'energia, qualora dessero luogo a congestioni di rete, individuerebbero una soluzione fisicamente irrealizzabile; la risoluzione delle congestioni di rete derivanti dai programmi definiti sulla base del mercato del giorno prima (di seguito: MGP) e del mercato di aggiustamento andrebbe pertanto effettuata sul MSD; ciò comportando un aumento significativo dei relativi oneri;
- in ipotesi di simmetria informativa, i produttori nelle zone ad alto prezzo sarebbero consapevoli di essere comunque chiamati a produrre nel MSD qualora presentassero offerte, nel medesimo mercato, ai prezzi che contraddistinguono l'equilibrio della zona in un sistema di mercato del giorno prima articolato per zone; pertanto in ipotesi di comportamento razionale, i produttori medesimi presenterebbero anche sul MGP offerte caratterizzate da prezzi non inferiori a quelli ottenibili sul MSD, ovvero a quelli che corrispondono ai prezzi di equilibrio zonali del MGP;
- qualora la capacità produttiva nelle zone a minor costo non sia sufficiente a garantire la copertura del fabbisogno a livello nazionale, il prezzo sul MGP tenderà ad essere allineato a quello d'equilibrio della zona a più alto prezzo;
- il costo sostenuto dalla società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa (di seguito: il Gestore della rete) nel MSD aumenterebbe considerevolmente sia per la remunerazione da riconoscere agli impianti delle zone limitate in importazione chiamati ad aumentare i propri programmi di immissione, sia per la remunerazione da riconoscere agli impianti delle zone limitate in esportazione chiamati a ridurre i propri programmi di immissione.

Quanto sopra richiamato potrebbe portare ad un aumento generalizzato dei prezzi dell'energia elettrica per i clienti finali, considerando sia il prezzo dell'energia elettrica sul MGP, sia i costi sostenuti dal Gestore della rete nel MSD. Ne consegue che l'aumento del costo complessivo dell'energia elettrica sostenuto dai consumatori corrisponderebbe, di fatto, ad una maggior valorizzazione della capacità produttiva delle zone con vincoli di esportazione. Ciò porterebbe anche ad inviare errati segnali economici per la localizzazione della nuova capacità produttiva che, se localizzata laddove non necessario, contribuirebbe ad aumentare ulteriormente l'onere per i consumatori. Infatti, l'incentivo alla localizzazione della nuova capacità produttiva, laddove necessario, verrebbe solo dai margini conseguibili sul MSD che, per sua natura, è un mercato molto meno trasparente del MGP. Ciò renderebbe più difficile per gli operatori comprendere le effettive esigenze di nuova capacità produttiva nelle diverse aree del Paese.

- 1.5 La deliberazione n. 48/04 prevede che l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto tra le zone ai fini dell'esecuzione dei contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte (nel seguito: contratti bilaterali) avvenga nel mercato del giorno prima, tenendo conto dei vincoli di trasporto tra zone di rete.
- 1.6 La deliberazione n. 48/04 prevede inoltre che, nel caso di separazione del mercato in zone, i titolari di contratti bilaterali (in qualità di operatori di mercato cedenti) siano assoggettati ad un corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto pari alla differenza tra la valorizzazione al PUN dell'energia elettrica oggetto dei programmi di prelievo e la valorizzazione ai relativi prezzi zonali dell'energia elettrica immessa nelle diverse zone sulla base dei programmi di immissione. Tale corrispettivo può assumere valore sia positivo che negativo. Nel primo caso, il titolare del contratto bilaterale è tenuto al pagamento del predetto corrispettivo a favore del Gestore della rete. Nel secondo caso, il titolare del contratto bilaterale è beneficiario del corrispettivo da parte

del Gestore della rete. Il corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto pone i contratti bilaterali in condizioni di parità di trattamento rispetto alle vendite ed agli acquisti di energia elettrica effettuati sulla borsa elettrica, dove, come si è detto, in presenza di congestioni di rete, l'energia elettrica venduta ed immessa in rete in una determinata zona è valorizzata ad un prezzo zonale diverso dal PUN, mentre al PUN viene valorizzata l'energia elettrica acquistata.

- 1.7 Poiché la disciplina del mercato, nonché le condizioni per il dispacciamento, prevedono un prezzo di acquisto unico nazionale, il corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto si compone di:
- a) una componente corrispondente al costo delle congestioni di rete, pari alla differenza tra la valorizzazione, ai corrispondenti prezzi zonali, dell'energia elettrica prelevata dalla rete e dell'energia elettrica immessa in rete,
  - b) una componente compensativa pari alla differenza tra la valorizzazione, rispettivamente al PUN ed a prezzi zonali, dell'energia elettrica prelevata dalla rete.

La somma delle due componenti risulta pari al corrispettivo previsto dalla deliberazione n. 48/04.

- 1.8 Nel caso in cui gli Indirizzi per il Sistema Italia 2004 avessero previsto un prezzo differenziato per zona sia per la valorizzazione dell'energia elettrica venduta (e immessa) che per la valorizzazione dell'energia elettrica acquistata (e prelevata), il valore del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto sarebbe stato fissato pari al solo costo delle congestioni di rete, ovvero sia pari alla differenza tra il prezzo che si determina nella zona in cui l'energia elettrica viene prelevata e il prezzo che si determina nella zona in cui l'energia elettrica viene immessa. In tal caso, il corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto applicabile ai contratti bilaterali con punti di immissione e di prelievo nella stessa zona, o situati in zone con prezzi uguali, sarebbe pertanto stato nullo.

- 1.9 In presenza di un prezzo unico nazionale di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata, la componente compensativa risulta necessaria in quanto la differenza tra prezzo riconosciuto ai produttori e prezzo pagato dagli acquirenti avrebbe altrimenti consentito arbitraggi da parte degli operatori localizzati nella stessa zona: esemplificativamente, in assenza di tale intervento correttivo, un consumatore e un produttore di una zona a basso costo avrebbero l'incentivo a realizzare la fornitura attraverso un contratto di compravendita al di fuori del sistema delle offerte ad un qualsiasi prezzo compreso tra il valore atteso del prezzo zonale e il valore atteso del prezzo unico nazionale, dividendosi la rendita che deriva dalla predetta differenza di prezzi. Per effetto di tale arbitraggio, tutti i consumatori delle zone con valore atteso del prezzo zonale più basso opterebbero per la fornitura attraverso contratti bilaterali, mentre i soli consumatori delle zone con valore atteso del prezzo zonale più alto parteciperebbero al mercato elettrico. Di conseguenza, il PUN convergerebbe alla media dei prezzi delle zone con valore atteso di prezzo zonale più alto. Per le predette ragioni il corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto previsto dalla deliberazione n. 48/04 si applica anche ai contratti bilaterali con punti di immissione e di prelievo nella stessa zona.

- 1.10 La previsione di un prezzo di acquisto unico nazionale, anche in presenza di congestioni di rete e di prezzi di vendita differenziati geograficamente, e, conseguentemente, di un corrispettivo a cui sono assoggettati i titolari di contratti bilaterali implica che sia i partecipanti al MGP sia i titolari di contratti bilaterali sono esposti al rischio derivante dalla variabilità delle differenze tra il PUN ed i prezzi zonali di vendita. Infatti:
- i partecipanti al mercato elettrico sono esposti alla variabilità del prezzo a cui viene valorizzata l'energia elettrica venduta o acquistata su tale mercato. Peraltro, il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta sul mercato è diverso dal prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata. I rischi a cui sono esposti gli operatori

acquirenti e gli operatori venditori non sono pertanto simmetrici e ciò rende molto più complessa la copertura di tali rischi attraverso uno stesso strumento. Ad esempio, uno strumento di copertura riferito al PUN, copre efficacemente il rischio a cui è esposto l'operatore acquirente, ma non fornisce adeguata copertura del rischio per l'operatore venditore, che rimane in questo caso esposto al rischio (residuale) connesso alla variabilità della differenza tra prezzo di equilibrio zonale (a cui è valorizzata l'energia venduta) e prezzo unico di acquisto (a cui lo espone lo strumento di copertura). Alternativamente, uno strumento di copertura sul prezzo di equilibrio zonale copre il rischio (di variabilità di tale prezzo) a cui è esposto l'operatore venditore, ma non fornisce adeguata copertura del rischio per l'operatore acquirente (che sarà invece esposto alla variabilità del PUN). In questo caso l'operatore acquirente rimarrebbe esposto al rischio residuo derivante dalla variabilità della differenza tra prezzo di equilibrio zonale e PUN;

- i titolari di contratti bilaterali sono esposti al rischio derivante dalla variabilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, che, come si è visto, è pari alla differenza tra il prezzo unico di acquisto ed il prezzo di equilibrio della/e zona/e in cui avviene l'immissione in rete dell'energia elettrica.

- 1.11 In entrambi i casi di cui al punto precedente, il rischio a cui gli operatori sono esposti deriva dalla variabilità della differenza tra PUN e prezzi di equilibrio zonali. Come appena rilevato tale rischio equivale a quello derivante dalla variabilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto, ed in questo modo verrà caratterizzato nel seguito del presente documento. Al fine di offrire agli operatori di mercato opportunità di copertura del rischio derivante dalla volatilità del corrispettivo, appare pertanto opportuno promuovere lo sviluppo di nuovi strumenti di copertura del rischio stesso.
- 1.12 L'importanza di strumenti che consentano agli operatori la copertura dai rischi connessi alla volatilità del valore del corrispettivo, non muterebbe anche quando sia la produzione che il consumo fossero valorizzati ai prezzi zonali e il corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto fosse conseguentemente fissato come pari alla differenza tra i prezzi della zona di prelievo e la zona di immissione.
- 1.13 Risulta evidente, infine, che il livello del corrispettivo, nonché la sua volatilità, essendo funzione della differenza dei prezzi tra le diverse zone, dipende anche da possibili comportamenti strategici da parte di operatori che detengono potere di mercato. Pertanto, eventuali misure per il controllo del potere di mercato consentono di mitigare sia il livello che la variabilità di tale corrispettivo. Al riguardo si deve tuttavia considerare che un disegno di mercato privo di zone, oltre alle possibili inefficienze illustrate al precedente punto 1.4, comporterebbe la revisione dell'intero disegno del mercato per evitare il trasferimento del potere di mercato anche alle zone che ne sono meno interessate, nonché l'aumento dei costi relativi al MSD ove, in ogni caso, sarebbe trasferito l'esercizio del potere di mercato precedentemente esercitato nel MGP.

