

**SCHEMA PER L'APPLICAZIONE DELLE DISPOSIZIONI DI CUI
ALL'ARTICOLO 6 DEL REGOLAMENTO (CE) N. 1228/2003 DEL
PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO DEL 26 GIUGNO 2003**

Documento per la consultazione

6 agosto 2004

Premessa

Il presente documento per la consultazione reca uno schema per l'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 6 del regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 (Regolamento). L'entrata in vigore e la decorrenza della sua diretta applicazione in data 1 luglio 2004 in ciascun Stato membro dell'Unione europea innovano sostanzialmente il quadro di riferimento in materia di scambi transfrontalieri di energia elettrica.

Muovendo dalle disposizioni del Regolamento, in particolare quelle di cui all'articolo 6 riguardanti la gestione delle congestioni sulle reti elettriche di interconnessione, vengono qui formulate alcune considerazioni di carattere generale incidenti sulla definizione di modalità e condizioni per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica.

L'essenzialità dell'approvvigionamento di energia elettrica dall'estero per il sistema italiano, in termini quantitativi e di economicità degli approvvigionamenti, rende necessario accompagnare le predette considerazioni di carattere generale con opportune valutazioni relative al contesto nazionale. Ne risulta la formulazione di uno schema per l'applicazione, per l'anno 2005, delle disposizioni di cui all'articolo 6 del Regolamento; detto schema reca, nei contenuti, la disciplina delle modalità e condizioni per l'anno 2005 per l'assegnazione della capacità di trasporto ai fini dell'importazione, esportazione e transito di energia elettrica che coinvolgono il nostro Paese.

Come è ormai prassi consolidata, è opportuno che dette modalità e condizioni siano condivise con le autorità di regolazione competenti per l'accesso alle reti di interconnessione negli Stati confinanti con l'Italia. È intenzione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) proporre la realizzazione di assegnazioni congiunte della capacità di trasporto con tutti gli Stati membri confinanti o, in subordine, proporre la realizzazione di assegnazioni autonome che, per l'Italia, dovrebbero interessare almeno il 50% della capacità di trasporto su ciascuna frontiera elettrica. A tal fine, l'Autorità intende procedere alla conclusione di accordi preliminari con i regolatori francese, austriaco e greco prima di adottare la disciplina applicativa dall'articolo 6 del Regolamento. Ciò anche in forza dell'articolo 9 del Regolamento che intesta alle autorità nazionali di regolazione la funzione di garante dell'applicazione del disposto regolamentare.

Come noto il Regolamento non trova applicazione in Svizzera e la Slovenia ha ottenuto una esenzione dell'applicazione del Regolamento fino all'1 luglio 2007 e fino al 50% della totale capacità di trasporto sulla rete di interconnessione.

Il Regolamento è, altresì, accompagnato da un allegato recante "Orientamenti in materia di gestione e assegnazione della capacità disponibile di trasmissione sulle linee di interconnessione tra sistemi nazionali" e, all'articolo 8, stabilisce che tali orientamenti possono essere modificati dalla Commissione europea, secondo la procedura di cui all'articolo 13, paragrafo 2, del medesimo Regolamento, al fine di includere ulteriori orientamenti sui metodi di assegnazione delle capacità applicati nella pratica e per assicurare che i meccanismi di gestione della congestione si sviluppino compatibilmente con gli obiettivi del mercato interno.

È noto che è attualmente in corso di predisposizione un documento recante ulteriori specificazioni di detti orientamenti. Tale documento potrebbe costituire oggetto di discussione durante il prossimo Forum dei regolatori nel settore elettrico che si terrà a Roma nei giorni 16 e 17 settembre 2004.

Sul piano sostanziale, vi è l'esigenza che le modalità e condizioni per l'anno 2005 siano definite e pubblicate in tempo utile per la formazione delle decisioni degli operatori circa gli

approvvigionamenti e le forniture ai clienti per l'anno 2005. Detta esigenza si colloca temporalmente entro la fine del mese di ottobre 2004.

Inoltre, a seguito della certa adozione di metodi di mercato per l'assegnazione delle capacità di trasporto sottese agli scambi transfrontalieri di energia elettrica per l'anno 2005, è anche opportuno prevedere, da subito, strumenti per la copertura dal rischio di livello e di volatilità degli eventuali corrispettivi che si genereranno nei meccanismi di gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione. Allo scopo, l'Autorità intende promuovere un'assegnazione di adeguate coperture con lo sviluppo di uno strumento ad hoc che assicuri la predetta copertura. In tal caso, detta assegnazione deve essere condotta con congruo anticipo rispetto alla stipula dei contratti di approvvigionamento elettrico e del funzionamento dei metodi di mercato per l'assegnazione di capacità di trasporto.

Tutto ciò considerato, i soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni all'intero impianto dello schema qui delineato e le loro proposte entro e non oltre il 18 settembre 2004, termine di chiusura della consultazione.

Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e proposte:

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Area elettricità

piazza Cavour 5 – 20121 Milano

tel 0265565336 – 0265565311

fax 0265565222 – 0265565266

e-mail: ***a_e@autorita.energia.it***

sito internet: ***www.autorita.energia.it***

INDICE

Parte A Il Regolamento.....	5
Parte B Gestione dei problemi di congestione	8
Parte C Assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto e sicurezza.....	14
Parte D Schema per l'applicazione dell'articolo 6 del Regolamento per l'anno 2005	16
Appendice A Orientamenti della Commissione europea.....	20
Appendice B Assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulle reti di interconnessione in presenza di congestioni	22
Appendice C Approfondimenti circa le procedure di assegnazione coordinata	25

1. Introduzione

Dall'1 luglio 2004 decorre l'applicazione del Regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, recante condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica (di seguito: il Regolamento). Il Regolamento, approvato in data 26 giugno 2003 e pubblicato in data 15 luglio 2003 sulla Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, è entrato in vigore il 4 agosto 2003 ed è obbligatorio in tutti i suoi elementi, nonché direttamente applicabile dall'1 luglio 2004 in ciascuno degli Stati membri.

Scopo del presente documento per la consultazione è quello di delineare uno schema per la definizione delle condizioni di accesso ed uso delle reti di interconnessione con l'estero¹ in aderenza ai principi e alle disposizioni del Regolamento, in particolare a quelli contenuti all'articolo 6 del medesimo.

Il presente documento si compone di quattro parti. Nella Parte A vengono riprese brevemente le disposizioni dell'articolo 6 del Regolamento e l'analisi delle attribuzioni dell'Autorità nell'applicazione delle medesime; nella Parte B vengono espresse considerazioni in merito al problema generale della gestione delle congestioni nelle reti elettriche; la Parte C reca considerazioni in merito alle relazioni intercorrenti tra le problematiche di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto e la sicurezza di funzionamento dei sistemi elettrici interconnessi; nella Parte D sono, infine, identificati schemi per l'applicazione delle disposizioni dell'articolo 6 del Regolamento adottabili nel settore elettrico italiano per l'anno 2005.

Il documento è completato da una serie di appendici di approfondimento tecnico delle tematiche generali nel seguito trattate.

PARTE A IL REGOLAMENTO

2. I principi generali del Regolamento per la gestione delle congestioni

L'articolo 6 del Regolamento, relativamente ai principi generali di gestione della congestione, stabilisce, tra l'altro, che:

- 1. I problemi di congestione della rete siano risolti con soluzioni non discriminatorie fondate su criteri di mercato che forniscano segnali economici efficienti ai soggetti partecipanti al mercato e ai gestori del sistema di trasmissione. I problemi di congestione della rete siano risolti di preferenza con metodi non connessi alle transazioni, vale a dire metodi che non comportano una selezione tra i contratti di singoli soggetti partecipanti al mercato.*
- 2. Le procedure di decurtazione delle transazioni commerciali siano utilizzate soltanto in situazioni di emergenza, quando il gestore del sistema di trasmissione è costretto ad intervenire celermente e non sono possibili il ridispacciamento o gli scambi compensativi (countertrading). Le eventuali procedure adottate al riguardo si applicano in maniera non discriminatoria.*
Salvo in caso di forza maggiore, i soggetti partecipanti al mercato cui è stata assegnata una capacità siano compensati per l'eventuale decurtazione.
- 3. La capacità massima delle interconnessioni e/o delle reti di trasmissione riguardanti i flussi transfrontalieri sia posta a disposizione dei soggetti partecipanti al mercato compatibilmente con le norme di sicurezza per il funzionamento della rete.*

¹ Facenti parte delle reti di trasmissione italiana ed estera.

4. *I soggetti partecipanti al mercato informino i gestori del sistema di trasmissione interessati, in un periodo di tempo ragionevole prima del relativo periodo di esercizio di trasmissione, se intendono utilizzare la capacità assegnata. Qualsiasi capacità assegnata rimasta non utilizzata è riassegnata al mercato in maniera aperta, trasparente e non discriminatoria.*
5. *I gestori del sistema di trasmissione effettuino, per quanto tecnicamente possibile, la compensazione con le domande di capacità per flussi di energia elettrica in direzione opposta sulla linea di interconnessione sulla quale esiste congestione onde utilizzare questa linea alla sua capacità massima. Tenuto pienamente conto della sicurezza delle reti, le transazioni commerciali che alleviano la situazione di congestione non sono mai rifiutate.*
6. *I proventi derivanti dall'assegnazione delle capacità di interconnessione siano utilizzati per uno o più dei seguenti scopi:*
 - a) *per garantire l'effettiva disponibilità della capacità assegnata;*
 - b) *quali investimenti nella rete destinati alla manutenzione o all'aumento delle capacità di interconnessione;*
 - c) *quali proventi di cui le autorità di regolamentazione devono tener conto in sede di approvazione del metodo di calcolo delle tariffe della rete e/o in sede di valutazione dell'opportunità o meno di modificare le tariffe.*

Inoltre, in allegato al Regolamento sono riportati gli Orientamenti iniziali della Commissione europea in materia di gestione e assegnazione della capacità disponibile di trasmissione sulle linee di interconnessione tra sistemi nazionali (tali Orientamenti sono riportati nell'appendice A del presente documento). Poiché, come detto nella premessa al presente documento, tali Orientamenti potranno essere oggetto di successive modificazioni, il presente schema si rifà, principalmente, alle disposizioni del solo Regolamento pur tuttavia non contrastando con gli Orientamenti.

3. Le attribuzioni dell'Autorità nell'applicazione del Regolamento

Il decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito, con modificazioni, in legge 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: legge n. 290/03), ha modificato l'articolo 10, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99) nel quale si intestava all'Autorità il potere di individuare modalità e condizioni delle importazioni nel caso che risultino insufficienti le capacità di trasporto disponibili, tenuto conto di un'equa ripartizione complessiva tra mercato vincolato e mercato libero. In esito a tale modifica l'attribuzione è stata intestata al Ministro delle attività produttive che la esercita, sentita l'Autorità.

In coerenza con tale assetto normativo il Ministro delle attività produttive ha adottato il decreto 17 dicembre 2003 avente ad oggetto la definizione di modalità e condizioni per l'assegnazione della capacità di trasporto per l'importazione di energia elettrica a mezzo della rete di trasmissione nazionale sulle frontiere settentrionali e meridionale per l'anno 2004 (di seguito: il decreto ministeriale).

Nello stesso decreto ministeriale si prevede che, fatto salvo quanto in esso disposto in ottemperanza ad accordi internazionali per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, l'Autorità adotti le disposizioni attuative concludendo i necessari accordi con i competenti organismi degli Stati confinanti e garantendo il rispetto delle norme comunitarie in materia, in applicazione di criteri generali posti nel medesimo decreto. In attuazione di tale previsione è stata adottata la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2003, n. 157/03, come successivamente integrata e modificata.

