

Documento per la consultazione (approvato il 28 ottobre 1999)

**TRATTAMENTO DELLE IMPORTAZIONI DI ENERGIA ELETTRICA NEL CASO RISULTINO INSUFFICIENTI LE CAPACITÀ DI TRASPORTO DISPONIBILI AI SENSI DELL'ARTICOLO 10, COMMA 2, PRIMO PERIODO, DEL DECRETO LEGISLATIVO 16 MARZO 1999, N. 79**

**Documento diffuso per la consultazione ai sensi dell'articolo 5, comma 2, lettera a), della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 maggio 1997, n. 61/97**

**Premessa**

Il presente documento per la consultazione illustra le proposte che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas formula ai fini della formazione del provvedimento di cui all'articolo 10, comma 2, primo periodo, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, con cui si prevede che la medesima Autorità individui modalità e condizioni delle importazioni nel caso risultino insufficienti le capacità di trasporto disponibili, tenuto conto di una equa ripartizione tra mercato vincolato e mercato libero.

Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di formulare osservazioni e suggerimenti prima che l'Autorità proceda all'emanazione del provvedimento in questione.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire le proprie osservazioni e suggerimenti per iscritto all'Autorità improrogabilmente entro le ore 16 del 18 novembre 1999.

**1. INTRODUZIONE**

Con il recepimento e l'attuazione della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 (di seguito: direttiva 96/92/CE), concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia

elettrica, nell'ordinamento legislativo dei paesi appartenenti all'Unione europea è stato compiuto un passo fondamentale verso l'integrazione dei sistemi elettrici dei paesi europei. In tale processo di integrazione la capacità di trasmissione transfrontaliera, basata sui dispositivi di interconnessione <sup>(1)</sup> che rappresentano i "ponti" tra i sistemi nazionali o regionali dell'energia elettrica, riveste un'importanza decisiva per lo stabilirsi del mercato medesimo.

Tale capacità oggi potrebbe risultare non più adeguata a supportare il crescente volume di scambi di energia elettrica, che si ritiene aumenti per effetto sia della riorganizzazione dei sistemi elettrici nazionali, sia della promozione della concorrenza nella fase della generazione, sia della possibilità di scelta del fornitore da parte dei clienti idonei.

Si rende, pertanto, necessario predisporre meccanismi che assicurino un utilizzo efficiente nel breve termine della capacità di interconnessione esistente e allo stesso tempo diano impulso al suo sviluppo nel lungo termine. L'utilizzo efficiente delle interconnessioni è reso ancora più cruciale laddove l'assetto del settore elettrico a livello nazionale si caratterizza per condizioni di oligopolio nell'offerta e le importazioni costituiscono per i clienti idonei un'opportunità per accedere a prezzi di acquisto dell'energia elettrica più competitivi.

In passato, gli scambi di energia tramite i dispositivi di interconnessione erano realizzati tra gestori di rete di trasmissione nazionale (di seguito: GRT) - verticalmente integrati in quasi tutti i paesi - principalmente per scopi di condivisione della riserva di generazione (ad esempio nell'ambito del sistema continentale europeo UCTE – *Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité*), ovvero per loro esclusivo interesse commerciale a sostituzione delle risorse energetiche interne al territorio nazionale, attraverso contratti d'acquisto di potenza e di energia a breve e a lungo termine. In generale i GRT agivano come acquirenti unici – per l'intero settore elettrico nazionale – anche nei confronti dell'energia elettrica acquistata all'estero.

---

<sup>(1)</sup> Secondo la definizione contenuta all'articolo 2, comma 10, della direttiva 96/92/CE, "il dispositivo di interconnessione è un'apparecchiatura per collegare le reti elettriche".

La direttiva 96/92/CE modifica l'organizzazione e le funzioni dei GRT. L'articolo 7, comma 6, della direttiva richiede che i GRT siano indipendenti, almeno sotto il profilo gestionale, dalle altre attività di un'impresa elettrica verticalmente integrata, quali la generazione e la distribuzione di energia elettrica.

Ai sensi della stessa direttiva, all'articolo 8, comma 1, *“il gestore della rete di trasmissione è responsabile del dispacciamento degli impianti di generazione situati nella sua zona e dell'impiego dei dispositivi di interconnessione con altre reti”*. Lo stesso articolo, al comma 2, dispone che *“... l'impiego dei dispositivi di interconnessione avviene sulla base di criteri che possono essere approvati dallo Stato membro e che devono essere obiettivi, pubblicati ed applicati in maniera non discriminatoria, per assicurare un buon funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica”*. Secondo tale disposto, occorre che, ai fini del *buon funzionamento* del mercato interno dell'energia elettrica, il GRT venga responsabilizzato in modo tale da garantire l'accesso e l'uso dei dispositivi di interconnessione a condizioni trasparenti, obiettive e non discriminatorie.

In base agli articoli 17, comma 5, e 18, comma 4, della direttiva 96/92/CE, l'accesso alla rete può essere negato qualora il GRT non disponga, per vincoli di vario genere, della capacità di trasmissione richiesta. Tuttavia, le disposizioni sopra richiamate richiedono che i casi di diniego di accesso siano valutati in base a procedure trasparenti e non discriminatorie in termini di allocazione della capacità scarsa.

## **2. DATI E INFORMAZIONI SULLA CAPACITÀ DISPONIBILE DEI DISPOSITIVI DI INTERCONNESSIONE TRA L'ITALIA E GLI ALTRI STATI MEMBRI**

La trasparenza dei dati sui dispositivi di interconnessione con l'estero consente di dotare tutti gli attori del mercato elettrico delle informazioni di cui essi necessitano per programmare e dar corso alle loro transazioni,

per evitare discriminazioni e per fornire segnali sulla scarsità della capacità di interconnessione.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità), con la delibera 14 aprile 1999, n. 43/99, ha avviato un'istruttoria conoscitiva volta a:

- a) individuare una metodologia di valutazione della massima capacità di trasporto di energia elettrica adatta al nuovo contesto di liberalizzazione del mercato elettrico;
- b) definire i valori della stessa in importazione nella configurazione attuale delle reti interconnesse ed in quelle future;
- c) ripartire la massima capacità di trasporto in fasce di capacità allocabili agli operatori e riservate al GRT.

L'Autorità si propone di rendere pubblici entro tempi brevi gli esiti dell'istruttoria conoscitiva che potrebbero anche comportare una revisione e un aggiornamento dei dati e delle informazioni a cui si fa nel seguito riferimento a titolo indicativo o provvisorio.

Secondo dati di fonte Enel Spa, contenuti nella delibera dell'Autorità 13 dicembre 1997, n. 133/97, l'interconnessione estero-Italia si compone di 5 linee a 380 kV, di cui una a doppio circuito (doppia terna), e di 9 linee a 220 kV, nonché di una stazione di conversione corrente alternata/corrente continua (c.a./c.c.) situata a Lucciana (Corsica) con potenza nominale pari a 50 MW, per un valore dell'intera capacità di trasporto al limite termico delle linee o GTC (*Gross Transfer Capability*) attorno ai 10.500 MVA (tabella 1).

Considerando un fattore di potenza medio pari a 0,95, la portata globale al limite termico si ridurrebbe a circa 9.700 MW, da cui si scenderebbe al limite massimo operativo o TTC (*Total Transfer Capability*) pari a 5.500 MW, una volta dedotte ulteriori quote di potenza per tenere conto:

- a) del funzionamento delle reti interconnesse (aspetti parzialmente sotto il controllo del GRT) caratterizzato da:
  - caricamento non equilibrato dei singoli elettrodotti a causa della ridistribuzione dei flussi in reti magliate;
  - flussi di ricircolo (*loop flows*) presenti sulle reti italiane ed estere;

- b) degli aspetti tecnici relativi alla sicurezza (aspetti sotto il controllo del GRT) che si caratterizzano nell'applicazione di:
- adeguati criteri per il mantenimento dei livelli attesi di sicurezza dell'esercizio (mediante il criterio N-1 <sup>(2)</sup>);
  - opportune strategie di controllo in linea per il mantenimento della sicurezza dinamica e di adeguati margini al collasso di tensione.