## **2. I diritti di trasporto**

### ***Vincoli di rete e disegno del mercato***

- 2.1 La presenza di vincoli al trasporto dell'energia elettrica tra i diversi nodi di un sistema elettrico (nonché le perdite connesse al trasporto dell'energia elettrica) portano ad una differenziazione locale del valore dell'energia elettrica. In molti mercati elettrici, quali ad esempio quello scandinavo (NordPool), quelli in alcune giurisdizioni della costa orientale degli Stati Uniti (PJM, New York e New England), in California ed in Nuova Zelanda, sono stati adottati disegni di mercato che prevedono la differenziazione locale del prezzo riconosciuto all'energia elettrica all'ingrosso. Per la robustezza complessiva del disegno di mercato, in tali giurisdizioni è previsto il divieto di concludere contratti bilaterali fisici che comportino immissioni e prelievi di energia elettrica in zone diverse (come nel caso di NordPool) o, alternativamente, viene sancito l'obbligo per i titolari di contratti bilaterali fisici di versare o di ricevere dal gestore del sistema (di seguito: ISO o Gestore della rete), in funzione del segno, la differenza tra il prezzo di mercato nella zona di prelievo e quello nella zona di immissione sui volumi di energia elettrica oggetto del contratto bilaterale fisico<sup>2</sup>. L'estensione geografica che caratterizza l'ambito minimo cui si fa riferimento per la differenziazione locale prevista nei diversi disegni di mercato dipende solitamente dalla frequenza e dal valore economico assunto dalle congestioni di rete nel sistema considerato, nonché dal livello minimo di aggregazione di nodi di rete ai fini della suddetta differenziazione.
- 2.2 L'adozione di un disegno di mercato nodale è generalmente caratterizzata dalla presenza di frequenti e/o economicamente rilevanti differenze nel valore dell'energia elettrica tra i diversi nodi della rete, ovvero tra diversi gruppi di nodi di rete aggregati in insieme di punti) del sistema elettrico interessato. Laddove, viceversa, sia possibile individuare ampi gruppi di punti (zone) all'interno dei quali le differenze nel valore dell'energia elettrica siano limitate, il disegno di mercato tenderà ad essere zonale; ovverosia, a riconoscere il medesimo prezzo all'energia immessa e prelevata in ciascuna zona.
- 2.3 Qualora si adotti un disegno di mercato zonale - e non nodale - è opportuno prevedere un aggiornamento della struttura zonale osservando con cura gli esiti del mercato. Nel caso il mercato evidenzii sensibili differenze di valore dell'energia elettrica tra insiemi di punti di immissione o di prelievo che siano compresi nella stessa zona si dovrebbe, per ragioni di efficienza, sicurezza del sistema e minimizzazione dell'onere per i consumatori, procedere ad un aumento (e non ad una riduzione) della suddivisione in zone del disegno di mercato separando in diverse zone l'insieme di punti caratterizzati da diverso valore dell'energia.
- 2.4 Come illustrato nell'Appendice B al presente documento, un disegno di mercato che, sebbene inserito in una geografia di rete caratterizzata da congestioni, non preveda l'articolazione zonale o nodale del mercato del giorno prima, non solo comporta un aumento dell'onere complessivo per i consumatori ma inoltre non elimina gli elementi di rischio legati alla imprevedibilità del livello dei costi delle congestioni.

### ***Natura dei diritti di trasporto***

- 2.5 Al fine di rendere disponibili agli operatori strumenti di copertura contro il rischio associato al diverso prezzo di mercato dell'energia elettrica in diversi nodi o aree del sistema, le giurisdizioni

---

<sup>2</sup> Il primo disegno di mercato introdotto nel sistema di Pennsylvania, Maryland e New Jersey (PJM), non prevedeva il pagamento di detto differenziale da parte dei titolari dei contratti bilaterali; in brevissimo il mercato è collassato ed è stato necessario procedere ad una modifica dell'assetto.

che adottano disegni di mercato zonali o nodali hanno previsto la cessione da parte dell'ISO agli operatori di coperture rispetto ai costi di congestione sulla rete rilevante (di seguito: CCC) o diritti fissi di trasporto (in letteratura anglosassone: *firm transmission rights*). I CCC si possono qualificare come contratti per l'esecuzione della transazione interzonale con corrispettivo fisso, predeterminato e indipendente dalla valorizzazione *spot* del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto.

- 2.6 I CCC sono strumenti riferiti (direzionalmente) ad uno specifico transito, tra due o più punti, nodi o zone della rete elettrica<sup>3</sup>. I CCC possono essere ricondotti principalmente a due tipologie. Una tipologia, con valorizzazione implicita del diritto di trasporto, prevede che il detentore dei CCC possa trasportare predeterminate quantità orarie di energia elettrica tra le zone “a valle” e “a monte” come individuate nel CCC medesimo senza oneri. In particolare, i detentori del CCC sono esentati dal pagamento della differenza tra il prezzo di mercato nella zona “a valle” e quello nella zona “a monte” del transito sui volumi di energia trasportata fino a concorrenza della capienza del CCC stesso. Una seconda tipologia di CCC, con valorizzazione esplicita del diritto di trasporto, prevede, invece, che il detentore degli stessi riceva dall'emittente (se positiva) o gli versi (se negativa) la differenza tra il prezzo di equilibrio nella zona “a valle” e quello della zona “a monte” del diritto medesimo per la quantità oraria di energia corrispondente alla capacità oggetto del CCC stesso. La differenza tra le due tipologie di CCC consiste nella maggiore flessibilità propria dei CCC con valorizzazione esplicita che: consentono di scindere completamente il valore della capacità di trasporto sottostante al CCC dall'effettiva utilizzazione della stessa, sono più facilmente negoziabili, sono emettabili anche da soggetti diversi dall'ISO, consentendo così un più facile sviluppo di mercati secondari di CCC.
- 2.7 I CCC con valorizzazione implicita del diritto di trasporto possono prevedere, qualora contengano una clausola del tipo *used or get paid for it* che il detentore possa trasformare i medesimi in CCC con valorizzazione esplicita del diritto, semplicemente non realizzando il transito. D'altra parte, i CCC con valorizzazione esplicita del diritto di trasporto richiedono che sia possibile attribuire un valore univoco e trasparente all'energia elettrica in tutte le zone interessate da tali diritti. Nel seguito del documento si farà riferimento esclusivamente a CCC con valorizzazione esplicita del diritto di trasporto.
- 2.8 CCC, o strumenti analoghi, sono stati introdotti in molti Paesi esteri che hanno adottato un disegno di mercato caratterizzato da un'articolazione locale dei prezzi. Una sintetica descrizione di queste esperienze è contenuta nell'Appendice A al presente documento.
- 2.9 I CCC hanno solitamente un taglio non inferiore ad 1 MW ed una validità per un predefinito insieme di ore dell'anno e possono assumere la forma di obbligazioni o di opzioni. Un CCC nella forma di obbligazione con un taglio pari ad 1 MW pone in capo al suo possessore, per ciascuna ora del periodo di validità, il diritto a ricevere o l'obbligo ad effettuare pagamenti commisurati alla differenza tra il valore di 1 MWh di energia elettrica nella zona a valle del transito di riferimento ed il valore della stessa quantità di energia elettrica nella zona a monte del transito stesso, dove, in entrambi i casi, il valore viene determinato con riferimento al prezzo di equilibrio nelle diverse zone. In particolare:
- nelle ore in cui la suddetta differenza è positiva, cioè il prezzo di equilibrio della zona a valle del transito è maggiore del prezzo di equilibrio della zona a monte, il possessore del CCC avrà diritto a ricevere il pagamento della differenza stessa (dall'emittente del CCC);

---

<sup>3</sup> Nel seguito questi punti, nodi o zone verranno indicati come rispettivamente “a monte” e “a valle” del transito di riferimento.

- nelle ore in cui la suddetta differenza è negativa, cioè il prezzo di equilibrio della zona a valle del transito è minore del prezzo di equilibrio della zona a monte, il possessore del CCC sarà tenuto ad effettuare il pagamento della differenza stessa (a favore dell'emittente del CCC);
  - nelle ore in cui il transito di riferimento del CCC non risulta congestionato, la suddetta differenza sarà nulla (in quanto il prezzo di equilibrio assumerà lo stesso valore nelle due zone, rispettivamente a monte ed a valle del transito di riferimento) e nessun pagamento dovrà aver luogo.
- 2.10 Pertanto con riferimento ad transito tra due zone limitrofe, potenzialmente congestionato solo in una delle due direzioni, un CCC riferito alla direzione dell'eventuale congestione darà origine, nelle ore in cui il transito è congestionato, a pagamenti a favore del possessore del CCC, e quindi avrà per quest'ultimo un valore positivo. Invece un CCC riferito alla direzione opposta a quella dell'eventuale congestione, comporterà, per il possessore, l'impegno a effettuare pagamenti ogni qual volta il transito risulta congestionato, e pertanto avrà per il possessore medesimo un valore negativo.
- 2.11 È inoltre utile notare che, così come, sullo stesso transito, due flussi di energia di medesima potenza ma di direzione opposta si annullano, così due CCC riferiti a direzioni opposte dello stesso transito possono essere considerati come due "lati" dello stesso strumento. Ovvero, l'acquisizione di un CCC riferito ad una direzione di un determinato transito può essere considerata come l'emissione di un CCC riferito alla direzione opposta dello stesso transito. Pertanto, il possessore di un CCC può essere considerato anche come parte emittente di un CCC riferito alla direzione opposta sullo stesso transito. Queste considerazioni indicano che in realtà i CCC possono essere "emessi" non solo dal ISO, ma anche da altri operatori del settore elettrico, interessati a possedere CCC riferiti alla direzione opposta dello stesso transito.
- 2.12 Per semplicità, nel seguito si assumerà che i CCC siano emessi dall'ISO, che eventualmente provvederà a soddisfare la richiesta di tali strumenti riferiti anche alle diverse direzioni dello stesso transito (provvedendo poi a compensare i risultanti pagamenti).
- 2.13 Un CCC nella forma di opzione con un taglio pari ad 1 MW conferisce al suo possessore, per ogni ora del periodo di validità, 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 ed il valore della stessa quantità di energia elettrica nella zona a monte del transito stesso, dove, 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 ad effettuare, o titolato a ricevere, alcun pagamento.
- 2.14 Pertanto, nelle ore in cui la suddetta differenza è positiva, cioè il prezzo di equilibrio della zona a valle del transito è maggiore del prezzo di equilibrio della zona a monte, il possessore del CCC in forma di opzione avrà diritto a ricevere il pagamento della differenza stessa (dall'emittente del CCC); nelle ore in cui la suddetta differenza è negativa o nulla, cioè il prezzo di equilibrio della zona a valle del transito è minore o uguale al prezzo di equilibrio della zona a monte, nessun pagamento dovrà aver luogo.
- 2.15 Dal momento che i CCC nella forma di opzione danno luogo a pagamenti solo nelle ore in cui il transito di riferimento è congestionato nella direzione per la quale tali strumenti sono emessi, un CCC nella forma di obbligazione è equivalente, nei derivanti pagamenti orari, alla combinazione di due CCC nella forma di opzione sullo stesso transito: uno, acquistato, nella stessa direzione, l'altro, ceduto, nella direzione opposta. Nel prosieguo del paragrafo si farà riferimento unicamente a CCC nella forma di obbligazione.