Sulla materia sopra sinteticamente ricostruita incide evolutivamente il Regolamento. Rileva in particolare, al riguardo, il disposto dell'articolo 9 del medesimo che intesta alle "autorità di regolamentazione" nazionali l'attuazione delle disposizioni del Regolamento, ivi essendo pertanto

compreso anche il profilo della gestione delle congestioni nelle infrastrutture di rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica nel mercato interno (articolo 6 del Regolamento), in altre parole la materia prevista e disciplinata, nei termini sopra richiamati, dall'articolo 10 del decreto legislativo n.79/99.

Data la diretta applicazione del Regolamento in ciascuno Stato membro dell'Unione europea ed il fatto che esso produce effetti con decorrenza dall'1 luglio 2004, la disciplina per l'anno 2005 delle eventuali congestioni sulle infrastrutture di interconnessione del sistema elettrico nazionale con i sistemi degli Stati confinanti, risulta univocamente intestata all'autorità nazionale di regolamentazione, qualora già operativa negli Stati membri.

Al fine di individuare il soggetto istituzionale nazionale competente risulta dirimente, come già si è avuto modo di chiarire formalmente nella parte motiva della deliberazione dell'Autorità 14 maggio 2004, n. 73/04, l'approccio adottato dallo Stato italiano per l'attuazione del disposto dell'articolo 7, paragrafo 1, lettera a), del Regolamento riguardante l'intestazione del potere di riconoscere esenzioni alla disciplina sull'accesso di terzi alle reti elettriche a coloro che realizzino infrastrutture di tipo "interconnector". Tale norma prevede che lo Stato membro possa intestare il potere, da esercitarsi caso per caso, all'autorità nazionale di regolamentazione ovvero ad un diverso organismo la cui decisione viene adottata sul parere obbligatorio previamente reso dall'autorità nazionale di regolamentazione.

La successiva legge n. 290/03, ha disposto, all'articolo 1-quinquies, comma 6, in relazione a quanto sopra richiamato, che la decisione, da adottarsi caso per caso in ordine alle esenzioni, sia adottata dal Ministero delle attività produttive, previo parere dell'Autorità. Posto che, nel caso di assetto istituzionale comprensivo della funzione consultiva, il parere deve essere reso, inderogabilmente, dall'autorità nazionale di regolamentazione, ne consegue che la norma muove dal presupposto, necessario e formalmente statuito, che nel contesto italiano l'Autorità è, almeno nel settore dell'energia elettrica, l'autorità nazionale di regolamentazione.

In aggiunta, lo stesso decreto del Ministro delle attività produttive del 17 dicembre 2003, recante "Modalità di assegnazione della capacità di import elettrico per l'anno 2004", nell'attuare il predetto disposto di cui alla legge n. 290/03 ha tenuto conto dei principi della direttiva europea 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, riguardanti i criteri di gestione e assegnazione della capacità di interconnessione, e di quanto previsto dall'articolo 9 del Regolamento, secondo cui le autorità nazionali di regolamentazione garantiscono, tra l'altro, il rispetto delle norme del Regolamento medesimo in materia di gestione della congestione sull'interconnessione tra Stati membri, instaurando adeguate forme di cooperazione con la Commissione europea.

L'inquadramento di cui sopra appare, inoltre, pienamente aderente al consolidato orientamento comunitario secondo cui caratteristiche essenziali di una autorità di regolamentazione, in funzione dell'interesse alla promozione della concorrenza e del mercato, sono l'indipendenza dall'amministrazione centrale, l'indipendenza dagli interessi dell'industria, l'indipendenza decisionale e l'autonomia gestionale. È in applicazione di questo criterio che la Commissione Europea, con propria decisione 11 dicembre 2003, ha istituito e definito la composizione di un gruppo consultivo indipendente denominato "Gruppo dei regolatori europei per il gas e l'elettricità" (*European Regulators Group for Electricity and Gas - ERGEG*) composto dai direttori delle autorità di regolamentazione nazionali competenti o dai loro rappresentanti. È significativo, altresì, che sia stata consentita, in via eccezionale ed in deroga al criterio generale, la partecipazione della Germania, nel cui ordinamento non è ancora stata costituita un'autorità di regolamentazione, per il tramite del Ministero Federale dell'Economia e del Lavoro con l'invito ad accelerare il processo di istituzione di un ente di regolamentazione autonomo.

Pertanto si deve ritenere che la competenza ad attuare il Regolamento quanto alla gestione delle congestioni o, se si vuole utilizzare la terminologia nazionale, a definire modalità e condizioni delle importazioni esportazioni e transiti nel caso che risultino insufficienti le capacità di trasporto disponibili, alla luce delle disposizioni sopra richiamate, sia nella piena titolarità dell’Autorità, ciò che fonda l’avvio della presente consultazione in ordine ai criteri di impostazione delle misure per l’anno 2005.

PARTE B

GESTIONE DEI PROBLEMI DI CONGESTIONE

Articolo 6, comma 1, del Regolamento

I problemi di congestione della rete sono risolti con soluzioni non discriminatorie fondate su criteri di mercato che forniscono segnali economici efficienti ai soggetti partecipanti al mercato e ai gestori del sistema di trasmissione. I problemi di congestione della rete sono risolti di preferenza con metodi non connessi alle transazioni, vale a dire metodi che non comportano una selezione tra i contratti di singoli soggetti partecipanti al mercato.

Articolo 6, comma 6, del Regolamento

I proventi derivanti dall’assegnazione delle capacità di interconnessione sono utilizzati per uno o più dei seguenti scopi:

- a) per garantire l’effettiva disponibilità della capacità assegnata;*
- b) quali investimenti nella rete destinati alla manutenzione o all’aumento delle capacità di interconnessione;*
- c) quali proventi di cui le autorità di regolamentazione devono tener conto in sede di approvazione del metodo di calcolo delle tariffe della rete e/o in sede di valutazione dell’opportunità o meno di modificare le tariffe.*

4. Gestione delle congestioni e assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto

La creazione del mercato interno dell’energia elettrica ha introdotto, a livello comunitario, un assetto di mercato che comporta un rilevante interesse degli operatori verso l’utilizzo delle reti di interconnessione al fine di realizzare transazioni che sfruttino le differenze di prezzo dell’energia elettrica tra i Paesi dell’Europa continentale. Ciò ha comportato nel recente passato (e continua a comportare) che le richieste di utilizzo della capacità di trasporto su alcune reti di interconnessione (in particolare quelle afferenti l’importazione di energia elettrica in Italia a causa del relativamente elevato prezzo domestico all’ingrosso dell’energia elettrica rispetto all’attuale livello estero) siano di gran lunga eccedenti la capacità di trasporto utilizzabile (originando la cosiddetta congestione), il cui valore è determinato da vincoli imposti dai vigenti criteri di sicurezza².

Le procedure per l’assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulle reti di interconnessione si pongono quale soluzione per la gestione *ex ante* della congestione che altrimenti andrebbe risolta come se tutte le richieste di utilizzo della capacità di trasporto venissero accolte o meglio andrebbe risolta in tempo reale in fase di esercizio dei sistemi elettrici³.

² In particolar modo dai criteri di sicurezza di funzionamento dei sistemi elettrici, dove per sicurezza si intende uno stato di funzionamento del sistema elettrico tale per cui il medesimo riesca a fronteggiare una serie di eventi predeterminati senza che si verifichino violazioni dei parametri di funzionamento del sistema stesso (frequenza, tensione e correnti su linee elettriche e trasformatori).

³ In tale caso si avrebbe la necessità di attuare azioni di razionamento dei programmi di immissione e di prelievo (tale ricorso sistematico non è, comunque, compatibile con il Regolamento) salvo in caso di forza maggiore, ovvero consistenti azioni di *ri-dispacciamento (re-dispatching)* da parte dei gestori di rete interessati con la formazione di un

Più in generale, è noto che il rispetto dei vincoli di trasporto in una rete elettrica è alla base di una differente valorizzazione dell'energia elettrica (variazione di prezzo in sistemi di mercato zonali o nodali) nelle diverse zone (o nei diversi nodi della rete) tra le quali sussistono congestioni; ciò comporta, in un contesto di mercato con prezzi differenziabili a livello locazionale, una valorizzazione della capacità di trasporto pari al prodotto tra la medesima capacità e la differenziazione di prezzo tra le zone interessate⁴.

In linea di principio, l'assegnazione di un diritto di utilizzo della capacità di trasporto su una rete di interconnessione interessata da una congestione (che collega, quindi, due zone con prezzo a monte superiore del prezzo a valle dell'interconnessione) consente al soggetto assegnatario:

- a) nel caso in cui sia un cliente finale (ovvero un soggetto che abbia necessità di approvvigionarsi di energia elettrica) la possibilità di approvvigionarsi di energia elettrica nella zona a monte dell'interconnessione a cui si riferisce al diritto ad un prezzo inferiore a quello della zona in cui è localizzato il proprio punto di prelievo;
- b) nel caso in cui sia un produttore (ovvero un soggetto che abbia disponibilità di energia elettrica), la possibilità di vendere energia elettrica nella zona a valle dell'interconnessione a cui si riferisce al diritto ad un prezzo superiore a quello della zona in cui è localizzato il proprio punto di immissione.

Ciò può essere realizzato assegnando unicamente la capacità di trasporto sulla rete di interconnessione (assegnazione esplicita con indicazione della direzione di utilizzo), ovvero consentendo la formulazione di offerte di vendita e di acquisto nei mercati, rispettivamente a monte e a valle dell'interconnessione a cui i diritti si riferiscono, unitamente al diritto di regolare l'attività di compravendita secondo quanto specificato nelle due precedenti lettere a) e b) (assegnazione implicita).

L'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulle reti di interconnessione costituisce, quindi, una forma di copertura dal rischio derivante dall'attività di approvvigionamento di energia elettrica mediante la compravendita nei mercati esteri.

Entrambi tali meccanismi (assegnazione di tipo implicito o esplicito) rispondono ai requisiti di non discriminazione e di non connessione alle transazioni, come disposto dal Regolamento e, quindi, sono entrambi suscettibili di essere applicati per l'anno 2005.

La gestione delle congestioni si caratterizza anche per i diversi orizzonti temporali in riferimento ai quali può essere effettuata. In linea di principio, l'assegnazione implicita o esplicita sono modalità di gestione delle congestioni *ex ante* suscettibili di essere applicate con riferimento a qualunque orizzonte temporale. Tuttavia si osserva che:

- a) l'assegnazione implicita necessita della presenza di mercati elettrici organizzati e tra loro coerenti (almeno in termini di prodotti contrattati) nei diversi sistemi elettrici interessati dall'assegnazione. Ad esempio, potrebbe essere effettuata una assegnazione di capacità di trasporto su base annuale (in banda piatta) mediante asta implicita con offerte di acquisto e di

rilevante onere per la gestione delle congestioni. Vale la pena osservare che l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto non implica il totale annullamento degli oneri da congestione che deriverebbero comunque almeno dalla gestione in tempo reale dei sistemi elettrici.