**Tabella 1: Capacità di trasporto delle linee di interconnessione (GTC)**

Paese	S/S italiana	S/S estera	Tensione nominale [kV]	Capacità di trasporto nominale [MVA]
<b>Francia</b>	Venaus	Villarodin	380	1.085
	Rondissone	Albertville 1	380	1.479
	Rondissone	Albertville 2	380	1.479
	Camporosso	Le Broc Carros	220	366
	Suvereto	Lucciana (Corsica)	250 c.c.	50 MW c.c. modulabili
<b>Totale Francia</b>				<b>4.409 + 50 MW c.c.</b>
<b>Svizzera</b>	Bulciago	Soazza	380	1.053
	Musignano	Lavorgo	380	1.316
	Avisse	Riddes	220	366
	Valpelline	Riddes	220	366
	Ponte	Airolo	220	331
	Pallanzeno	Morel	220	305
	Sondrio	Robbia	220	328
	Mese	Gorduno	220	328
<b>Totale Svizzera</b>				<b>4.393</b>
<b>Slovenia</b>	Redipuglia	Divaccia	380	1.152
	Padriciano	Divaccia	220	274
<b>Totale Slovenia</b>				<b>1.426</b>
<b>Austria</b>	Soverzene	Lienz	220	<b>274</b>
<b>TOTALE ITALIA</b>				<b>10.502 MVA + 50 MW c.c.</b>

Fonte: Enel Spa, 1997.

Dal valore della capacità al limite massimo operativo (TTC), pari a 5.500 MW, dovrebbe essere sottratta un'ulteriore quota per tenere conto:

- della banda di potenza riservata alla gestione delle deviazioni dai programmi di immissione o prelievo concordati con gli altri paesi;
- della banda di regolazione secondaria frequenza-potenza;

<sup>(2)</sup> Il criterio (deterministico) N-1 è oggi alla base delle procedure adottate dal GRT per il mantenimento della sicurezza del sistema elettrico. Tale criterio prevede che il funzionamento sia sicuro, cioè senza violazioni sui limiti dei componenti, anche a seguito del fuori servizio di uno qualsiasi dei componenti della rete di trasmissione, presi uno alla volta ed indipendentemente dalla probabilità di guasto del singolo componente.

iii) della riserva di soccorso in comune con i paesi esteri (mutuo soccorso).

Secondo informazioni disponibili di fonte Enel Spa, la capacità per le attività di cui ai precedenti punti i), ii) e iii) o TRM (*Transmission Reliability Margin*) sarebbe quantificabile in circa 500 MW riservati alle operazioni del GRT. Pertanto, la capacità massima di trasporto sull'interconnessione o NTC (*Net Transfer Capacity*) si attesta attorno a 5.000 MW per circa 8.000 ore annue. Infatti, l'Enel Spa prevede la riduzione programmata di tale livello garantito per una durata pari a circa un mese – di solito ad agosto - per permettere i lavori congiunti di manutenzione ordinaria sulle linee di interconnessione italiane ed estere. È prevista, inoltre, la possibilità di ridurre la potenza contrattuale per far fronte a riduzioni di capacità legate a manutenzioni non programmate nel lungo termine o ad indisponibilità temporanee delle linee di interconnessione, nonché per gravi problemi di sicurezza nelle reti nazionali.

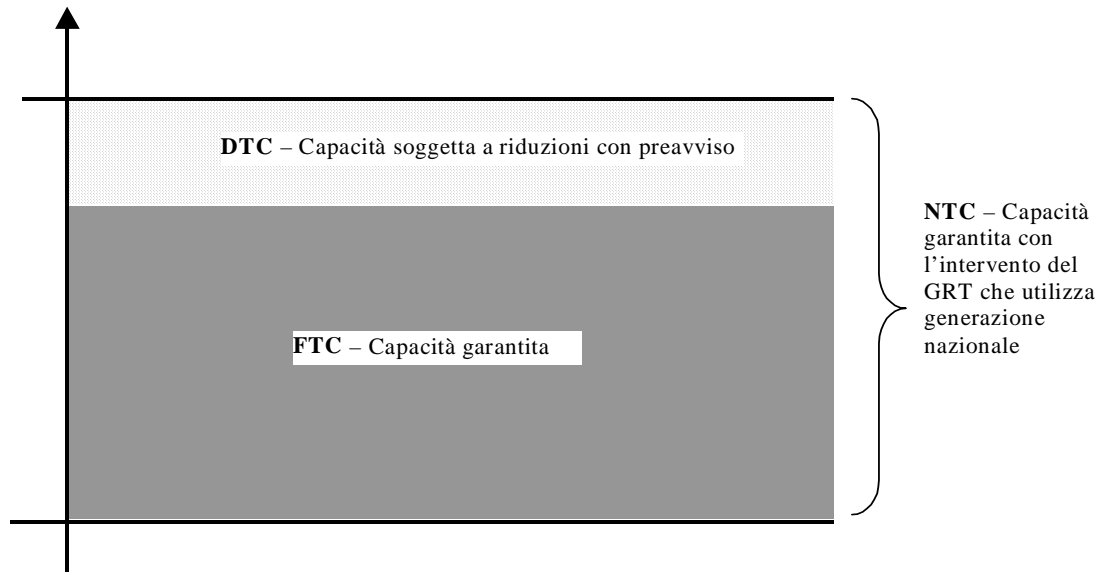
All'interno della NTC potrebbe essere individuata una capacità FTC (*Firm Transfer Capability*) il cui valore è garantito per tutto l'anno (con l'esclusione del mese di agosto per le ragioni suindicate) ed una capacità DTC (*Drillable Transfer Capability*) soggetta a riduzioni con opportuno preavviso per un numero limitato di ore all'anno a causa di manutenzione occasionale o conseguente a guasti (al riguardo si veda la figura 1).

Nell'ipotesi che il GRT intervenga durante tali riduzioni di capacità, utilizzando generazione sul territorio nazionale per mantenere gli impegni contrattuali in essere, anche la fascia relativa alla DTC potrebbe essere considerata garantita, analogamente alla FTC. L'onere sostenuto per tale intervento costituirebbe un costo per il GRT. Tale onere potrebbe essere stimato in base alle informazioni relative alle riduzioni della capacità di interconnessione legate a manutenzione occasionale riscontrate negli anni precedenti. Per il futuro potrebbe essere richiesto al GRT di contabilizzare tali riduzioni di potenza, prevedendo altresì l'introduzione di opportuni meccanismi al fine di controllarne i costi.

Gli attuali programmi di espansione della capacità di trasporto con

l'estero prevedono un solo progetto e precisamente il collegamento elettrico Italia-Grecia a 400 kV in corrente continua, da realizzarsi con cavo sottomarino attraverso il canale d'Otranto. Questo collegamento può aumentare il parametro della NTC medesima di ulteriori 600 MW sulla frontiera meridionale italo-greca.

**Figura 1: Suddivisione convenzionale della capacità di trasporto sull'interconnessione (con l'esclusione del mese di agosto)**



Le tabelle 2 e 3 riportano i dati relativi al 1999 dei contratti di importazione pluriennali ed annuali in capo all'Enel Spa distinti per nazionalità del fornitore, durata dei contratti, capacità impegnate e stima sull'energia contrattata in GWh/anno. Ne consegue che la NTC - come dichiarata sopra - sarebbe oggi completamente impegnata dai contratti pluriennali (per 3.750 MW) e annuali (per 1.250 MW) stipulati dall'Enel Spa.

Alla data del 31 dicembre 1999 giungeranno a scadenza alcuni contratti pluriennali, a cui si aggiungono 100 MW oggetto di un contratto pluriennale che a sua volta scadrà il 29 gennaio 2000 ed ulteriori 100 MW a causa della riduzione della potenza di un contratto dall'1 gennaio 2000, liberando globalmente 1.150 MW. Per quanto riguarda i contratti annuali, oltre ai 1.200 MW scadenti il 31 dicembre 1999, si sommeranno 50 MW in scadenza al 31 gennaio 2000, liberando complessivamente 1.250 MW.

Basandosi sulle informazioni pubblicate, dopo il gennaio del 2000 saranno disponibili 2.400 MW di capacità per l'importazione, mentre altri 2.600 MW continueranno ad essere impegnati da contratti pluriennali precedentemente stipulati dall'Enel Spa.



Nell'ambito della TTC sono inoltre da considerare i contratti di energia elettrica che si configurano come acquisti occasionali di "pacchetti" di energia (contratti "spot"). L'Enel Spa ha acquistato nel 1998 sul mercato "spot" circa 1,8 TWh.

**Tabella 2: Importazioni dell'Enel Spa in base a contratti pluriennali  
Consuntivo 1999**

<b>Frontiera</b>	<b>Contratto (*)</b>	<b>Data di scadenza dei contratti</b>	<b>Potenza max contrattata [MW]</b>	<b>Energia totale (**) [GWh/anno]</b>
Francia	Contratto 1	31/12/2007	1.800	14.488
Svizzera	Contratto 2	31/12/2011	700 (600 dall' 1/1/2000)	6.056 (5.021 dall' 1/1/2000)
	Contratto 3	31/12/1999	200	1.603
	Contratto 4	31/12/2002	200	1.603
	Contratto 5	31/12/1999	500	4.128
	Contratto 6	31/12/1999	250	1.973
Austria	Contratto 7	29/01/2000	100	802
<b>TOTALE</b>			<b>3.750</b>	<b>30.653</b>

(\*) Denominazione convenzionale.