- 2.16 I CCC consentono la completa copertura dal rischio per gli operatori che vendano ed acquistino energia elettrica nel MGP dopo avere sottoscritto dei contratti alle differenze (di seguito: CfD)<sup>4</sup>. Sul MGP, infatti, in presenza di congestioni di rete, il prezzo pagato dagli acquirenti di una zona è potenzialmente diverso dal prezzo di equilibrio ricevuto dal venditore in un'altra zona. Un CCC per volumi corrispondenti a quelli del CfD trasforma quest'ultimo in un CfD tra operatori con immissioni e prelievi nella stessa zona, vale a dire consente agli operatori di coprirsi integralmente dal rischio relativo alla volatilità del prezzo dell'energia elettrica e del corrispettivo per le congestioni interzonali.
- 2.17 Anche i titolari di contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte possono utilizzare i CCC con eguale beneficio. Infatti in presenza di un disegno di mercato non discriminatorio, i titolari dei medesimi contratti di compravendita sono tenuti a versare al Gestore della rete un corrispettivo di utilizzazione della capacità di trasporto pari alla differenza tra il prezzo di equilibrio nella zona di prelievo e quello della zona di immissione; esattamente lo stesso corrispettivo che questi si vedono riconosciuti dall'emittente il CCC.
- 2.18 L'emissione di un CCC riferito ad un determinato transito impegna l'emittente (se del caso, il Gestore della rete), nel periodo di validità, ad effettuare/ricevere pagamenti pari, in ciascuna ora, alla differenza tra il prezzo di equilibrio nella zona a valle del transito stesso ed il prezzo di equilibrio della zona a monte per l'ammontare di energia oggetto del CCC. Al contempo il Gestore della rete riceverà dal Gestore del mercato e dai titolari dei contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte, il gettito dei corrispettivi di congestione. Pertanto qualora il Gestore della rete emettesse CCC su ciascun transito in quantità pari alla relativa capacità di trasporto disponibile, i ricavi derivanti dai corrispettivi di congestione sarebbero esattamente pari, per ciascuna ora, ai pagamenti netti che il Gestore della rete sarebbe tenuto ad effettuare, nella sua qualità di emittente, in relazione ai CCC emessi.
- 2.19 Quindi, l'emissione di CCC in quantità non superiore alla capacità di trasporto disponibile sui corrispondenti transiti, da parte del Gestore della rete implicherebbe, per ciascuna ora, il versamento ai titolari di CCC di un importo complessivamente mai superiore al gettito rinveniente dai corrispettivi di congestione, senza quindi alcun rischio economico per il Gestore della rete stesso<sup>5</sup>. Peraltro, l'assegnazione di CCC, qualora avvenisse a titolo oneroso, produrrebbe dei ricavi<sup>6</sup> che, in valore atteso attualizzato, dovrebbero equivalere ai ricavi derivanti dai corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto<sup>7</sup>. Anche per il Gestore della rete, quindi, l'emissione di CCC tramite asta potrebbe portare dei vantaggi. I flussi di ricavo incerti connessi ai corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di

---

<sup>4</sup> Un CfD consente ad un produttore e un consumatore che l'abbiano sottoscritto di fissare ex ante il prezzo dell'energia prodotta e consumata per un periodo di tempo determinato, consentendo al tempo stesso ai contraenti di ricorrere al mercato elettrico per la realizzazione di un dispacciamento efficiente.

<sup>5</sup> In realtà, l'emissione di CCC in quantità pari alla capacità di trasporto ritenuta disponibile genererebbe un rischio economico nel caso in cui tale capacità risultasse, in alcune ore, indisponibile. In questo caso, il Gestore della rete non riceverebbe, per la capacità indisponibile, ricavi dai corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, mentre sarebbe comunque tenuta ad effettuare i pagamenti sui CCC emessi su tale capacità.

<sup>6</sup> Il meccanismo di assegnazione dei CCC può prevedere il pagamento del relativo prezzo in un'unica soluzione, al momento dell'assegnazione stessa, o in rate annuali, o sotto forma di rate orarie.

<sup>7</sup> In realtà è possibile che gli operatori del settore siano disposti a pagare per i CCC un prezzo maggiore del valore attuale scontato dei pagamenti a cui il possesso dei CCC stessi dà diritto/impegna. Infatti, tali operatori potrebbero essere disposti a pagare un premio su tale valore attuale scontato, per la copertura, offerta dai CCC, del rischio derivante dalla variabilità dei corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

trasporto sarebbero infatti rimpiazzati da un flusso di ricavi da assegnazione di CCC, definito nel momento dell'assegnazione stessa.

### ***I CCC e i disegni di mercato zonali lato produzione e prezzo nazionale lato consumo***

- 2.20 In diversi Paesi ove è previsto un disegno di mercato zonale è prevista altresì l'applicazione di un prezzo al consumo pari ad una media ponderata tra quelli riconosciuti alla produzione nelle diverse zone appartenenti ad un predefinito aggregato. Un disegno di mercato di questo tipo può essere visto come disegno di mercato zonale in cui tutta la domanda dell'aggregato di zone considerato sia localizzata in una nuova zona  $n+1$ -esima virtuale ed in cui la struttura della rete richieda che per alimentare quest'ultima zona sia necessario far produrre energia elettrica nelle altre  $n$  zone esattamente in proporzione ai pesi utilizzati per determinare il prezzo medio applicato ai consumatori.
- 2.21 In Italia, il criterio di ponderazione dei prezzi zonali di vendita è la distribuzione percentuale della domanda nelle diverse zone in cui è articolato il sistema elettrico. Gli operatori, pertanto, necessitano di conoscere come la domanda si distribuisce tra le diverse zone per determinare la composizione del portafoglio, in termini di localizzazione delle immissioni e dei transiti cui sono riferiti i CCC, che consenta di minimizzare il rischio del portafoglio medesimo.
- 2.22 Ipotizziamo che un produttore abbia sottoscritto un CfD con un consumatore finale; per conseguire certezza dei propri ricavi relativi alla cessione di energia elettrica, il medesimo produttore dovrebbe detenere un portafoglio di CCC che consenta di trasportare<sup>8</sup> l'energia elettrica oggetto del CfD nelle diverse zone del sistema elettrico nazionale in proporzione alla distribuzione del consumo nazionale nelle zone medesime.
- 2.23 Un altro aspetto critico che si pone in questo caso è relativo al fatto che gli operatori tenderanno ad attribuire maggiore valore ad un portafoglio di CCC che consenta di ripartire la propria produzione tra le zone in maniera analoga alla distribuzione del consumo nel sistema elettrico nazionale di quello della somma dei singoli valori da loro attribuiti ai CCC che compongono detto portafoglio<sup>9</sup>. Si pensi ad un sistema con tre zone (A, B e C), con domanda equidistribuita tra le zone medesime. Un produttore della zona A, che abbia buona confidenza relativamente all'andamento futuro dei prezzi nella zona medesima e molte incertezze su quelli delle altre due zone, potrebbe volere eliminare completamente ogni rischio relativo ai propri ricavi futuri sottoscrivendo un CfD con un consumatore; pertanto, qualora acquisisse CCC tra la zona A e B e tra la zona A e C per 1/3 ciascuno del volume negoziato nel CfD si coprirebbe contro ogni rischio. D'altra parte, se ottenesse solo uno dei due suddetti CCC (per esempio solo quello tra A e B), la sua posizione di rischio potrebbe aumentare rispetto a quella iniziale, essendo ora esposto alla variabilità dei prezzi nella zona C per 1/3 dei volumi piuttosto che alla variabilità dei prezzi nella zona A per il totale dei volumi negoziati.

---

<sup>8</sup> O alternativamente di regolare con l'emittente del CCC la differenza di prezzo tra le zone interessate da ciascun transitato.

<sup>9</sup> Si ipotizza ovviamente che gli operatori siano avversi al rischio.

### **3. L'introduzione di strumenti di copertura del rischio di variabilità delle differenze tra prezzo unico nazionale e prezzi zonali**

3.1 In questa sezione si formulano alcune proposte relative alle caratteristiche e alle modalità di allocazione di strumenti che potrebbero, nel contesto del settore elettrico italiano, offrire opportunità di copertura del rischio di variabilità della differenza tra prezzo unico nazionale e prezzi zonali.

#### *Caratterizzazione degli strumenti*

3.2 Come si è visto, il Gestore della rete riceve, in ciascuna ora in cui si evidenziano congestioni di rete, i ricavi netti derivanti dall'applicazione del corrispettivo di congestione. Tali ricavi sono pari, per ciascun transito congestionato, alla valorizzazione, sulla base dei prezzi di equilibrio zonali, del flusso di energia ammesso al transito medesimo compatibilmente con la capacità di trasporto disponibile. Pertanto, per ciascun transito ed in ogni ora in cui tale capacità risulta congestionata, i suddetti ricavi netti saranno pari al prodotto tra la capacità di trasporto disponibile e la differenza dei prezzi di equilibrio nella zona rispettivamente a valle ed a monte di tale transito.

3.3 Il Gestore della rete potrebbe quindi emettere diritti su questi ricavi, cioè diritti (in forma di opzione) che assegnano al detentore una quota predefinita dei ricavi stessi. La quota sarebbe espressa in capacità di trasporto, direzionalmente definita, del transito corrispondente. Se questi diritti fossero emessi, per ciascun transito e per ciascuna direzione, in quantità pari alla capacità disponibile, il possessore riceverebbe, in presenza di congestioni nel transito considerato, un pagamento pari alla differenza tra il prezzo zonale a valle del transito ed il prezzo zonale a monte del transito.

3.4 L'emissione di questo tipo di strumenti non esporrebbe il Gestore della rete ad alcun rischio economico in quanto, essendo gli strumenti stessi definiti come diritti su quote dei ricavi derivanti dal corrispettivo di congestione, il rischio di un minor valore di tali ricavi, ad esempio in conseguenza di una riduzione della capacità di trasporto sul transito di riferimento, sarebbe trasferito sui possessori degli strumenti stessi, nella forma di minori pagamenti.

3.5 Peraltro, nell'attuale disegno di mercato, il rischio a cui sono esposti i partecipanti al mercato è connesso alla variabilità delle differenze tra PUN e prezzi di equilibrio zonali. Come illustrato nell'Appendice C al presente documento, tali differenze risultano essere combinazioni lineari, con pesi relativi dipendenti dall'articolazione zonale dei prelievi complessivi dalla rete, delle differenze tra i prezzi di equilibrio zonali, e quindi gli operatori, per ottenere la copertura desiderata, dovrebbero combinare opportunamente i diritti emessi dal Gestore della rete. Tale combinazione potrebbe dover essere aggiornata periodicamente al variare dell'articolazione zonale dei prelievi.

3.6 In alternativa, il Gestore della rete potrebbe emettere direttamente strumenti di copertura del rischio a cui sono esposti i partecipanti al mercato, strumenti che cioè assegnano al possessore, in ogni ora in cui emergono congestioni sulla rete e quindi in presenza di differenziazione dei prezzi zonali, e quindi di differenza tra questi ed il PUN, il diritto a ricevere, o l'onere di effettuare, pagamenti commisurati a tale differenza. Per ciascuna zona potrebbero essere emessi strumenti

(in forma di obbligazione) che diano origine a pagamenti (a favore o a carico del possessore) commisurati alla differenza tra PUN e prezzo di equilibrio zonale della zona di riferimento.

- 3.7 La quantità di strumenti per ciascuna zona che il Gestore della rete sarebbe in grado di emettere, assicurando poi che i relativi pagamenti (netti) siano coperti dai ricavi netti derivanti dall'applicazione del corrispettivo di congestione, non sono univoche, nel senso che vi sono diverse combinazioni di quantità emettibili dei diversi strumenti zonalmente che sono compatibili con il vincolo di copertura dei relativi pagamenti, data una certa previsione di articolazione zonale dei prelievi complessivi dalla rete, e quindi di ponderazione dei prezzi di equilibrio zonalmente nella costruzione del PUN.
- 3.8 In questo caso il Gestore della rete rimarrebbe esposto ad un duplice rischio di insufficienza del gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo per la copertura dei pagamenti netti connessi agli strumenti emessi. Da un lato, l'indisponibilità di elementi di rete, o qualsiasi altro evento che determinasse una riduzione della capacità di trasporto sui transiti tra zone, potrebbe determinare una riduzione del gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo. Dall'altro lato, una articolazione zonale dei prelievi dalla rete che si discostasse dalle previsioni potrebbe generare un aumento dei pagamenti connessi agli strumenti emessi. Per tutelare il Gestore della rete da tale rischio potrebbe essere opportuno prevedere che gli strumenti siano emessi in quantità prudenziali, cioè inferiori a quelle relative all'utilizzo pieno delle capacità di trasporto sui transiti tra zone. In alternativa, o parallelamente, potrebbero essere previsti specifici meccanismi di compensazione, di natura tariffaria, del minor gettito o dei maggiori pagamenti.

