



*Autorità per l'energia elettrica e il gas*

*Misure transitorie per l'introduzione di condizioni per la trasparenza e la concorrenza nell'approvvigionamento di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato e per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento*

*Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas  
4 giugno 2003, n. 60/03*

**4 giugno 2003**

## **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 per l'introduzione di condizioni che assicurino la trasparenza, la non discriminazione e la concorrenza nell'offerta ai fini dell'approvvigionamento di energia elettrica per i clienti del mercato vincolato e di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica. In materia di dispacciamento vengono proposte disposizioni per la riserva e per una redistribuzione delle ore tra le fasce orarie ai fini di una più corretta remunerazione delle risorse fornite dai produttori.*

*L'Autorità intende adottare i provvedimenti conseguenti alle proposte qui sottoposte a consultazione ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) ed h) della legge 14 novembre 1995, n. 481, e dell'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.*

*Per quanto attiene alla fornitura per i clienti del mercato vincolato, le proposte contenute nel presente documento per la consultazione fanno seguito a quanto già stabilito dall'Autorità nel Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica, approvato con deliberazione 18 ottobre 2001, n. 228/01 e successive modificazioni (di seguito: Testo integrato) e nella deliberazione della medesima Autorità 23 dicembre 2002, n. 226/02 (di seguito: deliberazione n.226/02), recante direttive alla società Enel Spa per la cessione al mercato vincolato dell'energia elettrica importata per l'anno 2003.*

*Per quanto riguarda il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, il presente documento integra il documento per la consultazione del 12 febbraio 2003 recante modificazioni delle condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e spunti tematici in materia di approvvigionamento delle risorse per il medesimo servizio. In particolare, si integra quanto già proposto per consultazione nel capitolo 4 del medesimo documento.*

*Le proposte contenute nel documento per la consultazione del 12 febbraio 2003 hanno trovato attuazione, limitatamente alle condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento, con la deliberazione dell'Autorità 1 aprile 2003, n. 27/03, concernente modificazioni, a decorrere dall'1 aprile 2003, della deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2001, n. 317/01.*

*I tempi di attuazione delle misure transitorie decorrono dall'inizio del secondo semestre del corrente anno e permangono sino alla entrata in funzione di un sistema di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica di tipo borsistico previsto per l'inizio del 2004.*

*Il presente documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di formulare osservazioni e suggerimenti in merito alle proposte avanzate, prima che l'Autorità proceda all'emanazione dei provvedimenti in questione.*

*Data la necessità di definire gli interventi proposti in tempi brevi e considerata la conclusione della precedente consultazione sulla medesima materia, al fine di incidere*

*sulla disciplina a valere per il secondo semestre dell'anno 2003, l'Autorità ritiene adeguato un periodo di consultazione fissato in 10 (dieci) giorni.*

*Si invitano i soggetti interessati a far pervenire all'Autorità osservazioni e suggerimenti, per iscritto, entro il 15 giugno 2003.*

**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](mailto:a_e@autorita.energia.it)  
<http://www.autorita.energia.it>**

## INDICE

1.	Quadro normativo e finalità .....	5
2.	Sintesi delle osservazioni al capitolo 4 del documento per la consultazione 12 febbraio 2003 .....	7
3.	L'assetto attuale ed i requisiti alla base dell'intervento proposto .....	9
A.	Procedure di approvvigionamento di energia elettrica per i clienti del mercato vincolato.....	10
B.	Approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento.....	12
C.	L'implementazione attuale della procedura.....	13
D.	Obiettivi dell'intervento proposto dall'Autorità .....	14
4.	L'intervento proposto per il secondo semestre 2003.....	16
A.	Sistema transitorio di offerte di vendita dell'energia elettrica.....	16
B.	Revisione della remunerazione della produzione per fasce orarie in alcuni periodi del secondo semestre 2003.....	26
C.	Corrispettivi di riserva e di bilanciamento applicati alle unità di produzione che forniscono la riserva .....	27
D.	Remunerazione dei saldi positivi dei contratti di scambio di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 27/03 .....	27
5.	Calendario proposto per l'intervento dell'Autorità .....	27

## **1. Quadro normativo e finalità**

- 1.1 Con deliberazione 23 dicembre 2002, n. 226/02, l’Autorità per l’energia elettrica e il gas (di seguito: l’Autorità) ha definito una direttiva alla società Enel Spa (di seguito: l’Enel) per la cessione al mercato vincolato dell’energia elettrica importata. Nell’adottare tale deliberazione l’Autorità teneva conto del fatto che l’Enel operava a motivo del mancato avvio dell’operatività della società Acquirente unico Spa, nell’esercizio di una funzione vicaria di detto organismo ulteriore rispetto a quella interinale prevista dall’articolo 4 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n 79/99).
- 1.2 Nel caso richiamato l’Enel accedeva ad una fonte di approvvigionamento per il mercato vincolato diversa da quelle operative all’entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99, riguardanti i contratti di importazione di energia elettrica in essere alla data dell’1 aprile 1999. In tal modo si realizzava una situazione di discontinuità rispetto alle previsioni di tale decreto che limitavano l’operatività dell’Enel ai soli vigenti “*contratti e modalità*”.
- 1.3 L’Autorità ha operato sul presupposto che la fine della fase interinale rendesse necessario e urgente adottare le determinazioni previste dall’articolo 4 del decreto legislativo n. 79/99 per attivare le garanzie collegate alla gestione della fornitura del mercato vincolato: parità di condizioni di accesso per i produttori in libera competizione e garanzia ai clienti finali di forniture in condizioni di efficienza del servizio e massimo contenimento dei costi.
- 1.4 Successivamente è emerso che l’operatività dell’Enel, nell’esercizio della funzione vicaria di acquirente unico, ha avuto una esplicitazione ben più ampia di quella prevista dall’articolo 4 del decreto legislativo n.79/99 essendo stato definito un accordo con le società costituite ai fini della cessione di capacità produttiva imposta dall’articolo 8 del decreto legislativo n. 79/99, in forza del quale è stata innovativamente organizzata (rispetto alle condizioni contrattuali e modalità vigenti all’entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99) la gestione dell’approvvigionamento del mercato vincolato.
- 1.5 Il Presidente dell’Autorità, con lettera in data 16 gennaio 2003 (prot. PR/M03/77), ha effettuato una richiesta di collaborazione, ai sensi dell’articolo 2, comma 22, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), diretta alle società aderenti al predetto accordo al fine di acquisire gli elementi conoscitivi relativi al medesimo accordo e ogni informazione connessa. In esito a tale richiesta sono stati trasmessi all’Autorità:
  - a) la convenzione tra Gestore della rete e l’Enel del 14 giugno 2000, relativa alla programmazione della produzione delle centrali elettriche delle varie società di produzione del gruppo Enel;
  - b) la procedura recante “Modalità transitorie per l’attività di programmazione della produzione delle centrali del gruppo Enel allegata alla medesima convenzione”;
  - c) la procedura operativa recante “Programmazione della produzione delle centrali della società Endesa Italia Srl per il 2002”.
- 1.6 La convenzione e la procedura di cui al precedente punto 1.5 potrebbero indurre distonie nell’assetto vigente. Infatti, detta procedura comporta che, a seguito delle cessioni di capacità produttiva di cui all’articolo 8 del decreto legislativo n. 79/99, i soggetti attualmente proprietari di tali impianti mettono a disposizione la propria

capacità per la fornitura del mercato vincolato e delle risorse per il dispacciamento: al contrario la procedura dovrebbe essere resa accessibile anche ad esercenti ulteriori rispetto a quelli titolari di impianti riconducibili al perimetro produttivo dell'Enel all'entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99.

