



Autorità per l'energia elettrica e il gas

**PROPOSTE PER L'ADOZIONE DI MISURE URGENTI PER LA
PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA NELL'OFFERTA DI
ENERGIA ELETTRICA PER IL MERCATO LIBERO
PER L'ANNO 2002**

*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*

7 agosto 2001

Premessa

Il presente documento per la consultazione illustra le proposte che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) formula ai fini dell'adozione di misure per la promozione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica per l'anno 2002. Alcune proposte hanno valenza generale e la loro eventuale attuazione potrà richiedere misure e interventi concorrenti anche di altre amministrazioni.

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 dei provvedimenti di propria competenza o avanzi proposte al Governo ed al Parlamento.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire le proprie osservazioni e suggerimenti per iscritto all'Autorità entro il 14 settembre 2001.

Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e suggerimenti:

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Area elettricità
piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02-65565.311 (Segreteria Area elettricità)
fax: 02-65565.222
e-mail: a_e@autorita.energia.it
<http://www.autorita.energia.it>

INDICE

Introduzione	5
Parte I: Importazioni di energia elettrica dall'estero	7
1 Quadro normativo	7
2 Evoluzione del contesto normativo nazionale prevista per l'anno 2002	8
3 Modalità e condizioni per la disciplina delle importazioni di energia elettrica adottate dall'Autorità per l'anno 2000	10
4 Modalità e condizioni per la disciplina delle importazioni di energia elettrica adottate dall'Autorità per l'anno 2001	11
5 L'esperienza dei Paesi confinanti con l'Italia nell'anno 2001	13
6 Problemi incorsi dall'esperienza nazionale di allocazione della capacità di trasporto negli anni 2000 e 2001	14
7 Esperienze internazionali in materia di allocazione di capacità di trasporto con procedure congiunte	16
8 Indirizzi in materia di gestione delle congestioni transfrontaliere a livello comunitario	17
9 Metodi per l'allocazione delle importazioni per l'anno 2002	20
10 Allocazione riservata (A)	22
11 Allocazione esplicita di capacità di trasporto con procedura concorsuale: asta esplicita senza obbligo d'uso (B1)	22
12 Allocazione esplicita di capacità di trasporto con procedura concorsuale: asta esplicita con obbligo d'uso (B2)	24
13 Allocazione di capacità di trasporto con procedura concorsuale basata sui prezzi dell'energia elettrica oggetto di scambio transfrontaliero: Allocazione sulla base dei prezzi dei contratti bilaterali di fornitura (C1)	25
14 Allocazione di capacità di trasporto con procedura concorsuale basata sui prezzi dell'energia elettrica oggetto di scambio transfrontaliero: Asta implicita sulla base dell'incontro di offerte acquisto e di vendita di energia elettrica (C2)	26
15 Ripartizione pro quota (D1)	27
16 Allocazione secondo l'ordine di presentazione delle richieste (<i>first-come-first-served</i>) (D2)	28
17 Ripartizione degli eventuali ricavi conseguiti con le procedure concorsuali	31
18 Meccanismi per il mantenimento dei flussi sulla rete di interconnessione ai valori attesi in sede di allocazione	31
19 Schema di posizione comune tra l'Autorità e <i>Commission de regulation de l'électricité</i> in materia di allocazione delle importazioni per l'anno 2002	32
20 Altre frontiere elettriche con l'Italia	33
Parte II: Cessione da parte del Gestore della rete dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79	34
1 Il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 21 novembre 2000	34
2 Procedure concorsuali previste dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 21 novembre 2000	34

3	Esiti delle procedure concorsuali relative all'anno 2001	35
4	Oneri complessivi per l'energia elettrica ritirata dal Gestore della rete nell'anno 2001	36
Parte III: Interventi per promuovere la concorrenza nel mercato libero		38
1	L'istruttoria conoscitiva dell'Autorità avviata con delibera 21 giugno 2001, n. 133/01.....	38
2	Contrattualizzazione di impianti di generazione.....	38
Allegato		41
Schema di posizione comune tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), la <i>Commission de regulation de l'électricité</i> (CRE) e (con riserva di adesione) l' <i>Office federal de l'énergie</i> (OFE).....		41

0 Introduzione

- 0.1 L'attuale sviluppo della domanda rivolta al mercato libero dell'energia elettrica non trova corrispondenza in un'offerta adeguata da parte di offerenti sufficientemente numerosi e in concorrenza tra loro. Ciò dipende soprattutto dalle lentezze nella cessione di alcune società di produzione del gruppo Enel Spa e dalle difficoltà per l'ottenimento delle previste autorizzazioni alla realizzazione ed all'esercizio di nuovi impianti di produzione termoelettrici o di potenziamento degli impianti esistenti.
- 0.2 Il presente documento per la consultazione propone tre linee di intervento orientate allo sviluppo della concorrenza in attività liberalizzate (produzione ed importazione di energia elettrica nel Paese) ai sensi del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, recante attuazione della direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 96/92/CE (di seguito: decreto legislativo n.79/99); interventi che possono dispiegare i loro effetti nel breve termine (a partire dal 2002), fermi restando gli altri dispositivi già previsti dalla normativa o in corso di attuazione.
- 0.3 Gli interventi sottoposti a consultazione riguardano:
- le importazioni di energia elettrica per l'anno 2002 dalla frontiera con l'estero che comprende, a partire dal prossimo anno, cinque Paesi interconnessi con l'Italia (Austria, Francia, Grecia, Slovenia e Svizzera);
 - la destinazione al mercato libero dell'energia elettrica, prodotta da operatori nazionali, nella titolarità della società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa (di seguito: il Gestore della rete), di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n.79/99;
 - altri strumenti finalizzati ad accrescere l'offerta concorrenziale di energia elettrica per il mercato libero.
- 0.4 Nel corso dell'anno 2002 sono previste modifiche dell'assetto settoriale e dei meccanismi di formazione delle transazioni sul mercato elettrico rispetto agli anni 2000 e 2001. Si prevede, per il 2002, l'avvio del sistema delle offerte di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99 e dell'operatività della società Acquirente unico Spa di cui all'articolo 4 del medesimo decreto legislativo. È prevista l'attivazione del dispacciamento di merito economico conformemente alle condizioni fissate dall'Autorità con deliberazione 30 aprile 2001, n. 95/01, anche a modificazione delle condizioni vigenti per il dispacciamento e la riconciliazione dell'energia importata. È possibile che intervenga un abbassamento della soglia di idoneità a clienti finali con consumi annui non inferiori a 0,1 GWh/anno.
- 0.5 La parte I del documento per la consultazione illustra le possibili linee d'intervento dell'Autorità nella formazione dei provvedimenti di cui all'articolo 10, comma 2, primo periodo, del decreto legislativo n.79/99, in cui si prevede che la medesima Autorità individui modalità e condizioni delle importazioni nel caso risultino insufficienti le capacità di trasporto disponibili sulla rete di interconnessione con l'estero, tenuto conto di una equa ripartizione complessiva tra mercato vincolato e mercato libero. Tali linee vengono proposte per la consultazione al fine di acquisire elementi in relazione agli strumenti che potrebbero essere adottati e ad eventuali alternative ai medesimi ritenute adeguate.
- 0.6 Consultazioni in materia di disciplina delle allocazioni delle capacità di trasporto per le attività di importazione/esportazione di energia elettrica sono state avviate in alcuni Paesi interconnessi con l'Italia a cura dei rispettivi organismi regolatori nazionali, secondo tempi e con modalità decise autonomamente da detti organismi, e con riferimento ai principi cui si ispira il presente documento.

- 0.7 La parte II del documento propone alla consultazione alcune considerazioni dell'Autorità in materia di cessione da parte del Gestore della rete dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99.
- 0.8 La parte III del documento illustra alcuni possibili interventi urgenti finalizzati alla formazione di un'offerta più concorrenziale per il mercato libero.
- 0.9 La formulazione delle proposte qui contenute trae anche origine dai risultati preliminari dell'istruttoria conoscitiva dell'Autorità in materia di sviluppo della concorrenza nell'offerta di energia elettrica ai fini della liberalizzazione del mercato e su alcune iniziative dell'Electricité de France in Italia, avviata con delibera della medesima Autorità 21 giugno 2001, n. 133/01, (di seguito: delibera n. 133/01). Questi risultati preliminari indicano le esigenze:
- a) di disporre di una pluralità di soggetti attivi nell'offerta di energia elettrica per il mercato libero;
 - b) di assicurare sufficiente concorrenza tra i soggetti;
 - c) di incrementare l'offerta disponibile.

Parte I: Importazioni di energia elettrica dall'estero

1 Quadro normativo

- 1.1 A seguito del recepimento nell'ordinamento legislativo dei Paesi appartenenti all'Unione europea e della progressiva attuazione della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: direttiva 96/92/CE), la rete di interconnessione con l'estero diventa, come ogni altra porzione di rete gestita in via esclusiva da soggetti esercenti pubblico servizio nel settore elettrico, un'infrastruttura essenziale cui possono accedere soggetti terzi al fine di utilizzarne il servizio di trasporto dell'energia elettrica per le proprie transazioni commerciali di importazione e di esportazione con l'estero.
- 1.2 La situazione di implementazione della direttiva 96/92/CE nei Paesi transfrontalieri con l'Italia è alquanto articolata. In Austria, Francia e Grecia, paesi appartenenti all'Unione europea, la direttiva è in corso di attuazione ed ha già prodotto riforme importanti almeno in termini di condizioni non discriminatorie per l'accesso di terzi alle reti. In Slovenia e Svizzera si registrano iniziative legislative orientate ad introdurre, con diverse modalità e tempistiche, una ristrutturazione del settore elettrico ispirata ai principi contenuti nella citata direttiva, ma al momento permane una struttura del settore non facilmente conciliabile con la liberalizzazione.
- 1.3 Tale asimmetria di quadro normativo è particolarmente evidente a riguardo delle condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti ed ai servizi da queste offerti (es. trasporto e dispacciamento dell'energia elettrica) ed è destinata a permanere almeno per tutto l'anno 2002.
- 1.4 Per quanto riguarda l'Italia, il decreto legislativo n.79/99 prevede, all'articolo 10, che le modalità e condizioni per l'accesso alla rete di interconnessione, in particolare alla capacità di trasporto della medesima qualora si manifestasse un eccesso di richieste rispetto alle quantità disponibili, siano disciplinate dall'Autorità, confermando l'inquadramento del problema in oggetto nell'ambito delle competenze generali della medesima Autorità in materia di accesso alle reti (si veda anche legge 14 novembre 1995, articolo 2, comma 12, lettera d), richiamata nel seguito come "legge n.481/95").
- 1.5 Analoghe attribuzioni sono riscontrabili in capo ai regolatori settoriali dei Paesi appartenenti all'Unione europea e confinanti con l'Italia. L'Autorità si è già avvalsa, in numerose occasioni, dei poteri conferitole dal citato articolo 10 del decreto legislativo n.79/99 con riferimento alla disciplina delle importazioni per gli anni 2000 e 2001.
- 1.6 L'interesse degli operatori nazionali ed esteri per l'accesso alla rete di interconnessione è sempre molto accentuato a causa del perdurare di un differenziale dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, che rende particolarmente convenienti le transazioni di importazione dall'estero per la fornitura dei clienti finali italiani. Una breve analisi dell'impatto che i metodi di allocazione delle capacità di trasporto possono avere sull'adattamento dei prezzi di acquisto all'estero è contenuta nel seguito del documento.
- 1.7 Il ricorso alle importazioni dall'estero, oltre a costituire precipuo interesse degli operatori, rappresenta uno degli strumenti più efficaci e di breve termine, ad oggi disponibili, per la promozione della concorrenza sul lato dell'offerta di energia elettrica per le forniture nazionali. L'Autorità intende avvalersene anche in ottemperanza al preciso mandato conferitole all'articolo 1, comma 1, della legge n.481/95 in materia di promozione della concorrenza nelle attività liberalizzate (produzione ed importazione di

energia elettrica), nonché di uso efficiente delle risorse (la capacità di trasporto costituisce risorsa gravata da persistenti problemi di scarsità).

- 1.8 I vantaggi che dall'uso della capacità di interconnessione con l'estero possono derivare a beneficio del sistema Paese devono essere distribuiti in modo equo: l'Autorità seguirà il principio di redistribuzione non discriminatoria a favore di tutti gli utenti e consumatori elettrici.

2 Evoluzione del contesto normativo nazionale prevista per l'anno 2002

- 2.1 Nel 2001 è divenuto operativo il passaggio della titolarità e delle funzioni di gestore della rete di trasmissione nazionale (ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero) dall'Enel Spa al Gestore della rete. Il Gestore della rete, in collaborazione con i gestori di reti confinanti e mantenendo informata l'Autorità, ha il compito di determinare le quantità disponibili in termini di capacità di trasporto, in quanto i livelli di tale capacità sono strettamente correlati con la garanzia di salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema, della quale il Gestore della rete è responsabile ai sensi del decreto legislativo n. 79/99.

- 2.2 In ambito europeo nel 2001 sono state avviate esperienze di allocazione congiunta (cioè coordinata tra i due gestori di rete dalle due parti della frontiera elettrica ed assegnata in maniera univoca per conto di entrambi) della capacità di trasporto, mediante metodi di mercato, che hanno trovato particolare adesione tra gli operatori; le principali esperienze sono riportate al capitolo 7. Tali esperienze prevedono l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sull'interconnessione unicamente sulla base del prezzo offerto per tali diritti dagli operatori.

- 2.3 La regolazione degli scambi di energia elettrica tra paesi confinanti rende opportuno l'accordo tra i soggetti istituzionali responsabili in materia nei paesi interessati; il raggiungimento di tale accordo richiede l'adozione di meccanismi regolatori in grado di contemperare, per quanto possibile, le esigenze di tutti i Paesi interessati. Inoltre, la natura dei sistemi elettrici implica forti interdipendenze tra sistemi contigui e, quindi, l'opportunità che gli accordi riguardino anche aspetti di tipo tecnico, impostati in termini omogenei tra i Paesi stessi.

È possibile che vengano raggiunti accordi – per il 2002 - tra organismi di regolazione dei paesi elettricamente interconnessi con l'Italia in materia di metodi di allocazione congiunta delle capacità di trasporto transfrontaliere. Tali metodi, in ragione della loro novità, potrebbero richiedere sperimentazione in corso d'anno e, se necessario, adattamenti in vista di una situazione di regime.

Si deve anche tener conto del consolidarsi di alcune esperienze internazionali, anche a livello europeo, di recente introduzione in materia di allocazione congiunta delle capacità (es. allocazione degli scambi elettrici Francia - Spagna, Francia - Regno Unito e Paesi Bassi – Germania). Da esse possono essere tratte indicazioni utili per la definizione dei metodi allocativi nel sistema italiano.

- 2.4 Nel marzo del 2001 la Commissione europea ha proposto una revisione della direttiva 96/92/CE e l'emanazione di un regolamento in materia di accesso alle reti ed, in particolare, gestione delle congestioni transfrontaliere. Il regolamento proposto prevede all'articolo 6, comma 1, che “...i problemi di congestione della rete devono essere affrontati con soluzioni non discriminatorie conformi a una logica di mercato che forniscano segnali economici efficienti ai soggetti sul mercato e agli operatori del sistema di trasmissione interessati.”. Sebbene l'approvazione del regolamento (cui conseguirebbe l'immediata operatività dello stesso, senza necessità di recepimento dai

- singoli Stati membri) sia stata differita, la proposta costituisce, comunque, una valida indicazione degli orientamenti in ambito comunitario sulla materia.
- 2.5 L'Autorità ha intensificato la collaborazione con i regolatori dei Paesi confinanti con l'Italia con l'intento di arrivare, ove possibile, ad una posizione comune circa i metodi di allocazione della capacità di interconnessione e ad una allocazione congiunta della capacità stessa. La collaborazione è stata avviata con la *Commission de regulation de l'électricité* (regolatore indipendente in Francia), l'*Office fédéral de l'énergie* (Svizzera), l'*E-Control* (Austria) e la *Regulatory Authority for Energy* (regolatore indipendente in Grecia), anche attraverso l'istituzione di appositi gruppi di lavoro congiunti (*Joint Working Group*) con mandato di predisporre proposte circa i possibili metodi di allocazione, da sottoporre a sessioni congiunte dei regolatori.
- 2.6 Alcuni elementi delle proposte di metodi allocativi per l'anno 2002, avanzate nel capitolo 9, sono stati elaborati in seno a detti gruppi di lavoro e sottoposti all'esame dei regolatori, al fine dello sviluppo di una posizione comune. Un primo risultato di tale cooperazione consiste nella decisione dei regolatori francese ed italiano di avviare consultazioni nei rispettivi Paesi con tutti i soggetti interessati su possibili procedure di allocazione congiunta della capacità sulla frontiera franco-italiana, che utilizzano alcuni dei citati metodi allocativi.
- 2.7 I gestori di rete hanno intrapreso un'attività di lavoro comune orientata alla determinazione delle capacità di trasporto da destinare all'allocazione secondo le modalità e condizioni definite, congiuntamente o in via separata, dai regolatori. Tale attività si svolge sotto l'impulso e la sorveglianza dei rispettivi regolatori, i quali si riservano di intervenire, qualora permangano dissensi tra i gestori di rete sulla metodologia di determinazione della capacità. Ad oggi, sembrano esservi sufficienti elementi per confidare in un accordo sulle capacità di trasporto relative alla frontiera franco-elvetica nei confronti dell'Italia entro l'autunno 2001.
- 2.8 In relazione alla definizione e all'adozione di meccanismi di mercato nel percorso di liberalizzazione del sistema elettrico italiano, previsto dal decreto legislativo n. 79/99, durante l'anno 2001 sono stati emanati due provvedimenti di particolare rilievo che avranno effetto a partire dall'anno 2002:
- a) l'Autorità, con la deliberazione n. 95/01, ha emanato condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale; tale deliberazione prevede l'adozione di meccanismi di mercato per la gestione dei servizi di riserva e di bilanciamento e, in particolare, per la soluzione delle congestioni di rete, prevedendo, in tale ambito, l'applicazione ai soggetti titolari di contratti bilaterali di un corrispettivo determinato sulla base dei prezzi nelle differenti zone geografiche. I meccanismi basati su aste per l'allocazione della capacità di interconnessione risultano analoghi, dal punto di vista tecnico-economico, a quelli previsti per la risoluzione delle congestioni dalla deliberazione n. 95/01, la cui implementazione nel sistema elettrico italiano è in corso da parte del Gestore della rete;
 - b) il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha approvato, con decreto 9 maggio 2001, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, Serie generale n. 127 del 4 giugno 2001, la disciplina del mercato di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99, predisposta dal Gestore del mercato sulla base di criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza tra i produttori; tale disciplina prevede la definizione dei programmi di produzione e di consumo dei soggetti partecipanti al mercato, sulla base dell'ordinamento delle offerte presentate dai medesimi soggetti, effettuato utilizzando i prezzi delle offerte.