Spunti di consultazione.

S1. Con la deliberazione 15 luglio 2004, n. 116/04, l'Autorità ha previsto che il Gestore della rete pubblichi le stime della distribuzione percentuale della domanda nelle diverse zone. Si ritiene tale misura adeguata a dare agli operatori sufficienti certezze circa la struttura del portafoglio di CCC che minimizza il loro rischio? Si ritiene preferibile il ricorso a misure ulteriori?

S2. In particolare, sulla base di quanto esposto, si ritiene opportuno che il Gestore della rete emetta CCC sotto forma di coperture rispetto alla differenza di prezzi tra le zone lasciando agli operatori il compito di individuare le opportune combinazioni di CCC, o si ritiene invece che il Gestore della rete debba emettere CCC sotto forma di coperture rispetto alla differenza tra PUN e prezzo zonale di vendita, assumendo su se stesso il rischio relativo alla effettiva distribuzione tra le zone dei consumi?

S3. Qualora il Gestore emettesse CCC sotto forma di copertura rispetto alla differenza di prezzo tra le zone, si ritiene opportuno prevedere che già in fase di prima assegnazione sia possibile assegnare direttamente opportune combinazioni di CCC?

### ***Periodo di validità degli strumenti***

- 3.9 Gli strumenti proposti si pongono quale obiettivo quello di fornire opportunità di copertura del rischio derivante dalla variabilità della differenza tra prezzo unico nazionale e prezzi zonalmente. A tale rischio sono esposti, come si è visto, sia i partecipanti al mercato del giorno prima sia coloro che concludono contratti bilaterali.
- 3.10 Si propone quindi che i CCC abbiano un periodo di validità annuale, coerente con la durata contrattuale tipica della fornitura di energia elettrica. Si propone inoltre che strumenti con periodo di validità inferiore siano resi disponibili, per facilitare il riposizionamento degli operatori in corso d'anno. In questo caso potrebbe essere prevista l'introduzione di strumenti con periodo di

validità mensile. Nel caso di introduzione di strumenti con diversi periodi di validità, dovrebbero essere definite le quantità relative dei diversi tipi di strumenti.

#### Spunti di consultazione

S4. Si concorda sulla previsione che gli strumenti di copertura del rischio derivante dalla variabilità della differenza tra prezzo unico e prezzi zonali di vendita abbiano un periodo di validità annuale e/o mensile? Si ritiene utile prevedere che i CCC abbiano profili di potenza non costanti durante il periodo di validità (ad esempio differenziazione tra ore diurne e ore notturne)?

S5. Quale dovrebbero essere, ovvero come dovrebbero essere individuate, le quantità relative dei diversi strumenti emessi?

#### ***Modalità di assegnazione degli strumenti***

3.11 Si possono prevedere, in via generale, due metodologie di allocazione degli strumenti sopra caratterizzati. Gli strumenti prospettati costituiscono, sebbene sotto diverse forme, titoli rappresentativi del valore della capacità di trasporto. Pertanto, si potrebbe ritenere che tali strumenti debbano essere allocati ai clienti finali che, attraverso i corrispettivi di accesso ed uso della rete, già sostengono i costi della stessa.

Tali strumenti potrebbero essere assegnati gratuitamente ai clienti finali, secondo criteri di assegnazione individuati. Un possibile problema di questo metodo di assegnazione deriva dal fatto che, in presenza di diversi tipi di strumenti da assegnare (ad esempio uno per ogni transito potenzialmente congestionato o per ogni zona), a ciascun cliente finale sarebbe assegnato (gratuitamente) un “portafoglio” di tali strumenti, ciascuno in quantità estremamente ridotte. Tale portafoglio quasi sicuramente non corrisponderà alle esigenze di copertura del rischio del cliente finale e quindi questi sarà costretto a negoziare gli strumenti ricevuti, per ottenere il profilo di copertura del rischio richiesto o anche solo per valorizzare l’assegnazione ricevuta.

Oltre a tale problema, l’applicazione di questo metodo di assegnazione degli strumenti richiede l’individuazione del criterio di ripartizione degli stessi tra gli utenti della rete.

3.12 Alternativamente, potrebbe essere prevista l’assegnazione dei diversi strumenti attraverso asta. In questo caso i partecipanti al mercato potrebbero presentare offerte di acquisto per i diversi strumenti secondo le necessità individuali. Potrebbero essere utilizzati diversi meccanismi d’asta. Nel caso fossero emessi strumenti sulla differenza tra prezzo unico nazionale e prezzi zonali, il risultato dell’asta determinerebbe anche quale combinazione di tali strumenti sarebbe emessa.

3.13 Nel caso in cui gli strumenti fossero assegnati attraverso asta, i relativi ricavi potrebbero essere destinati alla copertura (almeno parziale) dei costi della rete di trasmissione, permettendo quindi una (proporzionale) riduzione di tutti i corrispettivi di uso della stessa. In questo modo, il valore della capacità di trasporto internalizzato nel valore e quindi nel prezzo di assegnazione degli strumenti, verrebbe attribuito a tutti i clienti finali, in proporzione al loro contributo alla copertura dei costi della rete stessa.

3.14 Qualora fossero previsti strumenti con periodo di validità annuale e mensile, sarebbe necessario prevedere un’asta con cadenza annuale per l’allocazione degli strumenti con periodo di validità annuale. Qualora tale periodo coincidesse con l’anno solare (gennaio – dicembre), l’asta annuale dovrebbe svolgersi con congruo anticipo rispetto all’inizio del periodo di validità, in modo da

permettere ai partecipanti al mercato di includere gli strumenti stessi nelle loro strategie di posizionamento commerciale.

L'allocazione di strumenti con periodo di validità mensile potrebbe avvenire sulla base di aste con cadenza mensile. In queste aste mensili potrebbero essere allocati strumenti, con periodo di validità mensile, riferiti a capacità di trasporto non già impegnata per l'emissione di strumenti con periodo di validità annuale. Inoltre, i possessori di strumenti con periodo di validità annuale potrebbero offrire di vendere tali strumenti, per il periodo di validità residuo.

Per tenere conto del variare delle stime relative alla distribuzione della domanda tra le diverse zone si potrebbero prevedere aste di riconfigurazione periodiche (ad esempio, mensili), aste, cioè, nelle quali i possessori di una determinata combinazione di strumenti relativi alle diverse zone potrebbero modificare il loro portafoglio.

- 3.15 Le aste, annuali e mensili, potrebbero essere gestite dal Gestore della rete, o da altro soggetto da questo delegato. Qualora gli strumenti introdotti fossero direttamente riferiti alla differenza tra prezzo unico nazionale e prezzi zonali, sarebbe comunque necessario un coinvolgimento del Gestore della rete nelle procedure di assegnazione, dal momento che come si è visto non vi è una combinazione univoca di quantità dei diversi strumenti zonali emettibili e, se le quantità effettivamente emesse dipenderanno dalla domanda da parte dei partecipanti al mercato, dovrà essere comunque garantita la copertura finanziaria dei pagamenti derivanti dagli strumenti stessi. In questo caso è quindi necessaria l'effettuazione di una verifica di "fattibilità simultanea" delle diverse quantità richieste, verifica che plausibilmente potrà essere condotta dal Gestore della rete, sulla base degli assetti di rete previsti per il periodo di validità degli strumenti.

#### Spunti di consultazione

S6. Quale si ritiene debba essere il metodo di allocazione dei CCC?

S7. In quale periodo dell'anno si ritiene che sia opportuno svolgere la procedura di allocazione dei CCC relativi all'anno successivo?

S8. Nel caso in cui si indicasse l'allocazione gratuita quale metodo di allocazione degli strumenti, quali dovrebbero essere i criteri con cui procedere a tale allocazione?

S9. Nel caso in cui si indicasse l'allocazione attraverso asta quale metodo di allocazione degli strumenti, quali dovrebbe essere la destinazione dei proventi di tale asta?

S10. Quale soggetto si ritiene debba gestire l'allocazione degli strumenti?

S11. Si ritiene opportuno prevedere periodiche aste di riconfigurazione?

- 3.16 Nella assegnazione dei CCC potrebbe essere opportuno tenere in considerazione la presenza di operatori con potere di mercato in alcune zone. Tali operatori potrebbero avere interesse ad adottare strategie di domanda dei suddetti strumenti, soprattutto se allocati attraverso asta, tali da aumentare il loro potere di mercato nelle medesime zone, massimizzando il valore congiunto di produzione nella zona e di strumenti di copertura del rischio detenuti.

Sotto questo aspetto, si potrebbe sostenere che un'assegnazione distribuita dei CCC sarebbe preferibile in presenza di operatori con potere di mercato, poiché il valore di tali strumenti può cambiare significativamente al variare del numero di questi detenuto da detti operatori. Alternativamente, qualora si prevedesse un meccanismo di assegnazione tramite asta, questa dovrebbe essere strutturata in più tornate in cui ciascun partecipante sia informato del numero di

strumenti che, qualora l'assegnazione si fosse conclusa alla tornata precedente, sarebbero stati assegnati agli operatori con potere di mercato.

Spunti per la consultazione.

S12. Si ritiene che l'esistenza di operatori con potere di mercato nelle diverse zone debba essere tenuta in considerazione nel definire il meccanismo di allocazione di CCC?

S13. In caso di assegnazione attraverso meccanismi di mercato si ritiene che sia opportuno prevedere un limite alla partecipazione di operatori con potere di mercato, anche in considerazione del fatto che la distribuzione sull'intero territorio nazionale della capacità produttiva nella disponibilità di detti operatori rappresenta, di fatto, una copertura naturale contro il rischio di volatilità dei corrispettivi di trasporto?

S14. Si ritiene che gli effetti di quanto proposto possano essere realizzati, in alternativa, mediante l'imposizione di un limite uniforme al valore del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto?

## Appendice A – Diritti di trasporto nelle esperienze internazionali

Negli ultimi anni, la liberalizzazione dei settori elettrico, con l'introduzione del diritto di accesso alle reti di trasporto dell'energia elettrica e lo sviluppo di mercati elettrici e quindi di una più puntuale valorizzazione dell'energia elettrica, anche differenziata geograficamente, hanno posto in primo piano le tematiche relative alle condizioni economiche di accesso alle reti per la partecipazione al mercato elettrico.

Un aspetto di tale tematica riguarda la gestione delle congestioni e più in generale i segnali di prezzo che da tali congestioni di rete derivano. Ove le congestioni di rete sono gestite attraverso una diversa valorizzazione geografica (nodale o zonale) dell'energia elettrica, è emersa l'esigenza di gestire, oltre al rischio derivante dalla variabilità del livello generale del prezzo dell'energia elettrica, anche il rischio connesso con la variabilità di tali differenziali di prezzo.