- 1.7 È dunque opportuno un intervento nei due segmenti oggetto del presente documento per la consultazione (mercato vincolato e servizio di dispacciamento), anche al fine di contribuire alla sicurezza del sistema elettrico: infatti l'approvvigionamento delle risorse per il mercato vincolato e per l'esercizio del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale (di seguito: dispacciamento) non può riposare su accordi poco trasparenti e basati sulla volontaria adesione dei produttori esponendo il sistema a rischi di instabilità.
- 1.8 Sono pervenute all'Autorità segnalazioni tese ad evidenziare possibili problemi posti dall'articolazione e dal funzionamento dell'accordo operativo di cui sopra: da una parte, produttori partecipanti alle procedure lamentano una situazione di scarsa trasparenza delle procedure; dall'altra, operatori non partecipanti lamentano la limitazione soggettiva della partecipazione ad un segmento del mercato elettrico. Tali segnalazioni hanno evidenziato una conflittualità tra i partecipanti all'accordo, ciò che rende opportuna la definizione di regole vincolanti che sarebbero fondate sul sistema di garanzie basato sui poteri prescrittivi e sulla funzione arbitrale intestati all'Autorità dalla legge n. 481/95.
- 1.9 Il Ministero delle attività produttive, con lettera in data 31 gennaio 2003, prot.2479062, ha dato impulso ad un processo finalizzato a verificare le condizioni per avviare, sin dal secondo semestre dell'anno in corso, un sistema organizzato di offerte di acquisto e vendita di energia elettrica, nel quale avrebbero dovuto essere organizzate le transazioni aventi ad oggetto una quota residuale di energia destinata al mercato vincolato oggi approvvigionata nell'ambito dell'accordo di cui al precedente punto 1.4, nonché l'energia destinata all'erogazione dei servizi di dispacciamento (segnatamente: bilanciamento e scambio).
- 1.10 Detto processo ha portato ad una consultazione generale dei soggetti interessati su un progetto proposto dal Gestore della rete e riconducibile, si deve ritenere, alle funzioni a quest'ultimo intestate dall'articolo 5, comma 2, quarto periodo, del decreto legislativo n. 79/99. Tale iniziativa del Ministero delle attività produttive ha determinato una situazione nella quale l'eventuale esito sarebbe stato la base per l'inquadramento, nella transizione al sistema delle offerte di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo n.79/99, delle materie sopra indicate e il riferimento sul quale l'Autorità avrebbe adottato i provvedimenti di regolazione di propria competenza (quali ad esempio il dispacciamento), secondo quanto chiarito nel corso della suddetta consultazione.
- 1.11 Allo stato, non vi sono elementi sufficienti a indicare che il sopra richiamato sistema di transizione possa essere messo in operatività per coprire il secondo semestre del 2003. Da ciò consegue la necessità per l'Autorità di intervenire al fine di definire, con riferimento ai due segmenti sopra considerati, i lineamenti di un sistema organizzato di approvvigionamento delle risorse per il mercato vincolato e per il dispacciamento, conformando di conseguenza le attuali disposizioni in materia di disciplina del dispacciamento dell'energia elettrica per il secondo semestre dell'anno 2003.

- 1.12 Gli interventi proposti nel presente documento per la consultazione si collocano in un'ottica più generale orientata a definire la necessaria gradualità per evitare soluzioni di continuità nel processo di sostituzione degli odierni accordi volontari di programmazione centralizzata della produzione di alcuni soggetti con meccanismi borsistici fondati su basi legali e regolatorie certe. Altre esigenze di cui si intende tenere conto riguardano:
- a) il rilancio degli investimenti infrastrutturali nel settore elettrico;
  - b) la difesa dei valori delle società operanti nel settore elettrico e quotate in borsa;
  - c) l'ampliamento del mercato dei clienti liberi dall'1 maggio 2003;
  - d) la progressiva formazione di un'offerta di energia elettrica contendibile e concorrenziale;
  - e) l'adeguamento alle realtà dei mercati elettrici di altri Stati membri dell'Unione europea.
- 1.13 L'intervento dell'Autorità si incardina sulle generali funzioni assegnate all'Autorità dalla legge n. 481/95 primariamente per quanto concerne l'emanazione di direttive intese a conformare i comportamenti degli esercenti dei servizi di pubblica utilità, promuovendo adeguati livelli di concorrenza ed efficienza, nella specie, nel segmento della produzione di energia elettrica e di garantire la sicurezza del sistema elettrico. Su questo troncone naturalmente si innestano le specifiche funzioni attribuite quanto al mercato vincolato (direttive al soggetto garante della fornitura al mercato vincolato e, conseguentemente, all'esercente che ne svolge la funzione vicaria) e alla disciplina del dispacciamento di cui agli articoli 3 e 4 del decreto legislativo n. 79/99.
- 1.14 Il procedimento nel quale si iscrive la consultazione basata sul presente documento prevede che vengano sottoposte a consultazione le misure che verrebbero adottate con decorrenza dal mese di luglio 2003. In tale procedimento, l'Autorità intende organizzare audizioni degli esercenti il servizio di pubblica utilità di produzione di energia elettrica partecipanti all'accordo di cui al punto 1.4, al fine di acquisire informazioni circa le procedure di approvvigionamento delle risorse e selezione degli impianti in relazione alle quali, se necessario, potranno essere implementate o modificate le misure qui prospettate, anche diffondendo – se del caso - un ulteriore documento per la consultazione.

## **2. Sintesi delle osservazioni al capitolo 4 del documento per la consultazione 12 febbraio 2003**

- 2.1 Nel capitolo 4 del documento per la consultazione del 12 febbraio 2003 recante modificazioni delle condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e spunti tematici in materia di approvvigionamento delle risorse per il medesimo servizio (di seguito: documento per la consultazione del 12 febbraio 2003), è stato osservato come:
- a) il completamento del processo di dismissione da parte dell'Enel delle società di produzione individuate dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 4 agosto 1999, renda necessaria una revisione delle modalità per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento di cui al titolo 4 della deliberazione dell'Autorità del 7 marzo 2002 n. 36/02, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 80 del 5 aprile 2002 (di seguito: deliberazione n. 36/02);

- b) nelle more dell'operatività del dispacciamento di merito economico anche solo per parte del 2003, sia necessario mantenere in vigore l'impianto amministrato delle modalità relative al dispacciamento transitorio di cui alla deliberazione n.36/02 (di seguito: dispacciamento transitorio), pur adattandole alla mutazione del contesto registrata nel corso del 2002;
  - c) detti adattamenti, da un lato, debbano garantire al Gestore della rete la disponibilità di adeguate risorse per far fronte alle varie situazioni di funzionamento del sistema elettrico nel 2003 e, dall'altro, debbano consentire una più corretta remunerazione delle risorse prestate a tali scopi da parte dei diversi produttori interessati rispetto a quanto oggi previsto.
- 2.2 In particolare, gli spunti tematici indicati nel documento per la consultazione del 12 febbraio 2003 hanno posto all'attenzione dei soggetti interessati:
- a) l'opportunità di introdurre, anche gradualmente, al fine di mitigare le criticità che si potranno evidenziare nel corso del 2003 nella disciplina amministrata, nell'ambito del dispacciamento transitorio meccanismi per la selezione delle risorse per il dispacciamento (gestione delle congestioni di rete, bilanciamento e riserva) che siano in linea con gli istituti del dispacciamento di merito economico, vale a dire introducendo metodi di selezione e di remunerazione delle risorse aderenti al valore delle medesime espresso nelle offerte per la prestazione di tali risorse;
  - b) la necessità di definire, qualora si opti per l'introduzione dei meccanismi di cui al precedente alinea, da parte dell'Autorità, misure per prevenire o contrastare l'esercizio di potere di mercato nell'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento;
  - c) la necessità di pervenire ad una riconciliazione tra l'ammontare richiesto per la remunerazione delle risorse selezionate, difficilmente prevedibile a priori, ed il gettito rinveniente dalle componenti tariffarie applicate ai soggetti cui viene erogato il servizio di dispacciamento.
- 2.3 I soggetti diversi dal Gestore della rete che hanno fornito osservazioni al documento per la consultazione del 12 febbraio 2003, pur ritenendo condivisibile l'intenzione di introdurre meccanismi di merito economico per la selezione e la remunerazione degli impianti chiamati a fornire le risorse per il dispacciamento, hanno espresso dubbi circa l'opportunità di avviare procedure concorsuali per l'approvvigionamento delle medesime risorse anteriormente all'avvio del dispacciamento di merito economico e del sistema delle offerte di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99.
- Gli stessi soggetti hanno sostenuto la necessità di mantenere il sistema per l'approvvigionamento di dette risorse su base amministrata. Tale posizione appare fondata su diversi ordini di motivi:
- a) si teme che possa essere esercitato potere di mercato da parte di alcuni degli operatori attivi nel prestare le risorse per il dispacciamento;
  - b) si ritiene più agevole una conduzione amministrata della disciplina per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento, rispetto all'avvio, anche in forma semplificata, di meccanismi di mercato. Ne consegue che il cambiamento di regime del dispacciamento dovrebbe coincidere con quello di attivazione di regimi di mercato elettrico;