⁴ Il caso in cui i diritti ad immettere e prelevare energia elettrica fossero assegnati indipendentemente dalla presenza di congestioni sulla rete, sorgerebbe comunque la necessità di attivare risorse (aumento/diminuzione di immissioni e di prelievi) al fine di garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico. Tale attività comporta un onere che necessita di trovare adeguata copertura attraverso il versamento di corrispettivi di accesso alla rete. Per un trattamento più completa dell'argomento si veda l'appendice B al presente documento.

vendita di contratti di approvvigionamento annuali (in banda) fissando, quindi, su base annuale le modalità di utilizzo della capacità di trasporto oggetto dell'assegnazione. L'attuale configurazione dei mercati elettrici con compravendita effettiva di energia elettrica a livello europeo, rende l'assegnazione implicita suscettibile di applicazione pratica in caso di assegnazione su base giornaliera;

- b) l'assegnazione esplicita non richiede la presenza di mercati elettrici organizzati e, assegnando unicamente capacità di trasporto, consente di effettuare una assegnazione con largo anticipo, rispetto al tempo reale (ma non del suo utilizzo) lasciando agli assegnatari la possibilità di gestire al meglio i contratti di approvvigionamento fino al momento in cui i medesimi sono obbligati a rendere noti i programmi di utilizzo della capacità di trasporto assegnata. L'assegnazione di tipo esplicito viene, di norma, utilizzata per assegnazioni su base annuale o plurimensile.

L'esempio che segue tende a chiarire quanto detto.

Si ipotizzi il caso in cui un cliente finale italiano intenda approvvigionarsi di energia elettrica all'estero per una quantità di energia elettrica pari a 10 MW e che ciò possa avvenire mediante l'attività di compravendita in mercati organizzati, ovvero attraverso la contrattazione bilaterale. Si supponga che il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica fissato dai due mercati sia pari, rispettivamente, a $P_{Est} = 30 \text{ €/MWh}$ nel sistema estero e $P_{Dom} = 50 \text{ €/MWh}$ nel sistema domestico italiano.

Assegnazione implicita	
<i>Contrattazione bilaterale</i>	<i>Compravendita in borsa</i>
<p>Si assuma che il cliente italiano abbia concluso un contratto bilaterale all'estero ad un prezzo pari a: $P_{Est-B} = 30 \text{ €/MWh}$.</p> <p>Tale contratto viene tradotto in una offerta di vendita a prezzo nullo nella zona estera e ad una offerta di acquisto senza indicazione di prezzo nella zona domestica e potrà essere eseguito nel tempo reale.</p> <p>Si supponga che lo svolgimento del mercato ha determinato la differenziazione dei prezzi zionali pari a 50 €/MWh per la zona estera e 30 €/MWh per la zona domestica.</p> <p>L'operatore di mercato del predetto contratto sarà tenuto al versamento di un corrispettivo pari alla differenza tra i prezzi che si sono formati nelle due borse</p> <p style="text-align: center;">$(50-30)\text{€/MWh}$.</p> <p>L'onere di approvvigionamento complessivo sarebbe, quindi, pari a:</p> <p style="text-align: center;">$10 \text{ MW } [30 \text{ €/MWh} + (50-30) \text{ €/MWh}] = 500 \text{ €/h}$</p> <p>Si supponga che, in esito alle procedure di assegnazione il cliente italiano sia risultato assegnatario di una capacità pari a 10 MW ad un prezzo pari 5 €/MWh. Tale diritto comporta la possibilità di approvvigionarsi direttamente all'estero sopportando un onere pari a:</p> <p style="text-align: center;">$OA = 10 \text{ MW } [30 + 5] \text{ €/MWh} = 350 \text{ €/h}$</p>	<p>Si assuma che il cliente italiano si approvvigioni di energia elettrica attraverso l'acquisto nella borsa domestica sopportando un onere pari a:</p> <p style="text-align: center;">$O_{Dom} = 10 \text{ MW } 50\text{€/MWh} = 500 \text{ €/h}$.</p> <p>Si supponga che, in esito alle procedure di assegnazione il cliente italiano sia risultato assegnatario di una capacità pari a 10 MW ad un prezzo pari 5 €/MWh. Tale diritto comporta la possibilità di approvvigionarsi direttamente all'estero sopportando un onere pari a:</p> <p style="text-align: center;">$OA = 10 \text{ MW } [30 + 5] \text{ €/MWh} = 350 \text{ €/h}$</p>

Assegnazione esplicita	
<i>Contrattazione bilaterale</i>	<i>Compravendita in borsa</i>
<p>Si assuma che il cliente italiano abbia concluso un contratto bilaterale all'estero ad un prezzo pari a: $P_{Est-B} = 30 \text{ €/MWh}$. Nel caso in cui tale cliente non avesse il diritto di importare tale energia sarebbe costretto ad acquistare la medesima nella borsa domestica ad un prezzo pari a P_{Dom}: sarà pertanto disposto ad offrire, per risultare assegnatario di tale diritto, fino ad un massimo di:</p> $P_{Dom} - 30 \text{ €/MWh.}$ <p>Nella formulazione di tale offerta, il cliente sconta l'incertezza di non conoscere quello che sarà il prezzo nella borsa domestica.</p> <p>Si supponga che, in esito alle procedure di assegnazione, il cliente sia risultato assegnatario di una capacità pari a 10 MW ad un prezzo pari 5 €/MWh.</p> <p>Nel tempo reale, in assenza di diritto di trasporto, l'approvvigionamento in Italia avrebbe comportato un onere pari a:</p> $O_{it} = 10 \text{ MW } 50\text{€/MWh} = 500 \text{ €/h.}$ <p>In presenza di diritto di utilizzo della capacità di trasporto, l'approvvigionamento all'estero comporta un onere pari a:</p> $O_{Est} = 10 \text{ MW } 30\text{€/MWh} = 300 \text{ €/h}$ $+$ $O_{diritto \text{ di } trasport} = 10 \text{ MW } 5\text{€/MWh} = 50 \text{ €/h}$ <p>L'onere di approvvigionamento complessivo risulta essere pari a:</p> $OA = 350 \text{ €/h.}$	<p>Si assuma che il cliente italiano si approvvigioni di energia elettrica attraverso l'acquisto nella borsa domestica. Nel caso in cui tale cliente non avesse il diritto di trasporto sarebbe costretto ad acquistare la medesima in borsa ad un prezzo pari a 50 €/MWh sopportando un onere pari a:</p> $O_{it} = 10 \text{ MW } 50\text{€/MWh} = 500 \text{ €/h.}$ <p>Al fine di acquisire il diritto di trasporto il cliente italiano sarà disposto ad offrire fino ad un livello massimo pari alla seguente differenza:</p> $P_{Dom} - P_{Est}$ <p>Nel formulare tale offerta, il cliente italiano sconterà l'incertezza di non conoscere esattamente quelli che saranno i prezzi nei due sistemi estero e domestico.</p> <p>Si supponga che, in esito alle procedure di assegnazione, il cliente sia risultato assegnatario di una capacità pari a 10 MW ad un prezzo pari 5 €/MWh.</p> <p>Il cliente italiano, quindi:</p> <ol style="list-style-type: none"> comprerà 10 MWh di energia elettrica nel sistema estero a 30€/MWh venderà tale energia nella borsa in Italia incamerando il prezzo di vendita (50 €/MWh) ricomprerà l'energia elettrica dalla borsa domestica a 50€/MWh pagherà per il diritto di trasporto un ammontare pari a 50 €/h <p>L'onere complessivo sarà pari, quindi, a:</p> $OA = 350 \text{ €/h.}$

Per quanto riguarda l'applicazione dei principi di cui al Regolamento relativi all'utilizzo degli eventuali proventi derivanti dall'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, si rileva che l'applicazione del principio di cui all'articolo 6, comma 6:

- lettera a), del Regolamento implicherebbe, in ultima analisi, una riduzione dei corrispettivi stabiliti per l'approvvigionamento delle risorse per la gestione delle congestioni in tempo reale;
- lettera b), del Regolamento comporterebbe la revisione delle attuali dinamiche tariffarie determinate dall'aggiornamento annuale relativo alla remunerazione dei nuovi investimenti della rete di trasmissione nazionale con la necessità di individuare per quali nuovi investimenti è possibile prevedere l'utilizzo dei citati proventi in luogo del gettito tariffario;
- lettera c), del Regolamento comporterebbe la revisione delle dinamiche tariffarie poste alla base della remunerazione delle infrastrutture di trasporto dell'energia elettrica.

5. Applicazione di criteri di mercato per la gestione delle congestioni

Nel documento di consultazione emanato in data 7 agosto 2001, l'Autorità ha già effettuato una classificazione generale dei metodi di mercato per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulle reti di interconnessione⁵. Di tali metodi, due sono già stati analizzati nel capitolo 4 del presente documento e sono quelli che nel documento per la consultazione del 7 agosto 2001 corrispondevano, rispettivamente, al metodo di asta esplicita (analizzata nell'ambito

⁵ Al paragrafo 9.4 di tale documento l'Autorità ha già classificato il metodo pro-quota come un metodo non di mercato. Lo stesso giudizio è stato espresso anche da un recente studio realizzato dalla Commissione europea avente oggetto "Analysis of cross-border congestion – Management methods for the EU internal electricity market".

dell'assegnazione esplicita) e del *market splitting* (analizzato nell'ambito dell'assegnazione implicita).

Oltre a ciò vale la pena riportare le considerazioni sui seguenti due metodi aggiuntivi:

	Denominazione metodo	Descrizione metodo
MA1	Asta implicita alla frontiera con banditore unico	assegnazione di capacità di trasporto sulla base di offerte al ribasso di energia elettrica per l'utilizzo di tale capacità
MA2	Accesso basato sul merito economico dichiarato dei contratti bilaterali	assegnazione di capacità di trasporto sulla base di dichiarazioni di prezzi di energia elettrica sottesi a contratti bilaterali

MA1. ASTA IMPLICITA ALLA FRONTIERA CON BANDITORE UNICO

L'obiettivo dell'asta implicita alla frontiera con banditore unico è quello di assegnare contestualmente la capacità di trasporto alle offerte economiche di energia elettrica più convenienti, cioè a quelle offerte che minimizzano il prezzo di approvvigionamento complessivo della zona di mercato a valle della congestione di rete.

In pratica, viene organizzata un'asta per la vendita di energia elettrica da esportare in Italia. Le aste possono essere differenziate in vari orizzonti temporali di allocazione al fine di permettere allocazione di diritti annuali e di breve termine (tipicamente mensili, settimanali o giornalieri). Le offerte di vendita vengono accettate fino a concorrenza della capacità di trasporto assegnabile. L'energia acquisita può essere ceduta (mediante, ad esempio un meccanismo distributivo) ai clienti italiani in bande ad un prezzo medio che consenta la copertura dell'onere complessivo di approvvigionamento.

Il metodo in esame ha il vantaggio di mettere in concorrenza tra loro gli operatori esteri attivi nel mercato a monte della congestione, nonché di promuovere l'efficienza allocativa degli impianti di produzione oltre-frontiera.

MA2. ACCESSO BASATO SUL MERITO ECONOMICO DEI CONTRATTI BILATERALI

L'obiettivo del metodo è quello di autorizzare l'accesso e l'uso della capacità di trasporto ai contratti bilaterali sulla base del merito economico dei prezzi contrattuali dichiarati nei medesimi contratti sulla base del prezzo (€/MWh) dell'energia elettrica indicato nei contratti.

In pratica viene organizzata una procedura di confronto al ribasso sulla base dei prezzi dell'energia elettrica dichiarati nei contratti bilaterali di fornitura per lo scambio transfrontaliero di detta energia. Detto confronto può essere differenziato in vari orizzonti temporali di allocazione al fine di permettere allocazione di diritti annuali (di norma i più valorizzati dai soggetti interessati) e di breve termine (tipicamente mensili, settimanali o giornalieri).