- 2.9 L'Autorità intende, coerentemente con i principi e i meccanismi adottati nei provvedimenti citati al precedente paragrafo 2.8, proporre, per l'allocazione congiunta della capacità di trasporto alle frontiere, procedure basate su analoghi meccanismi di mercato.
- 2.10 In applicazione del principio dell'equa ripartizione complessiva tra mercato libero e mercato vincolato, richiamato all'articolo 10, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, l'Autorità ritiene che l'energia importata in esecuzione dei contratti pluriennali in essere, stipulati prima dell'entrata in vigore della direttiva 96/92/CE, e la relativa capacità di trasporto impegnata debbano essere destinate ai clienti del mercato vincolato, secondo quanto previsto dall'articolo 8, comma 2, della medesima direttiva. Ciò nella considerazione che i cosiddetti obblighi di fornitura siano quelli antecedenti la medesima direttiva e che la destinazione dell'energia relativa a tali obblighi debba rimanere quella per cui questi ultimi erano stati stipulati.

3 Modalità e condizioni per la disciplina delle importazioni di energia elettrica adottate dall'Autorità per l'anno 2000

- 3.1 L'Autorità ha disciplinato, per la prima volta dopo l'avvio della liberalizzazione del settore, le importazioni con riferimento all'anno 2000. I provvedimenti di definizione delle modalità di allocazione sono stati definiti dall'Autorità per tale anno in maniera non concertata con le amministrazioni degli altri Paesi previa istruttoria avviata dall'Autorità al fine di determinare la massima capacità di trasporto sull'interconnessione (delibere 14 aprile 1999 n. 43/99 e 3 dicembre 1999 n. 179/99), nonché previa consultazione sui metodi allocativi allora prevedibili (documento per la consultazione in data 28 ottobre 1999). L'assegnazione di capacità di trasporto sulla rete di interconnessione è stata condotta secondo i seguenti criteri:
- a) ripartizione della capacità totale in due quote da destinarsi rispettivamente al mercato vincolato ed a quello libero. In una prima decisione, tali quote erano rispettivamente pari al 65% ed al 35% della capacità totale; a seguito di una comunicazione dell'Enel Spa, in qualità di acquirente unico pro tempore, le quote sono state circa parificate ed è stata assegnata al mercato vincolato la capacità di trasporto necessaria per l'esecuzione dei contratti pluriennali in essere, stipulati prima dell'entrata in vigore della direttiva 96/92/CE (la quota di capacità al netto della capacità riservata a tali contratti costituisce la capacità disponibile);
 - b) assegnazione di quote di capacità disponibile, interamente destinata al mercato libero, ai soggetti richiedenti in ordine di richiesta, con imposizione di limiti massimi alla detenzione di quote relativamente sia ad una singola frontiera sia alla totalità delle frontiere (sottraendo dalla capacità disponibile la quota di capacità assegnata secondo il meccanismo predetto si ottiene la capacità residua);
 - c) nel caso in cui, dopo l'applicazione del metodo descritto alla lettera b), si verificasse scarsità della risorsa, allocazione attraverso asta esplicita di tale capacità (ipotesi non realizzata nella pratica);
 - d) nel caso in cui, dopo l'applicazione del metodo descritto alla lettera b), vi fosse della capacità residua, allocazione della medesima aumentando il limite massimo alla detenzione di quote per singola frontiera.
- 3.2 L'esperienza acquisita nel 2000 ha mostrato alcuni problemi da cui si è tratto insegnamento. Il criterio di accesso alle reti in ordine di richiesta (*first-come-first-served*), accompagnato dall'imposizione di limiti massimi a ciascun richiedente, è

risultato praticabile data la fase iniziale della liberalizzazione, ma risulterebbe impraticabile in presenza di una moltiplicazione delle richieste. Le modalità di allocazione sono state accoppiate con le condizioni di trasporto sulla rete italiana (stipula di contratti di vettoriamento); questo fatto ha avvantaggiato gli intermediari che potevano esibire un portafoglio clienti in termini di punti di riconsegna dell'energia elettrica e ha inibito lo sviluppo di un mercato secondario della capacità assegnata. In generale la convenienza economica per molti clienti finali italiani dei contratti bilaterali di importazione, che si è registrata per l'anno 2000, è soprattutto dovuta ad una ancora imperfetta diffusione delle informazioni circa le modalità di allocazione adottate sul finire dell'anno 1999.

4 Modalità e condizioni per la disciplina delle importazioni di energia elettrica adottate dall'Autorità per l'anno 2001

4.1 Per l'anno 2001, l'Autorità ha disciplinato l'allocazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero secondo diversi metodi, descritti qui di seguito. Sono rimaste invariate le quote di pertinenza del mercato libero e del mercato vincolato. L'Enel Spa continua a svolgere la funzione di acquirente unico nelle more dell'entrata in operatività della società Acquirente unico Spa, a garanzia dei clienti del mercato vincolato. Le capacità di trasporto per il 2001 sono aumentate ulteriormente rispetto a quelle del 2000 ad opera del Gestore della rete, nel frattempo resosi indipendente dall'Enel Spa (1 aprile 2000), e sotto l'impulso dell'Autorità.

A Allocazione della capacità di trasporto ai contratti pluriennali

4.2 Si è reiterato il meccanismo 2000.

B Allocazione della capacità di trasporto disponibile attraverso procedure concorsuali

4.3 Con la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2000, n. 140/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 204 dell'1 settembre 2000 (di seguito: deliberazione n. 140/00), per l'allocazione della capacità di trasporto disponibile e destinata al mercato libero è stata prevista una suddivisione in bande di capacità annuali e mensili, assegnabili a mezzo di procedura concorsuale, sulla base di un ordinamento decrescente dei prezzi delle offerte ed enucleazione dei ricavi d'asta, condotta come asta discriminatoria (*pay as bid*). Tale asta era basata sulla valorizzazione della risorsa corrispondente alla capacità di trasporto transfrontaliera. I ricavi d'asta, con successivi provvedimenti dell'Autorità, avrebbero potuto essere destinati a compensazione degli oneri tariffari dell'utenza, ad esempio, attraverso una riduzione delle tariffe di accesso ai servizi di trasporto delle reti.

4.4 Sono state previste, in alternativa tra loro, una procedura di allocazione effettuata congiuntamente dai due gestori di rete confinanti ovvero, in subordine, una procedura in cui ciascun gestore avrebbe allocato autonomamente, e con metodi definiti in via unilaterale da ciascun Paese, il 50% della capacità di trasporto disponibile su ciascuna frontiera elettrica. Condizione necessaria era, comunque, il riconoscimento mutuo tra gestori delle allocazioni rispettive. Anche per l'anno 2001, erano previste quote massime assegnabili a ciascun soggetto (con riferimento sia alla singola frontiera che alla totalità della capacità disponibile).

4.5 Il meccanismo descritto ai punti 4.3 e 4.4, adottato dall'Autorità con deliberazione 3 agosto 2000, n. 140/00, è stato sospeso dal TAR Lombardia con ordinanze confermate poi dal Consiglio di Stato e motivate, oltre che con riferimento al danno grave ed

irreparabile lamentato dai ricorrenti nelle more del giudizio di merito, con richiamo a dubbi di illegittimità del metodo seguito dall'Autorità nella citata deliberazione (cfr., per tutte, le ordinanze TAR 9 novembre 2000, n. 3654, e Consiglio di Stato, VI, 1° dicembre 2000, n. 6207). In particolare il Consiglio di Stato, pur riconoscendo il margine di discrezionalità tecnica dell'Autorità nella scelta del metodo di assegnazione, rilevava l'impossibilità di escludere che il metodo in concreto preferito finisse col ledere il principio della parità di condizioni e di pluralismo nell'accesso, nonché l'obiettivo, perseguito dalla stessa Autorità, di contenere il prezzo dell'energia in Italia. In sintesi il Consiglio di Stato segnalava l'esigenza, ove non si volesse mantenere fermo un meccanismo di ripartizione *pro quota*, di verificare il ricorso a "criteri selettivi basati su parametri diversi dal solo dato economico, incapace *ex se*, di rivelare una maggiore necessità della risorsa o un elemento di valutazione preferenziale per la richiesta". E ciò soprattutto in considerazione dell'incidenza dell'asta sul costo dell'energia importata.

- 4.6 A seguito della disposta sospensione della deliberazione sopra richiamata e considerata la prossimità della data in cui la pronuncia cautelare del Consiglio di Stato era stata emessa (1° dicembre 2000) all'inizio del periodo di riferimento del sistema di assegnazione della capacità di trasporto disponibile (1° gennaio 2001), prossimità che non consentiva di attendere l'esito del giudizio di merito davanti al giudice amministrativo, l'Autorità adottava la nuova deliberazione 6 dicembre 2000, n. 219/00 (di seguito: deliberazione n. 219/00). Con detta deliberazione, per il necessario vincolo derivante dalle richiamate ordinanze, veniva definita una nuova disciplina basata sulla ripartizione *pro quota* rispetto alle richieste inoltrate, della capacità di trasporto disponibile, pari al 50 % della capacità di trasporto complessivamente disponibile su ciascuna frontiera.
- 4.7 Anche quest'ultima deliberazione è stata impugnata, per motivi opposti, da operatori diversi da quelli del primo giudizio e su tale impugnazione non è stata ancora pubblicata la sentenza del TAR.

C Allocazione della capacità di trasporto attraverso assegnazione *pro quota*

- 4.8 L'elevata frammentazione delle quote assegnate con tale metodo e la mancanza di corrispondenza tra tali quote identificate nei contratti di trasporto (vettoriamento) e gli acquisti operati dai clienti finali hanno determinato l'insorgere di un mercato secondario non regolato che, dato il contesto di forti asimmetrie informative, è stato teatro di un rastrellamento di quote da parte dei maggiori operatori.

D Allocazione della capacità di trasporto attraverso altri meccanismi specifici

- 4.9 In aggiunta al meccanismo di assegnazione *pro quota* di capacità, sono stati introdotti ulteriori meccanismi di carattere specifico o sperimentale per l'allocazione della capacità di trasporto che si rendesse disponibile su di un orizzonte temporale inferiore all'anno; segnatamente:
- a) assegnazione di bande plurimensili (aprile-dicembre 2001) mediante ripartizione *pro quota* della capacità residuante dalle allocazioni *pro quota* annuali (deliberazione dell'Autorità 14 febbraio 2001, n. 21/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 45 del 23 febbraio 2001, di seguito: deliberazione n. 21/01) con il metodo della deliberazione n. 219/00, nelle more dell'entrata in operatività della Borsa elettrica;
 - b) assegnazione di capacità ulteriore, che si rendesse disponibile a seguito del programma sperimentale di distacco istantaneo di carico, mediante il ricorso ad un

- metodo allocativo con procedura concorsuale al ribasso sui prezzi dichiarati nei contratti bilaterali dell'energia elettrica importata (deliberazione n. 21/01);
- c) assegnazione di capacità addizionale, che si rendesse disponibile da settembre a dicembre 2001 grazie al completamento di lavori sull'infrastruttura di rete italo-svizzera, destinata ad allocazione pro quota (metodo della deliberazione n.219/00);
 - d) assegnazione di energia *spot*, attraverso l'utilizzo di capacità che si rendesse disponibile in maniera non prevedibile e discontinua oltre alle capacità assegnate attraverso le procedure di cui ai precedenti paragrafi (articolo 8 della deliberazione n. 219/00).

E Esperienza acquisita

- 4.10 L'esperienza acquisita dall'applicazione delle diverse modalità 2001 ha mostrato i seguenti problemi:
- a) l'esistenza di un mercato secondario in condizioni di asimmetria informativa non ha riprodotto l'esito di un mercato efficiente e trasparente;
 - b) la frammentazione eccessiva ha generato un notevole carico amministrativo per il Gestore della rete (gestore della procedura di allocazione), difficilmente giustificabile alla luce della riagggregazione delle quote nel mercato secondario;
 - c) l'assenza di accordo tra i gestori (si è adottato l'approccio 50%-50%) ha determinato situazioni critiche sul riconoscimento mutuo tra gestori di rete delle rispettive allocazioni e, pertanto, dell'accesso alle rispettive reti;
 - d) il metodo di cui al precedente paragrafo 4.8, lettera b), non ha visto dispiegarsi la concorrenza tra soggetti che hanno, nella sostanza, dichiarato circa lo stesso prezzo del kWh da importare;
 - e) il riconoscimento di diritti al Gestore della rete per il trattamento delle partite commerciali *spot* appare poco coerente con la necessità che il Gestore della rete sia chiaramente percepito da tutti gli operatori come assolutamente neutrale e quindi privo di interessi commerciali propri.
- 4.11 La convenienza economica dei contratti bilaterali di importazione, verificata nell'anno 2000, non si è ripetuta nell'anno 2001 in ragione del fatto che i soggetti esteri hanno realizzato la possibilità di elevare i prezzi di vendita dell'energia elettrica oltre frontiera fino in prossimità del limite costituito dal prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica vigente in Italia (ad oggi il prezzo amministrato di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato). In altri termini, l'eventuale beneficio sul prezzo dell'energia al cliente finale italiano è stato quasi annullato a vantaggio della rendita da esportazione dei soggetti esteri. Il sistema Italia ha quasi integralmente perso i benefici derivanti dal differenziale di prezzi esistente tra Italia e Paesi interconnessi. Ciò è la diretta conseguenza dei meccanismi previsti dalla deliberazione n. 219/00 che non prevedono la valorizzazione della capacità di trasporto.

5 L'esperienza dei Paesi confinanti con l'Italia nell'anno 2001

- 5.1 L'allocazione della capacità di trasporto negli altri Paesi confinanti con l'Italia per le esportazioni di energia elettrica verso il nostro Paese è stata applicata sul 50% della totale capacità di trasporto disponibile sulla singola frontiera. I metodi di allocazione adottati dai singoli Paesi sulla loro quota parte di capacità sono i seguenti:
- a) Francia: ripartizione pro quota, dando precedenza ai contratti di esportazione pluriennali in essere tra EdF ed Enel Spa. L'orizzonte temporale è quello annuale; la

capacità non utilizzata in questo modo è stata finalizzata ad un'allocazione di breve periodo (giornaliera);

- b) Austria: allocazione della capacità disponibile sulla base di un metodo di priorità temporale delle richieste di accesso alle rete di interconnessione (*first-come-first-served*).

5.2 In Svizzera e Slovenia vige un metodo di allocazione della capacità di trasporto sulla base degli accordi commerciali di scambio transfrontaliero stipulati. La mancanza di trasparenza rende difficile analizzare adeguatamente tali allocazioni. Prima ancora del problema della scelta del metodo di allocazione più appropriato, si pone il tema prioritario della definizione delle condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti ed ai servizi erogati a mezzo delle medesime; materia che nell'Unione europea è regolata sulla base dei principi della direttiva 96/92/CE.

6 Problemi incorsi dall'esperienza nazionale di allocazione della capacità di trasporto negli anni 2000 e 2001

6.1 Sulla scorta di quanto osservato nell'anno 2000 e nei primi mesi del 2001, è importante sottolineare alcuni aspetti che hanno caratterizzato la gestione della rete di interconnessione dell'Italia con i quattro paesi interconnessi alla frontiera elettrica settentrionale.