- c) nel caso in cui le procedure fossero condotte dal Gestore della rete, si intravede un'improprietà di ruoli giacché al predetto Gestore non è intestata l'organizzazione di sistemi di mercato ovvero di procedure concorrenziali per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento, ai sensi di quanto disposto dall'articolo 5, comma 2, secondo periodo, del decreto legislativo n. 79/99 e ripreso dalla deliberazione dell'Autorità 30 aprile 2001, n.95/01 (di seguito: deliberazione n.95/01);
  - d) si teme il possibile disallineamento tra il fabbisogno economico-finanziario del Gestore della rete per la remunerazione delle risorse per il dispacciamento ed il gettito rinveniente dalle componenti tariffarie, fissate *ex ante*, corrisposte dagli utenti del servizio di dispacciamento a remunerazione delle medesime risorse;
  - e) il passaggio ad un approvvigionamento delle risorse basato su metodi di mercato, di fatto, interromperebbe la continuità della disciplina in vigore ad oggi senza garanzie di gradualità nel passaggio stesso.
- 2.4 I soggetti di cui al precedente punto 2.3 hanno anche richiesto all'Autorità una revisione dell'attuale sistema amministrato per la remunerazione delle risorse per il dispacciamento, in particolare con riferimento alle risorse per il servizio di riserva, che consenta di selezionare correttamente gli impianti che prestano le medesime risorse e di remunerarli sulla base dei servizi effettivamente prestati. Ciò deve tener conto della disponibilità delle risorse selezionate mediante la redistribuzione del gettito rinveniente dalle componenti attualmente corrisposte dagli utenti del servizio di dispacciamento a remunerazione delle medesime risorse.
- 2.5 Dalle osservazioni al documento per la consultazione del 12 febbraio 2003, risulta anche che il Gestore della rete ritiene possibile l'introduzione di nuovi meccanismi per la selezione delle risorse per il dispacciamento, prima dell'entrata in vigore del dispacciamento di merito economico di cui alla deliberazione n.95/01, in cui si proceda all'approvvigionamento dei servizi per la risoluzione delle congestioni, per la riserva e per il bilanciamento. Tali meccanismi, secondo il Gestore della rete, potrebbero prevedere la selezione delle risorse per il dispacciamento sulla base di offerte da parte dei produttori, riferite ad intervalli di tempo eventualmente inferiori agli intervalli individuati dalle fasce orarie.
- 2.6 Sulla base delle considerazioni svolte al presente capitolo, l'Autorità ritiene opportuno mantenere la disciplina vigente del dispacciamento transitorio per il secondo semestre 2003, adeguandola in maniera puntuale su alcuni punti specifici come descritto nei successivi capitoli.

### **3. L'assetto attuale ed i requisiti alla base dell'intervento proposto**

- 3.1 Nel regime immediatamente antecedente la liberalizzazione del settore elettrico, la programmazione della produzione di gran parte degli impianti di produzione nazionale era effettuata centralmente dall'Enel al fine di garantire la copertura del fabbisogno di energia elettrica dell'intero sistema elettrico nazionale in condizioni di sicurezza di funzionamento, tenuto conto della produzione complementare degli impianti di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 (di seguito: impianti Cip 6), dei produttori indipendenti e delle importazioni di energia elettrica dall'estero. Il ruolo di garante della fornitura dell'intero fabbisogno di energia elettrica e quello di garante della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico

(dispacciamento) coincidevano e venivano, pertanto, svolti in maniera unitaria ed inscindibile sia nella fase di programmazione della produzione che nella gestione del sistema in tempo reale.

3.2 Il decreto legislativo n. 79/99, nel liberalizzare le attività di produzione, di acquisto e di vendita di energia elettrica ha dato origine, da un lato, ad una molteplicità di soggetti operanti nell'attività di produzione, dall'altro, allo stabilirsi di due mercati distinti – libero e vincolato – cui l'energia elettrica prodotta può essere destinata.

La programmazione della produzione degli impianti non è più effettuata centralmente, ma è lasciata alla libera iniziativa delle imprese di produzione che, nel rispetto della normativa vigente ed in ragione della destinazione della propria energia prodotta, effettuano tale attività secondo criteri di convenienza economica. Occorre comunque tener conto che:

- a) il decreto legislativo n. 79/99 mantiene in capo all'Enel, nelle more della entrata in operatività della società Acquirente unico Spa, la funzione di garante della (sola) fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato e, quindi, la responsabilità della fornitura di energia elettrica ai distributori;
- b) i produttori sono tenuti a fornire al Gestore della rete, garante della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale nell'ambito dell'attività di dispacciamento, le risorse necessarie al mantenimento della sicurezza medesima sulla base di obblighi di pubblico servizio, la cui sussistenza è esplicitamente prevista nel decreto legislativo n. 79/99 e che sono stati tradotti in regole precise con le deliberazioni n. 95/01 e n. 27/03.

3.3 La liberalizzazione del mercato elettrico operata con il decreto legislativo n. 79/99 determina il decentramento e la de-localizzazione in capo anche a soggetti diversi dalle società di produzione che fanno riferimento all'Enel:

- a) di parte della capacità produttiva (e della relativa produzione di energia elettrica) necessaria per coprire il fabbisogno di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato;
- b) delle risorse necessarie per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento a garanzia della sicurezza e dell'affidabilità di funzionamento del sistema elettrico;
- c) nonché la ridefinizione delle funzioni di garanzia come indicato al precedente punto 3.2.

#### **A. Procedure di approvvigionamento di energia elettrica per i clienti del mercato vincolato**

3.4 L'Enel, nella sua posizione di garante *pro tempore* della fornitura al mercato vincolato, ha predisposto, anche avvalendosi direttamente dei produttori coinvolti, una procedura per l'approvvigionamento dell'energia elettrica necessaria alla fornitura del medesimo mercato (di seguito: procedura di approvvigionamento per il mercato vincolato) già all'inizio del processo di dismissione nell'anno 2000 delle società di produzione individuate dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999. La procedura di approvvigionamento per il mercato vincolato persegue gli obiettivi di:

- a) programmare la produzione di energia elettrica ai minimi costi variabili per l'insieme delle risorse produttive coinvolte, selezionando e chiamando a produrre i diversi impianti sulla base di un criterio di merito economico

formulato in ragione dei costi di produzione dichiarati dai soggetti partecipanti alla procedura medesima;

- b) garantire la copertura della domanda del mercato vincolato, così come prevista nelle differenti fasi temporali in cui si svolge la programmazione (es. mese, settimana e giorno).

3.5 Ai fini della copertura di una quota della domanda del mercato vincolato di cui al precedente punto 3.4, lettera b), la procedura di approvvigionamento per il mercato vincolato concerne l'approvvigionamento dell'energia elettrica necessaria alla fornitura del mercato vincolato al netto delle cessioni di energia elettrica:

- a) tra imprese produttrici ed imprese distributrici facenti parte dello stesso gruppo societario;
- b) all'interno di un unico soggetto, tra le attività di produzione e di distribuzione dallo stesso svolte, qualora detta energia elettrica sia destinata al mercato vincolato;
- c) proveniente da impianti Cip 6, per la quota destinata al mercato vincolato;
- d) importata dall'estero e destinata al mercato vincolato, ai sensi della deliberazione n. 226/02.

In altri termini, la procedura riguarda la selezione della produzione nazionale destinata alla copertura del fabbisogno residuale del mercato vincolato, calcolabile in teoria differenza tra l'ammontare complessivo del fabbisogno di energia elettrica per i clienti del mercato vincolato e la quota di domanda che, convenzionalmente, risulta coperta dalle immissioni di energia elettrica specificate nei precedenti alinea (di seguito: domanda residuale del mercato vincolato).

3.6 Come detto, parte della procedura per l'approvvigionamento per il mercato vincolato è stata resa nota, nei suoi elementi principali, all'Autorità, in maniera disgiunta da parte dei soggetti produttori partecipanti a detta procedura nell'anno 2002 e dal Gestore della rete, all'inizio dell'anno corrente su richiesta esplicita della medesima Autorità con la nota in data 16 gennaio 2003, prot. PR/M03/77. In tale informativa viene ribadito il carattere meramente transitorio della procedura medesima sino all'entrata in operatività della società Acquirente unico Spa e del sistema delle offerte di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo n.79/99. Essa è intesa dai soggetti produttori come *"...estensione delle modalità convenute a suo tempo per la programmazione delle produzioni degli impianti rientranti nel perimetro del Gruppo Enel negli anni 2000 e 2001..."* ed, al riguardo, vengono segnalate difficoltà operative riscontrate nel corso dell'anno 2002 in merito alla scarsa *"...capacità di adattarsi alla variabilità delle condizioni del sistema elettrico..."* ed *"...ulteriori criticità nella programmazione degli impianti destinati al mercato vincolato..."*, causa l'aumento progressivo dei programmi di produzione per il mercato libero nell'ambito della contrattazione bilaterale.