A tale scopo, in diverse giurisdizioni, sono stati introdotti specifici strumenti – generalmente individuati come Diritti Fissi di Trasporto o *Firm Transmission Rights* (nel seguito: FTR) – che permettono la copertura, totale o almeno parziale, del rischio derivante dalla variabilità del differenziale tra prezzi zonali o nodali.

La presente Appendice contiene una rassegna sintetica delle esperienze più significative di sviluppo di FTR. In particolare, si considerano le esperienze di alcune giurisdizioni statunitensi: PJM, New York, California e New England.

Per facilitare l'illustrazione delle diverse esperienze americane ed il loro confronto, può essere utile individuare un quadro di riferimento per la caratterizzazione dei FTR, in termini di definizione dello strumento, delle sue caratteristiche contrattuali, del periodo di validità e delle modalità di assegnazione e negoziazione.

I FTR sono strumenti, generalmente emessi dal gestore della rete di trasmissione o dal gestore del sistema elettrico, che pongono in capo al possessore diritti, ed eventualmente obblighi, di natura economica. In alcuni casi, oltre alla valenza di copertura contro il rischio, tali strumenti conferiscono al possessore diritti fisici relativamente all'utilizzazione della capacità di trasporto.

Gli FTR sono riferiti (direzionalmente) ad uno specifico transito, tra due punti, nodi o zone della rete elettrica<sup>10</sup>. Il diritto, ed eventualmente l'obbligo, in capo al possessore di un FTR implica quindi il pagamento di un ammontare monetario pari alla differenza tra i prezzi dell'energia elettrica tra i due punti, nodi o zone che definiscono il transito a cui il FTR è riferito. Allo stesso transito viene riferito l'eventuale diritto fisico conferito dal FTR al suo possessore.

Altre caratterizzazioni rilevanti dei FTR sono il loro taglio (minimo) (espresso in MW di potenza del transito di riferimento) il periodo di validità (cioè il periodo durante il quale sorgono diritti ed eventualmente obblighi)- e l'anticipo, rispetto al periodo di validità, con cui tali strumenti sono emessi.

Una importante categorizzazione dei FTR riguarda la distinzione tra FTR in forma di obbligazione ed FTR in forma di opzione.

Il FTR in forma di obbligazione pone in capo al suo possessore, per ogni MW di taglio e per ogni ora del periodo di validità, il diritto a ricevere o l'obbligo ad effettuare pagamenti commisurati alla differenza tra il valore/prezzo di 1 MWh di energia elettrica nel punto, nodo o zona “a valle” del

---

<sup>10</sup> Nel seguito questi punti, nodi o zone verranno indicati come rispettivamente “a monte” e “a valle” del transito di riferimento.

transito di riferimento ed il valore/prezzo della stessa quantità di energia elettrica nella zona “a monte” del transito stesso. In particolare:

- nelle ore in cui la suddetta differenza è positiva, cioè il valore/prezzo dell’energia elettrica nel punto, nodo o zona “a valle” del transito è maggiore del valore/prezzo dell’energia elettrica nel punto, nodo o zona “a monte”, il possessore del FTR avrà diritto a ricevere il pagamento della differenza stessa (dal soggetto emittente);
- nelle ore in cui la suddetta differenza è negativa, cioè il valore/prezzo dell’energia elettrica nel punto, nodo o zona “a valle” del transito è minore del valore/prezzo di equilibrio del punto/nodo/zona” a monte”, il possessore del FTR sarà tenuto ad effettuare il pagamento della differenza stessa (a favore del soggetto emittente)<sup>11</sup>.

Un FTR in forma di opzione conferisce al suo possessore, per ogni MW di taglio e per ogni ora del periodo di validità, il diritto a ricevere pagamenti commisurati alla differenza, se positiva, tra il valore/prezzo di 1 MWh di energia elettrica nel punto, nodo, zona “a valle” del transito di riferimento ed il valore/prezzo della stessa quantità di energia elettrica nel punto, nodo o zona “a monte” del transito stesso. Nel caso in cui la suddetta differenza risulti, in un’ora, negativa, il possessore non è tenuto ad effettuare, o titolato a ricevere, alcun pagamento. Pertanto:

- nelle ore in cui la suddetta differenza è positiva, cioè il valore/prezzo dell’energia elettrica nel punto, nodo o zona “a valle” del transito è maggiore del valore/prezzo dell’energia elettrica nel punto, nodo o zona “a monte”, il possessore del FTR avrà diritto a ricevere il pagamento della differenza stessa (dal soggetto emittente);
- nelle ore in cui la suddetta differenza è negativa o nulla, cioè il valore/prezzo dell’energia elettrica nel punto, nodo o zona “a valle” del transito è minore o uguale al valore/prezzo dell’energia elettrica nel punto, nodo o zona “a monte”, nessun pagamento avrà luogo.

Infine, in alcune giurisdizioni, viene addossato ai possessori di FTR il rischio di indisponibilità degli elementi di rete strumentali al transito di riferimento, o comunque di riduzione della capacità di trasporto. Il legame tra le indisponibilità degli elementi di rete/riduzione della capacità di trasporto ed i pagamenti previsti dai FTR deriva dal fatto che tali pagamenti sono generalmente finanziati dal margine che il gestore del sistema ottiene, in presenza di congestioni, dalla diversa valorizzazione dell’energia immessa in rete e prelevata dalla rete nei diversi punti, nodi o zone della rete stessa. L’indisponibilità di elementi di rete o comunque una riduzione della capacità di trasporto riduce il suddetto margine. Pertanto, i FTR possono prevedere che, a fronte di una riduzione di tale margine, i pagamenti previsti dai FTR siano corrispondentemente ridotti, determinando quindi un trasferimento del rischio ai possessori di tali strumenti.

Riassumendo, nella descrivere le varie esperienze di sviluppo di FTR, le stesse potranno essere caratterizzate in termini di:

- 1) tipo di diritto conferito: con valorizzazione implicita od esplicita;
- 2) forma del diritto: obbligazione o opzione;
- 3) definizione dei transiti di riferimento;
- 4) periodo di validità;
- 5) tempi e modalità di allocazione;
- 6) allocazione del rischio di indisponibilità degli elementi di rete.

---

<sup>11</sup> Nelle ore in cui la differenza tra il valore/prezzo di 1 MWh di energia elettrica nel punto, nodo o zona “a valle” del transito di riferimento ed il valore/prezzo della stessa quantità di energia elettrica nella zona “a monte” del transito stesso è nulla (in quanto il valore/prezzo dell’energia elettrica risulterà uguale nei due punti, nodi o zone, rispettivamente “a monte” ed “a valle” del transito di riferimento) nessun pagamento avrà luogo.

Sulla base di questa caratterizzazione del FTR, si passa ora ad illustrare le esperienze di PJM, New York, California e New England.

### **PJM**

PJM ha introdotto un'articolazione nodale dei prezzi di mercato il 1° aprile 1998 ed allo stesso tempo ha introdotto FTR (che in questa giurisdizione assumono la denominazione di "Fixed Transmission Rights") per la copertura del rischio legato alla variabilità del differenziale tra i prezzi in diversi nodi del sistema derivante da congestioni.

In PJM i FTR non prevedono alcun diritto di natura fisica: coprono i costi derivanti dalle congestioni, ma non quelli relativi alle perdite sulla rete. Inizialmente introdotti solo in forma di obbligazione, dal giugno 2003 sono anche disponibili in forma di opzione.

I meccanismi di allocazione dei FTR hanno subito modifiche nel corso degli anni. Inizialmente i FTR erano in parte allocati gratuitamente agli utenti della rete – *transmission service customers*, che includono le *Load Serving Entities (LSE)* - (che pagano i corrispettivi di accesso alla rete stessa), secondo le loro necessità di trasporto dagli impianti di produzione alle aree di consumo<sup>12</sup>, in parte allocati attraverso aste, nelle quali potevano anche essere rivenduti FTR precedentemente assegnati agli utenti della rete. Nonostante alcune modifiche nel metodo di allocazione annuale agli utenti della rete, questo sistema finiva inevitabilmente per creare differenze di trattamento tra diversi operatori. Pertanto, dal 2003, i FTR sono allocati attraverso un'asta annuale. Contemporaneamente, agli utenti della rete sono allocati annualmente diritti sui ricavi dell'asta annuale (*Auction Revenue Rights – ARR*).

Oltre all'asta annuale, aste mensili permettono di allocare eventuali FTR rimasti non allocati e di rivendere FTR già allocati nell'asta annuale. I FTR possono anche essere scambiati bilateralmente. Ai fini delle negoziazioni sul mercato secondario, i FTR possono essere scomposti in FTR con taglio e periodi di validità minori, mentre non è possibile la riconfigurazione per transito di riferimento o la modifica della forma dello strumento (obbligazione o opzione).

Nell'asta annuale sono emessi FTR con periodi di validità annuale, per tutte le ore, per le sole ore "piene" o per le sole ore "vuote". Nell'asta mensile sono allocati esclusivamente FTR con periodo di validità mensile, per tutte le ore, per le sole ore "piene" o per le sole ore "vuote".

I FTR annuali in forma di obbligazione possono essere riferiti al transito tra qualsiasi coppia di nodi, zone o punti di generazione o di scambio con altre reti; i FTR mensili in forma di obbligazione possono essere riferiti al transito tra qualsiasi coppia di elementi di rete per i quali PJM determina un prezzo di mercato (punti, nodi, zone), e anche a transiti che originino o terminino al di fuori dell'area di PJM<sup>13</sup>. I FTR in forma di opzione possono essere riferiti solo ad un sottoinsieme dei transiti previsti per i FTR in forma di obbligazione

---

<sup>12</sup> Inizialmente, il meccanismo di allocazione di FTR agli utenti della rete prevedeva una priorità di allocazione agli utenti esistenti, ciò rendeva difficile l'entrata di nuovi operatori nella vendita di energia elettrica. Dal 2001 il meccanismo è stato modificato in modo che tutte le richieste di allocazione di FTR fossero trattate allo stesso modo e le allocazioni avvenissero in proporzione alla quota di ciascun utente nella domanda massima annuale. Rimaneva peraltro il legame tra la disponibilità di impianti di generazione (di proprietà o contrattati) e la possibilità di richiedere l'allocazione di FTR. Il che, continuava a costituire una barriera all'entrata di nuovi operatori (ad esempio grossisti) in corso d'anno.

<sup>13</sup> FTR in forma di opzione sono disponibili solo con riferimento ad alcuni transiti, per semplificare il meccanismo di allocazione annuale.

I ARR sono a loro volta strumenti di copertura senza alcun diritto di natura fisica ed hanno forma di obbligazione, riferiti ad un transito tra due punti, nodi o zone della rete<sup>14</sup>. Una volta allocati alle LSE, i ARR possono essere riassegnati in corso d'anno qualora vi sia uno spostamento di clienti da una LSE ad un'altra<sup>15</sup>.