Il presente metodo presenta i seguenti vantaggi:

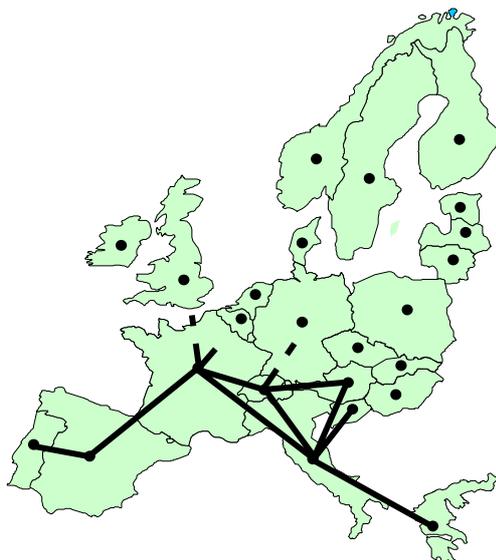
- a) mette in concorrenza tra loro gli importatori esteri attivi nel mercato a valle della congestione;
- b) è compatibile con le Borse dell'energia elettrica e con la contrattazione bilaterale;
- c) nella realtà italiana, la procedura in oggetto è già stata sperimentata, sebbene con scarso successo, con delibera n.21/01 relativa agli interrompibili 2001;
- d) non necessita di mercati organizzati.

Per contro il controllo della veridicità dei prezzi indicati nei contratti bilaterali (che costituiscono, peraltro, l'elemento base per l'assegnazione) risulta essere di difficile applicazione; inoltre, qualora molti soggetti dichiarino un prezzo nullo dei contratti, si dovrebbe necessariamente effettuare un razionamento (es. pro-rata). Infine il confronto dei prezzi dell'energia elettrica risulterebbe essere complicato in quanto ogni contratto bilaterale ha proprie formule di valorizzazione dell'energia (orarie, profili, inclusione del trasporto, forfait, etc.).

6. Assegnazioni coordinate

Nel normale funzionamento dei sistemi elettrici interconnessi, è osservabile una discrepanza tra assegnazioni commerciali della capacità di trasporto (che supportano transazioni transfrontaliere di energia elettrica) e flussi fisici realizzati su ciascuna frontiera elettrica. Atteso che tale discrepanza non potrà mai essere eliminata, sia nel caso di assegnazione implicita che nel caso di assegnazione esplicita, qualora i diritti di utilizzo della capacità di trasporto dovessero essere assegnati in maniera coordinata⁶ tra i diversi sistemi nazionali, potrebbero essere creati i presupposti per una più efficiente gestione dei sistemi elettrici interconnessi, vale a dire per una migliore compensazione della citata discrepanza.

Al fine di tenere in considerazione il livello di interconnessione dei sistemi elettrici europei, nonché l'esigenza di incrementare il grado di integrazione del mercato interno dell'energia elettrica è opportuno valutare la possibilità di effettuare l'assegnazione delle capacità di trasporto sulle reti di interconnessione in maniera coordinata. Ai fini di detta assegnazione il sistema elettrico di trasmissione dell'Europa può essere considerato, in prima approssimazione, come una rete elettrica i cui nodi equivalenti sono costituiti dagli stati nazionali e le reti di interconnessione come linee elettriche ideali colleganti tali nodi.



Questo può costituire un *target* che necessita di essere approfondito e studiato per una sua implementazione negli anni successivi al 2005.

Ulteriori approfondimenti in merito alle assegnazioni coordinate della capacità di trasporto delle reti di interconnessione sono riportati nell'appendice C al presente documento.

⁶ Recenti studi dimostrano, inoltre, come l'assegnazione coordinata riesca a raggiungere una maggiore efficienza allocativa rispetto ad allocazioni bilaterali (recente studio realizzato dalla Commissione europea avente oggetto "Analysis of cross-border congestion – Management methods for the EU internal electricity market")

PARTE C
ASSEGNAZIONE DEI DIRITTI DI UTILIZZO DELLA CAPACITÀ DI TRASPORTO E SICUREZZA

Articolo 6, commi 2, 3, 4 e 5 del Regolamento

2. *Le procedure di decurtazione delle transazioni commerciali sono utilizzate soltanto in situazioni di emergenza, quando il gestore del sistema di trasmissione è costretto ad intervenire celermente e non sono possibili il ridispacciamento o gli scambi compensativi (countertrading). Le eventuali procedure adottate al riguardo si applicano in maniera non discriminatoria.*
Salvo in caso di forza maggiore, i soggetti partecipanti al mercato cui è stata assegnata una capacità sono compensati per l'eventuale decurtazione.
3. *La capacità massima delle interconnessioni e/o delle reti di trasmissione riguardanti i flussi transfrontalieri è posta a disposizione dei soggetti partecipanti al mercato compatibilmente con le norme di sicurezza per il funzionamento della rete.*
4. *I soggetti partecipanti al mercato informano i gestori del sistema di trasmissione interessati, in un periodo di tempo ragionevole prima del relativo periodo di esercizio di trasmissione, se intendono utilizzare la capacità assegnata. Qualsiasi capacità assegnata che non è utilizzata è riassegnata al mercato in maniera aperta, trasparente e non discriminatoria.*
5. *I gestori del sistema di trasmissione effettuano, per quanto tecnicamente possibile, la compensazione con le domande di capacità per flussi di energia elettrica in direzione opposta sulla linea di interconnessione sulla quale esiste congestione onde utilizzare questa linea alla sua capacità massima. Tenuto pienamente conto della sicurezza delle reti, le transazioni commerciali che alleviano la situazione di congestione non sono mai rifiutate.*

7. Considerazioni riguardo la gestione delle congestioni

Il processo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto avviene, di norma, secondo le seguenti fasi:

- a) definizione dei limiti di capacità di trasporto sulle reti di interconnessione⁷;
- b) assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (gestione delle congestioni *ex ante*);
- c) gestione delle congestioni durante il tempo reale (più in generale, una volta concluse le procedure per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto).

Le assegnazioni coordinate dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto incidono sicuramente sulle precedenti fasi a) e b) implicando la necessità di concludere accordi tra:

- le autorità di regolazione al fine dell'adozione di una procedura comune per le assegnazioni;
- i gestori di rete al fine della determinazione delle capacità di trasporto sulle reti di interconnessione, dello svolgimento delle procedure di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

Il necessario coordinamento tra i gestori di rete al fine della attività di cui alle precedenti lettere a) e c), costituisce elemento essenziale per la sicurezza di funzionamento dei sistemi elettrici

⁷ A tal proposito si ricorda che l'articolo 5, comma 2, del Regolamento stabilisce, tra l'altro, che le informazioni pubblicate [dai gestori dei sistemi di trasmissione] comprendono un modello generale di calcolo della capacità totale di trasmissione e del margine di affidabilità della trasmissione con riferimento alle condizioni elettriche e fisiche della rete e che detti modelli sono soggetti all'approvazione delle autorità di regolamentazione. L'articolo 22, comma 22.5, della deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2003, prendendo spunto dalla predetta disposizione, ha già stabilito, per l'anno 2004, che il Gestore della rete di trasmissione nazionale trasmetta all'Autorità, per l'approvazione, un modello generale di calcolo della capacità totale di trasporto sulla rete di interconnessione elaborato congiuntamente dai gestori delle reti interconnesse con il sistema elettrico nazionale.

interconnessi anche nel caso in cui l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto avvenga o meno secondo procedure coordinate⁸.

Inoltre, le suddette fasi sono tra loro interdipendenti. Infatti, si ha che:

- a) la determinazione delle capacità di trasporto (in termini di quantità, articolazione temporale e geografica) incide direttamente sul tipo di diritto di utilizzo assegnato. Ad esempio, l'assegnazione di diritti di utilizzo di lungo termine determina, di norma, un incremento delle attività di gestione delle congestioni in tempo reale rispetto al caso in cui tale diritto fosse assegnato su orizzonti temporali di medio o breve termine. Ciò è dovuto al fatto che la determinazione delle capacità di trasporto nel lungo termine è caratterizzata da maggiori incertezze rispetto alla medesima determinazione effettuata nel breve o nel medio termine;
- b) il tipo di diritto assegnato incide sulla gestione del sistema elettrico. Ad esempio, l'obbligo di utilizzo del diritto assegnato diminuisce la necessità di gestione delle congestioni in tempo reale rispetto al caso in cui i diritti di utilizzo della capacità di trasporto fossero assegnati in forma di opzione.

Poiché le disposizioni di cui all'articolo 6, comma 2, del Regolamento sembrano propendere per una assegnazione di diritti "fissi" e per giunta accompagnati da forme di remunerazione nel caso di decurtazione delle transazioni, appare opportuno che i diritti di utilizzo siano assegnati nel breve termine al fine di ridurre al minimo il livello di incertezza che caratterizza le determinazioni di lungo periodo.

Infine, sempre al fine di minimizzare la necessità di gestione delle congestioni in tempo reale, appare opportuno che i diritti di utilizzo siano assegnati in forma di obbligazione (ciò faciliterebbe anche la gestione delle congestioni in tempo reale nel caso in cui le assegnazioni tenessero conto di flussi di potenza in senso opposto in osservanza a quanto stabilito dall'articolo 6, comma 5, del Regolamento).

8. Orizzonte temporale delle assegnazioni

L'assegnazione di diritti di utilizzo della capacità di trasporto garantita per periodi di tempo dell'ordine dell'anno aumenta il valore della medesima capacità percepito da parte degli operatori. Allo stesso tempo, al fine di introdurre flessibilità di aggiustamento delle singole posizioni di capacità detenute dagli operatori, è opportuno prevedere la presenza di meccanismi di negoziazione dei diritti di lungo termine già assegnati, nonché l'assegnazione di diritti di utilizzo della capacità di trasporto anche su periodi più brevi rispetto all'anno (ad es. il mese, la settimana o il giorno). Ciò, da un lato, consente di massimizzare la capacità di trasporto allocata permettendo la gestione del rischio della messa a disposizione della capacità da parte del Gestore della rete (*capacity phasing*) in ragione della conduzione del sistema elettrico nazionale e, dall'altro, permette agli operatori l'aggiustamento delle proprie posizioni anche mediante la riassegnazione della capacità di trasporto eventualmente non utilizzata dagli aventi diritto.

Si ritiene che una tale articolazione consenta il rispetto delle disposizioni di cui all'articolo 6, comma 4, del Regolamento.

⁸ Le recenti istruttorie conoscitive realizzate dagli Uffici dell'Area elettricità dell'Autorità riguardante gli eventi verificatisi il 28 settembre 2003 ha posto in chiara evidenza tale fatto.

9. Corrispettivi per la gestione in tempo reale delle congestioni sulle reti di interconnessione

È opportuno introdurre corrispettivi a copertura degli oneri sostenuti per la gestione in tempo reale delle congestioni sulle reti di interconnessione che tengano conto dei diversi livelli di sicurezza e di affidabilità di sistema caratteristici di ogni frontiera elettrica. In particolare, sulla base dell'esperienza acquisita nell'ambito della gestione in tempo reale dei sistemi elettrici interconnessi, si rende necessario valutare la possibilità di introdurre corrispettivi aumentati per quegli Stati dalla cui rete possono propagarsi perturbazioni, anche gravi, che richiedano una predisposizione e una gestione di risorse di dispacciamento da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale di elevata quantità e onerosità.

PARTE D

SCHEMA PER L'APPLICAZIONE DELL'ARTICOLO 6 DEL REGOLAMENTO PER L'ANNO 2005

10. Considerazioni in merito al contesto nazionale

Sebbene l'applicazione di procedure concorsuali per l'assegnazione dei diritti di trasporto risponda all'esigenza di fornire *segnali economici efficienti ai soggetti partecipanti al mercato e ai gestori del sistema di trasmissione*, la valorizzazione della capacità di trasporto attraverso procedure concorsuali potrebbe determinare un aumento del costo di approvvigionamento dell'energia elettrica da parte dei clienti finali nazionali che si approvvigionano di energia elettrica attraverso l'attività di importazione di energia elettrica.