(\*\*) Valori stimati.

Fonte: Enel Spa.

**Tabella 3: Importazioni dell'Enel Spa in base a contratti annuali  
Consuntivo 1999**

<b>Frontiera</b>	<b>Contratto (*)</b>	<b>Data di scadenza dei contratti</b>	<b>Potenza max contrattata [MW]</b>	<b>Energia totale (**) [GWh/anno]</b>
Svizzera	Contratto 8	31/12/1999	580	4.325
	Contratto 9	31/12/1999	280	2.265
	Contratto 10	31/12/1999	40	321
	Contratto 11	31/12/1999	150	1.148
	Contratto 12	31/12/1999	150	1.149
Austria	Contratto 13	31/01/2000	50	401
<b>TOTALE</b>			<b>1.250</b>	<b>9.609</b>

(\*) Denominazione convenzionale.

(\*\*) Valori stimati.

Fonte: Enel Spa.

### **3. QUADRO NORMATIVO IN MATERIA DI IMPORTAZIONI ED ESPORTAZIONI DI ENERGIA ELETTRICA**

#### **3.1 Dalla legge di nazionalizzazione del 1962 al recepimento della direttiva 96/92/CE**

La legge 6 dicembre 1962, n.1643, pone in capo allo Stato la riserva delle attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica da qualsiasi fonte prodotta, costituendo altresì un apposito ente, l'Ente nazionale per l'energia elettrica o ENEL, a cui viene attribuito l'esercizio di tali attività. In conseguenza di tali disposizioni, con il decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, n. 342, cessa l'efficacia di tutte le autorizzazioni ad importare e ad esportare energia elettrica già rilasciate in precedenza ad operatori diversi dall'ENEL secondo la procedura prevista dal Testo unico 11 dicembre 1933, n. 1775, successivamente modificato dalla legge 26 gennaio 1942, n. 127, che richiedeva il rilascio di un'autorizzazione da parte del Ministero dei lavori pubblici per importare od esportare energia elettrica oggetto di contratti pluriennali <sup>(3)</sup>. Nel decreto di autorizzazione venivano determinate la quantità massima d'energia ammessa allo scambio, le condizioni e la durata del medesimo.

La prima autorizzazione rilasciata all'ENEL risale al 1968, aveva una durata decennale e per oggetto quantità pari a 2.500 GWh  $\pm$  20% annui; la seconda autorizzazione, scaduta il 31 dicembre 1997, era stata rilasciata nel 1977 per una durata ventennale e quantitativi pari a 4.000 GWh  $\pm$  20% annui, in seguito innalzati, in forza di successivi decreti integrativi, fino a 30.000 GWh  $\pm$  20% annui. L'ENEL aveva presentato richieste per l'innalzamento dei quantitativi ammessi allo scambio a partire dal 1980 in ragione del fatto che, a fronte della sopravvenuta impossibilità di realizzare i programmi basati sul carbone e sul nucleare,

---

<sup>(3)</sup> *Gli scambi annuali ed occasionali di energia elettrica con l'estero, ai sensi della legge 19 luglio 1959, n. 606, non erano soggetti ad alcuna autorizzazione ma dovevano essere semplicemente comunicati al Ministero dei lavori pubblici e al Ministero del commercio con l'estero.*

le previsioni energetiche portavano a delineare una situazione di deficit di offerta interna di tipo strutturale.

L'ultima autorizzazione all'importazione ed esportazione di energia elettrica (e sulla quale anche l'Autorità ha espresso un proprio parere con la delibera 13 dicembre 1997, n. 133/97) è stata rilasciata dal Ministero dei lavori pubblici in data 2 febbraio 1998 per quantitativi fino a 30.000 GWh  $\pm$  20%, mediante un decreto che ha prorogato la precedente autorizzazione fino al recepimento della direttiva 96/92/CE e comunque non oltre il 31 dicembre 1999 (questo nonostante l'Enel Spa avesse chiesto al Ministero dei lavori pubblici il rilascio di una nuova autorizzazione valevole fino al 2032 per complessivi 40.000 GWh  $\pm$  20%).

### **3.2 Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79**

Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99), di attuazione della direttiva 96/92/CE ha liberalizzato, tra l'altro, le attività di importazione ed esportazione di energia elettrica, *“nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico”*, contenuti nelle disposizioni del decreto medesimo. Infatti, l'articolo 10 del decreto legislativo n. 79/99 impartisce disposizioni per la disciplina delle attività di importazione ed esportazione di energia elettrica.

Sotto il profilo delle competenze, l'articolo 10 coinvolge tre soggetti, e precisamente: il Gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito: Gestore), il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: Ministero dell'industria) e l'Autorità.

Al Gestore è affidato il compito di individuare, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del decreto (entro il 30 settembre 1999), e successivamente almeno ogni due anni, *“le linee elettriche della rete di trasmissione nazionale interconnesse con i sistemi elettrici di altri Stati, distinguendo quelli dell'Unione europea”* (articolo 10, comma 1, primo periodo). Il Gestore deve comunicare al Ministero dell'industria e all'Autorità *“le rispettive [delle interconnessioni] capacità utilizzate per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica nonché quelle*

*disponibili per nuovi impegni contrattuali, riferite ad un periodo non inferiore a dieci anni, tenuto anche conto dei margini di sicurezza per il funzionamento della rete” (articolo 10, comma 1, secondo periodo).*

Il Ministero dell'industria, ai sensi dell'articolo 1, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, *“provvede alla sicurezza e all'economicità del sistema elettrico nazionale, e persegue tali obiettivi attraverso specifici indirizzi anche con la finalità di salvaguardare la continuità di fornitura e di ridurre la vulnerabilità del sistema stesso”.*

L'Autorità ha il compito di individuare, con proprio provvedimento, *“modalità e condizioni delle importazioni nel caso che risultino insufficienti le capacità di trasporto disponibili, tenuto conto di una equa ripartizione complessiva tra mercato vincolato e mercato libero” (articolo 10, comma 2, primo periodo), nonché “le modalità e le procedure per consentire al gestore” - sulla base dei sopra richiamati indirizzi del Ministero dell'industria - di “rifiutare l'accesso alla rete per l'energia elettrica importata a beneficio di un cliente idoneo nel caso in cui nel Paese di produzione non sia riconosciuta la stessa qualifica alla stessa tipologia di clienti” (articolo 10, comma 2, secondo periodo).*

Con il presente documento per la consultazione l'Autorità propone e definisce un criterio per l'allocazione della capacità di trasporto disponibile sull'interconnessione, qualora le richieste di importazioni nette di energia elettrica (intese come saldo netto tra importazioni ed esportazioni) fossero superiori alla capacità disponibile.

#### **4. VALUTAZIONE DEI MECCANISMI DI ALLOCAZIONE DELLA CAPACITÀ SCARSA DI INTERCONNESSIONE**

L'esperienza in materia di gestione della capacità di trasmissione in condizioni di scarsità per vincoli tecnici ha portato all'individuazione di molteplici meccanismi di allocazione. Nel nuovo contesto occorre individuare meccanismi compatibili con la creazione del mercato unico dell'energia elettrica, come anche suggerito dalla Commissione europea,

con riferimento alla direttiva 96/92/CE nella sua *Seconda relazione al Consiglio ed al Parlamento sulle Esigenze di armonizzazione*. A tale riguardo sono disponibili il documento di consultazione del regolatore olandese, Dutch Electricity Regulatory Service – Dte, dal titolo *Transport Capacity on International Electricity Networks* dell'agosto 1999, nonché le linee guida emanate dal gestore di rete danese (Eltra) su un possibile meccanismo di allocazione della capacità scarsa sul confine Danimarca-Germania, ma nessun meccanismo di allocazione risulta ancora operativo a livello europeo.