3.7 Anche in funzione delle segnalazioni di cui al precedente punto 3.6, i soggetti produttori ritengono necessario avere indicazioni dall'Autorità circa la durata del transitorio nell'anno 2003, in modo da poter *"...adeguare le modalità di partecipazione alla procedura medesima, qualora il contesto lo rendesse necessario"*. Alcuni produttori ribadiscono, poi, che l'adesione a tale procedura ha per loro carattere *"...provvisorio e non vincolante..."*, riservandosi di valutarne gli effetti concreti stante il divario sempre più rilevante tra *"...i criteri sottesi [alla*

procedura, n.d.r.] ed i relativi effetti [ricadute operative, n.d.r.], non desumibili dalla lettura della procedura.” La procedura ha anche ricevuto l’avallo del Ministero delle attività produttive con nota in data 21 marzo 2002 che, sottolineando il carattere transitorio della procedura, definiva la medesima uno strumento “...utile ad assicurare la costante copertura del fabbisogno del mercato vincolato...” .

## **B. Approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento**

- 3.8 Ai sensi della normativa vigente del dispacciamento transitorio, il Gestore della rete si approvvigiona delle risorse necessarie al fine di garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico al fine di assicurare l’equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica nelle/dalle reti con obbligo di connessione di terzi.
- 3.9 Il Gestore della rete svolge il bilanciamento che, per definizione, è il servizio, nell’ambito del servizio di dispacciamento transitorio, diretto a impartire disposizioni per l’utilizzo delle risorse (ivi inclusa la riserva) per il mantenimento dell’equilibrio delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale, tenendo conto dei limiti di diversa natura del sistema medesimo (es. massima capacità di trasporto delle reti, tipi/rapidità di intervento e quantità/localizzazione territoriale della riserva per il ripristino dell’equilibrio ed il mantenimento della frequenza di funzionamento, supporto di energia reattiva per il mantenimento della tensione). In tale servizio, il Gestore della rete svolge l’attività finalizzata al bilanciamento dei programmi di produzione di energia elettrica rispetto alla domanda prevista nei due mercati, nonché di riequilibrio in tempo reale delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica.
- 3.10 Il Gestore della rete provvede, inoltre, alla predisposizione della riserva che, per definizione, è l’insieme delle risorse di capacità produttiva selezionate dal Gestore della rete al fine del loro utilizzo per il bilanciamento.
- 3.11 Le deliberazioni dell’Autorità n. 317/01 e n. 36/02, successivamente modificate dalla deliberazione n. 27/03 a decorrere dall’1 aprile 2003, prevedono un assetto flessibile per l’approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento transitorio, in quanto l’Autorità ha ritenuto di dover fissare solo alcune condizioni minime alla base delle procedure per detto approvvigionamento, anche in considerazione del fatto che viene ad essere incisa una materia molto rilevante ai fini della garanzia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale e che, nell’attuazione di dette condizioni, il Gestore della rete debba avere sufficienti elementi di gradualità e margini di adattamento delle procedure pre-esistenti.
- 3.12 Nelle citate deliberazioni, in particolare, si prevede che il Gestore della rete possa approvvigionarsi di energia elettrica a copertura del programma differenziale nazionale, vale a dire del fabbisogno di energia elettrica in ciascuna ora determinato dal Gestore della rete, al fine di garantire l’equilibrio complessivo dei programmi di immissione con la domanda del sistema elettrico italiano prevista in ciascuna ora. Si prevede che il programma differenziale nazionale possa essere determinato al netto dei programmi di immissioni (settimanali) definiti dalla procedura di approvvigionamento per il mercato vincolato e per le destinazioni del mercato libero. Viene, altresì, definito un elenco dei soggetti che, in via prioritaria, devono mettere a disposizione del Gestore della rete la capacità produttiva per la copertura del programma differenziale nazionale. In primo luogo, sono chiamati i soggetti nella cui disponibilità rientrano gli impianti ammessi al meccanismo di

reintegrazione dei costi non recuperabili. Se ciò non fosse sufficiente, il Gestore della rete può imporre modifiche ai programmi di immissione e di prelievo in forza delle proprie attribuzioni per il bilanciamento.

- 3.13 Per quanto riguarda la riserva, viene previsto che i titolari di impianti ammessi alla reintegrazione dei costi di generazione non recuperabili di cui all'articolo 3, comma 1, lettera a) del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica del 26 gennaio 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 27 del 3 febbraio 2000, come successivamente modificato e integrato (di seguito: meccanismo di reintegrazione dei costi non recuperabili) siano tenuti a mettere a disposizione del Gestore della rete le risorse di riserva necessarie al mantenimento dell'equilibrio delle immissioni e dei prelievi effettivi (anche in tempo reale).

### **C. L'implementazione attuale della procedura**

- 3.14 Sulla base delle disposizioni normative sopra richiamate, il Gestore della rete ha ritenuto appropriato interpretare l'assetto della disciplina del dispacciamento transitorio posto dalla deliberazione n. 36/02 in maniera tale da ricondurre il più possibile l'approvvigionamento dell'energia elettrica a copertura del programma differenziale nazionale all'interno della procedura di approvvigionamento per il mercato vincolato in capo all'Enel (di seguito: approvvigionamento congiunto). Detta interpretazione è desumibile dalle varie comunicazioni intercorse tra i soggetti partecipanti alla medesima procedura ed il Gestore della rete ed acquisita dall'Autorità come indicato al precedente punto 3.6, nonché dalle informazioni raccolte per le vie brevi in incontri specifici degli Uffici dell'Autorità con i partecipanti alla procedura (incontro del 20 dicembre 2002).
- 3.15 L'interpretazione dell'assetto di cui al precedente punto 3.14 è tale da riportare l'attuazione del modello complessivo dell'approvvigionamento di energia elettrica per il mercato vincolato e per il dispacciamento ad uno stadio prossimo a quello vigente pre-liberalizzazione di cui al precedente punto 3.1. Ciò al fine di utilizzare i metodi già sviluppati per la programmazione della produzione al minimo costo nel regime precedente al decreto legislativo n. 79/99 e già adattati al sistema elettrico italiano. Tuttavia, l'utilizzo di detti metodi comporta una limitazione: infatti, l'ambito degli impianti di produzione considerati ricomprende certamente gli impianti termoelettrici dell'Enel e delle società di produzione individuate dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 4 agosto 1999, ed, in ogni caso, considera solo gli impianti termoelettrici connessi alla rete di trasmissione nazionale, vale a dire quelli con potenza nominale non inferiore a 10 MVA.
- 3.16 L'interpretazione di cui al precedente punto 3.14 è basata su diverse motivazioni, tra cui:
- a) la disponibilità dei metodi citati al punto 3.15 e la sostanziale continuità con le prassi del regime pre-liberalizzazione e l'esigenza di non sviluppare nuovi metodi di programmazione della produzione per il dispacciamento in vista dell'avvio del dispacciamento di merito economico che, come noto, è basato sull'organizzazione di appositi mercati per la selezione delle risorse piuttosto che sull'utilizzo della programmazione centralizzata;