Il rischio di insufficienza del gettito del margine di congestione e dei ricavi dell'asta annuale dei FTR è trasferito rispettivamente ai possessori dei FTR ed agli assegnatari di ARR. Infatti, benché per ciascun FTR sia definito, per ogni ora, un pagamento teorico (commisurato alla differenza tra il valore/prezzo dell'energia elettrica "a valle" ed "a monte" del transito di riferimento), tale pagamento non è garantito; il possessore del FTR partecipa invece alla distribuzione del margine derivante dai corrispettivi di congestione in proporzione al suddetto pagamento teorico. Qualora in un'ora il margine superi i pagamenti teorici complessivi relativi ai FTR, l'eccesso viene utilizzato per compensare eventuali deficit nelle altre ore dello stesso mese o del mese precedente nell'ambito dello stesso anno. Eccessi di margine ulteriori rispetto alle esigenze di compensazione sono distribuiti agli utenti della rete ed ai possessori di FTR a fine anno.

Analogamente, i ARR determinano un'allocatione teorica dei ricavi dell'asta annuale di FTR, ma l'allocatione effettiva dipende dal livello dei ricavi effettivamente conseguiti nell'asta. In particolare, se i ricavi dell'asta annuale di FTR sono insufficienti a soddisfare l'allocatione teorica determinata dai ARR, i pagamenti previsti dai ARR sono ridotti proporzionalmente. Alla copertura di tali pagamenti possono contribuire anche i ricavi derivanti dall'asta mensile dei FTR. La parte residua di tali ricavi è utilizzata per compensare eventuali minori ricavi derivanti dal margine di congestione destinati alla copertura dei pagamenti previsti dai FTR annuali. Inoltre, anche eventuali eccedenze di ricavi derivanti dal margine di congestione, rispetto ai pagamenti previsti dai FTR, possono essere utilizzare per compensare minori ricavi dall'asta dei FTR nella copertura dei pagamenti previsti dal ARR.

Le quantità di FTR e di ARR emessi devono soddisfare una verifica di fattibilità simultanea ("simultaneous feasibility test"). Per i FTR tale verifica assicura che i diritti emessi siano compatibili con la capacità di trasporto del sistema e che quindi il margine, almeno nelle condizioni di assetto della rete considerate nella verifica, sia sufficiente a coprire i pagamenti derivanti dai FTR emessi. Per i ARR la verifica deve assicurare che l'assegnazione di diritti sui ricavi dell'asta dei FTR sia compatibile con i FTR effettivamente emettibili.

### ***New York***

Il mercato elettrico dello Stato di New York prevede, in caso di congestioni di rete, l'articolazione nodale e zonale o sub-zonale dei prezzi di valorizzazione dell'energia elettrica, rispettivamente venduta ed acquistata.

New York ha introdotto i *Transmission Congestion Contracts* (TCC) il 1° settembre 1999. I TCC sono strumenti con valorizzazione esplicita del diritto connesso: coprono i costi derivanti dalle congestioni ma non quelli derivanti dalle perdite sulla rete.

I titolari di contratti di vettoriamento stipulati prima del 1999 (data di assunzione di responsabilità del gestore del sistema dello Stato di New York – NYISO) sono al momento esentati dal pagamento dei corrispettivi di congestione, ma potranno optare per trasformare il loro diritto fisico in TCC.

---

<sup>14</sup> I possessori di ARR hanno la possibilità di convertirli in FTR annuali, aventi validità per tutte le ore e lo stesso transito di riferimento.

<sup>15</sup> La rassegnazione avviene su base giornaliera e solo per i ARR con valore economico positivo.

I TCC sono definiti con riferimento al transito tra due punti, nodi o zone della rete, o anche da/per nodi virtuali esterni all'area. Per favorire la standardizzazione di questi strumenti, e quindi la liquidità negli scambi, i TCC possono essere scomposti nelle tre componenti: dal punto o nodo "a monte" alla zona in cui tale punto o nodo è localizzato; dalla zona in cui il punto o nodo "a monte" è localizzato alla zona in cui il punto o nodo "a valle" è localizzato; dalla zona in cui il punto o nodo "a valle" è localizzato a tale punto o nodo<sup>16</sup>.

I TCC hanno un periodo di validità di sei mesi o un anno. I TCC sulla capacità di trasmissione disponibile (cioè al netto di quella già assegnata per i contratti di vettoriamento in essere, quella relativa ai TCC sostitutivi di tale capacità e quella riservata alla c.d. Native Load, cioè alla domanda locale) sono allocati ai proprietari di rete e da questi venduti attraverso un'asta gestita dal gestore del sistema (NYISO). Il risultato dell'asta, sulla base delle offerte presentate, determina quale combinazione di TCC sono emessi. Sono inoltre organizzate aste mensili per la riconfigurazione dei TCC, nelle quali vengono venduti TCC con periodo di validità di un mese.

I TCC possono essere scambiati bilateralmente. In questo caso però l'operatore cedente rimane la controparte del NYISO, fino a che l'operatore acquirente non soddisfa i criteri di solidità finanziaria previsti dal NYISO stesso.

Il rischio di insufficienza del gettito del margine di congestione su base mensile rimane in capo al gestore della rete di trasmissione e viene riflesso in aggiustamenti mensili della tariffa di trasmissione (*Transmission Service Charge*)

### **California**

La California utilizza un sistema zonale per la gestione delle congestioni ed ha introdotto i Firm Transmission Rights nel febbraio del 2000.

I FTR in California oltre ad dar luogo a pagamenti a favore del possessore se il transito di riferimento risulta congestionato nella direzione a cui il FTR è riferito, assegnano un diritto di priorità di dispacciamento nel mercato del giorno prima<sup>17</sup>. Il mancato esercizio di questo diritto di priorità non pregiudica comunque il diritto del possessore del FTR a ricevere gli eventuali suddetti pagamenti.

I FTR in California hanno periodo di validità annuale (da aprile a marzo dell'anno successivo). I FTR sono allocati annualmente in un'asta che generalmente si tiene nel mese di gennaio e possono essere successivamente scambiati bilateralmente o essere messi a disposizione del mercato del giorno prima dell'energia elettrica.

Nel caso in cui la capacità fisica risulti, in un determinato periodo, inferiore a quella sottostante i FTR emessi, il diritto di priorità di dispacciamento assegnato ai possessori di FTR viene corrispondentemente ridotto, cosiccome sono ridotti i pagamenti a cui gli stessi soggetti hanno titolo<sup>18</sup>.

È attualmente allo studio l'introduzione in California di Congestion Revenue Rights (CRR). I CRR potranno essere definiti con riferimento a coppie di nodi della rete. Anche i CRR, cosiccome i FTR, combineranno un aspetto economico ed uno fisico (priorità di dispacciamento). I CRR, nella loro forma

---

<sup>16</sup> Tale scomposizione è stata introdotta per la prima volta nella primavera del 2000.

<sup>17</sup> La priorità assegnata ai possessori di FTR è subordinata a quella dei titolari di contratti di vettoriamento preesistenti all'assunzione di responsabilità del gestore del sistema californiano.

<sup>18</sup> Nel caso invece in cui il margine di congestione sia eccedente i pagamenti derivanti dai FTR, l'eccedenza viene utilizzata per la copertura dei costi fissi della rete di trasmissione californiana, determinando quindi una riduzione dei corrispettivi di accesso ed uso della rete stessa.

con valorizzazione esplicita del diritto sottostante, potranno assumere la forma di obbligazione o di opzione.

### ***New England***

I FTR sono stati introdotti in New England nel marzo del 2003. I FTR sono strumenti con valorizzazione esplicita del diritto ed in forma di obbligazione.

I FTR sono definiti con riferimenti a coppie di nodi della rete di trasmissione per i quali il mercato elettrico del giorno prima determina un prezzo nodale.

I FTR hanno avuto inizialmente periodo di validità mensile, e sono differenziati tra ore “piene” ed ore “vuote”.

I FTR sono allocati in aste mensili e possono essere successivamente negoziati bilateralmente, anche attraverso una sede di negoziazioni organizzata dal gestore del sistema (ISO New England). Gli scambi bilaterali effettuati al di fuori di tale sede, creano diritti ed obblighi tra le parti, ma non modificano la posizione del soggetto cedente nei confronti del ISO.

Il rischio di insufficienza del gettito del margine di congestione è trasferito ai possessori dei FTR.

*Appendice B – Differenziazione locazionale del prezzo dell'energia: corretti incentivi ai produttori e minimizzazione dell'onere per i consumatori*

Come già ricordato nel testo, la presenza di vincoli al trasporto dell'energia elettrica tra i diversi nodi di un sistema elettrico hanno portato all'adozione di disegni di mercato che prevedono la differenziazione locale del prezzo riconosciuto all'energia elettrica all'ingrosso.

Un disegno di mercato con differenziazione locale dei prezzi presenta diversi vantaggi sia di breve che di lungo periodo.

Per quanto attiene ai vantaggi di lungo periodo, questi sono legati ai segnali di prezzo, coerenti con il valore effettivo delle loro immissioni per il sistema, percepiti dai produttori e dai consumatori; ciò consente, *ceteris paribus*, di segnalare più efficientemente ai produttori dove ci sia più bisogno di costruire nuova capacità produttiva ed ai consumatori dove sia più economico localizzare i processi produttivi ad elevato consumo energetico. Ovviamente, segnali di breve periodo, quali i prezzi sul mercato del giorno prima, saranno tanto più corretti nell'indicare l'efficienza di lungo periodo, quanto più l'assetto della rete di trasmissione tenderà a rimanere invariato, ovvero quanto più sia noto agli operatori con anticipo come questo varierà nel futuro.

Per quanto attiene ai vantaggi di breve periodo, questi sono soprattutto legati al fatto che un disegno di mercato con differenziazione locale del prezzo consente di determinare un ammontare totale dei corrispettivi pagati dai consumatori al complesso dei produttori coerente con il valore dell'energia da questi ultimi prodotta.

Si può infatti ammettere che la presenza di mercati dei servizi di dispacciamento (di seguito MSD) che tengano conto dei vincoli di trasporto, consentano al Gestore della rete di individuare un dispacciamento di merito economico che massimizzi il surplus del sistema (surplus del sistema determinato come differenza tra valore attribuito dai consumatori all'energia e corrispettivo richiesto dai produttori per produrre la medesima quantità di energia) indipendentemente dagli esiti del mercato del giorno prima (di seguito MGP).

Ciononostante, quanto più gli esiti del MGP si discostano, a parità di livello di offerte di acquisto complessivamente accettate su tale mercato<sup>19</sup>, dal dispacciamento ottimo individuato dal Gestore della rete nel MSD, tanto maggiori saranno i corrispettivi che i consumatori saranno chiamati a pagare al complesso dei produttori; infatti:

- a) sul MSD il Gestore della rete sarà chiamato ad un esborso netto<sup>20</sup> verso i produttori per rendere i programmi di produzione compatibili con la sicurezza del sistema;

---

<sup>19</sup> Si suppone che ai consumatori non sia consentito di presentare offerte di acquisto sul MGP con indicazione di prezzo, a livelli tali da portare a quantità accettate che si discostino sistematicamente da quelle effettivamente consumate; e di acquistare quanto non accettato sul MGP sul MSD.

Diversamente, in presenza di un disegno di mercato con prezzo unico nazionale, i consumatori potrebbero acquistare sul MGP solo quantità corrispondenti a quelle che verranno consumate nella sola zona a prezzo zonale più basso; successivamente, presenterebbero sul MSD una domanda integrativa per le restanti quantità, replicando così di fatto gli esiti di un disegno con differenziazione zonale dei prezzi sul MGP.