Nella valutazione dei diversi meccanismi per allocare la capacità di trasmissione, nel caso in cui questa risulti limitata, possono essere seguiti diversi criteri, vale a dire:

a) *non discriminazione*

L'accesso all'interconnessione deve essere consentito a tutti gli operatori del mercato aventi diritto a condizioni paritetiche tali da non falsare il gioco della concorrenza. Il meccanismo di allocazione deve essere applicato in maniera tale da non favorire o danneggiare uno o più operatori;

b) *semplicità di amministrazione e trasparenza*

Sulla base delle informazioni rese disponibili dal GRT, gli operatori dovrebbero essere in grado di valutare in maniera autonoma le modalità di allocazione e la disponibilità di capacità per le loro transazioni;

c) *efficienza*

L'efficienza può essere valutata con riferimento sia al breve termine che al lungo termine. Nel breve termine l'efficienza viene valutata con riferimento sia all'acquisizione di energia elettrica estera al prezzo più conveniente per il sistema nazionale sia all'utilizzo completo della capacità di interconnessione disponibile, in presenza di richieste non accolte. Nel lungo termine l'efficienza può essere valutata con riferimento agli sviluppi dell'interconnessione promossi dal meccanismo prescelto (tenuto conto anche degli obiettivi della politica comunitaria in tema di reti transeuropee e di interconnessione e interoperabilità delle reti).

d) *promozione della concorrenza*

Ai fini del conseguimento del mercato unico dell'energia e per il trasferimento dei suoi effetti positivi sui consumatori, dovrebbe partecipare al mercato il maggior numero possibile di operatori. In altri termini occorre favorire la concorrenza negli scambi transfrontalieri, ad esempio imponendo a ciascun operatore quote massime di utilizzo della capacità disponibile.

## **5. STRUTTURA DEL VETTORIAMENTO INTERNAZIONALE**

Al fine di meglio comprendere come i meccanismi di allocazione della capacità di interconnessione possano operare, è necessario illustrare la struttura del vettoriamento internazionale. La movimentazione di energia elettrica attraverso le frontiere elettriche nazionali presenta alcune specificità rispetto a quanto avviene all'interno dei confini nazionali, tale da rendere necessaria l'adozione di specifiche modalità di gestione delle relative transazioni.

La struttura organizzativa del vettoriamento, introdotta dall'Autorità con la deliberazione 18 febbraio 1999, n. 13/99 (di seguito: deliberazione n. 13/99), è compatibile con un meccanismo di vettoriamento internazionale - finalizzato, ad esempio, all'importazione di energia elettrica in Italia da un paese confinante – che si caratterizza come la risultante di tre transazioni, necessariamente coordinate dal punto di vista tecnico, ma potenzialmente indipendenti dal punto di vista dei contraenti coinvolti:

- i) una transazione tra il soggetto richiedente il vettoriamento internazionale ed il GRT del paese confinante in cui l'energia elettrica viene consegnata;
- ii) una transazione tra il GRT italiano e quelli dei paesi confinanti;
- iii) una transazione tra il soggetto richiedente il vettoriamento internazionale ed il GRT italiano <sup>(4)</sup>.

---

<sup>(4)</sup> Qualora il prelievo dell'energia elettrica avvenga in una rete fuori dal controllo del GRT italiano (ad esempio in una rete di distribuzione), il GRT italiano assicura la gestione della transazione iii), coordinandosi con il distributore.

Oggetto della transazione i) è la consegna dell'energia elettrica al GRT del paese confinante in cui il vettoriamento internazionale ha origine, secondo modalità ivi definite e sulla base di un *programma di immissione o prelievo* <sup>(5)</sup> della singola transazione.

Oggetto della transazione ii) è l'obbligo per i GRT dei paesi confinanti coinvolti di rendere disponibile ai confini elettrici italiani l'*interscambio* <sup>(6)</sup> di potenza che si determina a seguito del combinarsi dei *programmi di immissione o prelievo* relativi a tutte le transazioni di tipo i) e l'obbligo del GRT italiano di prelevare ai confini la relativa potenza resa disponibile. Deviazioni tra *interscambio* di potenza effettivamente reso disponibile o anche prelevato e l'*interscambio* concordato tra i GRT sono compensate, secondo una disciplina concordata dai GRT medesimi (ad esempio quella vigente nell'UCTE). Le deviazioni non hanno alcun effetto nelle transazioni i) e iii) che si stabiliscono tra ciascun GRT e ciascun richiedente il servizio di vettoriamento. La relazione tra i *programmi di immissione o prelievo* e gli *interscambi* sulle varie frontiere elettriche dipende sostanzialmente dalle modalità di ripartizione dei flussi di potenza sulle reti interconnesse, illustrate mediante un esempio in Appendice A.

Oggetto della transazione iii) è la riconsegna dell'energia elettrica, nelle forme previste dalla deliberazione n. 13/99, considerando il *programma di immissione o prelievo* in luogo del profilo orario di consegna ai fini della riconciliazione.

Attraverso questa rappresentazione della transazione di vettoriamento internazionale è possibile definire il diritto ad importare in termini di *programmi di immissione o prelievo* delle singole transazioni dai diversi paesi transfrontalieri. L'esportazione segue una disciplina speculare a quanto sopra esposto.

---

<sup>(5)</sup> Il *programma di immissione o prelievo* designa il profilo temporale (orario, giornaliero) di potenza elettrica resa disponibile nel/i punto/i di consegna estero/i e prelevata nel/i punto/i di riconsegna sul territorio nazionale.

<sup>(6)</sup> L'*interscambio* designa il profilo temporale (orario) che si viene a stabilire sulle frontiere elettriche dei diversi GRT coinvolti, una volta definiti i *programmi di immissione o prelievo* delle singole transazioni.



## 6. MECCANISMI PER L'ALLOCAZIONE DELLA CAPACITÀ SCARSA DI INTERCONNESSIONE

Ai fini dell'allocazione della capacità scarsa di interconnessione, conviene distinguere tra meccanismi “*non-transaction based*” e meccanismi “*transaction based*”.

Nel primo caso, l'energia elettrica viene immessa alla frontiera e successivamente allocata dal GRT, nel rispetto dei vincoli di rete, senza che ai flussi fisici corrispondano specifiche transazioni commerciali. Nel secondo caso, vengono individuate le transazioni di tipo commerciale che concorrono a determinare il flusso fisico, con l'indicazione del punto di consegna (transazione i) e di riconsegna (transazione iii). In base alle informazioni sulle transazioni esistenti, il GRT è in grado tecnicamente di attribuire la responsabilità di eventuali congestioni o di saturazione della capacità alle diverse transazioni, e quindi ai diversi operatori. In tal modo si viene a costituire un incentivo per questi ultimi affinché mettano in atto comportamenti volti ad utilizzare al meglio la capacità disponibile. In ogni caso il GRT deve fornire agli operatori adeguati segnali economici per favorire l'allocazione ottimale.

Con l'utilizzo di strumenti “*non-transaction based*” l'allocazione della capacità scarsa viene risolta dai GRT che intervengono sulla direzione o sull'entità dei flussi di energia senza identificare la singola transazione (*countertrading* o *redispatching*).

Nel caso di impiego di strumenti “*transaction based*” la soluzione ricade sulle transazioni degli operatori che possono essere:

- a) ridotte in misura proporzionale (*curtailment*);
- b) selezionate in funzione:
  - dell'ordine cronologico di presentazione delle richieste (*first come first served*);
  - del prezzo dell'energia importata (ordine di merito);
  - del valore attribuito alla capacità scarsa (asta);
  - della fonte di produzione dell'energia da importare (priorità per le fonti rinnovabili).

L'ordinamento vigente del vettoriamento nazionale, secondo quanto disposto dalla deliberazione n. 13/99, è compatibile con un meccanismo di tipo “*transaction based*”.

### **6.1 Meccanismi “non-transaction based”**

A. Scambi compensativi (*countertrading*): il GRT, allo scopo di aumentare la capacità commerciale di importazione, provvede ad immettere un flusso corrispondente di energia nella direzione opposta, comprando a sue spese energia elettrica da altri produttori nazionali o negoziando una riduzione onerosa della domanda dai consumatori finali.

B. Redispatching: si tratta di una soluzione simile negli effetti agli scambi compensativi. Il GRT non si impegna a compensare contratti di scambio, ma modifica direttamente l'ordine di dispacciamento degli impianti di generazione per modificare i flussi di potenza in modo che restino entro i limiti delle linee di trasporto.

Entrambi i meccanismi prevedono l'accettazione di tutte le richieste di vettoriamento (non imponendo limiti alle quote massime di utilizzo della capacità a ciascun operatore) e comportano, quindi, dei costi per il GRT non prevedibili, relativamente ai quali sarebbe necessario prevedere adeguati meccanismi di socializzazione. Per questa ragione entrambi non forniscono segnali economici sul valore della scarsità della capacità di interconnessione e quindi per l'uso ottimale della stessa. Se da un lato sia gli scambi compensativi che il *redispatching* soddisfano il criterio della non discriminazione tra gli operatori, dall'altro possono comportare notevoli difficoltà di attuazione per il GRT. Infine, qualora si volesse conseguire l'obiettivo dello sviluppo della capacità di interconnessione, occorrerebbe introdurre un ulteriore corrispettivo aggiuntivo a carico degli operatori che risulterebbe di difficile determinazione.