- b) la coincidenza degli impianti di produzione prioritariamente chiamati a produrre per la copertura del programma differenziale nazionale, vale a dire quelli ammessi al meccanismo di reintegrazione dei costi non recuperabili, con quelli considerati dai metodi di cui al punto 3.12 (impianti termoelettrici con potenza nominale superiore a 10 MVA);
  - c) le difficoltà per l'Enel di valutare con precisione, anche avvalendosi delle previsioni dei diversi soggetti distributori attivi nella vendita di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, la domanda del mercato vincolato nel caso in cui la procedura per l'approvvigionamento per il vincolato fosse applicata unicamente per l'approvvigionamento proprio (si veda anche il punto 3.5);
  - d) l'esistenza di modelli di calcolo per la previsione della domanda elettrica che riguardano la domanda complessiva del sistema elettrico italiano, non differenziata tra mercato libero e mercato vincolato;
  - e) l'assoluta rigidità dei metodi di cui al punto 3.15 che non permettono ottimizzazioni in sequenza della produzione di energia elettrica, come sarà chiarito al successivo capitolo 4;
  - f) la rilevante prevalenza in termini quantitativi dell'energia elettrica da approvvigionare per il mercato vincolato rispetto alle analoghe quantità di energia elettrica per il dispacciamento (nel 2002, rispettivamente, ben oltre 100 TWh per la domanda residuale del mercato vincolato contro qualche TWh per il dispacciamento).
- 3.17 Sebbene l'approvvigionamento congiunto necessiti di un intervento di revisione come individuato al capitolo 4, esso consente di fatto di condurre una procedura per la selezione delle risorse produttive per il mercato vincolato e per il dispacciamento sulla base di un ordine di merito economico, in cui i soggetti interessati possono esprimere la loro disponibilità a produrre in un contesto di confronto concorrenziale.
- 3.18 Per quanto attiene alla riserva, il Gestore della rete si approvvigiona delle risorse di riserva per la gestione in sicurezza del sistema elettrico tramite l'imposizione a carico degli impianti in grado di erogare servizi di riserva secondaria e terziaria di disponibilità di un margine di capacità produttiva (a salire e a scendere) per ogni ora in cui tali impianti sono disponibili per la produzione. La disciplina di dispacciamento transitorio prevede che detta riserva sia remunerata a valere sul kWh prodotto, attraverso la corresponsione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica di cui all'articolo 26 del Testo integrato.

#### **D. Obiettivi dell'intervento proposto dall'Autorità**

- 3.19 In materia di procedura di approvvigionamento per il mercato vincolato, l'Autorità ritiene opportuno superare o ridurre le difficoltà applicative e le criticità di conduzione della procedura indicate ai precedenti punti 3.6 e 3.7, tenendo conto del fatto che dall'inizio di maggio 2003 vi è, da un lato, un'aumentata pluralità di soggetti produttori che partecipano alla procedura medesima, dall'altro, la restrizione dei margini di programmazione degli impianti che destinano la loro energia al mercato vincolato, a causa dell'aumento della produzione per i clienti del mercato libero.

- 3.20 Al fine di ridurre le tensioni tra i partecipanti alla procedura ed evitare che, in assenza di una procedura codificata e trasparente, si consolidino prassi discriminatorie, è importante che la procedura di approvvigionamento per il mercato vincolato venga resa esplicita in tutte le parti di metodo e procedurali che possono incidere sulla selezione degli impianti e sulla conseguente remunerazione dei soggetti partecipanti.
- 3.21 Vi è inoltre la necessità, in considerazione della intervenuta pluralità di soggetti attivi nella produzione di energia elettrica, di consentire la potenziale partecipazione alle procedure di confronto concorrenziale per l'approvvigionamento della domanda residuale del mercato vincolato e delle risorse per il dispacciamento anche a tutti i soggetti produttori, nel rispetto dei vincoli tecnici che presiedono all'ammissione di impianti di produzione a detta procedura.
- 3.22 La revisione della procedura per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento dovrebbe inserirsi in un percorso graduale che traguardi l'assetto definitivo del servizio di dispacciamento basato sul merito economico secondo le condizioni poste dalla deliberazione n. 95/01. Al fine di facilitare il raggiungimento del predetto assetto definitivo è importante che la selezione delle risorse per il dispacciamento, per quanto possibile, avvenga attraverso procedure di confronto concorrenziale tra soggetti, anche se svolte in forma congrua per la situazione attuale di transitorio.
- 3.23 La procedura riformulata secondo i requisiti illustrati al presente capitolo contribuirebbe a:
- a) garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale;
  - b) promuovere forme di concorrenza tra le attuali imprese di produzione;
  - c) rimuovere ingiustificate posizioni di rendita di alcuni soggetti;
  - d) assicurare la trasparenza e la diffusione dell'informazione.
- 3.24 Può essere concepita la re-iterazione, anche per il secondo semestre 2003, della procedura di approvvigionamento per il mercato vincolato, anche in maniera congiunta per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento, purché la medesima procedura sia:
- a) codificata e resa trasparente;
  - b) previamente comunicata all'Autorità;
  - c) basata su criteri oggettivi e non discriminatori;
  - d) aperta anche agli altri produttori, data l'intervenuta molteplicità delle imprese attive nell'attività di produzione di energia elettrica;
  - e) condotta in maniera congiunta con il concorso del Gestore della rete;
  - f) resa esplicita, almeno all'Autorità, in termini di esiti delle sessioni svolte.
- 3.25 La revisione delle modalità per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento e della domanda residuale del mercato vincolato dovrebbe assicurare, tra l'altro, il perseguimento degli obiettivi di indifferenza economica sui clienti finali cui vengono erogati i diversi servizi. In altri termini, i corrispettivi per il servizio di vendita di energia elettrica per i clienti del mercato vincolato e quelli per il servizio di dispacciamento non dovranno subire modificazioni, al fine di non alterare le condizioni economiche fondamentali (componenti tariffarie e prezzi di riferimento) per i servizi elettrici resi al mercato libero e vincolato per il secondo semestre 2003.

Dette condizioni sono state assunte come base per la conclusione dei contratti bilaterali di fornitura con i clienti idonei (già qualificatisi come tali all'inizio d'anno ovvero in corso d'anno a decorrere dalla data di abbassamento della soglia di idoneità, 29 aprile 2003), al fine di evitare una destabilizzazione dell'assetto delle forniture di energia elettrica oggetto di detti contratti.

- 3.26 Tenendo conto delle osservazioni al documento per la consultazione del 12 febbraio 2003, in particolare delle osservazioni relative agli spunti tematici in materia di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, appare necessario introdurre, a decorrere dal secondo semestre dell'anno 2003, nuovi meccanismi per la remunerazione dei servizi per la riserva individuando correttamente i soggetti che prestano al Gestore della rete i medesimi servizi e remunerando tali soggetti sulla base dei servizi effettivamente prestati.
- 3.27 Un requisito ulteriore per la proposta evolutiva consiste nel prevedere un intervento inerente l'attuale articolazione, secondo le fasce orarie stabilite dal provvedimento Cip n. 45/90, del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica di cui all'articolo 26 del Testo integrato.
- Questa articolazione, in alcuni periodi limitati dell'anno, determina una situazione in cui si riscontra una bassa remunerazione (PG in fascia F4) in ore di alto carico effettivo (ad esempio prima e ultima settimana di agosto) e, viceversa, si verifica un'alta remunerazione (PG in F1 e F2) in ore di basso carico effettivo (giorni festivi infrasettimanali).
- 3.28 Qualora la procedura fosse riformulata aderendo ai requisiti di cui al presente capitolo, si potrebbero raggiungere adeguati livelli di trasparenza nelle procedure e di concorrenza tra soggetti nell'approvvigionamento delle risorse per circa la metà della richiesta complessiva di energia elettrica in Italia. Tale assetto può essere visto come opportuna fase transitoria, imperniata su meccanismi di tipo concorrenziale, propedeutica a regimi di mercato elettrico (sistemi borsistici da introdurre successivamente a tale fase) più maturi ed in linea con le esperienze più avanzate nel contesto internazionale.

#### **4. L'intervento proposto per il secondo semestre 2003**

##### **A. Sistema transitorio di offerte di vendita dell'energia elettrica**

- 4.1 Alla luce dei requisiti delineati dal capitolo 3 nella sezione D, si formula una proposta riguardante un sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica (di seguito: STOVE) ai fini dell'approvvigionamento (selezione, acquisizione e remunerazione) delle risorse per la copertura della domanda residuale del mercato vincolato e delle risorse per il dispacciamento, ivi inclusa la disponibilità di capacità produttiva per la riserva.
- In particolare, si ritiene opportuno che lo STOVE continui ad utilizzare le modalità operative e i metodi di calcolo attualmente in uso nell'ambito della procedura organizzata dall'Enel.

##### Organizzazione dello STOVE

- 4.2 L'Autorità ritiene opportuno mantenere un sistema unico per l'approvvigionamento congiunto delle risorse per il mercato vincolato e per il dispacciamento, di fatto confermando l'interpretazione delle disposizioni normative assunta dal Gestore della

rete. Infatti, questa sembra essere l'unica soluzione percorribile se si ritiene che l'1 luglio 2003 rappresenti la data definitiva e ultima per l'entrata in vigore di un sistema che risponda ad esigenze condivise dai principali soggetti istituzionali responsabili e ai requisiti di cui alla precedente sezione D del capitolo 3.