<sup>20</sup> Che il Gestore della rete sia chiamato ad un esborso netto a favore dei produttori discende dal fatto che se così non fosse vorrebbe dire che sul MSD ci sarebbe qualche produttore disposto a produrre al posto di un altro ad un prezzo inferiore di quello che quest'ultimo è disposto a restituire al Gestore della rete per ridurre la propria produzione. Ciò sta a significare che nel MGP non si sono realizzate tutte le transazioni che si sarebbero dovute concludere per massimizzare il surplus dei partecipanti. Evento questo che per quanto possibile non può certo essere assunto come strutturale.

- b) sul MGP, dato il comportamento razionale dei produttori che non accetteranno di venire remunerati ad un prezzo inferiore a quello che il Gestore della rete sarebbe disposto a riconoscere loro sul MSD, il complesso dei corrispettivi pagati ai produttori, se sommato all'esborso netto di cui al precedente punto a), risulterà sempre superiore alla somma dei corrispettivi che sarebbero riconosciuti ai produttori applicando un disegno di mercato che produca un esito che tenga conto dei vincoli di rete; di più, è probabile che il complesso dei corrispettivi pagati ai produttori risulti superiore a quelli del disegno di mercato che tiene conto già nel MGP dei vincoli di rete anche senza considerare l'esborso netto di cui al precedente punto a).

Quanto sopra può essere reso più chiaro facendo ricorso ad un esempio.

Si consideri un sistema caratterizzato da due soli nodi connessi tra loro da una rete di trasmissione con potenza pari a  $K$  MW ed insufficiente ad alimentare tutta la domanda in uno dei due nodi con la produzione dell'altro.

Si supponga quindi che il valore dell'energia elettrica nei due nodi, individuato sulla base delle offerte di acquisto e vendita degli operatori in un mercato che tenga conto del vincolo di trasporto tra i due nodi, risulti sensibilmente diverso; poniamo, esemplificativamente, che nel nodo A il prezzo di equilibrio sia pari a  $100$  €/MWh e nel nodo B sia pari a  $200$  €/MWh. La domanda nell'intero sistema sia pari a  $10.000$  MWh; di questa sia  $\alpha * 10.000$  MWh nel nodo A e  $(1 - \alpha) * 10.000$  MWh nel nodo B.

Pertanto, in caso di disegno di mercato nodale avremo le seguenti remunerazioni dei produttori:

Nodo A:  $(\alpha * 10.000 + K) * 100$  €/MWh

Nodo B:  $((1 - \alpha) * 10.000 - K) * 200$  €/MWh

Per analizzare i risultati che si otterrebbero in presenza di un disegno di mercato alternativo, che non tenga conto direttamente del vincolo di trasporto tra i due nodi, ma che rinvii il compito di rendere i programmi di immissione e prelievo compatibili con detto vincolo ad un successivo mercato (MSD), è opportuno individuare due scenari alternativi: nel primo, la capacità produttiva disponibile nel nodo A è sufficiente a soddisfare la domanda complessiva di entrambi i nodi, anche se, fisicamente, ciò non è possibile a causa del vincolo di trasporto; nel secondo, la capacità produttiva disponibile nel nodo A non è sufficiente a soddisfare la domanda complessiva di entrambi i nodi e, pertanto, indipendentemente dalla presenza di vincoli di trasporto, che pure permangono, sarà sempre necessario chiamare a produrre già sul MGP parte della capacità produttiva disponibile nel nodo B.

Si assume inoltre che gli operatori siano razionali e che vi sia informazione simmetrica nel mercato.

Queste due assunzioni implicano che nessun produttore offrirà la propria produzione nel nodo B ad un prezzo inferiore a quello di equilibrio nel medesimo nodo qualora si risolva il mercato tenendo conto del vincolo di transito tra i due nodi; infatti, questo stesso prezzo corrisponde alla valorizzazione che il produttore potrebbe ottenere nel MSD che, di fatto, corrisponde ad un mercato che tiene conto dei vincoli di transito e che si differenzia rispetto ad un MGP nodale perché, se si trascurano eventuali errori di livello commessi nel MGP<sup>21</sup>, presenta domanda netta pari a zero.

---

<sup>21</sup> E quindi si trascurano anche le esigenze di approvvigionarsi di riserva da parte del GRTN.

Scenario 1 - la capacità produttiva disponibile nel nodo A è sufficiente a soddisfare la domanda complessiva di entrambi i nodi

In questo scenario, gli impianti di produzione nel nodo B presenteranno offerte di vendita sul MGP con prezzo pari a 200 €/MWh; pertanto, se il prezzo marginale richiesto dagli impianti siti nel nodo A per soddisfare l'intera domanda del sistema è inferiore a 200 €/MWh, nessuno degli impianti nel nodo B sarà chiamato a produrre nel MGP. In tal caso, avremo il seguente risultato del MGP

	Offerte vendita accettate	Offerte acquisto accettate	Prezzo equilibrio MGP
Nodo A	10.000 MWh	$\alpha * 10.000$ MWh	100+x €/MWh
Nodo B	0 MWh	$(1 - \alpha) * 10.000$ MWh	100+x €/MWh

Dove:

- $0 < x < 100$  €/MWh
- x rappresenta l'incremento nel prezzo marginale delle offerte di vendita nel nodo A per passare da una produzione di  $(\alpha * 10.000 + K)$  MWh ad una di 10.000 MWh.

Nel MSD, il Gestore della rete dovrà vendere  $((1 - \alpha) * 10.000 - K)$  MWh ai produttori nel nodo A, che ridurranno quindi conseguentemente i loro programmi cumulati di immissione, e dovrà al contempo acquistare lo stesso ammontare di energia dai produttori nel nodo B.

Pertanto, ricordando che nel MSD la soluzione del mercato avviene differenziando i prezzi tra i due nodi, avremo i seguenti risultati:

	Offerte vendita accettate	Offerte acquisto accettate	Prezzo equilibrio MSD
Nodo A	0 MWh	$((1 - \alpha) * 10.000 - K)$ MWh	100+y €/MWh
Nodo B	$((1 - \alpha) * 10.000 - K)$ MWh	0 MWh	200 €/MWh

Dove:

- $0 < y < x$  €/MWh
- $(x - y)$  €/MWh rappresenta il margine che i produttori nel nodo A intendono trattenere per ridurre la propria produzione

Se consideriamo l'esito complessivo di MGP e MSD in questo scenario, otteniamo che i produttori ottengono:

Nodo A:  $(\alpha * 10.000 + K) * (100+x) \text{ €/MWh} + ((1-\alpha) * 10.000 - K) * (x-y) \text{ €/MWh}$

Nodo B:  $((1-\alpha) * 10.000 - K) * 200 \text{ €/MWh}$

Mentre la remunerazione dei produttori nel nodo B è esattamente la stessa di quella che si otterrebbe in presenza di un disegno di mercato nodale, la remunerazione dei produttori nel nodo A è ben maggiore di quella che otterrebbero in un disegno di mercato nodale.

Perché la remunerazione dei produttori nel nodo A sia coerente con quella che deriverebbe da un disegno di mercato che tenga conto della fisicità della rete, e non vengano quindi remunerati sulla base di programmi di produzione irrealizzabili, non solo il valore assunto da  $y$  dovrebbe essere uguale a quello assunto da  $x$ , ma la  $x$  dovrebbe essere pari a zero; in altre parole, il prezzo unico nazionale di equilibrio sul MGP dovrebbe essere pari al più basso dei prezzi di equilibrio che si otterrebbero nei diversi nodi in caso di disegno di mercato nodale.

Scenario 2 - la capacità produttiva disponibile nel nodo A non è sufficiente a soddisfare la domanda complessiva di entrambi i nodi

Anche in questo scenario, gli impianti di produzione nel nodo B presenteranno offerte di vendita sul MGP con prezzo pari a 200 €/MWh; diversamente a quanto accadeva nel precedente scenario, alcuni impianti di produzione siti nel nodo B risultano necessari per soddisfare la domanda a prescindere dalla presenza di vincoli di rete; pertanto, il prezzo di equilibrio unico nazionale sarà pari a 200 €/MWh.

In tal caso, avremo, quindi, il seguente risultato del MGP

	Offerte vendita accettate	Offerte acquisto accettate	Prezzo equilibrio MGP
Nodo A	$(10.000 - Q) \text{ MWh}$	$\alpha * 10.000 \text{ MWh}$	200 €/MWh
Nodo B	$Q \text{ MWh}$	$(1 - \alpha) * 10.000 \text{ MWh}$	200 €/MWh

Dove:

- $0 < Q < ((1-\alpha) * 10.000 - K) \text{ MWh}$
- $Q$  rappresenta la differenza tra la domanda complessiva e la potenza disponibile nel nodo A

Nel MSD, il Gestore della rete dovrà vendere  $((1 - \alpha) * 10.000 - K - Q) \text{ MWh}$  ai produttori nel nodo A, che ridurranno quindi conseguentemente i loro programmi cumulati di immissione, e dovrà al contempo acquistare lo stesso ammontare di energia dai produttori nel nodo B.

Pertanto, ricordando che nel MSD la soluzione del mercato avviene differenziando i prezzi tra i due nodi, avremo i seguenti risultati:

	Offerte vendita accettate	Offerte acquisto accettate	Prezzo equilibrio MSD
Nodo A	0 MWh	$((1-\alpha)*10.000 - K - Q)$ MWh	$100+y'$ €/MWh
Nodo B	$((1-\alpha)*10.000 - K - Q)$ MWh	0 MWh	200 €/MWh

Dove:

- $0 < y' < 100$  €/MWh
- $(100 - y')$  €/MWh rappresenta il margine che i produttori nel nodo A intendono trattenere per ridurre la propria produzione

Se consideriamo l'esito complessivo di MGP e MSD in questo scenario, otteniamo che i ricavi dei produttori sono pari a:

Nodo A:  $(\alpha * 10.000 + K) * (200)$  €/MWh +  $((1-\alpha)*10.000 - K - Q) * (100-y)$  €/MWh

Nodo B:  $((1-\alpha)*10.000 - K) * 200$  €/MWh

Ancora, mentre la remunerazione dei produttori nel nodo B è esattamente la stessa di quella che si otterrebbe in presenza di un disegno di mercato nodale, la remunerazione dei produttori nel nodo A è ben maggiore di quella che otterrebbero in un disegno di mercato nodale.

In questo caso è impossibile ricondurre la remunerazione dei produttori nel nodo A ad una coerente con la fisicità della rete, evitando che questi vengano remunerati sulla base di programmi di produzione irrealizzabili.

Non è infatti sufficiente che il valore assunto da  $y$  sia pari a 100 €/MWh; infatti, i produttori nel nodo A continueranno a ottenere ricavi in eccesso per un ammontare pari a  $(\alpha * 10.000 + K) * (200 - 100)$  €/MWh.

Di più, poiché il prezzo sul MGP è determinato dagli impianti siti nel nodo B indipendentemente da quanto offerto dagli impianti di produzione nel nodo A, qualora si imponga d'imperio che  $y'$  sia pari a 100€/MWh, ovvero che gli impianti chiamati a ridurre il proprio programma di produzione sul MSD siano individuati tra quelli che hanno presentato offerte a prezzo maggiore e siano tenuti a restituire quanto ricavato sul MGP per l'energia elettrica oggetto della riduzione medesima, tutti i produttori nel nodo A presenteranno offerte con prezzo pari a 0.

Ciò porterà alla necessità di procedere alla determinazione della riduzione dei programmi di produzione nel nodo A attraverso un pro-quota con le inevitabili inefficienze produttive connesse.