### **6.2 Meccanismi “transaction based”**

C. Razionamento pro-quota (*curtailment*): tutte le richieste di accesso relative ad un certo arco di tempo vengono accettate, ma il GRT – in

caso di scarsità della capacità - riduce tutte le transazioni in una direzione (es. importazione) adottando un coefficiente corrispondente al rapporto tra la capacità disponibile e quella globale richiesta. È bene notare, tuttavia, che una decurtazione delle richieste di accesso potrebbe portare alla rescissione del contratto con il fornitore estero o alla modifica delle condizioni economiche, richiedendo comunque un'integrazione di fornitura nazionale per soddisfare la domanda del cliente. Inoltre tale meccanismo è considerato non efficiente poiché non tiene in conto il valore della capacità dell'interconnessione; infine non sembrerebbe promuovere la concorrenza poiché gli effetti negativi derivanti dalla riduzione della potenza richiesta ricadrebbero principalmente su quegli operatori che non dispongono di un adeguato portafoglio alternativo di contratti.

- D. Ordine cronologico delle richieste (*first come first served*): il GRT accetta tutte le richieste di accesso secondo il loro ordine di arrivo fino alla saturazione della capacità, a meno di una tolleranza prestabilita. Tale metodo, pur essendo non discriminatorio e di semplice applicazione, non è efficiente in quanto non considera il valore dell'energia importata.
- E. Ordine di merito: le richieste degli operatori sono ordinate dal GRT in una graduatoria, assegnando priorità alle transazioni meno onerose, in termini di prezzo unitario dell'energia (L/kWh), per il sistema elettrico nazionale nel suo complesso. Gli operatori devono dichiarare al GRT i prezzi dell'energia alla frontiera sulla base delle condizioni contenute nel contratto preliminare di acquisizione e dei corrispettivi di vettoriamento all'estero. Tuttavia, da tali contratti è difficilmente desumibile un prezzo unico per l'intera transazione, in quanto i contratti possono prevedere diverse strutture di prezzi, differenziati in funzione delle diverse ore di utilizzo nel periodo di durata; si hanno pertanto diverse combinazioni prezzo-energia prelevata. Ne consegue che agli operatori verrebbe chiesto di dichiarare separatamente un prezzo unico e rispondente a parametri fissati *ex-ante*. In tale caso,

poiché è difficile verificare la rispondenza di tale prezzo a quello contrattuale, il prezzo dichiarato potrebbe assumere un valore fittizio, anche lontano dal prezzo effettivo delle transazioni. In tal senso, il meccanismo dell'ordine di merito, pur essendo non discriminatorio, è esposto a rischi di manipolazione e di scarsa trasparenza: i prezzi offerti potrebbero assumere fittiziamente un valore inferiore a quello realmente contrattato (prezzo all'importazione), senza quindi riflettere le effettive condizioni di importazione.

Ai fini della promozione dello sviluppo della capacità di interconnessione occorrerebbe, nel caso di utilizzo di uno qualsiasi dei meccanismi di cui alle lettere C., D. o E., prevedere l'introduzione di un corrispettivo aggiuntivo a carico degli operatori.

F. Asta competitiva: consiste nell'ordinamento delle richieste in ragione delle offerte più elevate presentate dagli operatori (ovvero le offerte sono poste in una graduatoria decrescente di prezzo). A tal fine si introduce un corrispettivo per l'accesso alla capacità di interconnessione che dovrebbe corrispondere al valore attribuito alla capacità scarsa. Il valore superiore teorico delle offerte è rappresentato dalla differenza tra il prezzo medio nazionale e il minore prezzo all'importazione <sup>(7)</sup>. Verranno accettate tutte le transazioni sino alla saturazione della capacità disponibile e gli operatori dovranno pagare un prezzo di equilibrio dell'asta o corrispettivo che potrà essere determinato come (si veda anche al paragrafo 7.3):

- a) valore dell'ultima transazione accettata (e che la prima esclusa non sarebbe disposta a pagare) (*Capacity Marginal Price*), oppure
- b) dall'operatore in sede di offerta, vincolante per l'operatore (*Pay*

---

<sup>(7)</sup> Per ogni transazione  $i$  il prezzo  $P_i$  di accesso all'interconnessione potrà assumere un valore compreso nell'intervallo:

$$0 \leq P_i \leq P_n - P_{im}$$

dove:

$P_n$  = prezzo (medio) dell'energia elettrica acquistata sul mercato nazionale;

$P_{im}$  = prezzo dell'energia elettrica importata dalla transazione  $i$ -esima.

Tanto maggiore è la differenza tra  $P_n$  e  $P_{im}$ , tanto maggiore è l'incentivo ad importare e quindi a valorizzare la capacità di interconnessione scarsa.

*as Bid* o asta discriminatoria).

Il gettito derivante dai corrispettivi potrebbe alimentare un apposito *Fondo sviluppo interconnessioni* istituito presso il GRT e che potrebbe essere destinato agli investimenti di sviluppo della rete di interconnessione, alla remunerazione del servizio di asta svolto dal GRT e alla copertura di eventuali costi operativi sostenuti dallo stesso a garanzia della disponibilità della capacità di trasporto. I vantaggi che presenta questo meccanismo sono individuabili nella valorizzazione della capacità scarsa - in quanto vengono forniti segnali di prezzo sul valore della stessa che ne assicurano un uso efficiente - e nella sua compatibilità con i meccanismi del mercato. Tale strumento imporrebbe nel breve periodo il pagamento di un corrispettivo a carico dei clienti idonei per l'accesso all'interconnessione, che tuttavia, favorendo l'ampliamento della capacità nel lungo termine, tornerebbe a loro vantaggio; peraltro renderebbe necessaria l'introduzione di un meccanismo trasparente per assicurare che il gettito derivante dai corrispettivi versati per l'accesso all'interconnessione venga utilizzato efficacemente per lo sviluppo delle linee stesse.

L'asta competitiva, così come gli altri meccanismi *transaction based* sopra illustrati, può essere applicata a blocchi di richieste preventivamente individuati in base ad alcune caratteristiche, quali la durata dei contratti (ad esempio annuali e semestrali), la fonte energetica utilizzata (ad esempio fonti rinnovabili) o la tipologia del cliente idoneo (ad esempio quelli con i consumi energetici in assoluto più elevati).

In ogni caso tutti i meccanismi di allocazione della capacità sopra esposti dovrebbero essere applicati successivamente alla verifica della completezza e della correttezza delle singole richieste, al fine di evitare che alcuni operatori possano richiedere una capacità superiore a quella corrispondente ai contratti effettivamente sottoscritti con l'obiettivo di escludere, attuando comportamenti strategici, i concorrenti.

Una volta allocata la capacità scarsa, le deviazioni degli scambi effettivi tra i due GRT rispetto all'*interscambio*, dovute a riduzioni accidentali della capacità di interconnessione, non avranno conseguenze sulle transazioni i) e iii) che saranno garantite dall'intervento del GRT. Le riduzioni della capacità di importazione disponibile per manutenzione programmata, già specificate congiuntamente dai GRT contestualmente alla definizione dei diritti messi all'asta, si rifletteranno in una riduzione dell'ammontare dei *programmi di immissione o prelievo* messi all'asta.

La valutazione dei meccanismi per l'allocazione della capacità scarsa sull'interconnessione, tenuto conto dei criteri definiti al paragrafo 0, mostra che il meccanismo dell'asta competitiva soddisfa i criteri di non discriminazione, di semplicità e trasparenza, di efficienza nel breve e nel lungo termine e di promozione della concorrenza (si veda la tabella 5). Non solo, ma i proventi dell'asta rappresentano uno strumento per finanziare lo sviluppo della capacità di interconnessione e quindi per contribuire a rimuovere i vincoli tecnici che ostacolano la creazione del mercato unico dell'energia elettrica.

**Tabella 5: Comparazione dei metodi di allocazione della capacità di interconnessione scarsa alla luce di alcuni criteri di valutazione**

	Metodi <i>non-transaction based</i>		Metodi <i>transaction based</i>			
	Scambi compensativi	<i>Redispatching</i>	Razionamento pro-quota	Ordine cronologico delle richieste	Ordine di merito	Asta competitiva
a) Non discriminazione	SI	SI	SI	SI	SI	SI
b) Semplicità e trasparenza	NO	NO	SI	SI	NO	SI
c) Efficienza - di breve periodo - di lungo periodo	SI NO	SI NO	NO NO	NO NO	SI NO	SI SI
d) Promozione della concorrenza	SI	SI	SI	SI	SI	SI

## **7. PROPOSTA DI UN MECCANISMO DI ALLOCAZIONE DELLA CAPACITÀ SCARSA DI INTERCONNESSIONE: ASTA COMPETITIVA**

Tra i meccanismi di allocazione descritti nel precedente paragrafo 6, l’Autorità propone l’utilizzo, per l’anno 2000, dell’asta competitiva, quale meccanismo per la definizione delle “*modalità e condizioni delle importazioni nel caso che risultino insufficienti le capacità di trasporto disponibili*” (articolo 10, comma 2, primo periodo, del decreto legislativo n. 79/99).