6.2 Il primo aspetto da chiarire consiste nel definire distintamente le nozioni di scambio di energia elettrica dal singolo Paese per l'esportazione verso l'Italia e di flusso fisico di energia elettrica consentito dalla capacità della rete di interconnessione alla frontiera elettrica tra il singolo Paese e l'Italia. Lo scambio di energia è il parametro rilevante per la commercializzazione dell'energia elettrica ed è sempre definito con riferimento ad un Paese di immissione (che si impegna ad esportare) ed un Paese di prelievo (es. l'Italia). Tali scambi non possono essere illimitati, bensì devono tener conto delle limitazioni fisiche poste sui flussi massimi di energia sulle reti che, pertanto, vincolano le transazioni commerciali. Il concetto di capacità di trasporto, quindi, viene definito come "la massima potenza destinabile agli scambi di energia elettrica tra due Paesi" e fa riferimento agli scambi energetici implementabili dati i vincoli delle reti. I valori delle capacità di trasporto, poi, vengono definiti con riferimento ad una determinata direzione di scambio (es. importazione in Italia) e ad un predefinito orizzonte temporale (es. anno, mese, giorno). Una mancanza di chiarezza sul significato del termine capacità di trasporto potrebbe introdurre incertezze nei diritti di allocazione ai soggetti richiedenti;

6.3 Esiste un problema di elevata interdipendenza dei flussi sulle reti tra le diverse frontiere elettriche. Tale interdipendenza si manifesta in maniera tale che l'esecuzione di uno scambio commerciale tra due Paesi dà luogo a flussi fisici sulle reti che interessano non solo la coppia di Paesi fra cui è stabilito detto scambio ma anche la frontiera elettrica di un Paese terzo. Durante il funzionamento del sistema, quindi, è possibile che il rispetto degli accordi commerciali si traduca in condizioni fisiche di funzionamento della rete al limite o, nei casi peggiori, al di là delle condizioni che assicurano la sicurezza dell'esercizio del sistema; perché ciò sia evitato, è necessario che le diverse transazioni commerciali che utilizzano l'interconnessione siano coordinate nel rispetto di una curva di ammissibilità degli scambi commerciali tra frontiere, che riflette il limite fisico esistente sulla rete di interconnessione. Nella figura 1 viene riportato un esempio tipico riscontrato nell'anno 2000 in cui, a parità di scambi di energia elettrica tra coppie di Paesi, una riduzione del flusso fisico sulla rete alla frontiera elettrica franco-italiana

(linea in colore rosso) viene compensata da un corrispondente incremento sulla frontiera elvetica-italiana (linea in colore blu).

- 6.4 Si è inoltre rilevato che, poiché non esiste a livello UCTE (*Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité*) una regola vincolante al rispetto degli impegni commerciali di produzione di energia elettrica nel Paese in cui è localizzata l'origine di un contratto di energia elettrica per l'esportazione, è d'uso delocalizzare la produzione in altri Paesi che agiscono in nome e per conto del Paese esportatore che ha contratto l'impegno originario (*power swaps*). Tale pratica, alterando i flussi fisici, rischia di compromettere la sicurezza del sistema elettrico e rendere vano il risultato del meccanismo di allocazione delle capacità. Nel corso del 2000 si sono registrati rilevanti fenomeni di *power swaps* che hanno interessato le frontiere elettriche del nostro Paese.
- 6.5 La dichiarazione dei valori di capacità con largo anticipo per allocazioni della medesima a lungo termine (es. anno) induce il gestore della rete coinvolto a prendere tutte le necessarie cautele per la gestione degli imprevisti e dei disservizi nell'esercizio della rete di interconnessione, comportando, pertanto, una dichiarazione solitamente conservativa delle capacità disponibili. Si ovvia a tale problema se si opta per metodi di allocazione su più orizzonti temporali che richiedono dichiarazioni delle capacità anche differite nei tempi (es. mese, giorno). Nel breve termine, il gestore di rete acquisisce molti più elementi conoscitivi, rispetto a quelli disponibili un anno prima, che lo portano a meglio valutare e gestire il rischio di non mantenimento degli impegni contratti a favore dell'aumento dei valori di capacità di trasporto.
- 6.6 Con l'entrata in servizio commerciale dell'interconnessione Italia-Grecia mediante cavo sottomarino in corrente continua, prevista per l'inizio dell'anno 2002, la struttura della rete di interconnessione italiana con l'estero può essere articolata in tre parti tra loro indipendenti, segnatamente:
 - a) parte nord-occidentale (Italia - Francia, Svizzera);
 - b) parte nord-orientale (Italia - Austria, Slovenia);
 - c) parte meridionale (Italia - Grecia).

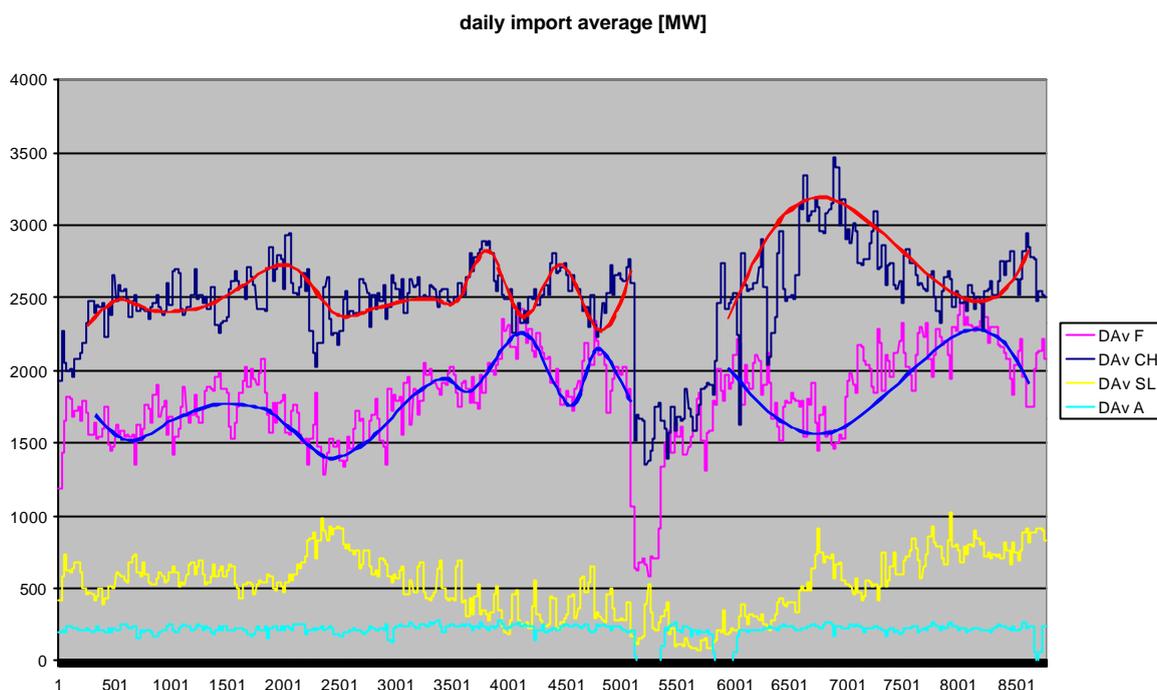


Figura 1 – Flussi fisici tra il singolo Paese e l’Italia sulle singole frontiere elettriche (Dati GRTN – Elaborazione AEEG)

7 Esperienze internazionali in materia di allocazione di capacità di trasporto con procedure congiunte

7.1 Nel seguito vengono presentate le principali caratteristiche degli esempi più recenti di allocazione congiunta (cioè coordinata tra i due gestori di rete dalle due parti della frontiera elettrica ed assegnata in maniera univoca per conto di entrambi) della capacità di trasporto transfrontaliera adottate in ambito europeo.

A Il caso Francia – Inghilterra

7.2 Francia e Inghilterra sono interconnesse da una linea in corrente continua con capacità massima di trasporto (bi-direzionale) pari a 2000 MW. A partire dall’1 aprile 2001, l’allocazione di tale capacità viene effettuata attraverso una procedura concorsuale congiunta svolta su diversi orizzonti temporali, segnatamente:

- a durata triennale con offerta di capacità a blocchi di 50 MW;
- a durata annuale con offerta di capacità a blocchi di 1 MW;
- con periodo giornaliero ed offerta di capacità a blocchi di 1 MW.

7.3 Occorre precisare che, a differenza della rete di interconnessione attuale dell’Italia con l’estero che fa parte della rete di trasmissione nazionale, l’interconnessione Francia-Inghilterra è una vera e propria *merchant line*, cioè una infrastruttura il cui accesso non è regolato dalle condizioni tecnico-economiche valide per le reti con obbligo di connessioni di terzi (in gergo “reti pubbliche”), ma i cui titolari possono applicare condizioni discrezionali. L’interconnessione Francia-Inghilterra non è in alcun modo

remunerata dai sistemi tariffari di Francia o del Regno Unito, ma deve trovare la copertura dei propri costi direttamente dai ricavi della procedura concorsuale.

B Il caso Francia - Spagna

7.4 La rete di interconnessione tra la Francia e la Spagna consta di 4 linee in altissima tensione per una capacità di trasporto complessiva pari a 2950 MW. Fino ai primi mesi del 2001 l'assegnazione di capacità è avvenuta separatamente e con metodi differenti; più precisamente il gestore di rete spagnolo assegnava la capacità basandosi sulla procedura concorsuale del mercato del giorno prima, mentre dal lato francese vigeva un criterio di priorità temporale (*first-come-first-served*). A partire dall'1 febbraio 2001, i due Paesi hanno previsto un'allocazione congiunta della capacità di trasporto disponibile (al netto del contratto pluriennale franco-spagnolo), mediante un meccanismo d'asta esplicita, articolata su diversi orizzonti temporali (annuale, mensile, settimanale e giornaliero).

C Il caso Olanda - Belgio - Germania

7.5 Per l'anno 2001 Olanda, Belgio e Germania hanno armonizzato il metodo di allocazione della capacità di trasporto da e verso l'Olanda. La procedura di allocazione congiunta si compone dei seguenti passi:

- accordo congiunto sulla capacità totale di trasporto e valutazione della capacità di trasporto disponibile mediante sottrazione, dalla predetta capacità totale, della capacità necessaria all'esercizio dei contratti di fornitura pluriennali in essere (stipulati prima della direttiva 96/92/EC);
- individuazione della quota di capacità disponibile per ciascuna delle tre frontiere (due frontiere Olanda - Germania, corrispondenti a due gestori di rete tedeschi, rispettivamente RWE Net e E-on Netz e una frontiera Olanda - Belgio);
- allocazione per frontiera sulla base di aste esplicite articolate su orizzonti temporali annuale, mensile e giornaliero.

D Indicazioni dalle esperienze europee 2001

7.6 Nei tre casi in cui sono state adottate decisioni in materia di allocazione congiunta di capacità di interconnessione risulta adottato un medesimo metodo: l'asta esplicita della capacità disponibile. La scelta riguarda l'allocazione della capacità relativa sia a reti pubbliche che a reti esercite in via esclusiva da operatori indipendenti. Anche nel caso franco-spagnolo, in cui diversi metodi erano stati inizialmente adottati, si è successivamente preferito adottare l'asta esplicita.

8 Indirizzi in materia di gestione delle congestioni transfrontaliere a livello comunitario

8.1 In ambito europeo non esiste un vero e proprio quadro normativo riguardo al metodo di allocazione delle capacità di trasporto transfrontaliere; tuttavia, è possibile enucleare degli indirizzi generali raccomandati dalla Commissione europea - Direzione generale trasporti ed energia, in occasione delle conclusioni del VI incontro del Forum europeo dei regolatori per l'energia elettrica, tenutosi a Firenze. Si riportano nel seguito i criteri più significativi:

- *“... i problemi di congestione delle reti andrebbero risolti tramite soluzioni basate su meccanismi di mercato che diano, preferibilmente, appropriati segnali di prezzo agli operatori e ai gestori di rete coinvolti ...”*
- *“... le procedure adottate dovrebbero essere quanto più possibile trasparenti, non discriminatorie e favorire il mercato ...”*
- *“... le proposte formulate dovrebbero essere basate su criteri che conducano alla massimizzazione del beneficio derivante per gli utenti del sistema ...”*
- *“... data la natura della rete di interconnessione (elevata interdipendenza tra le frontiere) dovrebbero essere adottate procedure congiunte di allocazione della capacità di trasporto ...”*
- *“...le soluzioni adottate dovrebbero quanto più possibile essere del tipo non transaction based; a tal riguardo il metodo del market splitting si presta in particolar modo allo scopo anche se viene riconosciuto essere un metodo troppo complicato e, al momento attuale, non realizzabile in quanto richiede la presenza di mercati organizzati ...”*

Per quanto riguarda i meccanismi da adottare si specifica che:

- *“... alla luce dello stato attuale del mercato interno dell’energia elettrica i metodi più adatti per la risoluzione delle congestioni di rete sembrano essere i meccanismi d’asta (esplicita ed implicita) e il ridispacciamento coordinato tra gestori di rete (countertrading) ...”*

A riguardo dei meccanismi di mercato proposti vengono delineate alcune linee guida con riferimento ai meccanismi d’asta; più precisamente:

- *“... le procedure d’asta devono essere organizzate in modo che l’offerta di capacità di trasporto l’intera capacità disponibile; ciò risulta essere perseguibile articolando i meccanismi concorsuali su più orizzonti temporali e adottando di volta in volta i criteri più adeguati...”*
- *“... le procedure d’asta dovrebbero essere formulate in stretta cooperazione tra le Autorità di regolazione e i gestori di rete...”*
- *“... nel caso di trasporti bidirezionali, le procedure d’asta dovrebbero prevedere un meccanismo di compensazione tra gli scambi nelle due direzioni in modo da massimizzare la capacità dell’interconnessione nel verso della congestione nel rispetto della sicurezza del funzionamento del sistema elettrico...”*

8.2 Il Consiglio dei regolatori europei dell’energia (*Council of European Energy Regulators o CEER*) ha formulato una serie di indirizzi generali e raccomandazioni, nella definizione dell’allocazione della capacità di trasporto, quando questa risulti essere insufficiente. In particolare, per quanto riguarda i metodi da preferirsi, si delinea il seguente criterio generale:

“la gestione delle congestioni di rete dovrebbe essere basata su soluzioni di mercato in grado di fornire, sia agli operatori di mercato che ai gestori di rete, adeguati segnali per un utilizzo razionale ed economico delle reti. Inoltre, quando possibile, dovrebbero essere incoraggiate adeguate forme di mercato”.

E ancora, nello specifico:

”le soluzioni basate su metodi di mercato sono le aste esplicite, le aste implicite e il market splitting”.

- 8.3 La preferenza generale risulta, quindi, chiaramente orientata ai metodi di mercato. Essi comprendono:
- l'asta cosiddetta implicita, che comporta l'assegnazione della capacità sulla base di prezzi dell'energia ed assume la connotazione particolare di "*market splitting*" qualora siano operative borse dell'energia;
 - l'asta esplicita di capacità, che comporta una valorizzazione diretta della capacità e risulta lo strumento generalmente adottato in mancanza di mercati borsistici dell'energia elettrica funzionanti e collaudati;
 - il cosiddetto "*redispatching*", adatto prevalentemente per affrontare situazioni contingenti.

9 Metodi per l'allocazione delle importazioni per l'anno 2002

9.1 Nel presente paragrafo vengono sviluppati alcuni metodi di allocazione della capacità di trasporto al fine della loro eventuale implementazione nella procedura per l'allocazione delle importazioni per l'anno 2002. Sulla base di quanto emerso dalle valutazioni dell'Autorità relative a:

- esperienze direttamente acquisite nell'applicazione dei metodi descritti ai precedenti capitoli 3 e 4 per le importazioni degli anni 2000 e 2001 e considerazioni relative agli aspetti cruciali per la gestione della rete di interconnessione italiana, di cui al precedente capitolo 6;
- altre esperienze di allocazione congiunta della capacità di trasporto mediante metodi di mercato, condotte negli altri Paesi appartenenti all'Unione europea;
- nuovi eventi intervenuti nell'ambito settoriale europeo e nazionale a modificazione del contesto regolatorio per l'anno 2002 (si veda anche il precedente capitolo 2);
- indirizzi generali e raccomandazioni espresse a livello europeo in materia di principi e criteri, cui attenersi per lo sviluppo di procedure omogenee tra Paesi e coerenti in materia di promozione di un mercato interno dell'energia elettrica;
- elementi discussi in seno alla collaborazione tra regolatori in materia di metodi allocativi della capacità di trasporto,

si sono definiti i metodi generali per l'allocazione della capacità transfrontaliera che, a prescindere dalle applicazioni specifiche sulle singole frontiere elettriche con l'Italia, costituiscono la base per lo sviluppo di procedure integrate per l'allocazione delle importazioni.