In generale, si può affermare che in presenza di un disegno di mercato che non tenga conto dei vincoli di trasporto tra le zone direttamente nel MGP, il prezzo di equilibrio su questo mercato tenderà ad essere allineato a quello d'equilibrio della zona a più alto prezzo in un sistema di mercato zonale quando la somma della capacità produttiva nelle altre zone non sia sufficiente a soddisfare l'intera domanda nazionale; sarà comunque più alto, essendo chiamati a produrre impianti diversamente non spacciati, del maggiore tra quelli dell'insieme delle zone a prezzi più bassi e che sommino capacità disponibile in grado di soddisfare l'intera domanda nazionale;

Infine, si deve osservare che l'aumento dei costi sostenuti dal Gestore della rete nel MSD si accompagna ad un aumento della volatilità degli stessi, che riflette la volatilità dei differenziali di

prezzo tra i nodi in caso di disegno di mercato nodale. Pertanto, il rischio connesso alla differenziazione locale del valore dell'energia in presenza di vincoli di trasporto non sarebbe eliminato in presenza di un prezzo unico nazionale, sarebbe viceversa completamente trasferito sui consumatori attraverso la componente a copertura degli oneri di dispacciamento.

Prevedere un disegno di mercato che non tenga conto degli effetti dei vincoli di trasporto direttamente nel MGP porterebbe quindi ad un ingiustificato aumento di oneri per i consumatori. Del resto, mentre alcuni maggiori costi, connessi alla remunerazione dei produttori per modificare (o anche solo per rendersi disponibili a modificare) i loro programmi di produzione, ad esempio quale conseguenza degli errori dovuti all'imprevedibilità, al momento della chiusura del MGP, degli eventi futuri (come errori di stima commessi dagli operatori rispetto al loro comportamento effettivo nel tempo reale) sono inevitabili; così non è, invece, per quanto riguarda i costi connessi ad errori di programmazione dovuti all'impossibilità di tenere conto nel risolvere il MGP di vincoli noti anche prima della chiusura del MGP stesso.

*Appendice C – Diritti di trasporto e copertura del rischio di variabilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto*

Come si è illustrato nel testo, dall'avvio del mercato elettrico, sia i partecipanti a tale mercato sia i titolari di contratti bilaterali sono esposti al rischio derivante dalla variabilità delle differenze tra il prezzo unico di acquisto ed i prezzi di equilibrio zonali. Infatti:

- i partecipanti al mercato elettrico sono esposti alla variabilità del prezzo a cui viene valorizzata l'energia elettrica venduta o acquistata su tale mercato. Peraltro, il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta sul mercato è diverso dal prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata. I rischi a cui sono esposti gli operatori acquirenti e gli operatori venditori non sono pertanto simmetrici e ciò rende più complessa la copertura di tali rischi attraverso uno stesso strumento. Ad esempio, uno strumento di copertura riferito al prezzo unico di acquisto, se potrebbe coprire efficacemente il rischio a cui è esposto l'operatore acquirente, non fornisce adeguata copertura del rischio per l'operatore venditore, che rimarrebbe in questo caso esposto al rischio (residuale) connesso alla variabilità della differenza tra prezzo di equilibrio zonale (a cui è valorizzata l'energia venduta) e prezzo unico di acquisto (a cui lo espone lo strumento di copertura). Alternativamente, uno strumento di copertura riferito al prezzo di equilibrio zonale potrebbe adeguatamente coprire il rischio (di variabilità di tale prezzo) a cui è esposto l'operatore venditore, ma non fornirà adeguata copertura del rischio per l'operatore acquirente (che sarà invece esposto alla variabilità del prezzo unico di acquisto). In questo caso l'operatore acquirente rimarrebbe esposto al rischio residuo derivante dalla variabilità della differenza tra prezzo di equilibrio zonale e prezzo unico di acquisto;
- i titolari di contratti bilaterali sono esposti al rischio derivante dalla variabilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, che, come si è visto, è pari alla differenza tra il prezzo unico di acquisto ed il prezzo di equilibrio della/e zona/e in cui avviene l'immissione in rete dell'energia elettrica.

Il rischio derivante dalla variabilità delle differenze tra prezzo unico di acquisto e prezzi di equilibrio zonali può peraltro essere efficacemente coperto attraverso un opportuno posizionamento in FTR.

Si consideri a questo proposito un contratto bilaterale che preveda immissioni di energia elettrica in diverse zone. Sia  $q_{i,h}$  la quota, nell'ora  $h$ , dell'energia elettrica oggetto del contratto bilaterale immessa in rete nella zona  $i$ . Pertanto  $\sum_i q_{i,h} = 1$ .

Il corrispettivo unitario per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto ( $C$ ) a cui è assoggettato il contratto bilaterale nell'ora  $h$  è pertanto pari a:

$$C_h = PUN_h - \sum_i q_{i,h} * P_{i,h}$$

dove

$P_{i,h}$  denota il prezzo di equilibrio della zona  $i$  nell'ora  $h$ ; e

$PUN_h$  denota il prezzo unico di acquisto nell'ora  $h$ , che a sua volta è pari a

$$PUN_h = \sum_i \alpha_{i,h} * P_{i,h}$$

dove

$\alpha_{i,h}$  denota il coefficiente di ponderazione del prezzo di equilibrio della zona  $i$  nel calcolo del prezzo unico di acquisto. Tale coefficiente è pari al rapporto, nell'ora  $h$ , tra prelievi di energia elettrica dalla rete nella zona  $i$  e prelievi totali di energia elettrica dalla rete. Pertanto  $\sum_i \alpha_{i,h} = 1$ .

Quindi, il corrispettivo unitario per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto può essere espresso come

$$C_h = \sum_i (\alpha_{i,h} - q_{i,h}) * P_{i,h}$$

Si noti che  $\sum_i (\alpha_{i,h} - q_{i,h}) = 0$ . Pertanto, scegliendo arbitrariamente una zona quale riferimento – ad esempio la zona  $k$  -, è possibile esprimere il corrispettivo unitario per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto come:

$$\begin{aligned} C_h &= \sum_i (\alpha_{i,h} - q_{i,h}) * P_{i,h} = \sum_i (\alpha_{i,h} - q_{i,h}) * P_{i,h} - \sum_i (\alpha_{i,h} - q_{i,h}) * P_{k,h} = \\ &= \sum_i (\alpha_{i,h} - q_{i,h}) * (P_{i,h} - P_{k,h}) \end{aligned}$$

Pertanto, la copertura del rischio derivante dalla variabilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto può essere ottenuta combinando strumenti di copertura riferiti alle differenze tra prezzi di equilibrio zonali, quali sono i FTR. Tali strumenti dovranno essere combinati in proporzioni pari, per ogni zona, alla differenza tra il coefficiente di ponderazione del prezzo di equilibrio zonale nella formula del prezzo unico di acquisto e la quota delle immissioni di energia elettrica oggetto del contratto bilaterale nella zona stessa.

Analogamente, un operatore venditore sul mercato elettrico, che abbia provveduto a coprire parte del rischio derivante dalla variabilità dei prezzi di mercato attraverso un posizionamento in strumenti di copertura riferiti al prezzo unico di acquisto, può efficacemente coprire il rischio residuo – derivante, come si è visto, dalla variabilità delle differenze tra prezzi di equilibrio zonali e prezzo unico di acquisto, attraverso una opportuna combinazione di FTR. Ad esempio, un operatore venditore che abbia immissioni di energia elettrica unicamente nella zona  $k$ , dovrà combinare i FTR sul transito tra la zona  $k$  e le altre zone di mercato in proporzioni pari ai coefficienti di ponderazione di tali zone nella formula del prezzo unico di acquisto.

L'analisi che precede:

- ha ipotizzato che i coefficienti di ponderazione  $\alpha$  siano noti;
- si è concentrata su una particolare ora ( $h$ );
- ha ipotizzato l'esistenza di FTR su transiti tra ciascuna coppia di zone.

Nella realtà, i coefficienti di ponderazione  $\alpha$  vengono determinati, ora per ora, sulla base dell'esito del mercato e quindi non sono noti in anticipo. Peraltro, sull'articolazione del consumo per zone - e quindi sui coefficienti  $\alpha$  - possano essere formulate previsioni abbastanza attendibili che permetteranno comunque di definire, con un buon grado di approssimazione, la strategia di copertura del rischio per ciascuna ora. Più complessa è invece la definizione di tale strategia passando dall'attenzione su una singola ora alla considerazione di un periodo di maggior durata (ad esempio, mensile o annuale). In questo caso la combinazione ottimale di strumenti di copertura del rischio sarà diversa per ogni ora inclusa nel periodo. Gli operatori del settore elettrico devono quindi individuare il portafoglio di FTR che offra la migliore copertura nell'arco di tempo considerato, provvedendo a ri-ottimizzare periodicamente tale portafoglio.

L'ultimo aspetto evidenziato non pone invece particolari problemi. Con tutta probabilità, la SdR emetterà FTR solo riferiti a transiti, potenzialmente congestionati, tra zone limitrofe. Pertanto, non saranno disponibili FTR sui transiti tra qualsiasi coppia di zone. Peraltro, qualora siano disponibili FTR su tutti i transiti potenzialmente congestionati tra zone limitrofe, la copertura del rischio derivante dalla variabilità delle differenza tra prezzo unico di acquisto e prezzi di equilibrio zonali, o

equivalentemente dalla variabilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, potrà essere ottenuta anche facendo ricorso unicamente a tali strumenti. Si consideri a questo proposito una articolazione della rete in N zone secondo una struttura ad albero, con N-1 transiti potenzialmente congestionati (transiti tra la zona i e la zona i+1 con  $i = 1, \dots, N-1$ ). La SdR emetterà FTR con riferimento a ciascuno di questi transiti; il FTR riferito al transito tra la zona i e la zona i+1 darà origine, in ogni ora in cui tale transito risulta congestionato, a pagamenti di importo pari a  $P_{i+1} - P_i$ .

Il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto

$$C_h = \sum_i \beta_{i,h} * P_{i,h}$$

dove

$$\beta_{i,h} = \alpha_{i,h} - q_{i,h} \text{ e } \sum_i \beta_{i,h} = 0$$

può essere espresso in termini delle sole differenze dei prezzi di equilibrio di zone limitrofe ( $P_i - P_{i+1}$ ).

Infatti:

$$\begin{aligned} C_h &= \sum_i \beta_{i,h} * P_{i,h} = \sum_{i=1, \dots, N-1} (\sum_{j=1, \dots, i} \beta_{j,h}) * (P_{i,h} - P_{i+1,h}) + (\sum_{j=1, \dots, N} \beta_{j,h}) * P_{N,h} = \\ &= \sum_{i=1, \dots, N-1} (\sum_{j=1, \dots, i} \beta_{j,h}) * (P_{i,h} - P_{i+1,h}) \end{aligned}$$

dato che  $\sum_{j=1, \dots, N} \beta_{j,h} = 0$ .

Pertanto il rischio derivante dalla variabilità delle differenza tra prezzo unico di acquisto e prezzi di equilibrio zonali, o equivalentemente dalla variabilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, potrà essere coperto attraverso una opportuna combinazione - in proporzioni  $[\sum_{j=1, \dots, i} (\alpha_{j,h} - q_{j,h})]$  - di FTR sui transiti tra la zona i e la zona i+1.