### **Spunti per la consultazione: scelta del metodo di allocazione della capacità scarsa**

I.1. Si ritiene che esistano metodi di allocazione della capacità di interconnessione scarsa più opportuni di quello dell’asta competitiva proposto dall’Autorità ed in base a quali criteri di valutazione ?

#### **7.1 Contenuto dell’asta competitiva**

Facendo riferimento alla definizione del diritto ad importare o esportare in termini di *programma di immissione o prelievo* del singolo vettoriamento internazionale proposta nel paragrafo 0, l’oggetto dell’asta può essere definito nei seguenti termini.

Saranno messi all’asta *programmi di immissione o prelievo* che consentono di trasferire energia elettrica attraverso i confini.

L'ammontare complessivo dei *programmi di immissione o prelievo* messi all'asta sarà coerente con gli *interscambi* concordati *ex-ante* tra i GRT.

Nel caso in cui la domanda di diritti di importazione sia tale che parte dei *programmi di immissione o prelievo* disponibili risulti non allocata dall'asta e che tale non completa allocazione alteri significativamente la dimensione degli *interscambi* che i GRT concordano di rendere disponibili, i GRT elaboreranno una nuova versione dei *programmi di immissione o prelievo* da allocare e l'asta verrà ripetuta.

L'aggiudicatario di un singolo *programma di immissione o prelievo* acquista il diritto a prelevare nel punto di riconsegna del paese importatore ed il dovere di consegnare, in maniera contestuale, nel paese esportatore lo stesso *programma di immissione o prelievo*.

Si noti che la mancata immissione nel paese confinante, come anche il mancato prelievo, del *programma di immissione o prelievo* non comporta alcuna conseguenza per la transazione tra i GRT (la transazione ii) del paragrafo 0), nel senso che sulle interconnessioni tra i paesi interessati sarà comunque trasferito l'*interscambio* globale risultante dall'asta a cura dei GRT coinvolti. La deviazione dell'immissione nel paese esportatore e/o del prelievo nel paese importatore rispetto al *programma di immissione o prelievo* sarà gestita dal GRT coinvolto con il richiedente il servizio di vettoriamento secondo le norme previste per la riconciliazione in ciascun paese.

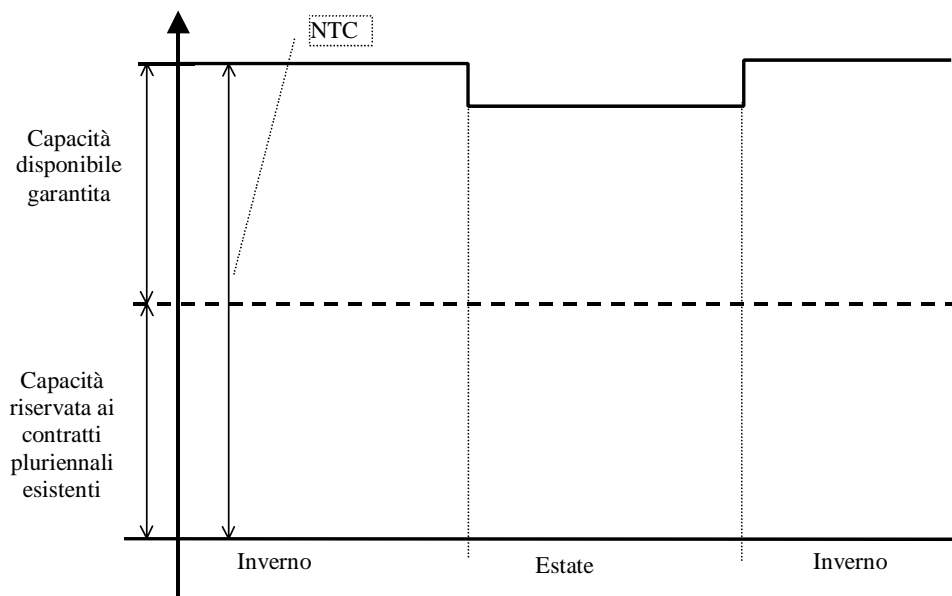
Il diritto ad importare/esportare, come definito sopra, sarà trasferibile, ferme restando le quote massime di capacità allocata fissate per ciascun operatore, per cui dovranno essere previste adeguate verifiche. Nel caso di importazione in Italia, l'aggiudicatario potrà concordare la propria sostituzione con un diverso soggetto nella transazione iii). La transazione ii) tra i GRT non sarà influenzata da tali modifiche. Ogni deviazione degli scambi effettivi tra i due GRT rispetto all'*interscambio* non avrà conseguenze per il richiedente il servizio di vettoriamento internazionale. In relazione alla massima capacità di trasporto, il valore definito al paragrafo 0 potrebbe essere differenziato tra periodo estivo e periodo



invernale in relazione alla maggiore capacità al limite termico delle linee di interconnessione in presenza di temperature ambiente più basse <sup>(8)</sup>.

La figura 2 riporta la capacità complessiva disponibile (ad esclusione del mese di agosto) nell'ipotesi che il GRT intervenga con le modalità descritte al paragrafo 0 per rendere garantita tutta la NTC.

**Figura 2: Suddivisione convenzionale della capacità di trasporto**



La capacità complessiva garantita disponibile risulta dalla somma delle singole capacità di trasporto delle interconnessioni della Francia, della Svizzera, dell'Austria e della Slovenia con l'Italia, ovvero dalla somma degli *interscambi* concordati *ex-ante* tra i GRT.

Il meccanismo proposto prevede un'asta competitiva, unica per tutte le frontiere, per l'allocazione dell'ammontare complessivo dei *programmi di immissione o prelievo* relativi sia alle esportazioni che alle importazioni.

Qualora venga scelto il meccanismo dell'asta competitiva, l'organizzazione della stessa sarà a cura del GRT sulla base di apposite direttive emanate dall'Autorità.

## 7.2 Organizzazione dell'asta competitiva

<sup>(8)</sup> L'Autorità si riserva di precisare i valori e le articolazioni della capacità di interconnessione al termine dell'istruttoria avviata con la delibera 14 aprile 1999, n. 43/99.

Nel caso in cui, a seguito delle verifiche del GRT delle richieste di vettoriamento internazionale presentate dai soggetti aventi diritto, la capacità di interconnessione risultasse insufficiente, tenuto conto anche dell'equa ripartizione tra mercato libero e mercato vincolato, verrà utilizzato quale modalità per l'allocazione di tale capacità il meccanismo di asta competitiva descritto nel seguito.

L'Autorità provvederà a fissare un corrispettivo per la remunerazione delle attività del GRT finalizzate a rendere garantita anche la porzione di capacità soggetta a riduzioni (DTC come definita al paragrafo 0). L'ammontare di tale corrispettivo dipenderà dalla capacità di interconnessione complessivamente allocata dall'asta.

In particolare si potrebbero presentare le seguenti situazioni:

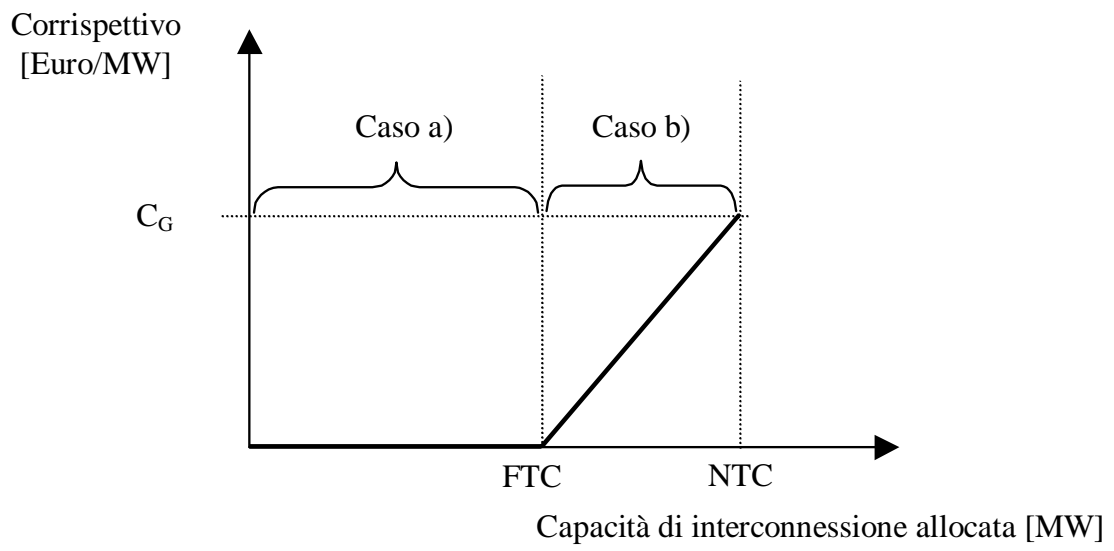
- a) capacità allocata inferiore alla FTC; in questo caso non è previsto alcun corrispettivo;
- b) capacità allocata superiore alla FTC; in questo caso è previsto un corrispettivo a carico dei richiedenti il servizio di vettoriamento internazionale.