Inoltre, l'effettuazione di assegnazioni coordinate multilaterali presenta reali difficoltà alla luce della disomogeneità relativa all'applicazione del Regolamento nei paesi potenzialmente interessati da tali procedure. Pertanto, l'effettuazione di procedure coordinate multilaterali potrebbe richiedere tempi per la conclusione di accordi tra le autorità di regolazione e tra i gestori di rete non compatibili con lo svolgimento delle procedure di assegnazione nell'autunno del 2004 per l'anno 2005.

Alla luce di tali problematiche appare, comunque, opportuno promuovere una assegnazione efficiente che fornisca segnali economici relativi alla valorizzazione della capacità di trasporto mediante il confronto dei prezzi di approvvigionamento in diverse zone connesse da reti di interconnessione interessate da congestioni nel pieno rispetto delle disposizioni di cui all'articolo 6 del Regolamento.

11. Considerazioni in merito ai contratti pluriennali di importazione

L'articolo 6, comma 1, del Regolamento stabilisce che *i problemi di congestione della rete siano risolti di preferenza con metodi non connessi alle transazioni*.

Stante quanto disposto dal Regolamento, sembrerebbero venire meno le condizioni per la sussistenza degli elementi posti alla base dell'assegnazione della capacità di trasporto necessaria all'esecuzione dei contratti pluriennali di importazione i quali non si vedrebbero più riconosciuta la capacità di trasporto strettamente necessaria alla loro esecuzione.

Inoltre è necessario che l'analisi inerente i contratti di importazione pluriennale sia effettuata tenendo conto dell'applicabilità del Regolamento nei Paesi in cui hanno sede le controparti estere di detti contratti. Mentre, infatti, per quanto riguarda l'inquadramento del contratto pluriennale "francese" nell'ambito del Regolamento, dovrebbe essere istituita una procedura congiunta con la

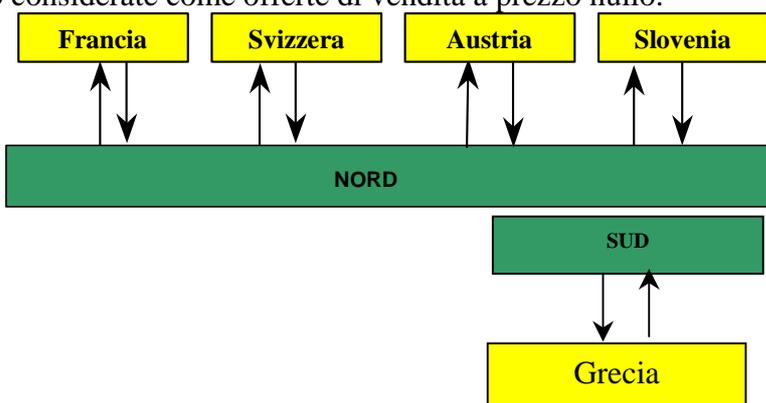
Commission de regulation de l'énergie, per il contratto pluriennale "svizzero" le valutazioni potranno essere svolte dall'Autorità anche in via autonoma e unilaterale.

Sulla base delle risultanze delle valutazioni di cui sopra, la capacità di trasporto attualmente assegnata ai contratti pluriennali in misura strettamente necessaria alla loro esecuzione, sarebbe, quindi, suscettibile di essere oggetto di assegnazione nella normale procedura che verrà istituita per l'anno 2005.

12. Proposte di applicazione dell'articolo 6 del Regolamento per l'anno 2005

Per quanto riguarda l'applicazione dell'articolo 6 del Regolamento per l'anno 2005 si propongono, in ordine decrescente di preferenza, le seguenti soluzioni:

S1. Assegnazione implicita dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con copertura dal rischio derivante dalle differenziazioni di prezzo a livello zonale

<p><i>Tipo di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto</i></p>	<p>Implicita. Il diritto ad immettere e a prelevare energia elettrica viene assegnato per il tramite di un mercato dell'energia elettrica regolato quale quello attualmente in vigore in Italia.</p> <p>Nelle zone estere saranno presentate, in generale, offerte di vendita a prezzo libero, mentre le immissioni corrispondenti ai contratti bilaterali fisici verranno considerate come offerte di vendita a prezzo nullo.</p>  <p>L'algoritmo di mercato determinerà un prezzo di vendita nelle zone estere e un prezzo unico di acquisto. La differenziazione dei prezzi esprime la valorizzazione della capacità di trasporto tra le zone in presenza di congestioni. Tale valorizzazione, automaticamente rilevata per la quotaparte di energia elettrica oggetto di compravendita nel sistema delle offerte, è tradotta, per i soggetti titolari di contratti di bilaterali, attraverso il versamento del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto tra le zone dovuto dai soggetti che concludono contratti bilaterali al di fuori del sistema delle offerte. Ciò rende assolutamente paritario il trattamento dei contratti bilaterali con l'energia elettrica negoziata nel sistema delle offerte.</p>
--	--

<i>Orizzonte temporale dell'assegnazione</i>	Giornaliera (il giorno prima per il giorno dopo)
<i>Procedure</i>	Utilizzo delle procedure già operative presso la società Gestore del mercato elettrico Spa. Si tratta, in pratica, di applicare il vigente regime di mercato elettrico del giorno prima, ivi incluso il pagamento del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto tra le zone.
<i>Copertura dal rischio</i>	Pre-assegnazione del diritto a regolare l'attività di compravendita di energia elettrica al prezzo di vendita che si forma nella zona estera. Il diritto assegnato è cedibile e i diritti non utilizzati possono essere riassegnati.
<i>Metodologia di assegnazione della copertura dal rischio</i>	Applicazione di un meccanismo distributivo. Soggetti ammessi all'assegnazione: clienti finali (italiani) Il diritto è assegnato in proporzione alle richieste effettuate (eventualmente in ragione del consumo stimato di energia elettrica nell'anno 2004 da parte dei clienti finali ammessi alla procedura di assegnazione). I diritti sono articolati per frontiera elettrica. La misura massima dei diritti assegnabili corrisponde alla massima capacità di trasporto assegnabile con le medesime articolazioni temporali previste per il diritto.

Tale schema consentirebbe l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto attraverso metodi di mercato in grado di fornire segnali economici efficienti ai soggetti partecipanti al mercato e ai gestori delle reti di trasmissione offrendo, inoltre, la possibilità di usufruire di coperture contro il rischio e l'incertezza temporale e quantitativa introdotta dalla differenziazione dei prezzi zonali. I soggetti abilitati a presentare richiesta di assegnazione delle coperture dal rischio sarebbero i clienti del mercato libero (eventualmente servendosi di mandato esclusivo conferito ai grossisti) e l'Acquirente unico per conto dei clienti del mercato vincolato.

Resta ferma la possibilità di introdurre misure volte alla mitigazione del possibile esercizio di potere di mercato mediante forme di limitazione della quantità dei diritti assegnati a ciascun soggetto (al limite, anche con riferimento a ciascuna frontiera elettrica).

S2. Assegnazione esplicita dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto mediante procedura concorrenziale

<i>Tipo di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto</i>	Esplicita. Il bene assegnato è unicamente la capacità di trasporto.
<i>Orizzonte temporale dell'assegnazione</i>	Medio lungo-termine (annuale – mensile)
<i>Procedure</i>	Procedure da realizzare.
<i>Metodologia di assegnazione del diritto</i>	Procedura concorsuale al rialzo.
<i>Effetto del diritto</i>	Diritto a programmare immissioni e prelievi, rispettivamente a monte e a valle dell'interconnessione per un ammontare pari alla quantità di capacità assegnata.

Tale schema consentirebbe l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto attraverso metodi di mercato in grado di fornire segnali economici efficienti ai soggetti partecipanti al mercato

e ai gestori delle reti di trasmissione ammettendo la partecipazione alla procedura anche a soggetti diversi dai clienti finali.

I proventi derivanti dalla assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto potranno essere utilizzati per una delle destinazioni prevista dall'articolo 6, comma 6, del Regolamento.

S3. Asta implicita alla frontiera con banditore unico

Per la descrizione della procedura di assegnazione in oggetto si veda quanto indicato con riferimento al metodo MA1 nel capitolo 4 del presente documento.

APPENDICE A ORIENTAMENTI DELLA COMMISSIONE EUROPEA

Generalità

1. I metodi che sono applicati dagli Stati membri per la gestione della congestione affrontano la congestione nel breve termine in base a criteri rispondenti alle esigenze di mercato e di efficienza economica e simultaneamente forniscono segnali o incentivi per investimenti efficienti nella rete e a livello di produzione nelle località idonee.
2. I gestori del sistema di trasmissione (GST) o, se necessario, gli Stati membri predispongono norme non discriminatorie e trasparenti che descrivono i metodi di gestione della congestione da essi applicati nelle singole circostanze. Queste norme, unitamente alle norme di sicurezza, sono presentate in documenti disponibili pubblicamente.
3. La diversità di trattamento riservata ai vari tipi di transazioni commerciali transfrontaliere, che si tratti di contratti fisici bilaterali o offerte su mercati esteri organizzati, è mantenuta al minimo in sede di definizione delle regole di metodi specifici di gestione della congestione. Il metodo di assegnazione di una capacità di trasmissione scarsa deve essere trasparente. Deve essere comprovato che le differenze di trattamento riservate alle transazioni non sono tali da provocare distorsioni o ostacoli allo sviluppo della concorrenza.
4. I segnali di prezzo forniti dai sistemi di gestione della congestione sono differenziati per direzione dei flussi.
5. I GST offrono la capacità di trasmissione al mercato per quanto possibile a titolo "definitivo". Una frazione ragionevole della capacità può essere offerta al mercato con una certezza inferiore di effettiva disponibilità, ma comunque i soggetti partecipanti al mercato sono sempre informati delle condizioni esatte del vettoriamento sulle linee transfrontaliere.
6. Tenuto conto del fatto che la rete continentale europea è una rete elettrica estremamente magliata e che l'uso delle linee di interconnessione ha conseguenze sui flussi di elettricità quantomeno sui due versanti di un confine di Stato, le autorità nazionali di regolamentazione garantiscono che nessuna procedura di gestione della congestione atta ad incidere in misura significativa sui flussi di elettricità in altre reti sia definita unilateralmente.

Disposizioni per i contratti a lungo termine

1. Non possono essere attribuiti diritti di accesso prioritario ad una capacità di interconnessione ai contratti che violano gli articoli 81 e 82 del trattato.
2. Gli esistenti contratti a lungo termine non beneficiano di diritti di prelazione al momento del rinnovo.

Comunicazione di informazioni

1. I GST pongono in essere meccanismi appropriati di coordinamento e di scambio di informazioni per garantire la sicurezza della rete.
2. I GST pubblicano tutti i dati pertinenti relativi alle capacità complessive di trasmissione transfrontaliera. In aggiunta ai valori invernali ed estivi della capacità disponibile di trasmissione, i GST pubblicano a vari intervalli di tempo prima della data del vettoriamento stime della capacità di trasmissione per ciascun giorno. Il mercato deve poter disporre quantomeno con una settimana di anticipo di stime accurate e i GST dovrebbero anche impegnarsi a fornire informazioni con un mese di anticipo. È altresì indicato il grado di effettiva disponibilità delle capacità.
3. I GST pubblicano un modello generale di calcolo della capacità complessiva di trasmissione e il margine di affidabilità della trasmissione basato sulle condizioni reali, elettriche e fisiche, della rete. Questo modello è soggetto all'approvazione delle autorità di regolamentazione degli Stati membri interessati. Le norme di sicurezza, operative e di programmazione formano

parte integrante delle informazioni che i GST pubblicano in documenti disponibili pubblicamente.