9.2 Sono necessarie alcune definizioni preliminari e propedeutiche alla descrizione dei vari metodi riportati al successivo paragrafo 9.4:

- a) allocazione è la procedura di assegnazione di una porzione di capacità di trasporto ai fini della realizzazione di scambi di energia;
- b) assegnatario della capacità di trasporto è l'operatore al quale, come risultato dall'allocazione, siano stati assegnati i diritti di uso di porzioni della capacità di trasporto;
- c) capacità di trasporto è la massima potenza destinabile agli scambi di energia elettrica tra un Paese interconnesso e l'Italia. I valori della capacità di trasporto vengono definiti con riferimento ad una determinata direzione di scambio (ad es. importazione in Italia) e ad un predefinito orizzonte temporale;
- d) contratti pluriennali sono i contratti di fornitura pluriennali stipulati tra i Paesi alla data di recepimento della direttiva 96/92/CE;
- e) curva degli scambi ammissibili è la miglior stima del massimo valore degli scambi che possono essere realizzati tra i Paesi preservando la sicurezza di funzionamento della rete. Detta curva, riferita ad un definito orizzonte temporale, viene comunicata con sufficiente anticipo ai fini dell'effettuazione delle procedure concorsuali;
- f) frontiera elettrica è l'insieme delle linee elettriche di trasporto che connettono due reti nazionali di trasmissione contigue appartenenti a due Paesi confinanti ed interconnessi;
- g) gestore di rete coinvolto è un gestore di rete dei Paesi interessato direttamente dai procedimenti di allocazione;

- h) gestore di rete è un ente o una società incaricata (almeno) della gestione dell'intera rete di trasmissione nazionale (o almeno parte di essa) in un determinato Paese;
 - i) ricavi d'asta sono gli ammontari risultanti dall'effettuazione delle aste per l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera.
- 9.3 I metodi sono stati sviluppati nel rispetto di alcuni principi fondamentali di seguito elencati:
- a) uso efficiente della capacità di interconnessione intesa come risorsa scarsa;
 - b) adozione di una ripartizione dei benefici risultanti dai procedimenti di allocazione della capacità di trasporto;
 - c) rispetto della clausola di reciprocità;
 - d) garanzia di accesso alla rete di trasmissione dei Paesi coinvolti secondo criteri di trasparenza e non discriminazione;
 - e) adozione di metodi di mercato, quando possibile, ai fini dell'allocazione congiunta della capacità di trasporto;
 - f) garanzia della compatibilità delle procedure di allocazione delle capacità di trasporto con le norme vigenti nei singoli Paesi;
 - g) garanzia e stabilità dei diritti agli assegnatari della capacità di trasporto;
 - h) promozione, attraverso la definizione di appropriati metodi di allocazione, della concorrenza tra i diversi soggetti;
 - i) rispetto dei criteri adottati dai singoli gestori di rete per il mantenimento della sicurezza di funzionamento dei vari sistemi elettrici;
 - j) promozione di forme di collaborazione tra i gestori di rete.
- 9.4 Vengono descritti nei capitoli seguenti sette metodi per l'allocazione della capacità di trasporto di cui:
- a) il primo (A), non basato su meccanismi di mercato, è pensato per l'allocazione dei contratti di importazione di lungo termine destinati al mercato vincolato;
 - b) dal secondo al quinto (B1, B2, C1, C2), basati su meccanismi di mercato, destinati all'allocazione, in particolare se congiunta, di capacità di trasporto per le importazioni destinate al mercato libero;
 - c) gli ultimi due (D1 e D2), non basati su meccanismi di mercato ed adatti nel caso di allocazione 50%-50%, come alternative ai metodi di cui alla precedente lettera b), qualora non si optasse per meccanismi di mercato.
- 9.5 Qualora non si facesse ricorso a meccanismi di mercato, il metodo di ripartizione pro quota (D1) può essere adottato quale soluzione rispondente a obiettivi di parità di condizioni e di pluralismo di accesso alla rete. Si deve osservare che il perseguimento di tali obiettivi con tale metodo di allocazione porterebbe, in linea di principio, ad assegnare automaticamente i diritti di utilizzo della capacità di trasporto a tutti gli operatori del mercato libero; in linea di fatto, peraltro si assisterebbe ad una moltiplicazione delle domande assai superiore, per un effetto di migliore informazione e di apprendimento, a quella verificatosi nel 2001, con una conseguente miniaturizzazione delle quantità assegnate.
- 9.6 In conseguenza dell'adozione di metodi amministrati (D1 o D2), si assisterebbe alla nascita spontanea di un mercato secondario delle capacità assegnate che, in assenza di regolazione del medesimo ed in un contesto di forti asimmetrie informative, potrebbe portare ad accaparramenti della risorsa in oggetto.

- 9.7 Una descrizione sintetica delle principali caratteristiche dei metodi di allocazione delle capacità di trasporto di cui ai successivi capitoli è riportata nella tabella allegata.

10 Allocazione riservata (A)

- 10.1 **Descrizione:** Si dispone una riserva prioritaria per l'utilizzo di una quota di capacità di trasporto in esecuzione di contratti specifici riconosciuti dai regolatori. Una fattispecie tipica è quella dei contratti a lungo termine di importazione di energia elettrica in Italia. Tali contratti sembrano essere salvaguardati dall'articolo 8, comma 2, della direttiva europea 96/92/CE se destinati alle forniture con medesima destinazione in vigore prima della entrata in vigore della citata direttiva (19 febbraio 1997). Il metodo proposto è in continuità con le procedure di allocazione di detti contratti adottate negli anni 2000 e 2001. In tal modo si reitera la ripartizione adottata nel recente passato delle quote della capacità di trasporto tra il mercato libero e quello vincolato fino ad un massimo di circa il 50% a favore di quest'ultimo. A tali importazioni possono essere applicati corrispettivi specifici a garanzia degli impegni. La capacità di trasporto assegnata ai contratti di lungo termine deve essere sottratta alla relativa capacità di trasporto totale tra i due Paesi che sono controparti nell'esecuzione di tali contratti; in sostanza, non deve essere possibile localizzare gli impegni di scambio a lungo termine su altre frontiere elettriche rispetto a quelle originarie.

- 10.2 **Oggetto dell'allocazione:** diritti di utilizzo di quote di capacità di trasporto.

Tipo di metodo: Non di mercato.

Applicazione: Unicamente ai contratti di importazione a lungo termine, previa approvazione della riserva di capacità di trasporto da parte dei regolatori.

Esperienze pregresse: Procedure di allocazione delle importazioni per gli anni 2000 e 2001, in base alle disposizioni della normativa vigente.

Diritti degli assegnatari: Utilizzo in esclusiva delle quote di capacità allocate salvo disposizioni di legge. Possibilità di cessione di tali diritti (anche a livello annuale) ad altri soggetti, ferme restando le condizioni poste per la riserva prioritaria di capacità (es. destinazione ai clienti del mercato vincolato).

Obblighi degli assegnatari: Destinazioni ai clienti del mercato vincolato. Impossibilità di cambiare frontiera elettrica.

Procedura di allocazione: Non richiede ulteriori dettagli operativi.

Approvazione dei regolatori: Richiede l'ammissibilità rilasciata dell'Autorità per il singolo contratto di lungo termine.

11 Allocazione esplicita di capacità di trasporto con procedura concorsuale: asta esplicita senza obbligo d'uso (B1)

- 11.1 **Descrizione:** Viene organizzata un'asta non discriminatoria (prezzo marginale) al rialzo sul prezzo della capacità di trasporto qualora essa rappresenti una risorsa scarsa (richieste eccedenti la disponibilità della risorsa medesima). L'esito dell'asta conferisce il diritto ad utilizzare quote di capacità ed è completamente scollegato dall'uso (in energia) che un soggetto può disporre delle medesime. Le aste possono essere differenziate in vari orizzonti temporali di allocazione al fine di permettere l'allocazione di diritti annuali (di norma i più valorizzati dai soggetti interessati) e di breve termine (tipicamente mensili, settimanali o giornalieri). Tale differenziazione permette una gestione opportuna della dichiarazione delle capacità disponibili da parte dei gestori di rete minimizzando i rischi legati alle incertezze di esercizio delle reti elettriche, nonché la cessione dei diritti acquisiti nelle varie sessioni delle aste differenziate temporalmente

al fine di consentire un aggiustamento delle posizioni. Il meccanismo d'asta tiene conto della interdipendenza tra frontiere elettriche mediante l'utilizzo della curva degli scambi ammissibili pubblicata a cura del gestore della procedura concorsuale. Nel caso di scarsità, si determinano ricavi d'asta che rappresentano una valorizzazione della risorsa allocata. Può essere previsto che dai ricavi d'asta vengano tratte le risorse necessarie a remunerare eventuali servizi di ridispacciamento per garantire gli impegni contrattuali (garanzia di capacità ferma).

11.2 Considerazioni di carattere economico in materia di aste di capacità: Un'asta per la capacità di trasporto è neutrale rispetto agli interessi di esportatori e importatori. Il prezzo corrisposto per l'acquisto della capacità agisce come un cuneo tra ricavo del venditore di energia elettrica e costo del compratore della medesima, tende a comprimere il primo e a gonfiare il secondo, esaltando la differenza tra i due.

La proporzione tra la riduzione del ricavo del venditore e l'aumento del costo per il compratore dipende dalle alternative a disposizione di ciascuno dei due contraenti.

Se la transazione, prima dell'asta, prevedeva un prezzo dell'energia vicino a quello (basso) del mercato internazionale, il venditore non sarà disposto a scendere sotto di esso e quindi rifiuterà di pagare il corrispettivo d'asta: in questo caso l'importatore, che sta pagando meno del prezzo (alto) del mercato interno, troverà ancora conveniente pagare il corrispettivo d'asta, purché il prezzo complessivo rimanga inferiore al prezzo dell'energia del mercato interno.

Se la transazione prima dell'asta prevedeva un prezzo vicino a quello (alto) del mercato interno del Paese importatore, l'importatore rifiuterà di pagare il corrispettivo d'asta; ma in tal caso l'esportatore troverà conveniente pagarlo, finché il suo ricavo rimane al di sopra del prezzo (basso) del mercato internazionale.

Il prezzo per l'importatore tende quindi ad allinearsi a quello medio del mercato nazionale mentre il ricavo per l'esportatore tende ad allinearsi a quello medio sul mercato internazionale. Nessuno dei due contraenti trae dall'asta un vantaggio di prezzo: il vantaggio che i contraenti traggono è quello di ottenere il diritto di utilizzo della capacità a preferenza di altri contraenti che non lo ottengono.

La differenza tra ricavo del venditore e costo per il compratore costituisce il provento dell'asta. Esso viene destinato dal regolatore secondo criteri di utilità generale: In termini monetari è quindi, di norma, la collettività che trae vantaggio dall'asta stessa.

L'asta presenta un costo per i contraenti. Il costo incide sul compratore se il prezzo, in assenza di asta, si può presumere vicino a quello internazionale (basso). Perché ciò si verifichi occorre che il compratore italiano abbia facile accesso al mercato europeo per approvvigionarsi sfruttando la concorrenza tra venditori, e il venditore estero incontri difficoltà a trovare altri clienti italiani.

Viceversa il costo dell'asta incide sul venditore se il prezzo senza asta si può presumere vicino a quello interno (alto). Ciò si verifica se il soggetto attivo è il venditore estero, che trova facilmente clienti sul mercato italiano, mentre il compratore italiano incontra difficoltà a mettere in concorrenza tra loro i venditori esteri.

Quest'ultima ipotesi appare meglio rappresentare l'attuale situazione del mercato elettrico italiano. I venditori sono molto più organizzati dei compratori: è molto più facile per un grande produttore europeo o per un grande intermediario internazionale inserirsi nel mercato italiano trovando compratori, che per un compratore italiano muoversi sul mercato europeo trovando il fornitore disponibile (per questo cominciano a formarsi gruppi di acquisto tra consumatori italiani, e stanno sorgendo intermediari italiani: ma la situazione è ancora molto squilibrata). Dal ragionamento esposto si può desumere che, nel complesso del sistema, l'effetto prevalente di un'asta sarebbe quello

di sottrarre ricavi al venditore estero piuttosto che di far lievitare il costo per il compratore nazionale: tanto più se i proventi dell'asta venissero almeno in parte riversati in riduzione di qualche elemento di costo, ad esempio riducendo la tariffa di vettoriamento.

- 11.3 **Oggetto dell'allocazione:** diritti di utilizzo di quote di capacità di trasporto tra due Paesi interconnessi con garanzia di capacità ferma anche a fronte di disservizi di rete. La quota di capacità può essere utilizzata dal soggetto titolare dei diritti in piena autonomia, mediante la presentazione di programmi di uso della capacità.

Tipo di metodo: Di mercato.

Applicazione: Per l'allocazione della capacità di trasporto disponibile al netto dei contratti di lungo termine nelle situazioni in cui è stabilmente prevalente una direzione degli scambi verso l'Italia (es. importazioni sulle frontiere con Austria, Francia, Slovenia e Svizzera).

Esperienze pregresse: Tutti i Paesi in cui si è deciso di optare per metodi di mercato nell'allocazione della capacità di trasporto.

Diritti degli assegnatari: Utilizzo in esclusiva delle quote di capacità allocate. Possibilità di cessione di tali diritti ad altri soggetti o in altre procedure di allocazione della capacità.

Obblighi degli assegnatari: Pagamento del prezzo d'asta. Presentazioni di programmi vincolanti di uso di tale capacità al fine del bilanciamento sul mercato interno. Eventuale pagamenti di un *handling fee* per l'espletamento della procedura d'asta.

Gestione della procedura di allocazione: Affidata ad una società appositamente designata dai gestori di rete interessati (Gestore della procedura congiunta). In sede di prima applicazione del metodo, si può prevedere che tale società si identifichi con un gestore coinvolto nell'allocazione, ad esempio, il Gestore della rete.

Accordi preliminari tra gestori interessati: Sono necessari accordi operativi tra gestori di rete riguardanti, in generale, le condizioni accesso alle reti, la caratterizzazione dei diritti allocati dall'asta, la curva degli scambi ammissibili, le tempistiche di esecuzione delle procedure, la designazione del Gestore della procedura congiunta, le modalità di ripartizione dei ricavi d'asta, ecc.

Procedura di allocazione: Richiede l'emanazione da parte dei gestori interessati e l'adozione da parte del Gestore della procedura congiunta della procedura operativa di conduzione dell'asta. E' già stata definita in passato dal Gestore della rete (settembre 2000), anche se necessita di revisioni ed aggiornamenti. Si possono mutuare procedure di allocazione di altri Paesi che già implementano aste esplicite per l'allocazione congiunta delle capacità di trasporto.

Approvazione dei regolatori: Richiede l'approvazione delle procedure di dettaglio da parte dei regolatori coinvolti.

12 Allocazione esplicita di capacità di trasporto con procedura concorsuale: asta esplicita con obbligo d'uso (B2)

- 12.1 **Descrizione:** Come in 11, ad eccezione che il soggetto è obbligato ad utilizzare la quota di capacità risultante dall'allocazione ai fini dell'importazione o dell'esportazione di energia elettrica.

- 12.2 **Oggetto dell'allocazione:** Come in 11, salvo il fatto che il soggetto titolare di capacità di trasporto è vincolato ad un programma di scambi fisici convenzionalmente uguale al profilo allocato di capacità.

Tipo di metodo: Di mercato.

Applicazione: Per l'allocazione della capacità di trasporto disponibile al netto dei contratti di lungo termine in situazioni in cui vi sia l'esigenza di allocare la capacità di trasporto in una direzione prevalente di scambi ma in presenza di transazioni commerciali nelle due direzioni (es. Italia-Grecia).

Esperienze pregresse: Nessuna, ma raccomandazioni del CEER.

Diritti degli assegnatari: Come in 11.

Obblighi degli assegnatari: Pagamento del prezzo d'asta. Possibilità di ricevere il prezzo marginale d'asta qualora il soggetto contribuisca al decongestionamento della direzione prevalente degli scambi. Eventuale pagamenti di un *handling fee* per l'espletamento della procedura d'asta.

Gestione della procedura di allocazione: Affidata ad una società appositamente designata dai gestori di rete interessati (Gestore della procedura congiunta). In sede di prima applicazione del metodo, si potrebbe prevedere che tale società si identifichi con un gestore coinvolto nell'allocazione, ad esempio, il Gestore della rete.

Accordi preliminari tra gestori interessati: Come in 11.

Procedura di allocazione: Come in 11.

Approvazione dei regolatori: Come in 11.

13 Allocazione di capacità di trasporto con procedura concorsuale basata sui prezzi dell'energia elettrica oggetto di scambio transfrontaliero: Allocazione sulla base dei prezzi dei contratti bilaterali di fornitura (C1)

13.1 **Descrizione:** Viene organizzata un 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).

Tale differenziazione permette una gestione opportuna della dichiarazione delle capacità disponibili da parte dei gestori di rete minimizzando i rischi legati alle incertezze di esercizio delle reti elettriche, nonché la cessione dei diritti acquisiti nelle varie sessioni di mercato differenziate temporalmente (anche quelle esplicite di capacità) al fine di consentire un aggiustamento delle posizioni. Il meccanismo della procedura concorsuale tiene conto della interdipendenza tra frontiere elettriche mediante l'utilizzo della curva degli scambi ammissibili pubblicata a cura del gestore della procedura concorsuale.

13.2 **Oggetto dell'allocazione:** diritti di utilizzo di quote di capacità di trasporto tra due Paesi interconnessi, con garanzia di capacità di trasporto anche a fronte di disservizi di rete.

Tipo di metodo: Di mercato.

Applicazione: Per l'allocazione della capacità di trasporto disponibile al netto dei contratti di lungo termine nelle situazioni in cui è stabilmente prevalente una direzione degli scambi verso l'Italia (es. importazioni sulle frontiere con Austria, Francia, Slovenia e Svizzera).

Esperienze pregresse: Si è già condotta nel recente passato una sperimentazione del metodo per l'allocazione della ulteriore capacità di trasporto resasi disponibile a seguito del distacco istantaneo dei carichi (cosiddetta interrompibilità, si veda la deliberazione n. 21/01).