Il valore massimo del corrispettivo viene stimato in corrispondenza di un'allocazione completa della NTC ( $C_G$  nella figura 3), utilizzando le informazioni relative ai costi che il GRT si troverebbe a sostenere a seguito delle riduzioni della capacità di interconnessione legate a manutenzione occasionale riscontrate negli anni precedenti e supponendo di far fronte a tali riduzioni con l'impiego di generazione nazionale.

Per valori di capacità allocata compresi tra la FTC e la NTC tale corrispettivo viene ridotto in maniera proporzionale (Caso b)) e si annulla al di sotto della FTC (Caso a)).

Nel caso di utilizzo del meccanismo dell'asta, gli aggiudicatari della capacità dovranno corrispondere al GRT, oltre al prezzo d'asta, il corrispettivo determinato come sopra.

**Figura 3: Determinazione del corrispettivo finalizzato a garantire anche la porzione di capacità soggetta ad interruzioni occasionali**



### 7.3 Elementi caratterizzanti l'asta competitiva

Ai fini dell'organizzazione dell'asta per l'allocazione della capacità garantita disponibile è necessario definirne i seguenti elementi caratterizzanti secondo le diverse opzioni che si propongono alla consultazione.

A) Prezzo di offerta: corrisponde al valore attribuito dagli operatori alla capacità scarsa. Le offerte dovrebbero essere espresse in Euro per MW in quanto trattasi di allocazione di *capacità*. Qualora le importazioni siano prevalenti, le transazioni in esportazione, che liberano capacità per l'importazione, potrebbero presentare offerte di segno opposto. Le offerte potrebbero essere presentate sia esprimendo un unico prezzo per il totale della capacità di interconnessione richiesta, sia in forma di diverse combinazioni di prezzo e quantità domandata, tali da poter essere considerate come offerte articolate (curva di domanda).

B) Cadenza dell'asta: dovrebbe essere, in linea di principio, compatibile con le procedure che verranno definite per il funzionamento del mercato interno della generazione. Tuttavia, in assenza del mercato elettrico, occorrerà definire, per l'anno 2000, la cadenza dell'asta. Si propone una cadenza annuale. Si nota che quanto più elevata è la frequenza dell'asta, tanto maggiore è il grado di incertezza per gli operatori (comunque risolvibile con la stipula di assicurazioni sulla fornitura) e, tuttavia, risulta migliore la possibilità di combinare contratti di diverse durate all'interno dello stesso portafoglio di energia. La cadenza scelta per l'asta influenzerà necessariamente la durata dei contratti come concordata dalle parti.

#### **Spunti per la consultazione: cadenza dell'asta a medio termine**

I.2. Quale cadenza, in alternativa a quella annuale proposta dall'Autorità, si ritiene adeguata per l'anno 2000 ?

C) Definizione del meccanismo di equilibrio dell'asta: il prezzo di equilibrio potrà coincidere con il punto in cui la richiesta cumulata di

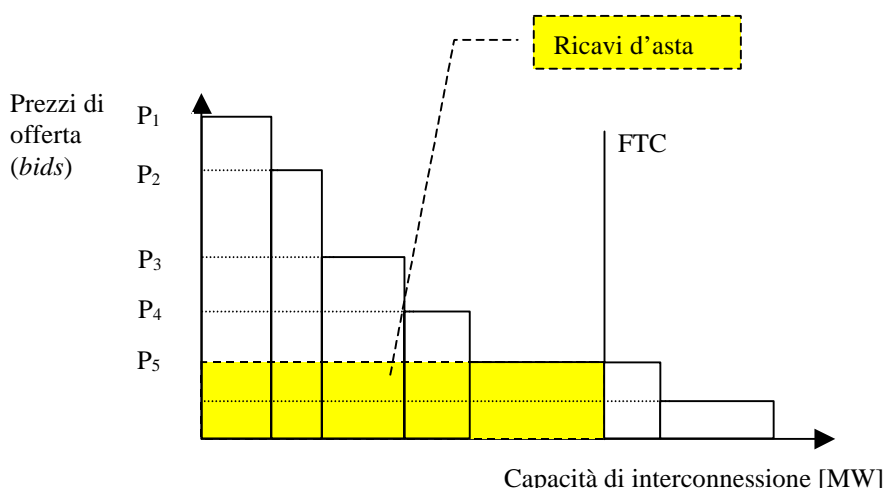
importazioni nette – costruita “impilando” le diverse offerte degli operatori – incontra la curva rappresentativa della capacità disponibile (*Capacity Marginal Price* nella figura 4). In alternativa, in luogo di un unico prezzo di equilibrio, si potranno determinare tanti prezzi quante sono le offerte presentate (*Pay as Bid* nella figura 5) <sup>(9)</sup>.

In entrambi i casi occorrerebbe imporre agli operatori l’obbligo di offerte vincolanti, supportate da idonea garanzia di adempimento.

**Spunti per la consultazione: definizione del meccanismo di equilibrio dell’asta**

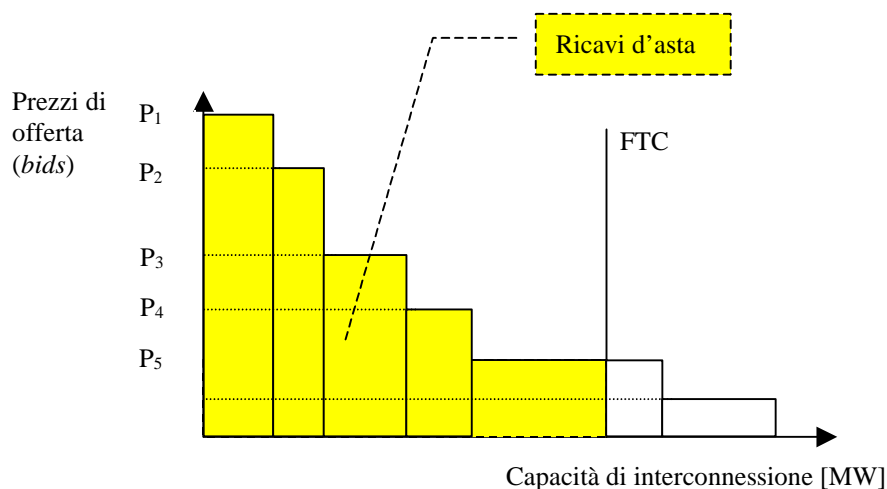
I.3. Quale delle due soluzioni sopra indicate si ritiene debba essere applicata?

**Figura 4: Asta competitiva: determinazione del prezzo come *Capacity Marginal Price***



**Figura 5: Asta competitiva: determinazione del prezzo come *Pay as Bid***

<sup>(9)</sup> Nel sistema di asta discriminatoria la strategia ottimale per ogni transazione *i* è di offrire un prezzo inferiore a  $P_n - P_{im}$  (per la legenda si rimanda alla nota 7).



D) Vincoli alle transazioni: potrebbe essere opportuno imporre i seguenti vincoli:

- a) al fine di ottimizzare l'allocazione della capacità disponibile sull'interconnessione e di semplificare la gestione dell'asta, le transazioni di importazione o esportazione dovrebbero prevedere l'acquisto di potenza con un profilo a banda costante per tutte le ore dell'anno, ad eccezione delle riduzioni legate ai programmi di manutenzione delle linee e dei dispositivi dei GRT;
- b) al fine di favorire la concorrenza, in ogni momento nessun gruppo societario dovrebbe controllare, direttamente o indirettamente, una quota superiore ad una frazione predefinita della capacità disponibile di interconnessione garantita destinata al mercato libero. Si ritiene che una frazione congrua possa corrispondere al 15%, anche dopo i trasferimenti volontari tra operatori.

**Spunti per la consultazione: vincoli alle transazioni**

- I.4. Si ritiene che il vincolo di cui al punto a) sia da prescrivere oppure che sia più opportuno prevedere profili di diverso tipo fissati preventivamente dal GRT ?
- I.5. Si ritiene che il vincolo di cui al punto b) sia da prescrivere e, in caso affermativo, a quale altro valore potrebbe corrispondere la quota percentuale ?