Principi alla base dei metodi per la gestione della congestione

1. I problemi di congestione della rete sono risolti di preferenza con metodi non connessi alle transazioni, vale a dire metodi che non comportano una selezione tra i contratti di singoli soggetti partecipanti al mercato.
2. Il coordinamento transfrontaliero del ridispacciamento o gli scambi compensativi (counter trading) possono essere utilizzati in comune dai GST interessati. I costi che i GST sostengono per gli scambi compensativi e il ridispacciamento devono tuttavia essere a un livello rispondente a criteri di efficienza.
3. Gli eventuali vantaggi di una combinazione di "market splitting" o di altri meccanismi basati sul mercato per risolvere una congestione persistente e di "counter trading" per risolvere una congestione temporanea sono immediatamente analizzati come approccio a titolo più permanente per la gestione della congestione.

Indirizzi per le aste esplicite

1. Il sistema di aste deve essere definito in modo da consentire l'offerta al mercato di tutta la capacità disponibile. Ciò può essere effettuato organizzando un'asta composita nella quale le capacità sono messe all'asta per durate diverse e in funzione di caratteristiche diverse (ad esempio per quanto riguarda la garanzia di effettiva disponibilità della capacità disponibile di cui trattasi).
2. Il volume totale della capacità di interconnessione è offerto in una serie di aste che, ad esempio, possono essere tenute a cadenza annuale, mensile, settimanale, giornaliera e infragiornaliera, secondo le necessità dei mercati interessati. Ciascuna di queste aste assegna una frazione prescritta della capacità di trasporto disponibile più l'eventuale capacità residua che non è stata assegnata in aste precedenti.
3. Le procedure di asta esplicita sono predisposte in stretta collaborazione tra le autorità nazionali di regolamentazione e i GST interessati e organizzate in modo da consentire agli offerenti di partecipare anche alle sessioni giornaliere di qualsiasi mercato organizzato (cioè una borsa elettrica) nei paesi interessati.
4. I flussi di energia elettrica sulle due direzioni di una linea di collegamento congestionata in linea di principio sono compensati per rendere massima la capacità di vettoriamento nella direzione della congestione. Tuttavia la procedura di compensazione dei flussi lascia impregiudicata la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.
5. Per offrire al mercato la massima capacità possibile, i rischi finanziari connessi con la compensazione dei flussi sono posti a carico delle parti che causano la concretizzazione di questi rischi.
6. Qualsiasi procedura di asta adottata è tale da inviare segnali di prezzo differenziati per direzione ai soggetti partecipanti al mercato. I flussi in una direzione opposta al flusso principale di energia elettrica attenuano la congestione e danno quindi luogo a capacità addizionale di trasporto sulla linea di collegamento congestionata.
7. Per non rischiare di suscitare o aggravare i problemi connessi con la posizione dominante di uno o più soggetti partecipanti al mercato è esaminata attentamente la possibilità di porre un tetto al volume di capacità che può essere acquisita/posseduta/utilizzata da un singolo soggetto partecipante al mercato in un'asta quando le autorità di regolamentazione competenti definiscono i meccanismi di asta.
8. Per promuovere la liquidità dei mercati dell'energia elettrica la capacità acquisita in un'asta deve essere liberamente commercializzabile fino al momento in cui venga notificato al GST che la capacità acquisita sarà utilizzata.

APPENDICE B
ASSEGNAZIONE DEI DIRITTI DI UTILIZZO DELLA CAPACITÀ DI TRASPORTO SULLE RETI DI
INTERCONNESSIONE IN PRESENZA DI CONGESTIONI

Soluzione zonale

Si consideri il caso di due sistemi elettrici interconnessi da una rete di interconnessione schematizzabile attraverso una singola linea elettrica equivalente (cfr. Figura 1). Si supponga che la zona 1 sia caratterizzata dalla sola presenza di unità di produzione di energia elettrica la cui funzione di costo aggregata è pari a $C_1(q_1)$, dove q_1 è la quantità di energia elettrica prodotta nella zona 1. Si supponga, inoltre, che la zona 2 sia caratterizzata dalla presenza di unità di produzione di energia elettrica la cui funzione di costo aggregata sia pari a $C_2(q_2)$, dove q_2 è la quantità di energia elettrica prodotta in un'ora nella zona 2, e che il costo di produzione dell'energia elettrica nella zona 2 sia maggiore rispetto al costo di produzione dell'energia elettrica nella zona 1. La zona 2 è caratterizzata, altresì, dalla presenza di unità di consumo la cui funzione di domanda aggregata è pari a $Q=q_1+q_2=D(p_2)$, dove p_2 è il prezzo di vendita dell'energia elettrica nella zona 2. La massima capacità di trasporto ammissibile sulla rete di interconnessione è pari a K .

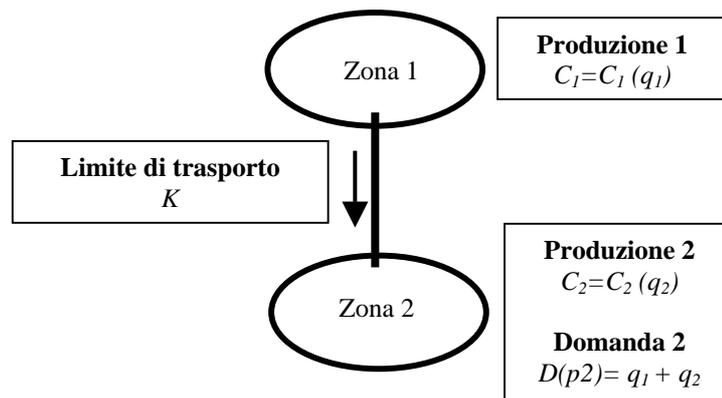


Figura 1

Si supponga che la funzione di domanda sia tale da determinare un utilizzo sufficientemente elevato delle risorse di produzione così da implicare il pieno utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione. Si supponga, infine, la presenza di condizioni di perfetta concorrenza in entrambe le zone.

Nelle predette ipotesi, la condizione di equilibrio dovuta all'incontro tra domanda e offerta, nel rispetto del vincolo di trasporto sulla rete di interconnessione, è quella per la quale:

- a) la produzione nella zona 1 eguaglia la quantità K :

$$q_1=K$$

- b) e il prezzo dell'energia elettrica nella zona 1 è pari a:

$$p_1^*=C_1'(K)$$

e cioè pari al costo marginale della funzione aggregata di costo nella zona 1;

- c) la produzione nella zona 2 eguaglia la quantità di domanda residua (al netto cioè della quantità di energia elettrica importata dalla zona 1) al prezzo p_2^* pari al costo marginale della funzione aggregata di costo nella zona 2, più precisamente:

$$p_2^*=C_2'(D(p_2^*)-K)$$

$$D(p_2^*)=q_1+q_2=K+q_2$$

La quantità di energia elettrica q_1 prodotta nella zona 1 al prezzo p_1^* è venduta nella zona 2 al prezzo $p_2^* > p_1^*$. Ciò implica la formazione di una valorizzazione della capacità di trasporto dovuta alla presenza della congestione e pari a:

$$\eta = (p_2^* - p_1^*) K$$

In presenza di un mercato organizzato, tale valorizzazione è incamerata dal gestore della rete di trasmissione e i diritti di utilizzo della capacità di trasporto sull'interconnessione sono assegnati implicitamente attraverso la selezione delle unità di produzione e di consumo a cui è assegnato il diritto ad immettere o a prelevare energia elettrica dalla rete elettrica.

In questo contesto, il mercato elettrico organizzato è normalmente accompagnato da un meccanismo di assegnazione del valore economico della capacità di trasporto teso alla copertura del rischio indotto dal differenziale di prezzo tra le zone in caso di congestione di rete.

In assenza di un mercato elettrico organizzato (ovvero nel caso in cui, contestualmente a tale mercato, esistesse la possibilità di concludere contratti bilaterali fisici) la convenienza ad esportare energia elettrica dalla zona 1 alla zona 2 porterebbe i soggetti che hanno disponibilità di energia elettrica nella zona 1 (siano essi i produttori della zona 1, ovvero grossisti di energia che abbiano acquistato energia elettrica dai medesimi produttori) a concorrere per l'acquisizione del diritto di utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione. Il valore unitario limite attribuibile al diritto di utilizzo di tale capacità di trasporto è esattamente pari alla differenza:

$$\eta = p_2^* - p_1^*$$

Soluzione a zona unica

Nel caso in cui i diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione fossero assegnati senza tener conto dei vincoli di trasporto sulla rete (caso *unconstrained*), il gestore della rete di trasmissione dovrebbe gestire le congestioni che in tal modo verrebbero a crearsi sostenendo un onere la cui copertura comporterebbe l'applicazione di un corrispettivo di congestione ai clienti finali.

Infatti, assumendo che tutta la domanda nella zona 2 possa essere soddisfatta dalla produzione della zona 1, si ha la seguente condizione:

$$p_1^{*U} = C_1'(D(p_1^{*U}))$$

$$q_1^U = D(p_1^{*U})$$

$$p_1^* > p_1^{*U} > p_2^{*9}$$

In tale condizione, tuttavia, al fine della gestione della congestione sulla rete di interconnessione, il gestore della rete di trasmissione sarebbe costretto a ridurre il livello di produzione nella zona 1 (mediante l'accettazione di offerte di acquisto da parte dei produttori nella zona 1) e ad incrementare il livello della produzione nella zona 2 (mediante l'accettazione di offerte di vendita da parte dei produttori nella zona 2) per una quantità pari a¹⁰:

$$Q = q_1^U - K$$

L'onere netto sostenuto dal gestore della rete di trasmissione sarebbe quindi pari a:

$$ON = Q (p_2^{vendita} - p_1^{acquisto})$$

⁹ Ciò vale nell'ipotesi in cui la funzione aggregata di costo della produzione nella zona 1 sia derivabile con derivata prima e derivata seconda positive.

¹⁰ Nell'ipotesi in cui si possa ritenere trascurabile l'effetto delle perdite di rete.

Di norma, tale onere, risulta essere positivo.

Esempio con domanda anelastica

Assumendo che la domanda nella zona 2 sia anelastica e pari a D si ha che:

SOLUZIONE ZONALE	
	<p>Per la soluzione zonale valgono le considerazioni effettuate nel paragrafo precedente. Vale la pena osservare che, in questo, caso il gestore della rete non sostiene oneri per la gestione delle congestioni e la differenziazione tra i prezzi zionali dell'energia elettrica è tale da rendere ragione della valorizzazione che il sistema elettrico attribuisce alla capacità di trasporto sulla rete di interconnessione tra le zone. La soluzione così ottenuta è una condizione di equilibrio tale da consentire la realizzazione fisica delle transazioni.</p>
SOLUZIONE A ZONA UNICA	
	<p>Nella soluzione a zona unica si ottiene la condizione mostrata nella figura accanto. Si osserva che il prezzo nella zona 1 risulta essere aumentato mentre il prezzo nella zona 2 apparirebbe essere inferiore rispetto a quanto ottenuto tramite la soluzione zonale. Tuttavia la situazione rappresentata non può essere realizzata fisicamente senza l'intervento del gestore della rete teso a gestire la congestione sulla rete di interconnessione.</p>
	<p>L'intervento del gestore della rete tende a riportare le quantità di energia elettrica prodotta a livelli compatibili con i vincoli fisici di trasporto della rete di trasporto. Tale attività comporta un onere che una volta tradotto in corrispettivi di congestione per i clienti finali, implicherebbe un aumento del prezzo finale (PF) dell'energia elettrica.</p>

È possibile concludere che nella soluzione zonale il gestore della rete non sostiene oneri per la gestione delle congestioni e la differenziazione tra i prezzi zionali dell'energia elettrica è tale da rendere ragione della valorizzazione che il sistema elettrico attribuisce alla capacità di trasporto sulla rete di interconnessione tra le zone. Tale approccio sembrerebbe coerente con i principi di cui al Regolamento.