- 4.3 Al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico, l'Autorità intende emanare una direttiva agli esercenti l'attività di produzione attraverso la quale imporre la partecipazione allo STOVE ai produttori per le unità di produzione ammesse alla reintegrazione dei costi di generazione non recuperabili di cui all'articolo 3, comma 1, lettera a) del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica del 26 gennaio 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 27 del 3 febbraio 2000, come successivamente modificato e integrato (di seguito: meccanismo di reintegrazione dei costi non recuperabili). Si precisa che ad oggi dette unità di produzione sono solo quelle identificate dalle deliberazioni dell'Autorità 25 maggio 2001, n. 115/01, 30 ottobre 2001, n. 244/01, 20 giugno 2002, n. 199/02 e 12 febbraio 2003, n. 10/03, poiché solo per tali unità è stata conclusa la procedura di ammissione al medesimo meccanismo.
- 4.4 L'Autorità intende inoltre rafforzare le garanzie per i partecipanti allo STOVE: nel caso di controversie sull'applicazione e sugli esiti dello STOVE la tutela dei diritti dei partecipanti potrà essere incardinata sulle funzioni prescrittive (ordine di cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti ai sensi dell'articolo 2, comma 24, lettera d), della legge n. 481/95) e arbitrali intestate all'Autorità.
- 4.5 L'utilizzo delle modalità operative e dei metodi di calcolo attualmente in uso nell'ambito della procedura organizzata dall'Enel, pone alcuni vincoli all'attuazione dello STOVE. Tali metodi di calcolo, tra l'altro:
- a) definiscono il programma ottimo di produzione delle unità di produzione termoelettriche sulla base di dichiarazioni, da parte delle imprese, dei costi variabili di produzione relativi a ciascuna unità. I programmi di produzione sono definiti in modo tale da soddisfare la domanda attesa, come prevista dal Gestore della rete, tenendo conto dei vincoli di rete e dei vincoli intertemporali di produzione (ad esempio: rampe di presa di carico degli impianti) su un orizzonte temporale di medio e breve termine. Per tener conto dei vincoli di rete la procedura di ottimizzazione include un modello approssimato di rete di trasmissione (macro aree);
  - b) non sono in grado di effettuare una eventuale variazione ottima nell'intorno di un dato punto di funzionamento del sistema elettrico e, pertanto, non è possibile approvvigionare le sole risorse per il dispacciamento selezionando, in maniera ottima, la disponibilità a ridurre o ad incrementare i livelli di produzione precedentemente programmati. Ciò implica l'impossibilità di attuare la separazione della procedura di approvvigionamento dell'energia elettrica per la copertura della domanda residuale del mercato vincolato dalla procedura per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento;
  - c) utilizzano un modello di sistema elettrico che considera solo le unità di produzione con potenza nominale non inferiore a 10 MVA;
  - d) consentono l'utilizzo di un unico costo variabile unitario per il periodo di riferimento per la programmazione;

- e) non consentendo l'ottimizzazione congiunta della produzione termoelettrica e della produzione idroelettrica, prevedono che la programmazione delle produzione idroelettrica sia effettuata autonomamente dalle relative imprese proprietarie, ad eccezione degli impianti di pompaggio il cui programma di utilizzo viene definito dal Gestore della rete.
- 4.6 Nel rispetto dei vincoli tecnici sopra descritti, lo STOVE prevede che la programmazione delle unità di produzione ammesse al medesimo sistema:
- di tipo termoelettrico sia realizzata attraverso una procedura concorrenziale di seguito specificata (di seguito: selezione termoelettrica);
  - di tipo idroelettrico, diverse dalle unità di pompaggio, sia effettuata autonomamente dalle imprese proprietarie della medesima unità nel rispetto dei vincoli specificati dal Gestore della rete;
  - di tipo idroelettrico di pompaggio sia effettuata direttamente dal Gestore della rete.

**SP1.** *Si ritiene condivisibile che la programmazione delle unità di produzione idroelettriche sia effettuata autonomamente dalle imprese proprietarie delle medesime unità? In alternativa, come si ritiene possibile inserire nell'ambito della procedura termoelettrica la programmazione di tali unità a fronte della esigenza di dare avvio allo STOVE in tempi rapidi?*

- 4.7 Allo STOVE:
- sono obbligati a partecipare i soggetti titolari di unità di produzione ammesse al meccanismo di reintegrazione dei costi non recuperabili;
  - hanno facoltà di partecipare i soggetti titolari di unità di produzione diverse dalle unità di cui alla precedente lettera a);
- nel rispetto dei seguenti requisiti tecnici:
- ciascuna unità di produzione deve avere potenza nominale superiore a 10 MVA;
  - l'insieme delle unità di produzione nella disponibilità di un partecipante deve essere in grado di fornire le risorse per i servizi di riserva secondaria e terziaria secondo modalità definite dal Gestore della rete.

Il requisito di cui alla precedente punto ii) si considera soddisfatto nel caso in cui almeno il 50% delle unità di produzione sia in grado di fornire direttamente i servizi di riserva secondaria e terziaria.

**SP2.** *Si ritiene condivisibile, anche in ragione dei vincoli connessi al metodo disponibile per l'implementazione dello STOVE, l'adozione di una procedura congiunta per l'approvvigionamento della domanda residuale del mercato vincolato e della risorse per il dispacciamento? Quali modalità alternative si suggeriscono?*

**SP3.** *Si ritiene corretto limitare la partecipazione delle sole unità di produzione che possono fornire le risorse per i servizi di riserva secondaria e terziaria?*

**SP4.** *Si ritiene corretta la definizione di un limite inferiore, in termini di potenza nominale, per le unità di produzione ai fini della partecipazione allo STOVE?*

4.8 La facoltà di accesso allo STOVE è condizionata anche all'aggiornamento della banca dati attualmente in utilizzo. Ciò potrebbe comportare una gradualità relativamente alla partecipazione allo STOVE di nuove unità di produzione. I produttori che non partecipano allo STOVE possono continuare a fornire energia elettrica per le destinazioni consentite dalla normativa vigente.

**SP5.** *Si ritiene condivisibile la proposta formulata in termini di obblighi e facoltà di partecipazione allo STOVE?*

#### Gestione dello STOVE

4.9 L'Autorità ritiene opportuno che il Gestore della rete e l'Enel, nella loro posizione, rispettivamente, di concessionario dell'attività di dispacciamento dell'energia elettrica e di garante della fornitura di energia elettrica per il mercato vincolato, pongano in essere adeguate forme di coordinamento al fine dell'implementazione dello STOVE.

4.10 Ai fini della gestione dello STOVE, è costituito un comitato di gestione composto da rappresentanti delle imprese partecipanti allo STOVE.

**SP6.** *Si ritiene che la costituzione di un comitato composto da rappresentanti delle imprese partecipanti allo STOVE costituisca una modalità efficiente di gestione dello STOVE anche in presenza di una molteplicità di partecipanti?*

4.11 Il Gestore della rete e l'Enel sono tenuti a definire, quanto prima possibile, la procedura da utilizzarsi per lo STOVE, nel rispetto dei principi definiti dall'Autorità, indicando almeno:

- a) le modalità di funzionamento del comitato di gestione dello STOVE;
- b) le modalità di svolgimento della procedura ivi incluse le modalità di partecipazione alla procedura e le modalità di offerta da parte delle imprese di produzione;
- c) le modalità di quantificazione e di regolazione delle partite economiche tra i soggetti coinvolti;
- d) i diritti e gli obblighi dei partecipanti alla procedura;
- e) disposizioni afferenti la soluzione delle controversie;
- f) gli obblighi informativi connessi all'espletamento della procedura.

4.12 Il Gestore della rete ed Enel predispongono e pubblicano un avviso recante modalità e condizioni, definite secondo principi di trasparenza e non discriminazione, per l'adesione allo STOVE dei soggetti interessati.