E) Costituzione del Fondo: il ricavo complessivo dell'asta dovrebbe essere separato contabilmente dal gettito derivante dai corrispettivi di cui al paragrafo 7.2. I proventi dell'asta dovrebbero essere posti in un

*Fondo sviluppo interconnessioni* a destinazione protetta e primariamente riservato a specifici progetti di sviluppo delle interconnessioni.

**Spunti per la consultazione: caratteristiche del *Fondo sviluppo interconnessioni***

I.6. Si ritiene opportuno istituire un Fondo unico oppure quattro diversi Fondi per le quattro frontiere di interconnessione ?

**8. GESTIONE DEI CONTRATTI PLURIENNALI DI IMPORTAZIONE ESISTENTI IN CAPO ALL'ENEL SPA**

Nella “*Nota informativa sulla regolazione delle tariffe elettriche per la liberalizzazione del mercato*”, diffusa il 6 settembre 1999, l’Autorità ha indicato che i contratti di importazione a lungo termine sottoscritti dall’Enel Spa potranno essere valorizzati attraverso la cessione, ove ciò sia possibile, o attraverso il ricorso a contratti bilaterali fisici o finanziari, nei quali vengono cedute ad un terzo operatore, contro un corrispettivo a pronti, cioè corrisposto interamente all’atto della cessione, rispettivamente l’energia elettrica importata o la maggiore valorizzazione di tale energia.

L’energia elettrica oggetto dei contratti pluriennali di importazione oggi in capo all’Enel Spa (e che nel gennaio del 2000 ammonteranno a 2.600 MW) dovrebbe essere acquistata dall’Acquirente unico.

In tale ipotesi il 52% della presunta NTC (calcolata avendo come riferimento una NTC pari a 5.000 MW) risulterebbe già assegnata al mercato vincolato. Il prezzo di cessione dell’energia oggetto dei contratti pluriennali, che verrebbe corrisposto dall’Acquirente unico potrebbe essere pari al:

- prezzo che si forma sul mercato, qualora la borsa sia operativa;
- costo medio di approvvigionamento dell’Acquirente unico;
- prezzo di riferimento fissato dall’Autorità.

L’energia oggetto di tali contratti dovrebbe essere soggetta al pagamento del corrispettivo di cui al paragrafo 7.2.

Per quanto riguarda la partecipazione all'asta per la parte di capacità destinata al mercato libero, l'Enel Spa dovrà essere soggetta ai medesimi vincoli previsti per gli altri operatori.

Se, come conseguenza dell'equa ripartizione complessiva delle importazioni tra mercato libero e mercato vincolato, fosse eventualmente necessario riservare una porzione della capacità disponibile (NTC) all'Acquirente unico, tale soggetto dovrebbe versare, per ottenere il diritto di accesso all'interconnessione, il corrispettivo di cui al paragrafo 7.2. sommato al prezzo offerto dall'ultimo operatore accettato.

**Spunti per la consultazione: partecipazione dell'Acquirente unico all'asta**

- I.7. Si ritiene opportuno che l'Acquirente unico non partecipi all'asta ?
- I.8. Si ritiene congruo il corrispettivo complessivamente posto a carico dell'Acquirente unico ?

**9. ACQUISTI DI ENERGIA SUL MERCATO “SPOT”**

Gli acquisti occasionali di “pacchetti” di energia (contratti “spot”) non allocati dall'asta, che si rendono disponibili nel breve periodo, ad esempio il giorno prima, potrebbero essere riservati all'Acquirente unico e, se tale soggetto non risultasse ancora operativo, all'Enel Spa, che li dovrebbe in tal caso utilizzare per la fornitura al mercato vincolato (ai sensi dell'art. 4, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99 l'Enel Spa “*assicura la fornitura ai distributori sulla base dei vigenti contratti e modalità*”).

**Spunto per la consultazione: destinazione dei contratti “spot”**

- I.9. Si ritiene opportuna la destinazione proposta per i contratti “spot” ? Oppure, nel caso fossero disponibili adeguati strumenti, si ritiene opportuna l'allocazione di tali contratti anche agli altri operatori mediante asta di breve periodo ?

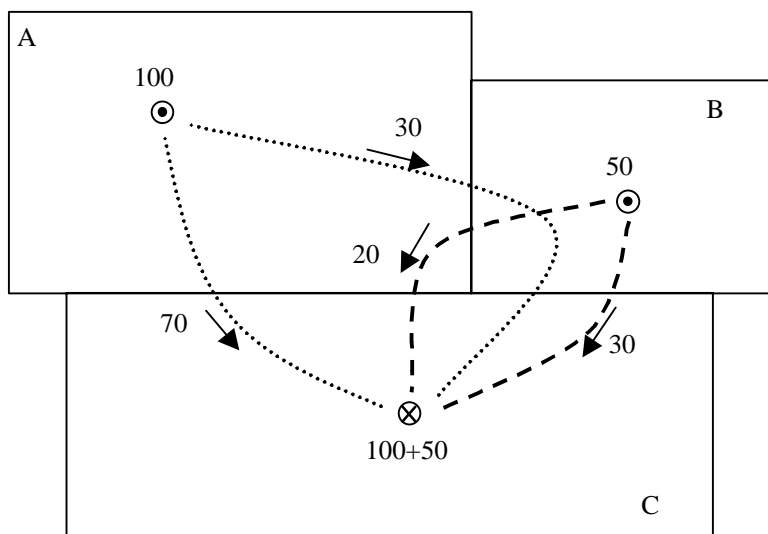


## Appendice A: Ripartizione sulle reti interconnesse dei flussi di potenza legati ai vettoriamenti internazionali

Per effetto delle caratteristiche fisiche delle reti di trasmissione interconnesse, l'esecuzione di un *programma di immissione o prelievo* in un paese dà origine a flussi fisici di potenza (*interscambi*) sulle interconnessioni tra lo stesso paese ed i paesi confinanti. Tali flussi possono, in generale, interessare anche paesi non coinvolti direttamente dalla transazione commerciale in oggetto (flussi di ricircolo).

La figura A1 riporta, a titolo esemplificativo, un caso di ripartizione dei flussi di potenza relativi a due transazioni commerciali che prevedono la cessione ed il trasporto di energia elettrica, rispettivamente, dall'area A all'area C (*programma di immissione o prelievo*  $P_A$ ) e dall'area B all'area C (*programma di immissione o prelievo*  $P_B$ ).

**Figura A1: Flussi fisici sulle reti risultanti da due transazioni commerciali**



Legenda:

*Programmi di immissione o prelievo:*  
(transazioni commerciali)

- $P_A = 100$  MW      .....
- $P_B = 50$  MW      - - - - -

*Interscambi tra le aree:*  
(derivanti dalla sovrapposizione delle transazioni commerciali)

- A-C = 90 MW
- B-C = 60 MW
- A-B = 10 MW

Con riferimento alla figura A1, tenendo conto della struttura fisica della

rete elettrica, è possibile definire delle relazioni di proporzionalità tra il *programma di immissione o prelievo* di ciascuna transazione commerciale e gli *interscambi* fisici da esso derivanti sulle frontiere tra le aree (tabella A1).

**Tabella A1: Ripartizione sulle frontiere dei flussi di potenza derivanti dall'esecuzione di un *programma di immissione o prelievo* unitario in ciascuna area**

		Interscambi fisici		
		A-C	A-B	B-C
Programmi di immissione/ prelievo	$P_A$	0.70	0.30	0.30
	$P_B$	0.40	-0.40	0.60

Dai valori della tabella A1 è possibile esprimere i limiti di transito di potenza sulle due sezioni di interconnessione tra le aree A e B con l'area C in funzione dei *programmi di immissione o prelievo*  $P_A$  e  $P_B$ :

$$A-C \quad \wedge \quad 0.70 \cdot P_A + 0.40 \cdot P_B = 90$$

$$B-C \quad \wedge \quad 0.30 \cdot P_A + 0.60 \cdot P_B = 60$$

Tali relazioni sono riportate graficamente in Figura A2.

Il punto  $P_A=100$  e  $P_B=50$  rende massimo il volume dell'importazione globale ( $P_A+P_B$ ) verso l'area C e rappresenta l'allocatione tecnica più efficiente della capacità disponibile. La figura A2 evidenzia la possibilità, a fronte di una riduzione di uno dei due *programmi di immissione o prelievo*, di aumentare l'altro, rispettando i limiti di trasporto (punto  $P_A=111$  e  $P_B=30$ ).

**Figura A2: Rappresentazione dei limiti di transito di potenza sulle interconnessioni in funzione dei *programmi di immissione o prelievo***