Nella soluzione “ a zona unica”, sebbene il prezzo dell'energia possa apparire inferiore rispetto a quanto non avviene in certe zone nel caso di soluzione zonale, la reale valorizzazione dell'energia elettrica deve essere effettuata tenendo conto dell'onere aggiuntivo derivante dalla attività di gestione delle congestioni effettuata dal gestore della rete di trasmissione. Inoltre, vale la pena osservare che nelle normali condizioni di approvvigionamento delle risorse per la gestione delle congestioni, l'onere sostenuto dal gestore della rete è positivo.

APPENDICE C

APPROFONDIMENTI CIRCA LE PROCEDURE DI ASSEGNAZIONE COORDINATA

Nel seguito viene analizzato l'utilizzo di metodi di asta coordinata esplicita ed implicita; la generalità dei metodi proposti è tale per cui i medesimi possono essere utilizzati con riferimento a diversi orizzonti temporali.

Assegnazione esplicita coordinata

L'allocazione esplicita della capacità di trasporto implica che i diritti per l'utilizzo di tale capacità siano assegnati sulla base di offerte di acquisto della medesima formulate in termini di quantità e prezzo. Tali offerte sono tese alla valorizzazione della capacità di trasporto in caso di congestioni.

Le rete di interconnessione dell'Europa continentale è caratterizzata dal fatto di essere una rete magliata: ne consegue che l'eventuale accettazione di una offerta per l'assegnazione della capacità di trasporto tra due sistemi nazionali potrebbe implicare l'utilizzo fisico di più interconnessioni secondo le leggi di ripartizione dei flussi fisici sulle reti elettriche. Al fine di una corretta gestione delle congestioni *ex-ante* e al fine di minimizzare le azioni di gestione delle congestioni nel tempo reale, è opportuno che le procedure per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto possano tenere conto del citato effetto.

Il problema della assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto su reti di interconnessione magliate può essere considerato un problema di ottimizzazione della valorizzazione della predetta capacità di trasporto nel rispetto dei vincoli di rete. Il problema può, quindi, essere formulato come segue:

$$\begin{aligned} \max \sum_i Q_i P_{iBID} \\ 0 \leq Q_i \leq Q_{iBID} \\ T_{\min} \leq T(Q_i) \leq T_{\max} \end{aligned}$$

dove:

Q_i : offerta *i-esima* accettata
 P_{iBID} : prezzo dell'offerta di acquisto *i-esima* accettata
 Q_{iBID} : massimo ammontare della capacità di trasporto oggetto dell'offerta
 T_{\min}, T_{\max} : limiti di transito

La soluzione di tale problema di ottimizzazione vincolata è in grado di fornire la soluzione ottima assegnando i diritti di utilizzo della capacità di trasporto alle offerte che valorizzano al meglio la capacità di trasporto sulle reti di interconnessione.

Tale meccanismo determina la raccolta di un provento da parte del soggetto che gestisce la procedura che necessita di essere ripartito tra i diversi Paesi secondo accordi e disposizioni stabilite dalle autorità di regolazione.

Assegnazione implicita coordinata

L'assegnazione implicita coordinata richiede che i soggetti interessati all'utilizzo delle reti di interconnessione debbano esprimere la valorizzazione della capacità di trasporto su tali reti mediante offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica riferite a ciascun sistema elettrico nazionale.

Una prima tipologia di asta coordinata implicita può essere direttamente derivata dalla metodologia adottata per la soluzione del problema dell'assegnazione mediante l'asta coordinata esplicita. Infatti, un'offerta espressa in termini di quantità/prezzo per l'utilizzo della capacità di trasporto da un nodo i ad un nodo k della rete di interconnessione può essere ottenuta dalla combinazione di un'offerta di vendita nel nodo i e di un'offerta di acquisto nel nodo k .

Una seconda tipologia di asta coordinata implicita, che si differenzia in maniera rilevante dalla precedente, è quella per la quale, con riferimento ai nodi della rete di interconnessione, gli operatori formulano offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica. La assegnazione massimamente efficiente si ottiene, quindi, dalla soluzione del seguente sistema¹¹.

$$\begin{aligned} & \max \sum_i XA_i PA_i - \sum_j XV_j PV_j \\ & 0 \leq XV_j \leq QV_j \\ & 0 \leq XA_i \leq QA_i \\ & \sum_i XA_i - \sum_j XV_j = 0 \\ & T_{\min} \leq T(XV_j, XA_i) \leq T_{\max} \end{aligned}$$

dove:

XA_i : offerta di acquisto i -esima accettata
 PA_i : prezzo dell'offerta di acquisto i -esima accettata
 XV_j : offerta di vendita j -esima accettata
 PV_j : prezzo dell'offerta di vendita j -esima accettata
 QV_j : quantità offerta in vendita
 QA_i : quantità offerta in acquisto
 T_{\min}, T_{\max} : limiti di transito

Alla chiusura della procedura, ciascuna delle offerte di vendita e di acquisto accettate potrebbero essere regolate al prezzo marginale del nodo (equivalente) a cui si riferiscono.

Tale meccanismo determina la raccolta di un provento da parte del soggetto che gestisce la procedura che necessita di essere ripartito tra i diversi Paesi secondo accordi e disposizioni stabilite dalle autorità di regolazione.

Ripartizione dei proventi delle assegnazioni coordinate

L'eventuale effettuazione di assegnazioni coordinate pone la questione della ripartizione dei proventi derivanti da tali procedure tra i diversi sistemi elettrici per la quale è necessario che le autorità di regolazione interessate concludano accordi. La parte di provento assegnata a ciascun sistema nazionale potrà poi essere utilizzata secondo una o più delle destinazioni indicate dall'articolo 6, comma 6, del Regolamento, secondo quanto stabilito da ciascuna autorità di regolazione nazionale.

Di seguito si riporta un esempio di metodologia per la ripartizione della valorizzazione della capacità di trasporto nel caso di aste esplicite coordinate.

La valorizzazione (implicita o esplicita) che deriva dall'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulle reti di interconnessioni necessita di essere attribuita in maniera efficiente

¹¹ Assumendo trascurabile l'effetto delle perdite di rete.

a ciascuna interconnessione e, successivamente, a ciascun sistema elettrico. Appare corretto che la valorizzazione complessiva sia ripartita tra le diverse interconnessioni in maniera proporzionale al contributo marginale di ciascuna di esse nella formazione della valorizzazione complessiva.

Ciò equivale a:

- effettuare l'assegnazione coordinata con la rete di interconnessione (caso base)
- eliminare dalla struttura di rete ciascuna interconnessione una alla volta;
- effettuare, per ciascun caso, l'assegnazione coordinata;
- valutare la differenza tra la valorizzazione complessiva del caso base e ciascuno dei predetti casi (contributo marginale);
- attribuire la valorizzazione a ciascuna interconnessione in maniera proporzionale a tali differenze, qualora positive.

Per quanto riguarda la suddivisione delle valorizzazione così assegnata a ciascuna interconnessione è pensabile adottare la pari ripartizione tra i due paesi confinanti (50%-50%).

Esempio di assegnazione esplicita coordinata

Al fine di una migliore comprensione, si riporta un esempio di applicazione di assegnazione esplicita coordinata per una semplice rete elettrica.

In figura 2 è riportato lo schema di una generica rete di interconnessione tra stati (rappresentati dai nodi della rete). Ciascuna interconnessione è rappresentata da un collegamento equivalente la cui capacità di trasporto limite è stata previamente determinata in maniera coordinata dai gestori delle reti di trasmissione.

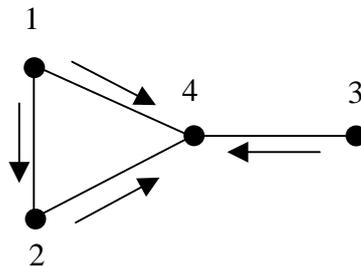


Figura 2 – Schema della rete di interconnessione

Assumendo che tutte le linee equivalenti abbiano uguale impedenza, si prende a riferimento un nodo della rete (ad esempio il nodo 4) e si determinano i fattori di distribuzione dei flussi di potenza per ciascuna iniezione nei nodi diversi dal nodo di riferimento e un corrispondente prelievo da tale nodo (determinazione dei cosiddetti *Power transmission distribution factors* – PTDF). I fattori di distribuzione che ne derivano sono mostrati nella tabella 1:

Power transmission distribution factors (PTDF)				
Nodo di riferimento - 4				
	1	2	3	4
P12	0.33	-0.33	0.00	0.00
P14	0.67	0.33	0.00	0.00
P24	0.33	0.67	0.00	0.00
P34	0.00	0.00	1.00	0.00

Tabella 1 – *Power transmission distribution factors* – nodo di riferimento:4

Il flusso di potenza P_n sul collegamento n -esimo dovuto ad una generica transazione corrispondente ad una potenza pari a Q dal nodo i al nodo k si ottiene mediante la seguente formula:

$$P_n = Q_{ik} (PTDF_{ni} - PTDF_{nk})$$

Ad esempio una transazione di 1 MW dal nodo 1 al nodo 3 impone su ciascun collegamento (ciascuna riga della matrice dei PTDF) un flusso pari alla differenza tra i PTDF relativi alla colonna 1 e alla colonna 3 della matrice dei PTDF.

Q da 1 a 3	
P12	0.33
P14	0.67
P24	0.33
P34	-1.00

Analogamente avviene per una transazione di 1 MW tra il nodo 4 e il nodo 2.

Q da 4 a 2	
P12	0.33
P14	-0.33
P24	-0.67
P34	0.00

Si supponga che vengano presentate 4 offerte per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto come specificato nella tabella 3.

Bid	Da	a	Q (MW)	P(€/MW)
B1	1	2	100	5
B2	1	3	80	6
B3	4	2	50	3
B4	4	3	110	2

Tabella 3 – Offerte di acquisto dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto

Ciascuna offerta può essere considerata come una richiesta di iniezione e una corrispondente richiesta di prelievo nei nodi indicati in ciascuna offerta. Detta X_i la generica quantità di capacità di trasporto assegnata a ciascuna richiesta, i transiti sui collegamenti possono essere determinati mediante l'applicazione dei coefficienti di cui alla seguente tabella (Tabella 4 – *CPTDF* – *Combined PTDF*) a dette quantità oggetto di assegnazione (la matrice di cui alla Tabella 3 è denominata CF).

	B1	B2	B3	B4
	12	13	42	43
P12	0.66	0.33	0.33	0.00
P14	0.34	0.67	-0.33	0.00
P24	-0.34	0.33	-0.67	0.00
P34	0.00	-1.00	0.00	-1.00

Tabella 4 – *Combined PTDF* – *Matrice CF*

I vincoli di trasporto nel problema di ottimizzazione possono, quindi, essere espressi con la seguente formulazione.

$$[T]_{\min} \leq [CF][Q_i] \leq [T]_{\max}$$

Soluzione non vincolata

Assumendo come caso di riferimento l'assenza di vincoli sulla rete di trasporto, la soluzione del problema di ottimizzazione è la seguente:

COORDINATED EXPLICIT AUCTION SOLUTION
AEEG - JUNE 2004

TOTAL VALUE= 1350.