Diritti degli assegnatari: Utilizzo in esclusiva delle quote di capacità allocate.

Obblighi degli assegnatari: Eventuale pagamenti di un *handling fee* per l'espletamento della procedura concorsuale.

Gestione della procedura di allocazione: Affidata ad una società appositamente designata dai gestori di rete interessati (Gestore della procedura congiunta). In sede di prima applicazione del metodo, si può prevedere che tale società si identifichi con un gestore coinvolto nell'allocazione, ad esempio, il Gestore della rete, nelle more dell'entrata in operatività dei mercati borsistici organizzati.

Accordi preliminari tra gestori interessati: Necessari accordi operativi tra gestori di rete riguardanti, in generale, le condizioni accesso alle reti, la caratterizzazione dei diritti allocati dalla procedura concorsuale, la curva degli scambi ammissibili, le tempistiche di esecuzione delle procedure, la designazione del Gestore della procedura congiunta, ecc.

Procedura di allocazione: Richiede l'emanazione da parte dei gestori interessati e l'adozione da parte del Gestore della procedura congiunta della procedura operativa di conduzione dell'asta.

Approvazione dei regolatori: Richiede l'approvazione delle procedure di dettaglio da parte dei regolatori coinvolti.

14 Allocazione di capacità di trasporto con procedura concorsuale basata sui prezzi dell'energia elettrica oggetto di scambio transfrontaliero: Asta implicita sulla base dell'incontro di offerte acquisto e di vendita di energia elettrica (C2)

14.1 **Descrizione:** Viene organizzata un'asta non discriminatoria (prezzo marginale) al ribasso sul lato dell'offerta di energia elettrica per l'esportazione ed al rialzo sul lato della domanda nel Paese importatore. Qualora la capacità di trasporto che deve supportare tali scambi di energia sia una risorsa scarsa (richieste eccedenti la disponibilità della risorsa medesima), vi è la generazione di ricavi d'asta che rappresentano la valorizzazione della capacità di trasporto effettuata mediante il confronto dei prezzi di energia tra i due Paesi.

L'esito dell'asta conferisce il diritto ad utilizzare quote di capacità al fine di scambiare quantità predefinite di energia elettrica secondo le modalità tipiche dell'asta medesima. Le aste possono essere differenziate 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). Tale differenziazione permette una gestione opportuna della dichiarazione delle capacità disponibili da parte dei gestori di rete minimizzando i rischi legati alle incertezze di esercizio delle reti elettriche, nonché la cessione dei diritti acquisiti nelle varie sessioni delle aste differenziate temporalmente (anche quelle esplicite di capacità) al fine di consentire un aggiustamento delle posizioni.

Il meccanismo d'asta tiene conto della interdipendenza tra frontiere elettriche mediante l'utilizzo della curva degli scambi ammissibili pubblicata a cura del gestore della procedura concorsuale. Può essere previsto che dai ricavi d'asta vengano tratte le risorse necessarie a remunerare eventuali servizi di ridispacciamento per garantire gli impegni contrattuali (garanzia di capacità ferma). Possono essere pensate alcune varianti di tale metodo che consistono nel prevedere la negoziazione continua delle offerte di acquisto e di vendita tra soggetti al posto dell'interposizione di un unico intermediario che entra nei contratti sia sul lato dell'offerta che della domanda.

14.2 **Oggetto dell'allocazione:** diritti di utilizzo di quote di capacità di trasporto tra due Paesi interconnessi e contestuale stipula di una transazione commerciale per lo scambio di energia elettrica tra i due Paesi, con garanzia di capacità ferma anche a fronte di disservizi di rete.

Tipo di metodo: Di mercato.

Applicazione: Per l'allocazione della capacità di trasporto disponibile al netto dei contratti di lungo termine nelle situazioni in cui è stabilmente prevalente una direzione degli scambi verso l'Italia (es. importazioni sulle frontiere con Austria, Francia, Slovenia e Svizzera) ove vi siano – almeno da un lato dell'interconnessione - mercati borsistici dell'energia elettrica.

Esperienze pregresse: Si registrano esperienze siffatte nei Paesi nordici ove vi è la presenza di mercati borsistici funzionanti e consolidati.

Diritti degli assegnatari: Utilizzo in esclusiva delle quote di capacità allocate, unitamente all'energia contestualmente scambiata.

Obblighi degli assegnatari: Pagamento del prezzo d'asta per l'energia. Eventuale pagamento di un *handling fee* per l'espletamento della procedura d'asta.

Gestione della procedura di allocazione: Affidata ad una società appositamente designata dai gestori di rete interessati (Gestore della procedura congiunta) che operi come Borsa degli Scambi di Energia Transfrontalieri. In sede di prima applicazione del metodo, si può prevedere che tale società si identifichi con un gestore coinvolto nell'allocazione, ad esempio, il Gestore della rete o il Gestore del mercato, nelle more dell'entrata in operatività di mercati borsistici organizzati.

Accordi preliminari tra gestori interessati: Necessari accordi operativi tra gestori di rete riguardanti, in generale, le condizioni accesso alle reti, la caratterizzazione dei diritti allocati dall'asta, la curva degli scambi ammissibili, le tempistiche di esecuzione delle procedure, la designazione del Gestore della procedura congiunta, le modalità di ripartizione dei ricavi d'asta, ecc.

Procedura di allocazione: Richiede l'emanazione da parte dei gestori interessati e l'adozione da parte del Gestore della procedura congiunta della procedura operativa di allocazione.

Approvazione dei regolatori: Richiede l'approvazione delle procedure di dettaglio da parte dei regolatori coinvolti.

15 Ripartizione pro quota (D1)

15.1 **Descrizione:** Viene eseguita una ripartizione della capacità disponibile per il singolo soggetto richiedente in ragione del rapporto tra la capacità domandata dalla singola richiesta e la somma di tutte le richieste considerate ricevibili. Detta ripartizione può essere differenziata 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). Tale differenziazione permette una gestione opportuna della dichiarazione delle capacità disponibili da parte dei gestori di rete minimizzando i rischi legati alle incertezze di esercizio delle reti elettriche, nonché la cessione dei diritti acquisiti nelle varie sessioni della procedura differenziate temporalmente, al fine di consentire un aggiustamento delle posizioni.

15.2 **Oggetto dell'allocazione:** diritti di utilizzo di quote di capacità di trasporto tra due Paesi interconnessi, con garanzia di capacità ferma anche a fronte di disservizi di rete.

Tipo di metodo: Non di mercato.

Applicazione: Per l'allocazione della capacità di trasporto disponibile al netto dei contratti di lungo termine nelle situazioni in cui è stabilmente prevalente una direzione degli scambi verso l'Italia (es. importazioni sulle frontiere con Austria, Francia, Slovenia e Svizzera). Particolarmente adatto per l'allocazione su singola frontiera elettrica e nei casi di allocazione in via separata tra Paesi (50%-50%).

Esperienze pregresse: Si è già condotta nel recente passato un'allocazione con una procedura basata su tale metodo (si veda la deliberazione [n. 219/00](#)).

Diritti degli assegnatari: Utilizzo in esclusiva delle quote di capacità allocate.

Obblighi degli assegnatari: Eventuale pagamenti di un *handling fee* per l'espletamento della procedura concorsuale.

Gestione della procedura di allocazione: Un gestore di rete.

Accordi preliminari tra gestori interessati: Necessari accordi operativi tra gestori di rete riguardanti, in generale, le condizioni accesso alle reti, la caratterizzazione dei diritti allocati dalla procedura, le tempistiche di esecuzione delle procedure, ecc.

Procedura di allocazione: Richiede l'emanazione da parte del gestore interessato della procedura operativa di allocazione.

Approvazione dei regolatori: Non richiede approvazione.

16 Allocazione secondo l'ordine di presentazione delle richieste (*first-come-first-served*) (D2)

16.1 **Descrizione:** Viene eseguita un'allocazione della capacità di trasporto per il singolo soggetto richiedente in funzione dell'ordine temporale di presentazione delle richieste di capacità sino a saturazione della capacità disponibile. Detta ripartizione può essere differenziata 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).

16.2 **Oggetto dell'allocazione:** diritti di utilizzo di quote di capacità di trasporto tra due Paesi interconnessi, con garanzia di capacità ferma anche a fronte di disservizi di rete.

Tipo di metodo: Non di mercato.

Applicazione: Per l'allocazione della capacità di trasporto disponibile al netto dei contratti di lungo termine nelle situazioni in cui è stabilmente prevalente una direzione degli scambi verso l'Italia (es. importazioni sulle frontiere con Austria, Francia, Slovenia e Svizzera). Particolarmente adatto per l'allocazione su singola frontiera elettrica e nei casi di allocazione in via separata tra Paesi (50%-50%).

Esperienze pregresse: Si è già condotta nel recente passato un'allocazione con una procedura basata su di una variante di tale metodo (si vedano le deliberazioni [nn.162/99](#), [172/99](#), [180/99](#) e [182/99](#)) caratterizzata da un "allineamento" temporale dei soggetti richiedenti prima dell'inizio dell'allocazione medesima.

Diritti degli assegnatari: Utilizzo in esclusiva delle quote di capacità allocate.

Obblighi degli assegnatari: Eventuale pagamenti di un *handling fee* per l'espletamento della procedura concorsuale.

Gestione della procedura di allocazione: Un gestore di rete.

Accordi preliminari tra gestori interessati: Necessari accordi operativi tra gestori di rete riguardanti, in generale, le condizioni accesso alle reti, la caratterizzazione dei diritti allocati dalla procedura, le tempistiche di esecuzione delle procedure, ecc.

Procedura di allocazione: Richiede l'emanazione da parte del gestore interessato della procedura operativa di allocazione.

Approvazione dei regolatori: Non richiede approvazione.

Tabella: descrizione sintetica dei metodi per l'allocazione della capacità di trasporto (1/2)

Metodo	Denominazione	Descrizione	Diritti degli assegnatari	Obblighi degli assegnatari	Note
A	Allocazione riservata	Riserva prioritaria della capacità di trasporto tra due Paesi per l'esecuzione dei contratti di fornitura pluriennali in essere e stipulati prima dell'entrata in vigore della direttiva 96/92/CE	Utilizzo in esclusiva della capacità di trasporto assegnata senza pagamento di corrispettivi per tale uso. Possono essere previsti corrispettivi a copertura di costi sostenuti dal sistema per consentire l'esecuzione dei contratti	L'energia importata deve essere destinata ai clienti del mercato vincolato	<ul style="list-style-type: none"> - La capacità di trasporto così assegnata deve essere sottratta dalla capacità totale tra due Paesi confinanti a formare la capacità disponibile - I contratti specificati devono essere riconosciuti dall'Autorità al fine della riserva della capacità
B1	Asta esplicita (di capacità di trasporto) senza obbligo d'uso	Assegnazione di bande di capacità di trasporto sulla base dell'ordinamento decrescente delle offerte ricevute sulla base del prezzo offerto (/MW) determinazione di un prezzo marginale d'asta (asta non discriminatoria)	<ul style="list-style-type: none"> - Utilizzo in esclusiva della capacità assegnata in esito all'asta - Cessione delle bande assegnate ad altri operatori (mercato secondario) o per l'assegnazione tramite meccanismi di allocazione di più breve termine 	<ul style="list-style-type: none"> - Presentazione ai gestori di rete coinvolti di un programma vincolante di utilizzo della quota di capacità assegnata, cui corrisponde l'energia immessa nel Paese importatore e prelevata nel Paese importatore - Pagamento del prezzo d'asta marginale - Pagamento di un corrispettivo per l'effettuazione della procedura 	<p>L'assegnazione deve essere effettuata tenendo conto dell'impatto fisico sulla rete di interconnessione delle transazioni effettuabili in seguito dell'uso della capacità assegnata.</p> <p>Questo aspetto è particolarmente importante nel caso di frontiere interconnesse con reti magliate.</p>
B2	Asta esplicita (di capacità di trasporto) con obbligo d'uso	Assegnazione di bande di capacità di trasporto sulla base dell'ordinamento decrescente delle offerte ricevute sulla base del prezzo offerto (/MW) determinazione di un prezzo marginale d'asta (asta non discriminatoria)	<ul style="list-style-type: none"> - Utilizzo in esclusiva della capacità assegnata in esito all'asta - Cessione delle bande assegnate ad altri operatori (mercato secondario) o per l'assegnazione tramite meccanismi di allocazione di più breve termine 	<ul style="list-style-type: none"> - Obbligo di utilizzo della capacità assegnata (programma vincolante assunto uguale alla capacità assegnata) - Pagamento del prezzo d'asta marginale - Pagamento di un corrispettivo per l'effettuazione della procedura 	L'obbligo di utilizzo di una quota della capacità assegnata comporta che in ogni ora venga scambiata tra i corrispondenti Paesi un'energia pari alla quota medesima. Tale meccanismo consente di considerare ai fini dell'allocazione le transazioni nette tra i due Paesi
C1	Allocazione sulla base dei prezzi delle transazioni commerciali	Assegnazione di bande di capacità sulla base dell'ordinamento crescente del prezzo dell'energia elettrica (/MWh) dichiarato dai soggetti titolari di contratti bilaterali	- Utilizzo in esclusiva della capacità assegnata	<ul style="list-style-type: none"> - Presentazione ai gestori di rete coinvolti di un programma di utilizzo della quota di capacità assegnata, cui corrisponde l'energia immessa nel Paese importatore e prelevata nel Paese importatore / obbligo di utilizzo della capacità - Pagamento di un corrispettivo per l'effettuazione della procedura 	
C2	Asta implicita (di energia) sulla base di offerte di acquisto e vendita di energia	Assegnazione della capacità sulla base di offerte di acquisto e vendita di energia elettrica che comportino l'utilizzo di capacità di trasporto	- Utilizzo in esclusiva della capacità assegnata	- Pagamento di un corrispettivo per l'effettuazione della procedura unitamente alla remunerazione per l'energia elettrica scambiata	Tale asta può essere realizzata anche attraverso un soggetto che gestisca solo offerte di acquisto alla frontiera (compratore unico) o solo offerte di vendita (venditore unico)

Tabella: descrizione sintetica dei metodi per l'allocazione della capacità di trasporto (2/2)

Metodo	Denominazione	Descrizione	Diritti degli assegnatari	Obblighi degli assegnatari	Note
D1	Ripartizione pro-quota	Ripartizione della capacità di trasporto in ragione del rapporto tra la capacità domandata dalla singola richiesta e la somma di tutte le richieste considerate ricevibili	Utilizzo in esclusiva della capacità di trasporto assegnata senza pagamento di corrispettivi per tale uso. Possono essere previsti corrispettivi a copertura di costi sostenuti dal sistema per consentire l'esecuzione dei contratti	<ul style="list-style-type: none"> - Presentazione ai gestori di rete coinvolti di un programma vincolante di utilizzo della quota di capacità assegnata, cui corrisponde l'energia immessa nel Paese importatore e prelevata nel Paese importatore - Pagamento di un corrispettivo per l'effettuazione della procedura 	
D2	Allocazione secondo l'ordine di presentazione delle richieste (<i>first-come-first-served</i>)	Assegnazione della capacità sulla base dell'ordine temporale di presentazione delle richieste	Utilizzo in esclusiva della capacità di trasporto assegnata senza pagamento di corrispettivi per tale uso. Possono essere previsti corrispettivi a copertura di costi sostenuti dal sistema per consentire l'esecuzione dei contratti	<ul style="list-style-type: none"> - Presentazione ai gestori di rete coinvolti di un programma vincolante di utilizzo della quota di capacità assegnata, cui corrisponde l'energia immessa nel Paese importatore e prelevata nel Paese importatore - Pagamento di un corrispettivo per l'effettuazione della procedura 	

Spunti di consultazione

- S1** Quale metodo, tra quelli descritti, si ritiene di poter suggerire per l'allocazione sulle diverse frontiere elettriche con l'Italia? Si vedono particolari criticità nei metodi proposti per la consultazione? Quali aspetti andrebbero maggiormente curati per l'applicazione di tali metodi alla situazione delle importazioni italiane? Si ritiene preferibile affidare le procedure di allocazione ad una società appositamente designata dai gestori delle reti o ad un gestore di rete esistente?
- S2** Quali altri metodi, alternativi a quelli di mercato, potrebbero essere introdotti? Si suggerisce una riedizione dei metodi 2000 o 2001, in parte corretti per prevenire, se possibile, i problemi riscontrati in tali anni? Come intervenire per regolare l'eventuale mercato secondario dei diritti?

17 Ripartizione degli eventuali ricavi conseguiti con le procedure concorsuali

- 17.1 L'Autorità ritiene opportuno che eventuali ricavi risultanti dall'assegnazione della capacità di interconnessione mediante metodi di mercato, per la parte di spettanza dell'Italia, non debbano costituire un profitto per il Gestore della rete, ma debbano essere destinati ad uno o più dei seguenti scopi:
- a) copertura dei costi per la garanzia della capacità di interconnessione assegnata;
 - b) riduzione delle tariffe di trasporto sulle reti.
- 17.2 Oltre alle destinazioni di cui al precedente paragrafo 17.1, si può prendere in considerazione di destinare parte dei ricavi ad investimenti per lo sviluppo della rete di interconnessione finalizzato all'aumento della capacità della medesima rete, auspicabilmente in maniera congiunta con i soggetti responsabili dello sviluppo del sistema elettrico nei Paesi confinanti.
- 17.3 In particolare potrebbe essere previsto che tali ricavi siano prioritariamente destinati a specifici progetti di sviluppo della rete di interconnessione, prevedendo che, qualora i medesimi progetti non trovino realizzazione entro un tempo prestabilito (ad esempio 3 anni), siano utilizzati per riduzione delle tariffe di trasporto sulle reti.