#### Obblighi dei partecipanti allo STOVE

4.13 I soggetti che partecipano allo STOVE devono:

- a) offrire nella procedura termoelettrica tutta la potenza disponibile delle unità di produzione termoelettriche al netto dei programmi di immissione formulati nell'ambito della contrattazione bilaterale nel mercato libero o con le imprese di distribuzione facenti parte del medesimo gruppo societario;

- b) offrire nella procedura termoelettrica tutta la potenza disponibile delle unità di produzione ammesse al meccanismo di reintegrazione dei costi non recuperabili al netto della potenza impegnata in contratti con clienti del mercato libero. Ciò al fine di ottimizzare l'utilizzo di tali unità di produzione e di ridurre il relativo onere a carico dei clienti finali. Di conseguenza, tali unità non possono cedere energia elettrica al mercato vincolato attraverso contratti bilaterali diretti con le eventuali imprese di distribuzione facenti parte del medesimo gruppo societario;
- c) rispettare i limiti inferiori di esercizio ammissibili per i serbatoi o bacini di invaso delle unità di produzione idroelettriche stabiliti dal Gestore della rete.

**SP7.** *Si ritiene corretta l'imposizione dell'obbligo di offrire tutta la potenza disponibile per le unità di produzione termoelettriche ammesse al meccanismo di reintegrazione dei costi non recuperabili?*

Descrizione della procedura termoelettrica

- 4.14 Ciascuna unità di produzione termoelettrica partecipante alla procedura termoelettrica, ai fini della definizione dei programmi di produzione nell'ambito della procedura termoelettrica, deve formulare un'offerta di vendita così articolata:
- a) dichiarazione dei consumi specifici;
  - b) dichiarazione del mix di combustibili utilizzati;
  - c) dichiarazione dei costi unitari di combustibile franco centrale;
  - d) potenza disponibile dell'unità di produzione.

Le offerte di vendita hanno un periodo di validità coerente con il periodo di riferimento della programmazione.

**SP8.** *Con quali modalità si ritiene opportuno che tali dichiarazioni siano formulate? Con quali frequenza temporale si ritiene opportuno aggiornare tali dichiarazioni?*

- 4.15 Ai fini della procedura termoelettrica, il Gestore della rete effettua la previsione del fabbisogno orario di energia elettrica del sistema elettrico nazionale e determina la previsione del fabbisogno energetico da coprire attraverso la medesima procedura (di seguito: fabbisogno della procedura termoelettrica) sottraendo dal primo:
- a) i programmi netti di importazione ed esportazione;
  - b) i programmi di immissione delle unità di produzione di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99;
  - c) i programmi di immissione corrispondenti alle immissioni di energia elettrica per le destinazioni consentite dagli articoli 20, 22 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n. 9;
  - d) i programmi di immissione corrispondenti alle cessioni di energia elettrica tra imprese produttrici ed imprese distributrici facenti parte dello stesso gruppo societario e alle cessioni di energia elettrica all'interno di un unico soggetto, tra le attività di produzione e di distribuzione dallo stesso svolte, qualora l'energia elettrica sia destinata al mercato vincolato;
  - e) i programmi di immissione di unità di produzione localizzate sul territorio nazionale la cui produzione è destinata ai clienti del mercato libero;

- f) i programmi di immissione di unità di produzione idroelettriche, anche di pompaggio, e geotermoelettriche che non sono compresi nelle precedenti lettere d) ed e).
- 4.16 Sulla base delle offerte di vendita presentate dai produttori e del fabbisogno della procedura termoelettrica, la medesima procedura determina i programmi di produzione di ciascuna unità di produzione termoelettrica secondo un criterio di minimo costo, nel rispetto dei vincoli di rete e delle esigenze di riserva definite dal Gestore della rete.
- 4.17 Qualora le risorse programmate nell'ambito della procedura termoelettrica non fossero sufficienti a consentire al Gestore della rete il necessario approvvigionamento di risorse per il mantenimento della sicurezza del sistema elettrico nazionale, il medesimo Gestore della rete agisce modificando i programmi di cui al precedente punto 4.15, lettere d), e) e f).

Gestione del sistema in tempo reale

- 4.18 Nell'esercizio in tempo reale, il Gestore della rete seleziona le risorse da utilizzare per il mantenimento della sicurezza del sistema elettrico prevedendo:
- prioritariamente l'utilizzo delle unità di produzione termoelettriche ammesse al meccanismo di reintegrazione dei costi non recuperabili;
  - successivamente alle risorse di cui alla precedente lettera a), le altre unità termoelettriche ed idroelettriche trattate nell'ambito dello STOVE.
- Qualora le risorse di cui alle precedenti lettere a) e b) non fossero sufficienti a mantenere la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale, la modifica dei programmi di cui al precedente punto 4.15, lettera d), e) e f).

<p><b>SP9.</b> <i>Si ritengono condivisibili i criteri e le modalità per la selezione delle risorse di riserva e delle risorse per il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi nel sistema elettrico nazionale sopra esposti?</i></p>
---

Obblighi informativi

- 4.19 L'Autorità ritiene opportuno che il Gestore della rete e l'Enel:
- trasmettano all'Autorità copia delle convenzioni tra gli aderenti allo STOVE;
  - rendano accessibili all'Autorità, anche attraverso supporti informatici, le informazioni e i dati relativi all'esito dello STOVE;
  - trasmettano, con cadenza di norma mensile, all'Autorità una relazione sul funzionamento e sugli esiti dello svolgimento dello STOVE.
- 4.20 Il Gestore della rete è inoltre tenuto a pubblicare informazioni sintetiche relative al modello di calcolo utilizzato nell'ambito dello STOVE, indicando:
- l'articolazione delle macro-aree utilizzata per la rappresentazione del sistema elettrico;
  - il valore massimo delle capacità di trasporto tra le macro-aree aggiornando il medesimo con cadenze prefissate;
  - la tipologia delle unità di produzione ammesse e la relativa potenza disponibile aggregando tale dato per grandi tipologie di impianto e per macro-area;
  - le unità di produzione candidate a prestare i servizi per la riserva secondaria e terziaria;

- e) le previsioni di domanda di medio e lungo termine suddivisa per macro-area;
- f) la quantità di riserva da approvvigionare suddivisa per macro-area.

4.21 Il Gestore della rete pubblica, infine, un rapporto mensile sull'attività dello STOVE.

**SP10.** *Si ritiene che l'implementazione dello STOVE introduca sufficienti elementi di trasparenza e non discriminazione nella procedura di approvvigionamento per il mercato vincolato?*

**SP11.** *Si ritiene corretta l'individuazione delle responsabilità nella gestione dello STOVE sopra esposta?*

#### Remunerazione delle risorse

4.22 I produttori che partecipano allo STOVE vengono remunerati per:

- a) l'energia elettrica destinata alla realizzazione fisica del programma di immissione stabilito dal medesimo sistema o all'esecuzione di un ordine di bilanciamento in tempo reale (di seguito: energia elettrica destinata allo STOVE);
- b) la capacità produttiva messa a disposizione del Gestore della rete ai fini della riserva.

4.23 Per ciascuna unità di produzione che partecipa allo STOVE, l'energia elettrica destinata allo STOVE è pari all'energia elettrica immessa in rete dall'unità di produzione, al netto dell'energia elettrica prodotta dalla medesima unità e:

- a) imputata ai contratti per lo scambio ai sensi dell'articolo 4, comma 4.6, dell'Allegato A della deliberazione n. 27/03;
- b) ceduta direttamente ad imprese distributrici per il mercato vincolato o per usi propri della medesima impresa, ai sensi del comma 25.1 del Testo integrato;
- c) destinata ad alimentare gli impianti di pompaggio.

4.24 Ai fini della remunerazione dell'energia elettrica destinata allo STOVE, i produttori hanno diritto a ricevere un prezzo pari al prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica di cui all'articolo 26 del Testo integrato determinato dall'Autorità per la valorizzazione delle cessioni dell'energia elettrica al mercato vincolato.

**SP12.** *La determinazione del fabbisogno energetico da coprire attraverso lo STOVE è intesa al netto del fabbisogno degli impianti di pompaggio prevedendo così che i produttori che dispongono degli impianti di pompaggio si approvvigionino dell'energia necessaria all'alimentazione di suddetti impianti attraverso contratti bilaterali. La regolazione della partite economiche è definita di conseguenza. Si ritiene condivisibile tale approccio? Quali modalità alternative si suggeriscono?*

4.25 L'onere complessivo per la remunerazione dell'energia elettrica destinata allo STOVE deve essere ripartito tra i due soggetti che partecipano alla procedura in qualità di acquirenti: Enel, per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata alla copertura della domanda residuale del mercato vincolato, e il Gestore della rete, per l'approvvigionamento dell'energia elettrica per il bilanciamento e lo scambio.