ACCEPTED BIDS

N.	from	to	QB	PB	Accepted
B1	1	2	100.00	5.00	100.00
B2	1	3	80.00	6.00	80.00
B3	4	2	50.00	3.00	50.00
B4	4	3	110.00	2.00	110.00

LINE TRANSITS

Pxy	P	Plim_d	Plim_i
P 1 2	110.00	9999.00	-9999.00
P 1 4	70.00	9999.00	-9999.00
P 2 4	-40.00	9999.00	-9999.00
P 3 4	-190.00	9999.00	-9999.00

Senza alcun vincolo di trasporto, tutte le richieste vengono soddisfatte. In questo caso, sebbene il programma calcoli una valorizzazione, essa non viene rivelata in quanto la capacità di trasporto non risulta essere scarsa.

Soluzione vincolata

Si assumano i seguenti vincoli di trasporto:

	Pmin	Pmax
P12	-	100.00
P14	-	-
P24	-	-
P34	-80	50.00

COORDINATED EXPLICIT AUCTION SOLUTION
AEEG - JUNE 2004

TOTAL VALUE= 1055.0075

ACCEPTED BIDS

N.	from	to	QB	PB	Accepted
B1	1	2	100.00	5.00	85.00
B2	1	3	80.00	6.00	80.00
B3	4	2	50.00	3.00	50.00
B4	4	3	110.00	2.00	0.00

LINE TRANSITS

Pxy	P	Plim_d	Plim_i
P 1 2	100.00	100.00	-9999.00
P 1 4	65.00	9999.00	-9999.00
P 2 4	-35.00	9999.00	-9999.00
P 3 4	-80.00	50.00	-80.00

Si osserva che l'offerta B1 viene accettata parzialmente, mentre l'offerta B4 viene addirittura eliminata. A tal proposito si osservi che, data la struttura di rete, il collegamento tra il nodo 4 e il nodo 3 (P34) è impegnato dalle offerte B2 e B4 (che tendono a trasportare energia elettrica verso il nodo 3). In presenza di congestione sul predetto collegamento, l'algoritmo proposto privilegia la richiesta che valorizza maggiormente la capacità di trasporto su tale collegamento, vale a dire l'offerta B2 rispetto all'offerta B4. Poiché l'offerta B2 è accettata per intero, l'eventuale innalzamento del limite di trasporto sul collegamento tra il nodo 4 e il nodo 3 consentirebbe

l'accettazione, tutta o in parte, dell'offerta B4. Infatti, innalzando tale vincolo da 80 a 100, l'offerta B4 è accettata per una quantità pari a 20.

COORDINATED EXPLICIT AUCTION SOLUTION
AEEG - JUNE 2004

TOTAL VALUE= 1095.0075

ACCEPTED BIDS

N.	from	to	QB	PB	Accepted
B1	1	2	100.00	5.00	85.00
B2	1	3	80.00	6.00	80.00
B3	4	2	50.00	3.00	50.00
B4	4	3	110.00	2.00	20.00

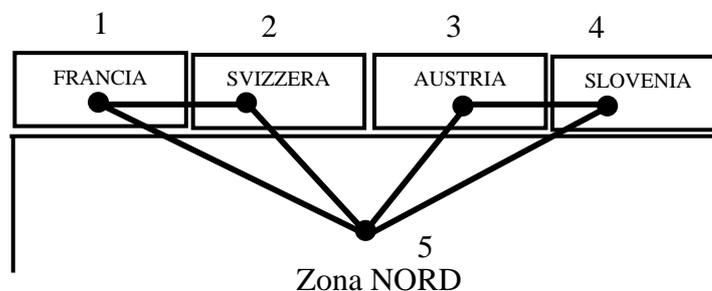
LINE TRANSITS

Pxy	P	Plim_d	Plim_i
P 1 2	100.00	100.00	-9999.00
P 1 4	65.00	9999.00	-9999.00
P 2 4	-35.00	9999.00	-9999.00
P 3 4	-100.00	50.00	-100.00

Contestualmente, il minore vincolo posto sul sistema, consente una valorizzazione della capacità di trasporto sulle interconnessioni maggiore rispetto al caso precedente (1095 euro/ora rispetto a 1055 euro/ora).

13. Esempio di assegnazione esplicita coordinata per la frontiera settentrionale

La particolare struttura della rete di interconnessione della frontiera settentrionale consente la formulazione di una proposta per l'assegnazione esplicita coordinata che consideri la seguente struttura di rete.



Si supponga che i limiti di transito siano i seguenti:

Limiti di transito (MW)	
P12	-
P15	2650
P25	3050
P35	220
P34	-
P45	380

La eventuale reiterazione delle assegnazioni autonome da parte della Svizzera e della Slovenia comporta che per tali Stati debba poter essere assegnata una capacità di trasporto pari al 50% della capacità di trasporto sulle rispettive frontiere elettriche. Nell'algoritmo di soluzione

dell'assegnazione esplicita coordinata ciò può essere ottenuto tramite la formulazione di offerte per tali quantità di capacità di trasporto ad un prezzo molto superiore al prezzo delle altre offerte.

Ipotizzando i prezzi di vendita dell'energia elettrica (in banda piatta) per l'anno 2005 rispettivamente pari a:

35 euro/MWh in Francia

40 euro/MWh in Svizzera

37 euro/MWh in Austria

45 euro/MWh in Slovenia

si consideri l'ipotesi di formulazione di offerte per l'assegnazione esplicita dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto indicate nella seguente tabella:

			da	a	quantità (MW)	prezzo (euro/MWh)
B1	FR-IT	Interconnessione 1-5	1	5	5000	21
B2	FR-CH	Interconnessione 1-2	2	5	5000	16
B3	CH-IT	Interconnessione 2-5	2	5	1525	9999
B4	AUT-IT	Interconnessione 3-5	3	5	5000	19
B5	AUT-SLO	Interconnessione 3-4	4	5	5000	11
B6	SLO-ITA	Interconnessione 4-5	4	5	190	9999

La soluzione dell'algorithm porta ai seguenti risultati:

COORDINATED EXPLICIT AUCTION SOLUTION
AEEG - JUNE 2004

TOTAL VALUE= 17231325.1

ACCEPTED BIDS

N.	from	to	QB	PB	Accepted
B1	1	5	3000.00	21.00	2250.01
B2	2	5	4500.00	16.00	1924.99
B3	2	5	1525.00	9999.00	1525.00
B4	3	5	500.00	19.00	60.00
B5	4	5	500.00	11.00	350.00
B6	4	5	190.00	9999.00	190.00

LINE TRANSITS

Pxy	P	Plim_d	Plim_i
P 1 5	2650.00	2650.00	-9999.00
P 1 2	-399.99	9999.00	-9999.00
P 2 5	3050.00	3050.00	-9999.00
P 3 5	220.00	220.00	-9999.00
P 3 4	-160.00	9999.00	-9999.00
P 4 5	380.00	380.00	-9999.00

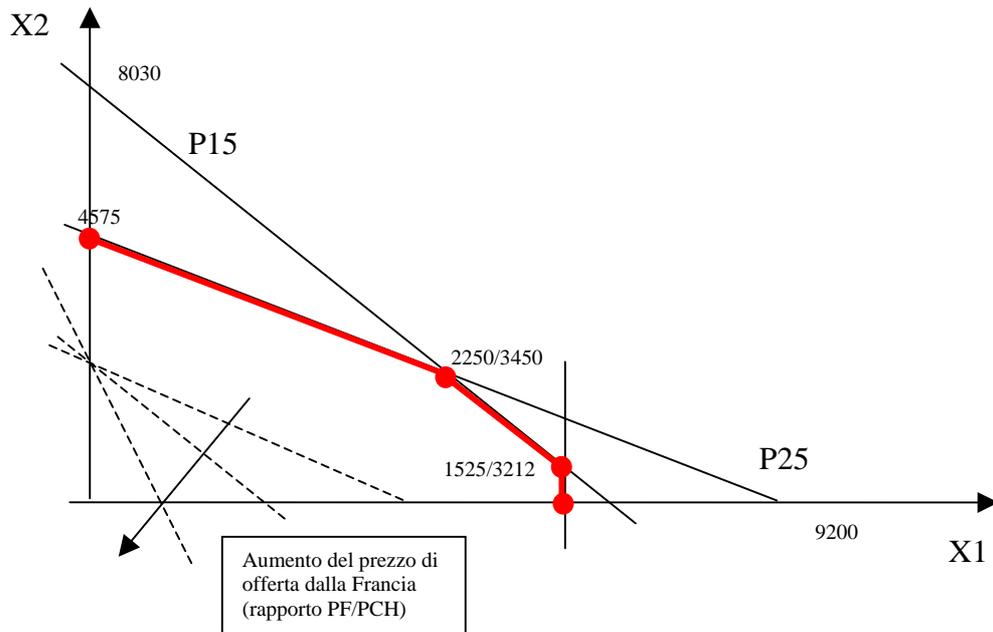
La struttura dei vincoli del problema di ottimizzazione vincolata è mostrata di seguito.

$$P_{15} = 2650$$

$$P_{25} = 3050$$

$$P_{15} = X_1 0,67 + X_2 0,33$$

$$P_{25} = X_1 0,33 + X_2 0,67$$



L'analisi delle soluzioni ottime al variare dei rapporti dei prezzi tra le offerte dalla Francia e le offerte dalla Svizzera, danno il seguente risultato:

Prezzi Offerte			Offerte accettate								
Francia (PF)	Svizzera (PS)	PF/PS	FR	SV	Riserva SV	Totale F X1	Totale S X2	Totale NW	P15	P25	
3	16	0.19	0	3050	1525	0	4575	4575	1525	3050	
6	16	0.38	0	3050	1525	0	4575	4575	1525	3050	
9	16	0.56	2250	1925	1525	2250	3450	5700	2650	3050	
12	16	0.75	2250	1925	1525	2250	3450	5700	2650	3050	
15	16	0.94	2250	1925	1525	2250	3450	5700	2650	3050	
18	16	1.13	2250	1925	1525	2250	3450	5700	2650	3050	
21	16	1.31	2250	1925	1525	2250	3450	5700	2650	3050	
24	16	1.50	2250	1925	1525	2250	3450	5700	2650	3050	
27	16	1.69	2250	1925	1525	2250	3450	5700	2650	3050	
30	16	1.88	2250	1925	1525	2250	3450	5700	2650	3050	
33	16	2.06	3212	0	1525	3212	1525	4737	2650	2087	
36	16	2.25	3212	0	1525	3212	1525	4737	2650	2087	
39	16	2.44	3212	0	1525	3212	1525	4737	2650	2087	
42	16	2.63	3212	0	1525	3212	1525	4737	2650	2087	
45	16	2.81	3212	0	1525	3212	1525	4737	2650	2087	

La procedura di attribuzione della valorizzazione fornisce i seguenti risultati.

Valorizzazione caso base	17231325
Valorizzazione al netto delle riserve	83040

		valorizzazione	differenza con caso base	coefficienti per assegnazione valorizzazione	% assegnazione valorizzazione	valorizzazione (euro/ora)	valorizzazione Italia (euro/ora)
FR-IT	Interconnessione 1-5	17185300	46025	-46025	43%	35971	17985
FR-CH	Interconnessione 1-2	17233325	-2000	0	0%	0	0
CH-IT	Interconnessione 2-5	17176900	54425	-54425	51%	42536	42536
AUT-IT	Interconnessione 3-5	17229945	1380	-1380	1%	1079	539
AUT-SLO	Interconnessione 3-4	17232605	-1280	0	0%	0	0
SLO-ITA	Interconnessione 4-5	17226905	4420	-4420	4%	3454	3454
							64515

Assumendo pari a 5110 il numero di ore invernali, e 3650 il numero di ore estive (con un coefficiente medio di riduzione dei diritti pari a 0,7), si ottiene una attribuzione al sistema nazionale italiano di una valorizzazione annuale pari a 495 milioni di euro (corrispondenti a 41 milioni di euro medi mensili).