Spunti di consultazione

- S3** Si ritiene che la destinazione di cui ai precedenti paragrafi 17.2 e 17.3 sia proponibile? Si ravvisano difficoltà pratiche nel destinare risorse allo sviluppo della rete di interconnessione?
- S4** Si intravedono altri criteri per la ripartizione degli eventuali ricavi dalle procedure concorsuali di cui al precedente paragrafo 17.1? Quali?

18 Meccanismi per il mantenimento dei flussi sulla rete di interconnessione ai valori attesi in sede di allocazione

- 18.1 I gestori di rete interessati devono controllare i flussi di potenza sulla rete di interconnessione al fine di garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale, promuovendo ogni azione finalizzata al mantenimento dei medesimi flussi al di sotto di predeterminati valori massimi. L'applicazione dei metodi di allocazione

appena individuati, di per sé, non garantisce il singolo gestore di rete dal manifestarsi di violazioni (anche gravi) dei limiti in sicurezza per la gestione delle reti di competenza, in quanto si tratta di allocazioni debolmente correlate con i flussi effettivi sulle reti.

- 18.2 A tal scopo l'Autorità propone che, in via transitoria per l'anno 2002, le eventuali deviazioni in termini di flussi effettivi sulle reti, rispetto a quelli attesi in esito alle procedure di allocazione, costituiscano violazione degli impegni contratti dai gestori di rete ed eventuali controversie al riguardo vengano deferite ai regolatori interessati. Vista la situazione delle importazioni nel nostro Paese, si ritiene che le eventuali controversie vengano sempre deferite all'Autorità.
- 18.3 A regime, l'Autorità intende introdurre opportuni meccanismi economici con premi e penalità per favorire il rispetto dei flussi attesi sulle reti in esito alle procedure di allocazione. Ad esempio, l'Autorità propone che i flussi effettivi su una frontiera elettrica eccedenti i valori attesi contribuiscano, al di fuori di una certa soglia di tolleranza, alla riduzione proporzionale dei ricavi d'asta (qualora esistenti) spettanti ad un singolo gestore di rete a favore delle analoghe spettanze degli altri gestori di rete non coinvolti da dette deviazioni.

Spunto di consultazione

- S5** Il meccanismo proposto è efficace? Si pensa ad altri meccanismi più efficaci? Si ritiene che il regolatore cui deferire l'eventuale controversia sia sempre univocamente individuabile? Se no, quale meccanismo si propone ?

19 Schema di posizione comune tra l'Autorità e *Commission de regulation de l'électricité* in materia di allocazione delle importazioni per l'anno 2002

- 19.1 In esito alla prima fase della collaborazione tra l'Autorità, la *Commission de Regulation de l'Electricité* (Francia) e l'*Office federal de l'energie* (Svizzera) di cui al precedente capitolo 2, sono state sviluppate le linee generali costituenti uno schema di posizione comune tra le autorità di regolazione italiana e francese per la definizione, dopo le necessarie consultazioni con i soggetti interessati in entrambi i Paesi, di una procedura concordata per l'allocazione congiunta della capacità di trasporto tra i suddetti Paesi. L'adesione dell'*Office federal de l'energie* a tale posizione comune è tuttora condizionata al fatto che vengano conferiti a tale organismo i pieni poteri che il progetto di legge di ristrutturazione del settore elettrico elvetico prevede.
- 19.2 In particolare detto schema di posizione comune prevede:
- a) l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto necessaria all'esecuzione dei contratti pluriennali (o parte di essi) stipulati in data anteriore al 19 febbraio 1997, a condizione che tali contratti siano riconosciuti dall'Autorità e che l'energia elettrica corrispondentemente importata sia destinata ai clienti del mercato vincolato, secondo la disciplina vigente all'anno 2002 per gli acquisti di energia elettrica destinata a tale mercato (metodo A);
 - b) l'assegnazione della rimanente capacità di trasporto disponibile su base annuale, come dichiarata dal Gestore della rete, non utilizzata dai contratti pluriennali di cui alla precedente lettera a), mediante allocazione congiunta tramite aste esplicite di capacità ad orizzonte annuale (metodo B1);

- c) l'assegnazione della rimanente capacità di trasporto disponibile su base mensile, settimanale e (facoltativamente) giornaliera mediante allocazione congiunta tramite aste esplicite di capacità (metodo B1);
- d) lo studio di un meccanismo di Borsa degli Scambi di Energia Transfrontalieri, che consenta di introdurre nel corso del 2002 o, comunque appena possibile, anche un sistema di allocazione congiunta basato sul prezzo dell'energia e integrato, o facilmente integrabile, nel mercato elettrico regolamentato (metodo C1 o C2).

19.3 Lo schema di posizione comune è riportato in allegato al presente documento per la consultazione.

Spunto di consultazione

S6 Come si valuta lo schema di posizione comune? Si raccomanda l'estensione a tutte le frontiere, ove si trovi il consenso dell'autorità di regolazione interessata, dell'indirizzo espresso nello schema di posizione comune? In alternativa, si raccomanda l'adozione generalizzata di un'assegnazione che prenda a riferimento il prezzo minore dell'energia importata? Oppure il mantenimento di un'assegnazione pro-rata?

20 Altre frontiere elettriche con l'Italia

- 20.1 Come illustrato nel capitolo 2, l'Autorità sta anche collaborando con i regolatori austriaco e greco al fine di sviluppare lineamenti comuni per la definizione di procedure di allocazione congiunta sulle relative frontiere. Ad oggi è in corso una discussione sui principi e sui metodi illustrati nel presente documento. La fattibilità dell'applicazione di tali metodi a dette frontiere per l'anno 2002 è condizionata al progresso dei lavori in seno ai regolatori; ulteriori sviluppi della cooperazione e la possibilità di ricorrere ai suddetti metodi per l'anno 2002 saranno resi noti entro la fine del mese di settembre.
- 20.2 I contatti con la controparte slovena sono stati avviati e verranno ripresi nel corso del mese di settembre.

Parte II: Cessione da parte del Gestore della rete dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79

1 Il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 21 novembre 2000

1.1 L'articolo 2 del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 21 novembre 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 280 del 30 novembre 2000 (di seguito: decreto del Ministro dell'industria 21 novembre 2000) ha disposto, tra l'altro, la cessione dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto di energia elettrica, comunque prodotta da altri operatori nazionali, da parte dell'Enel Spa alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa (di seguito: il Gestore della rete).

L'articolo 4, comma 1, del medesimo decreto prevede che, fino all'entrata in funzione del sistema delle offerte, il Gestore della rete ceda l'energia elettrica di cui all'articolo 22, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, nonché quella prodotta da parte delle imprese produttrici-distributrici, ai sensi del titolo IV, lettera B) del provvedimento Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6 (di seguito: provvedimento Cip n. 6/92), mediante procedure concorsuali, disciplinate successivamente dall'Autorità con la deliberazione 13 dicembre 2000, n. 223/00 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 296 del 20 dicembre 2000.

1.2 Solo l'energia non collocata tramite procedure concorsuali viene offerta e ceduta direttamente ai distributori al prezzo all'ingrosso determinato dall'Autorità con la deliberazione n. 205/99 e successivi aggiornamenti e modifiche.

1.3 Le disposizioni contenute nel decreto 21 novembre 2000, comportano, rispetto al regime precedentemente in vigore, una variazione sia delle modalità di determinazione del maggior onere cui dà luogo la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate ed oggetto di incentivazione a norma del provvedimento Cip n. 6/92, sia della ripartizione di detto onere tra i soggetti tenuti al ritiro di detta energia ed i consumatori finali.

2 Procedure concorsuali previste dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 21 novembre 2000

2.1 Non essendo ancora operativo il sistema delle offerte, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato con il decreto 21 novembre 2000 ha ritenuto opportuno valorizzare l'energia ceduta al Gestore della rete dagli impianti Cip n. 6/92 istituendo delle procedure concorsuali.

Pur demandando all'Autorità la disciplina delle procedure concorsuali il decreto 21 novembre 2000 ha espressamente previsto che:

- a) per i clienti finali disposti ad offrire un servizio di interrompibilità del carico più o meno immediata (cosiddetti clienti interrompibili) venissero tenute procedure concorsuali separate, con quote di capacità produttiva da impianti Cip n. 6/92 riservate così come determinate nel medesimo decreto 21 novembre 2000 stesso;
- b) il livello dei prezzi base d'asta per le procedure concorsuali riservate ai clienti interrompibili istantaneamente sia pari a 11,6 lire/kWh + il 66,8% del costo unitario variabile riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (di seguito: Ct) in vigore in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità;

- c) il livello dei prezzi base d'asta per le procedure concorsuali riservate ai clienti interrompibili con tempi di preavviso minimo più lunghi sia pari a 21,7 lire/kWh + il 66,8% del C_t in vigore in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità, per quelli interrompibili;
 - d) il livello dei prezzi base d'asta per le procedure concorsuali destinate alla generalità dei clienti idonei inclusi nell'elenco all'articolo 2, della deliberazione dell'Autorità [n.91/99](#) nonché l'Acquirente Unico a partire dalla data di assunzione di garante della fornitura per i clienti vincolati sia pari a 45,2 lire/kWh + il 66,8% del C_t in vigore in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità.
- 2.2 Nel rispetto delle previsioni del decreto 21 novembre 2000, l'Autorità ha quindi, con la deliberazione [n. 223/00](#), disciplinato le procedure concorsuali, prevedendo che la capacità di produzione Cip n. 6/92 disponibile con continuità per l'intero anno 2001, per una capacità complessiva pari a 3600 MW, venisse assegnata su base annua e quella disponibile con continuità solo in alcuni mesi dell'anno, per una capacità pari a 400 MW in tutti i mesi dell'anno tranne agosto, venisse viceversa assegnata su base mensile. In assenza di ulteriori interventi da parte dell'Autorità la disciplina prevista dalla medesima deliberazione troverà applicazione anche per l'anno 2002. L'Autorità si riserva, tuttavia la possibilità di effettuare interventi di modifica di tale disciplina anche in relazione alle risultanze dell'istruttoria conoscitiva aperta con la delibera 21 giugno 2001, [n. 133/01](#).

Spunto di consultazione

S7 Si ritiene che l'Autorità debba intervenire regolando la cessione a soggetti terzi dei contratti stipulati in esito alle procedure concorsuali previste dal decreto del Ministro dell'industria 21 novembre 2000?

- 2.3 Come descritto nei capitoli successivi, il maggior onere da produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate ed oggetto di incentivazione a norma del Cip n. 6/92 rispetto alla produzione convenzionale è stimabile per il 2001 in circa 2900 miliardi di lire. Tale onere viene finanziato attraverso un apposito conto istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico alimentato dalla componente tariffaria A3 e da parte del gettito proveniente dall'estrazione della cosiddetta "rendita idroelettrica" di cui al decreto 26 gennaio 2000 (citare per esteso)
- 2.4 L'assegnazione tramite procedura concorsuale ha portato ad un prezzo di vendita inferiore al prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato. Per raccogliere le risorse necessarie a pagare quanto dovuto agli impianti Cip n. 6/92 si è dovuto aumentare la componente tariffaria A3. Ulteriori aumenti sono possibili in relazione all'entrata in funzione di impianti ammessi ai contributi Cip n.6/92. Mentre della riduzione del prezzo di vendita beneficia direttamente il cliente idoneo che acquista energia Cip n. 6/92 partecipando alla procedura concorsuale, l'aumento della componente tariffaria A3 va a gravare su tutti i clienti, sia del mercato libero che del mercato vincolato.

3 Esiti delle procedure concorsuali relative all'anno 2001

- 3.1 I risultati delle procedure concorsuali tenute dal Gestore della rete a fine dicembre 2000, per l'assegnazione della capacità produttiva assegnabile su base annuale hanno evidenziato i seguenti risultati:

- a) l'assegnazione della capacità produttiva riservata ai clienti finali disponibili a distacchi di carico istantanei ha visto l'assegnazione di tutti i 500 MW assegnabili ad un prezzo medio di circa 18,6 lire/kWh + il 66,8% del C_t in vigore in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità;
- b) l'assegnazione della capacità produttiva riservata ai clienti finali disponibili a distacchi di carico non istantanei ha visto l'assegnazione di solo 440 MW dei 1500 MW assegnabili ad un prezzo medio di circa 22 lire/kWh + il 66,8% del C_t in vigore in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità;
- c) l'assegnazione della restante capacità produttiva disponibile su base annuale ha visto l'assegnazione di quasi tutti i 2660 MW assegnabili ad un prezzo medio 47,15 lire/kWh + il 66,8% del C_t in vigore in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità.

3.2 Dati gli esiti delle procedure concorsuali per l'assegnazione della capacità produttiva assegnabile su base annuale ed assumendo che il prezzo medio cui verrà assegnata la capacità produttiva assegnabile su base mensile nel corso del 2001 si attesti su livelli pari a quelli medi di assegnazione della capacità produttiva assegnabile su base annuale ai clienti non interrompibili, pari cioè a 47,15 lire/kWh + il 66,8% del C_t in vigore in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità, ed assumendo infine un valore medio annuo del C_t pari a 90 lire/kWh, si ottiene una previsione di ricavo atteso dalle procedure di asta pari a circa 3500 miliardi, determinati come somma di:

- 4,38 TWh ceduti mediamente a 78,7 lire/kWh, per un totale di 345 miliardi (assegnazione interrompibili in tempo reale);
- 3,85 TWh ceduti mediamente a 82,1 lire/kWh, per un totale di 316 miliardi (assegnazione interrompibili non istantanei);
- 26,5 TWh ceduti mediamente a 107,3 lire/kWh, per un totale di 2843 miliardi (assegnazione non interrompibili)

per un totale appunto di 34,7 TWh ceduti mediamente a 100,9 lire/kWh.

4 Oneri complessivi per l'energia elettrica ritirata dal Gestore della rete nell'anno 2001

4.1 Al fine di determinare i ricavi complessivi del Gestore della rete legati alla cessione dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 è necessario considerare anche l'energia ceduta al mercato vincolato, stimata in 15 TWh, che, valorizzata al prezzo medio di cessione di 134,9 lire/kWh (44,9 + 90 lire/kWh di C_t) porta ad un ricavo atteso complessivo di 2020 miliardi circa.

I ricavi attesi dalla cessione della suddetta energia da parte del Gestore della rete ammontano quindi a circa 5520 miliardi.

4.2 A fronte di detti i ricavi i costi attesi per l'acquisto della energia Cip n. 6/92 da parte del gestore della rete ammontano a circa 8410 miliardi, secondo le stime fornite dal Gestore della rete, con un costo medio al kWh pari a circa 169,2 lire.

Tali stime scontano la presenza all'interno dei 49,7 TWh di energia Cip n. 6/92 di circa 5 TWh di eccedenze, il cui costo medio di acquisto è atteso come inferiore.

Il maggior onere da produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate ed oggetto di incentivazione a norma del Cip n. 6/92 rispetto alla produzione convenzionale è quindi stimabile per il 2001 in circa 2900 miliardi.

4.3 La previsione dell'operatività del meccanismo di cessione dell'energia elettrica ritirata dal Gestore della rete tramite procedure concorsuali fino all'avvio del sistema delle

offerte, contenuta nel decreto del Ministro dell'industria 21 novembre 2000, porta a ritenere che il suddetto onere sia destinato a gravare sull'utenza, stanti le attuali condizioni, anche per parte dell'anno 2002.

- 4.4 Al fine di contenere tali oneri per la generalità dell'utenza, l'Autorità ritiene necessario segnalare al Governo e al Parlamento l'opportunità di correggere il meccanismo di aggiornamento dei prezzi di cessione tramite indicizzazione attualmente previsto dal provvedimento Cip n. 6/92. In particolare l'Autorità intende segnalare la possibilità di introdurre i meccanismi di aggiornamento dei suddetti prezzi proposti nel documento di consultazione "Linee guida e proposte ai fini dell'aggiornamento dei prezzi di cessione dell'energia elettrica all'Enel Spa e dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici per la nuova energia prodotta da impianti utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate" del 4 febbraio 1999, al fine di tenere conto dell'evoluzione tecnologica.

Spunto di consultazione

- S8** Quali misure si ritiene opportuno che l'Autorità adotti al fine di contenere gli oneri sulla generalità dell'utenza derivanti dalla cessione di energia elettrica attraverso le suddette procedure concorsuali?

Parte III: Interventi per promuovere la concorrenza nel mercato libero

1 L'istruttoria conoscitiva dell'Autorità avviata con delibera 21 giugno 2001, n. 133/01

- 1.1 Attraverso l'istruttoria conoscitiva avviata con la delibera n. 133/01, l'Autorità intende acquisire gli elementi necessari per valutare se siano necessari specifici interventi finalizzati alla promozione della concorrenza nel settore dell'energia elettrica, completando e consolidando la riforma realizzata mediante l'istituzione del mercato regolamentato. Tali interventi dovrebbero essere diretti a far sì che il mercato possa effettivamente svolgere la funzione che gli è propria, anche in una situazione nella quale il processo di apertura della concorrenza nel segmento della generazione di energia elettrica è ancora incompleto e quindi la formazione dei prezzi può essere condizionata dall'esercizio di potere di mercato da parte di uno o di pochi operatori.
- In esito alla fase preliminare di tale indagine conoscitiva l'Autorità ritiene indispensabili alcuni interventi di tipo strutturale che consentano la creazione delle condizioni per lo sviluppo concorrenziale del segmento della generazione di energia elettrica.
- 1.2 Il decreto legislativo n.79/99 prevede, tra l'altro, all'articolo 8, comma 1, che a decorrere dall'1 gennaio 2003 a nessun soggetto sia consentito produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50 per cento del totale dell'energia elettrica prodotta o importata in Italia e che a tal fine l'Enel Spa ceda non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva.
- 1.3 L'Autorità garante della concorrenza e del mercato, con provvedimento n. 9268 adottato in data 28 febbraio 2001, pubblicato nel Bollettino della stessa Autorità garante, ha disposto, anche in relazione alla segnalazione dell'Autorità di cui alla delibera 27 febbraio 2001, n. 38/01, in merito ai possibili effetti di iniziative di Enel Spa nel settore delle telecomunicazioni, l'autorizzazione dell'operazione di concentrazione ENEL/WIND/INFOSTRADA a condizione che l'Enel Spa ceda almeno 5500 MW della propria capacità di generazione con riferimento ad impianti che dovranno essere per non meno del 60% di modulazione e di picco; e che tale cessione avvenga entro novanta giorni dalla data di perfezionamento delle analoghe operazioni di cessione imposte dal richiamato articolo 8 del decreto legislativo n. 79/99;
- 1.4 Anche tenendo conto delle cessioni sopra citate, si stima che l'Enel, per un periodo successivo all'avvio del sistema delle offerte, continui a detenere circa il 40 per cento della capacità di generazione e importazione. La sua quota di mercato nel 2002 sarà presumibilmente ancora superiore al 50 per cento. Le cessioni di capacità di generazione previste appaiono pertanto insufficienti, ciò che potrebbe giustificare un'ulteriore riduzione del tetto del 50 per cento.
- 1.5 Risulta opportuna l'adozione in tempi brevi di provvedimenti che limitino ulteriormente il grado di concentrazione nel settore e quindi il potere di mercato e che consentano di creare le basi perché possa avere luogo uno sviluppo autenticamente competitivo del settore.

2 Contrattualizzazione di impianti di generazione

- 2.1 Potrebbe essere prevista per l'operatore dominante, ed eventualmente per altri soggetti, con riferimento ad una quota della loro capacità di generazione, la sottoscrizione di contratti, in base ai quali:
- a) il proprietario dell'impianto si impegna a renderlo disponibile per la produzione;

- b) la controparte acquista il diritto a formulare l'offerta sul mercato all'ingrosso relativamente all'energia elettrica producibile da tale impianto ovvero a stipulare contratti bilaterali di fornitura.
- 2.2 La soluzione di cui al precedente paragrafo 2.1 presenta i vantaggi di non comportare variazioni dell'assetto proprietario, di consentire il pieno sfruttamento delle economie di scala presenti nell'attività di generazione, di preservare la competitività delle imprese in vista di un mercato concorrenziale nazionale e internazionale.
La soluzione basata su contratti è stata utilizzata con successo in Irlanda del Nord, con i cosiddetti VPP o *virtual power plant*, e nella provincia canadese di Alberta, con i cosiddetti ABC o *auctionable bidding contracts*. Recentemente, in relazione alla decisione relativa alla concentrazione EdF-EnBW, la Commissione europea ha imposto a EdF di rendere disponibili nella forma di *virtual power plants* circa 5000 MW.
L'adozione di tale strumento presenta flessibilità sia per quanto riguarda il disegno contrattuale, sia per quanto riguarda le procedure di selezione del contraente.
- 2.3 Nel disegno del contratto l'esigenza di incentivare la disponibilità del generatore, di favorire la gestione efficiente dell'impianto, di garantire la copertura dei costi, devono essere combinate con le esigenze della parte contraente di poter operare come se l'impianto fosse proprio.
Questi obiettivi si traducono in una serie di vincoli di cui occorre tenere conto nella definizione dei diversi elementi contrattuali.
- 2.4 Un primo aspetto rilevante nel disegno contrattuale riguarda l'individuazione della "taglia" dell'impianto virtuale. Secondo alcuni la taglia minima dovrebbe corrispondere con quella di un gruppo termoelettrico, in quanto il coordinamento di potenze inferiori a quelle del singolo gruppo potrebbe originare difficoltà in sede di dispacciamento. In alternativa si potrebbe ipotizzare che la taglia minima del singolo contratto sia ad esempio di 1 MW. In questo caso la programmazione giornaliera degli impianti nascerebbe dall'aggregazione dei programmi di ciascuno dei grossisti contraenti.
- 2.5 Oltre alla "taglia" appare rilevante definire le tipologie impiantistiche che possono essere contrattualizzate. Il portafoglio di impianti da contrattualizzare dovrebbe essere costituito sia da impianti di base, sia da impianti di punta. Le esperienze internazionali sembrano, per ragioni di tipo gestionale, escludere dalla contrattualizzazione gli impianti idroelettrici.
Nel caso in cui non tutta la potenza di un impianto sia oggetto di "contratto" ci si chiede se debbano essere introdotti vincoli circa la destinazione dell'energia elettrica, in particolare se debba essere considerata, in una situazione di doppio mercato, la dedizione di produzione al solo mercato libero al fine di evitare sussidi incrociati tra i due mercati.

Spunti di consultazione

S9 Si ritiene opportuno il ricorso ad una "contrattualizzazione" di impianti?

S10 Quale si ritiene debba essere la capacità di produzione nel complesso da contrattualizzare? Quale si ritiene che sia il portafoglio ottimale di impianti virtuali da contrattualizzare? Si condivide l'esclusione degli impianti idroelettrici? Si ritiene che gli impianti di pompaggio possano essere oggetto di contrattualizzazione? Si ritiene opportuno prevedere una "taglia minima" della potenza dell'impianto virtuale?

S11 Anche in relazione all'adozione di provvedimenti di contrattualizzazione degli impianti, si ritiene che debbano essere introdotti vincoli per separare gli impianti Enel per il mercato vincolato e gli impianti per il mercato libero?

S12 L'attuale assetto delle interconnessioni, in attesa dell'avvio del dispacciamento di merito economico, presenta alcune opportunità. Si ritiene che l'imposizione di particolari contratti del tipo *virtual power plant* tra il Gestore della rete e i proprietari dei singoli impianti possa costituire una soluzione temporanea, in assenza di altri strumenti, volta a favorire l'incremento di importazioni di energia elettrica dall'estero? L'onere derivante da tali imposizioni dovrebbe trovare copertura nei proventi delle aste di importazione?

2.6 Per quanto riguarda le condizioni economiche, le esperienze internazionali sembrano suggerire un'articolazione dei corrispettivi in una quota fissa, espressa in euro/kW di potenza disponibile, e in una quota variabile, espressa in lire/kWh, funzione dell'energia effettivamente prodotta. La quota fissa può essere differenziata per ora. Tale quota fissa deve tendere alla copertura di costi fissi, comprensivi di spese di esercizio e manutenzione, ammortamento, remunerazione del capitale, tasse e altri costi fissi. La quota variabile è destinata alla copertura dei costi variabili e può essere disegnata in modo opportuno per fornire stimoli all'uso efficiente delle risorse.

Per quanto riguarda la durata del contratto si possono ipotizzare durate brevi (tre mesi, sei mesi, un anno) oppure durate più lunghe, per esempio cinque anni. Considerata l'attuale fase di transizione potrebbe apparire opportuno prevedere durate contrattuali brevi, che consentono di sfruttare al massimo la flessibilità propria di questo strumento di intervento. Durate lunghe pongono anche problemi in relazione alle clausole di aggiornamento dei prezzi. Per contro durate brevi producono più elevati costi di transazione.

Spunto di consultazione

S13 Quale si ritiene debba essere la durata dei contratti?

2.7 Nel contratto devono poi essere regolati altri aspetti, tra i quali eventuali penalità per indisponibilità, condizioni di forza maggiore, limiti alla flessibilità di operazione del generatore.

La corretta definizione delle condizioni contrattuali e la standardizzazione dei contratti appare indispensabile perché lo strumento possa risultare efficace. Un altro aspetto di rilievo riguarda la modalità di individuazione del contraente. Al riguardo le esperienze internazionali hanno mostrato che l'aggiudicazione dei contratti mediante asta è lo strumento più appropriato.

Spunto di consultazione

S14 Si ritiene che l'asta sia lo strumento migliore per la selezione del contraente? Quale tipo di asta appare la più propria per l'assegnazione dei contratti?

**Schema di posizione comune tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG),
la *Commission de regulation de l'électricité* (CRE) e
(con riserva di adesione) l'*Office federal de l'énergie* (OFE)**

Titolo I –Definizioni, scopi e principi

Punto 1
Definizioni

Ai fini della presente posizione si applicano le seguenti definizioni:

- a) AEEG è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- b) allocazione è la procedura di assegnazione di una porzione di capacità di trasporto ai fini della realizzazione di scambi di energia;
- c) assegnatario della capacità di trasporto è l'operatore al quale, come risultato dall'allocazione, siano stati assegnati i diritti di uso di porzioni della capacità di trasporto;
- d) Borsa degli Scambi di Energia Transfrontalieri, BSET, è la procedura per l'allocazione degli scambi transfrontalieri di energia elettrica realizzati in aggiunta agli scambi corrispondenti ai contratti di fornitura pluriennali e alla capacità di trasporto assegnata mediante aste esplicite;
- e) Capacità di Trasporto Assegnata Annualmente, CTAA, è una porzione della capacità di trasporto dichiarata ed assegnata su base annuale come definito nel punto 5;
- f) Capacità di Trasporto Assegnata a Breve termine, CTAB, è una porzione della capacità di trasporto dichiarata ed assegnata su un orizzonte temporale inferiore all'anno e può comprendere:
 - Capacità di Trasporto Assegnata su base Mensile, CTAM
 - Capacità di Trasporto Assegnata su base Settimanale, CTAS
 - Capacità di Trasporto Assegnata su base Giornaliera, CTAGcome definito nel punto 6;
- g) capacità di trasporto è la massima potenza destinabile agli scambi di energia elettrica tra un Paese (Francia e Svizzera, rispettivamente) e l'Italia. I valori della capacità di trasporto vengono definiti con riferimento ad una determinata direzione di scambio (ad es. importazione in Italia) e ad un predefinito orizzonte temporale;
- h) contratti pluriennali sono i contratti di fornitura pluriennali stipulati tra i Paesi alla data di recepimento della direttiva 96/92/CE;
- i) CRE è la *Commission de Regulation de l'Electricité*;
- j) curva degli scambi ammissibili è la miglior stima del massimo valore degli scambi che possono essere realizzati tra i Paesi preservando la sicurezza di funzionamento della rete. Detta curva, riferita ad un definito orizzonte temporale, viene comunicata con sufficiente anticipo ai fini dell'effettuazione delle procedure concorsuali;
- k) frontiera elettrica è l'insieme delle linee elettriche di trasporto che connettono due reti nazionali di trasmissione contigue appartenenti a due Paesi confinanti;
- l) Gestore degli Scambi di Energia Transfrontalieri, GSET, è una società appositamente designata dai gestori di rete coinvolti, sottoposta all'approvazione dei regolatori, che ha

- ricevuto il mandato di effettuare le procedure concorsuali per l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera per conto dei gestori stessi;
- m) gestore di rete coinvolto è un gestore di rete dei Paesi interessato direttamente dai procedimenti di allocazione;
 - n) gestore di rete è un ente o una società incaricata (almeno) della gestione dell'intera rete di trasmissione nazionale (o parte di essa) in un determinato Paese;
 - o) JWG è il *Joint Working Group* tra i regolatori costituito a Milano il 23 maggio 2001 in occasione del primo incontro trilaterale tra AEEG, CRE e OFE;
 - p) OFE è l'*Office Federal de l'Energie*;
 - q) Paesi sono la Francia (F), l'Italia (I) e la Svizzera (CH);
 - r) posizione è la presente posizione comune tra i regolatori;
 - s) regolatori sono l'AEEG, la CRE e l'OFE considerati unitariamente;
 - t) rete di interconnessione è la rete elettrica costituita dalle reti di trasmissione nazionali dei Paesi;
 - u) ricavi d'asta sono gli ammontari risultanti dall'effettuazione delle aste per l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera;
 - v) unità è la più piccola parte della capacità di trasporto ai fini della allocazione della CTAA e della CTAB.

Punto 2

Scopi

- 2.1 Con riferimento all'allocazione della capacità di trasporto e all'accesso alla rete ai fini della realizzazione degli scambi di energia elettrica, lo scopo della presente posizione è quello di definire:
 - a) le modalità e le condizioni per l'allocazione sulla rete di interconnessione, da parte dei gestori di rete, dei contratti di fornitura pluriennali in essere;
 - b) le modalità e le condizioni per l'implementazione, da parte dei gestori di rete interessati o del GSET, per conto dei gestori di rete interessati, delle procedure di allocazione;
 - c) le modalità e le condizioni, nel rispetto del quadro normativo di ciascun Paese, per il mutuo riconoscimento dei diritti di accesso alle reti di trasmissione nazionali assegnati dai gestori di rete ai fini dell'utilizzo della capacità di trasporto assegnata per la realizzazione degli scambi di energia;
 - d) i contenuti delle eventuali linee guida per i gestori di rete riguardo ai termini, alle condizioni e alle procedure per la dichiarazione e l'assunzione di impegni con riferimento alla capacità di trasporto;
 - e) la ripartizione dei ricavi d'asta tra i vari Paesi;
 - f) i meccanismi, basati su criteri incentivanti e penalizzanti per i gestori di rete coinvolti, per il sostanziale rispetto, da parte dei gestori stessi, degli impegni assunti sulla capacità di trasporto transfrontaliera su ogni frontiera elettrica.
- 2.2 Con riferimento alla determinazione dei valori della capacità di trasporto, lo scopo della presente posizione è quello di definire un insieme di indicazioni da fornire ai gestori di rete coinvolti al fine di:
 - a) prevedere un meccanismo di calcolo della capacità di trasporto che sia condivisa dalla totalità dei gestori di rete coinvolti;

- b) definire le modalità di dichiarazione dei valori della capacità di trasporto che devono essere necessariamente noti per la realizzazione delle diverse fasi del processo di allocazione della capacità di trasporto stessa;
- c) promuovere l'assunzione di impegni formali e mutuamente condivisi da parte dei gestori di rete ai fini del rispetto dei valori della capacità di trasporto di cui alla precedente lettera a).

2.3 Priorità degli scopi:

- a) lo scopo di cui al punto 2.1 deve essere raggiunto come obiettivo primario dai regolatori indipendentemente dal processo in atto tra i gestori di rete al fine del calcolo della massima capacità di trasporto;
- b) lo scopo di cui al punto 2.2 deve essere raggiunto solo nel caso in cui la cooperazione tra i gestori di rete porti a risultati insoddisfacenti o sconti dei ritardi inaccettabili.

Punto 3

Principi

3.1 Gli scopi di cui al punto 2 devono essere perseguiti in osservanza ai seguenti principi:

- a) uso efficiente della capacità di interconnessione intesa come risorsa scarsa;
- b) adozione di una ripartizione delle rendite risultanti dai procedimenti di allocazione della capacità di trasporto in accordo ad un principio di eguaglianza tra i Paesi, nonché di una equa ripartizione dei benefici tra i clienti dei vari sistemi nazionali e dei diversi mercati;
- c) rispetto della clausola di reciprocità tra i Paesi;
- d) garanzia di accesso alla rete di trasmissione dei Paesi coinvolti secondo criteri di trasparenza e non discriminazione;
- e) adozione di metodi di mercato, quando possibile, ai fini dell'allocazione della capacità di trasporto;
- f) garanzia della compatibilità delle procedure di allocazione delle capacità di trasporto con le norme vigenti nei singoli Paesi;
- g) assicurare la garanzia e la stabilità dei diritti agli assegnatari della capacità di trasporto;
- h) promozione, attraverso la definizione di appropriati metodi di allocazione, della competizione economica tra i diversi soggetti;
- i) rispetto dei criteri adottati dai singoli gestori di rete per il mantenimento della sicurezza di funzionamento dei vari sistemi elettrici;
- j) promozione di forme di collaborazione tra i gestori di rete.

Titolo II – Regole generali per l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera per l'anno 2002

Punto 4

Allocazione dei contratti di fornitura pluriennali che comportino l'utilizzo di capacità di trasporto transfrontaliera

- 4.1** Per l'anno 2002, ai soggetti titolari di contratti di fornitura pluriennali che, per la loro esecuzione, comportino l'utilizzo della capacità di trasporto e a qualunque soggetto che

acquisisca diritti su tali contratti vengono garantiti diritti di utilizzo d'uso di porzioni di capacità di trasporto senza oneri purché vengano rispettate le seguenti condizioni:

- a) l'allocazione di porzioni di capacità di trasporto a favore di contratti di fornitura pluriennali deve essere autorizzata dai regolatori;
 - b) i contratti di fornitura pluriennali stipulati tra due Paesi devono utilizzare unicamente le capacità di trasporto disponibili tra i medesimi Paesi;
- 4.2 Ai fini dell'allocazione dei contratti di fornitura pluriennali, l'assegnatario della capacità di trasporto è lo stesso titolare del contratto o qualunque soggetto che abbia acquisito, dal titolare del contratto, i diritti sul contratto medesimo, purché tale acquisizione sia autorizzata dai regolatori.
- 4.3 Le porzioni della capacità di trasporto attribuita ai contratti di fornitura pluriennali vengono sottratte dalla capacità di trasporto totale al fine di definire la capacità di trasporto disponibile per le allocazioni della CTAA di cui al punto 5. Per quanto riguarda il mese di agosto viene definito un regime speciale nell'ambito degli accordi tra i gestori di rete coinvolti ai sensi del punto 9.
- 4.4 Entro il 31 ottobre 2001, i regolatori determinano, in maniera congiunta, le porzioni della capacità di trasporto da assegnare ai contratti di fornitura pluriennali per l'anno 2002.

Punto 5

Capacità di Trasporto Assegnata Annualmente (CTAA)

- 5.1 Per l'anno 2002, la CTAA verrà definita in accordo ai valori corrispondenti definiti negli accordi tra i gestori di rete, sottraendo dalla capacità di trasporto annuale la capacità già allocata attraverso i contratti di fornitura pluriennali.
- 5.2 Ai fini della sua allocazione la CTAA è offerta e assegnata attraverso un meccanismo di procedura concorsuale (asta esplicita) gestito dal GSET. La CTAA, perché possa essere assegnata attraverso procedura concorsuale, deve avere le seguenti caratteristiche:
- a) suddivisione in bande di 1 MW ciascuna;
 - b) bande riferite a scambi di energia su di una singola frontiera elettrica;
 - c) bande costanti in tutte le ore dell'anno 2002;
 - d) il prezzo delle offerte deve essere riferito ad una banda e deve essere espresso in Euro;
 - e) bande di capacità garantita ad eccezione del mese di agosto dove è possibile prevedere un rimborso pro quota della capacità resasi non disponibile;
 - f) la CTAA è garantita anche a fronte di cause di forza maggiore;
 - g) eventuali costi di ri-dipacciamento o *countertrading* sostenuti dai gestori di rete ai fini di garantire la capacità di trasporto assegnata vengono rimborsati attraverso i ricavi della procedura concorsuale secondo quanto previsto dagli accordi tra i gestori medesimi; nel caso in cui il predetto meccanismo non sia sufficiente a coprire i costi sostenuti dai gestori di rete per le citate attività i regolatori, al fine di assicurare la copertura di detti costi, possono applicare un corrispettivo specifico ad ogni banda di capacità assegnata;
 - h) la procedura concorsuale relativa alla CTAA, la corrispondente assegnazione in esito a detta procedura, così come la regolazione delle partite economiche relative alla procedura medesima non implicano l'obbligo di realizzazione di scambi

- energetici così come alcuna responsabilità tecnica o finanziaria riguardo all'accesso alle reti di trasporto dei vari Paesi;
- i) in esito ad una assegnazione di bande di capacità ad un soggetto, questi entra in contratto con i gestori di rete interessati; in esito alla stipula di detto contratto il soggetto aggiudicatario diventa assegnatario delle bande di capacità di trasporto aggiudicategli.
- 5.3 Le procedure concorsuali per l'allocazione della CTAA verranno effettuate:
- a) entro la fine del mese di novembre 2001 (o in tempo debito secondo quanto stabilito dai regolatori) per l'anno 2002;
- b) ordinando le offerte ricevute sulla base dell'ordine decrescente dei prezzi associati a ciascuna offerta.
- 5.4 Se la totalità delle richieste di assegnazione di capacità non eccede la curva degli scambi ammissibili definita su base annuale il prezzo marginale d'asta è nullo.
- 5.5 Se la totalità delle richieste di assegnazione di capacità eccede la curva degli scambi ammissibili definita su base annuale le offerte ricevute verranno trattate tramite appositi algoritmi che tengano in considerazione la limitazione imposta da detta curva in accordo ai criteri stabiliti dai gestori di rete coinvolti di cui al punto 9; il prezzo dell'ultima offerta accettata (anche se accettata parzialmente) è il prezzo marginale d'asta e deve essere corrisposto in maniera non discriminatoria da tutte le offerte accettate.
- 5.6 Le norme dettagliate della procedura concorsuale per l'allocazione della CTAA, prima di diventare operative, devono essere pubblicate dai gestori coinvolti, accettate dal GSET e approvate dai regolatori.
- 5.7 L'approvazione da parte dei regolatori di cui al precedente punto 5.6, lettera c), è condizione vincolante per l'avvio della procedura concorsuale da parte del GSET.

Punto 6

Capacità di Trasporto Assegnata a Breve termine (CTAB)

- 6.1 Al fine di assicurare l'uso più efficiente della capacità di trasporto transfrontaliera lungo tutto l'anno, possono essere assegnati diritti d'uso di porzioni di capacità di trasporto su base temporale inferiore all'anno (CTAM, CTAS, CTAG). La CTAB include, inoltre, le quote di CTAA cedute dai loro assegnatari alla procedura dell'allocazione di breve periodo.
- 6.2 Ai fini della sua allocazione la CTAB è offerta e assegnata attraverso un meccanismo di procedura concorsuale (asta esplicita) gestito dal GSET. La CTAB, perché possa essere assegnata attraverso procedura concorsuale, deve avere le seguenti caratteristiche:
- a) suddivisione in bande di 1 MW ciascuna;
- b) bande riferite a scambi di energia su di una singola frontiera elettrica;
- c) bande costanti in tutte le ore di ogni giorno del rispettivo periodo;
- d) il prezzo delle offerte deve essere riferito ad una banda e deve essere espresso in Euro;
- e) bande di capacità garantita ad eccezione del mese di agosto dove è possibile prevedere un rimborso pro quota della capacità resasi non disponibile;
- f) la CTAB è garantita anche a fronte di cause di forza maggiore;

- g) eventuali costi di ri-dipacciamento o countertrading sostenuti dai gestori di rete ai fini di garantire la capacità di trasporto assegnata vengono rimborsati attraverso i ricavi della procedura concorsuale secondo quanto previsto dagli accordi tra i gestori medesimi; nel caso in cui il predetto meccanismo non sia sufficiente a coprire i costi sostenuti dai gestori di rete per le citate attività i regolatori, al fine di assicurare la copertura di detti costi, possono applicare un corrispettivo specifico ad ogni banda di capacità assegnata;
 - h) la procedura concorsuale relativa alla CTAB, la corrispondente assegnazione in esito a detta procedura, così come la regolazione delle partec economiche relative alla procedura medesima non implicano l'obbligo di realizzazione di scambi energetici così come alcuna responsabilità tecnica o finanziaria riguardo all'accesso alle reti di trasporto dei vari Paesi;
 - i) in esito ad una assegnazione di bande di capacità ad un soggetto, questi entra in contratto con i gestori di rete interessati; in esito alla stipula di detto contratto il soggetto aggiudicatario diventa assegnatario delle bande di capacità di trasporto aggiudicategli.
- 6.3 Le procedure concorsuali per l'allocazione della CTAB verranno effettuate:
- a) in tempo debito prima dell'inizio del periodo cui l'allocazione si riferisce;
 - b) ordinando le offerte ricevute sulla base dell'ordine decrescente dei prezzi associati a ciascuna offerta.
- 6.4 Se la totalità delle richieste di assegnazione di capacità non eccede la curva degli scambi ammissibili definita per l'appropriato periodo il prezzo marginale d'asta è nullo.
- 6.5 Se la totalità delle richieste di assegnazione di capacità eccede la curva degli scambi ammissibili definita per l'appropriato periodo le offerte ricevute verranno trattate tramite appositi algoritmi che prenderanno in considerazione detta curva in accordo ai criteri stabiliti dai gestori di rete coinvolti di cui al punto 9; il prezzo dell'ultima offerta accettata (anche se accettata parzialmente) è il prezzo marginale d'asta e deve essere corrisposto in maniera non discriminatoria da tutte le offerte accettate.
- 6.6 Le norme dettagliate della procedura concorsuale per l'allocazione della CTAB, prima di diventare operative, devono essere pubblicate dai gestori coinvolti, accettate dal GSET e approvate dai regolatori.
- 6.7 L'approvazione da parte dei regolatori di cui al precedente punto 5.6, lettera c), è condizione vincolante per l'avvio della procedura concorsuale da parte del GSET.

Punto 7

Diritti ed obblighi degli assegnatari della CTAA

- 7.1 Ogni assegnatario di una banda della CTAA è tenuto al pagamento del prezzo marginale della CTAA di cui al punto 5 come stabilito dal GSET.
- 7.2 Ogni assegnatario di una banda della CTAA di un corrispettivo, determinato dai regolatori entro il 31 ottobre 2001, a copertura dei costi di gestione della procedura concorsuale per l'assegnazione della CTAA.
- 7.3 Con cadenza settimanale, l'assegnatario comunica ai gestori di rete interessati (rispettivamente del Paese esportatore e del Paese importatore) un programma di

utilizzo delle bande assegnate; detto programma non deve eccedere la capacità di trasporto assegnata.

- 7.4 L'assegnatario è tenuto ad un prelievo di energia nel Paese esportatore e ad una immissione di energia nel Paese importatore corrispondenti al programma di scambio di cui al punto 7.3.
- 7.5 L'assegnatario di bande di CTAA acquisisce il diritto di cedere tali bande o una parte di esse al GSET su base mensile, settimanale o giornaliera. Gli aspetti procedurali della cessione di bande della CTAA saranno definite con successivo provvedimento da parte del GSET e dovranno essere approvate dai regolatori.

Punto 8

Diritti ed obblighi degli assegnatari della CTAB

- 8.1 Ogni assegnatario di una banda della CTAB è tenuto al pagamento del prezzo marginale della CTAB di cui al punto 6, come stabilito dal GSET per il periodo cui l'allocazione si riferisce.
- 8.2 Ogni assegnatario di una banda della CTAB è tenuto al pagamento di un corrispettivo, determinato dai regolatori entro il 31 ottobre 2001, a copertura dei costi di gestione della procedura concorsuale per l'assegnazione della CTAB.
- 8.3 Con cadenza settimanale (o giornaliera), l'assegnatario comunica ai gestori di rete interessati (rispettivamente del Paese esportatore e del Paese importatore) un programma di utilizzo delle bande assegnate; detto programma non deve eccedere la capacità di trasporto assegnata.
- 8.4 L'assegnatario è tenuto ad un prelievo di energia nel Paese esportatore e ad una immissione di energia nel Paese importatore corrispondenti al programma di scambio di cui al punto 8.3.
- 8.5 L'assegnatario di bande di CTAB acquisisce il diritto di cedere tali bande o una parte di esse al GSET su base mensile, settimanale o giornaliera. Gli aspetti procedurali della cessione di bande della CTAB saranno definite con successivo provvedimento da parte del GSET e dovranno essere approvate dai regolatori.

Titolo III – Accordi tra i gestori di rete ai fini dell'allocazione della capacità di trasporto

Punto 9

Accordi tra i gestori di rete coinvolti

- 9.1 Prima dell'inizio dell'operatività delle procedure di assegnazione della capacità di trasporto, i gestori di rete coinvolti devono stipulare degli accordi, validi per l'anno 2002, almeno sui seguenti punti:
- a) accettazione di quanto disposto in materia dai regolatori, in particolare, accettazione della proposta comune elaborata dai regolatori in sede di cooperazione trilaterale e delle approvazioni, da parte dei medesimi regolatori, delle norme che regolano le procedure di assegnazione della capacità di trasporto;

- b) pubblicazione di uno schema dettagliato delle modalità e delle condizioni vigenti nei diversi Paesi in materia di accesso alla rete al fine della comprensione di tali norme da parte di tutti i gestori di rete coinvolti e, più in generale, di tutti i soggetti interessati. Detta pubblicazione deve essere effettuata dai gestori di rete coinvolti e dal GSET prima dell'avvio delle procedure di allocazione.
 - c) descrizione dei termini, delle condizioni, delle norme e pubblicazione delle valutazioni relative ai limiti della capacità di trasporto necessarie all'effettuazione delle procedure di allocazione. In particolare, dovranno essere rese note le seguenti informazioni:
 - limiti di tempo per la pubblicazione dei valori della capacità di trasporto;
 - obblighi ai quali i gestori di rete coinvolti devono sottostare;
 - dichiarazione del grado di garanzia della capacità di trasporto e descrizione dei metodi adottati per il mantenimento di tali garanzie incluso anche l'uso di altre capacità di trasporto non garantite (ad es. capacità resasi disponibile a seguito di carichi interrompibili);
 - metodologia per la definizione della curva limite degli scambi ammissibili;
 - eventuali profili speciali della capacità di trasporto durante periodi critici dell'anno 2002 (ad es. durante il mese di agosto);
 - designazione del GSET e definizione della sua missione e delle norme operative;
 - d) descrizione dei termini e delle condizioni per l'eventuale realizzazione di ri-dispacciamento o *countertrading* coordinato tra i gestori di rete;
 - e) criteri di ripartizione dei ricavi d'asta di cui al punto 10.1;
 - f) impegni del rispetto, su ogni frontiera, degli scambi assegnati secondo quanto stabilito nel punto 11;
 - g) descrizione degli algoritmi per l'ottimizzazione dei ricavi d'asta di cui ai punti 5.5. e 6.5.
- 9.2 Gli accordi stipulati tra i gestori di rete interessati, prima di diventare operativi, devono essere approvati dai regolatori.

Punto 10

Ricavi d'asta

- 10.1 I ricavi risultanti dall'allocazione della capacità di trasporto per l'anno 2002, sia dall'allocazione della CTAA che della CTAB, devono essere divisi in (2) parti uguali tra l'Italia, da un lato, e i Paesi con questa confinanti nell'altro dopo che dai ricavi totali sono sottratte le competenze previste dai regolatori di cui al punto 10.3. La parte di ricavi destinata ai Paesi esteri viene tra di essi suddivisa sulla base dei flussi fisici di energia che si verificano da detti Paesi verso l'Italia.
- 10.2 In linea di principio, la parte delle suddette rendite di competenza di ciascun Paese verranno assegnate, in accordo con la legislazione vigente nel medesimo Paese, al relativo gestore della rete. Tale parte non deve costituire un profitto per il gestore della rete, ma deve essere destinata allo sviluppo della rete di interconnessione attraverso progetti comuni, oppure destinata alla generalità degli utenti della rete (ad es. mediante una riduzione delle tariffe di trasporto sulle reti).
- 10.3 Le competenze da dedurre ai sensi del precedente comma 10.1 e la relativa destinazione saranno determinate dai regolatori entro il 31 marzo 2002.

Punto 11

Rispetto degli scambi programmati

I gestori di rete coinvolti controllano i flussi di potenza sull'interconnessione al fine di garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale, promuovendo ogni azione finalizzata al mantenimento dei medesimi flussi al di sotto di predeterminati valori massimi. Eventuali controversie riguardo al rispetto degli impegni vengono deferite ai corrispondenti regolatori.

Titolo IV – Ulteriori possibili norme a valere dall'anno 2003

Punto 12

Borsa degli Scambi Transfrontalieri (BSET)

- 12.1 Dall'anno 2003, in aggiunta alla allocazione dei contratti di fornitura pluriennali, della CTAA e della CTAB, le altre porzioni di capacità di trasporto potrebbero essere assegnate per mezzo della BSET, basata su una procedura concorsuale mediante offerte di acquisto e vendita di energia elettrica (Euro/MWh) corrispondenti a scambi energetici tra i Paesi con orizzonti temporali inferiori all'anno.
- 12.2 Ai fini della allocazione della capacità di trasporto per la realizzazione degli scambi di energia trattati nella BSET, il soggetto assegnatario di detta capacità è il GSET .
- 12.3 I titolari della CTAA e della CTAB possono cedere alla BSET il diritto d'uso di una o più bande, di cui sono risultati assegnatari in esito alla procedura di assegnazione della CTAA e della CTAB e ricevendo un pagamento pari al valore assunto da tali diritti nel BSET stesso.
- 12.4 Il GSET elabora le norme operative dettagliate secondo le quali effettuare le procedure della BSET e sottopone dette norme ai regolatori per la loro approvazione.

Punto 13

Ulteriori metodi per il rispetto degli scambi programmati

Al fine di favorire gli impegni al controllo dei flussi, i ricavi d'asta corrispondenti, ai sensi del precedente punto 10.1, a flussi di potenza su una frontiera elettrica eccedenti valori massimi predefiniti sono ridistribuiti tra i gestori delle reti responsabili delle altre frontiere elettriche.

Titolo V – Disposizioni finali

Punto 14

Disposizioni finali

Al fine di favorire la coerenza dei sistemi di allocazione della capacità di trasporto su tutta la rete di interconnessione tra l'Italia e i Paesi esteri confinanti, l'AEEG trasmetterà i contenuti del presente schema di posizione comune alle relative controparti dell'Austria e della Slovenia al fine dell'eventuale adesione ai contenuti medesimi.