- 4.26 La domanda residuale del mercato vincolato approvvigionata da Enel nello STOVE è pari al totale dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, al netto delle altre fonti di approvvigionamento disponibili a copertura di tale fabbisogno e cioè la produzione delle imprese produttrici-distributrici destinata al mercato vincolato, le importazioni, gli acquisti di energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 dal Gestore della rete.
- 4.27 La domanda residuale del mercato vincolato approvvigionata da Enel nello STOVE è quindi pari, in ciascuna fascia oraria, alla differenza tra il totale dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato dalle imprese distributrici come definita dall'articolo 27 del Testo integrato e:
- a) l'energia elettrica propriamente destinata al mercato vincolato o ad usi propri che l'impresa distributtrice ha prodotto in proprio o acquistato direttamente da imprese produttrici facenti parte del medesimo gruppo societario, ai sensi del comma 25.1 del Testo integrato;
  - b) l'energia elettrica ritirata da Enel in esecuzione di contratti pluriennali di importazione e destinata al mercato vincolato;
  - c) l'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 ceduta dal Gestore della rete al mercato vincolato.
- 4.28 L'onere a carico di Enel è pari al prodotto tra il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica e la domanda residuale così determinata. I costi a carico di Enel per la remunerazione dei produttori che partecipano allo STOVE sono coperti dai ricavi da cessione dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato. Il Testo Integrato prevede, infatti, che tali cessioni siano valorizzate al prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica di cui all'articolo 26, pari quindi a quanto riconosciuto al produttore per l'energia elettrica immessa.
- 4.29 Per quanto riguarda la quantificazione dell'onere a carico del Gestore della rete, è necessario distinguere due elementi connessi all'approvvigionamento dell'energia elettrica per il bilanciamento e lo scambio: il primo è l'approvvigionamento dell'energia elettrica necessaria alla copertura delle differenze tra le immissioni e i prelievi nei contratti per lo scambio nel mercato libero di cui alla deliberazione n. 27/03; il secondo è l'approvvigionamento di ulteriore energia elettrica eventualmente necessaria ad assicurare la copertura del fabbisogno energetico residuale effettivo di tutto il sistema elettrico nazionale. Tale fabbisogno può, infatti, non coincidere con la somma della domanda residuale per il mercato vincolato e degli squilibri dei contratti di scambio per effetto delle perdite di energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale. Entrambe le citate componenti del fabbisogno sono infatti calcolate utilizzando coefficienti di perdita convenzionali definite dall'Autorità che possono discostarsi dalle perdite effettive, note soltanto a consuntivo.
- 4.30 I costi a carico del Gestore della rete sono coperti dai corrispettivi per lo scambio dell'energia elettrica di cui all'articolo 9 della deliberazione n. 27/03, per quanto riguarda l'energia elettrica acquistata a copertura dei saldi di scambio. La copertura dei costi connessi all'acquisto dell'energia elettrica necessaria a compensare la differenza tra perdite effettive e perdite standard dovrebbe invece essere assicurata dai corrispettivi di bilanciamento fissati per l'anno successivo a quello in cui tali costi sono stati sostenuti. Infatti, non solo l'ammontare complessivo di tale onere è

noto solo a posteriori ma, essendo i coefficienti di perdita convenzionali fissati pari ad una stima dei valori medi delle perdite effettive, il valore atteso ex ante di questo costo è nullo.

**SP13.** *Si ritiene condivisibile l'individuazione degli oneri a carico del Gestore della rete?*  
**SP14.** *Si ritengono corrette le modalità individuate per la copertura di suddetti oneri?*

- 4.31 Con riferimento alla remunerazione della riserva, i soggetti interessati, nel formulare osservazioni al documento di consultazione 12 febbraio 2003, hanno chiesto una revisione dell'attuale sistema amministrato per la remunerazione delle risorse che consenta di individuare correttamente i soggetti che prestano le medesime risorse e di remunerarli sulla base dei servizi effettivamente prestati, ivi inclusa la disponibilità di capacità produttiva. Ai fini della remunerazione della capacità produttiva messa a disposizione del Gestore della rete per la riserva, si propone, quindi, di riconoscere un corrispettivo unitario determinato dall'Autorità.
- 4.32 Tale corrispettivo dovrebbe essere riconosciuto unicamente alle unità di produzione il cui programma di immissione viene appositamente limitato, sia superiormente che inferiormente, al fine della costituzione degli adeguati margini di riserva, con riferimento alla quantità di capacità produttiva che ciascuna unità ha messo a disposizione del Gestore della rete ai fini della riserva. Si rileva inoltre che la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva per la riserva non dovrebbe essere riconosciuta qualora una unità di produzione non rispettasse il programma di produzione, ovvero non rispettasse un ordine di bilanciamento impartito dal Gestore della rete.
- 4.33 In particolare, dato il programma orario di immissione di ciascuna unità di produzione:
- la capacità di produzione disponibile per la riserva a salire è data dalla differenza tra la massima potenza erogabile dall'unità di produzione e il predetto programma;
  - la capacità di produzione disponibile per la riserva a scendere è data dalla differenza tra il predetto programma e la minima potenza erogabile dall'unità di produzione.

**SP15.** *Si ritiene condivisibile il criterio esposto per l'individuazione dei margini per la riserva a salire e dei margini per la riserva a scendere? Quali metodologie alternative si suggeriscono?*

- 4.34 Ai fini del mantenimento della sicurezza del sistema elettrico, le due tipologie di riserva hanno, alternativamente, l'una valore trascurabile rispetto all'altra (è pensabile, infatti, che nelle ore di alto carico la risorsa scarsa sia rappresentata dalla potenza a salire, viceversa nelle ore di basso carico). Pertanto, sarebbe opportuno che la remunerazione del servizio di riserva venga effettuata, per ciascuna unità di produzione, alternativamente per le ore di alto carico e per le ore di basso carico, con riferimento, rispettivamente, alla riserva a salire e al servizio di riserva a scendere.
- 4.35 L'implementazione del meccanismo amministrato sommariamente illustrato nei precedenti punti implica la disponibilità di un insieme di dati, segnatamente:

- a) i programmi di produzione per ciascuna unità di produzione;
  - b) la comunicazione al Gestore della rete e la registrazione, da parte del medesimo gestore, dei valori di potenza disponibile per ciascuna unità di produzione;
  - c) la registrazione degli ordini di bilanciamento impartiti dal Gestore della rete;
  - d) le immissioni di energia elettrica da parte di ciascuna unità di produzione;
  - e) l'elaborazione di tutti i dati per la verifica del rispetto del programma di produzione stabilito e degli ordini di bilanciamento impartiti dal Gestore della rete.
- 4.36 Un metodo approssimato di valutazione dell'ammontare di risorse messe a disposizione potrebbe essere quello che pone a confronto la producibilità delle unità di produzione dotate dei necessari organi di regolazione per la gestione delle risorse per la riserva (valutata, ad esempio su base mensile, utilizzando la potenza disponibile nel mese per le unità termoelettriche e i valori di producibilità secondo quanto definito nel Testo integrato per le unità idroelettriche) e l'energia elettrica effettivamente immessa in rete. La valutazione della stima della riserva a salire e a scendere potrebbe essere fatta con riferimento alle normali fasce orarie. L'adozione delle considerevoli approssimazioni che tale metodo comporta introdurrebbe tuttavia delle distorsioni e delle possibili inefficienze.
- 4.37 Data la quantità di capacità produttiva da remunerare, il corrispettivo unitario da riconoscere alle imprese di produzione che abbiano fornito la riserva è determinato come rapporto tra il gettito disponibile di cui al successivo punto 4.38 e la medesima capacità.
- 4.38 Il gettito disponibile è pari al gettito complessivo delle componenti tariffarie *rf*, *bf* e *bh*, al netto della parte utilizzata dal Gestore della rete per la remunerazione dell'energia elettrica destinata allo STOVE, dell'energia elettrica immessa in rete in esecuzione di un ordine di bilanciamento da produttori che non partecipano allo STOVE, nonché dei costi di bilanciamento connessi all'approvvigionamento di energia elettrica per la copertura del differenza tra le perdite effettive e le perdite convenzionali dell'anno precedente.

**SP16.** *Si ritiene condivisibile la proposta formulata per la remunerazione dei servizi per la riserva?*

- 4.39 Con riferimento ai tempi di pagamento dei produttori, la remunerazione deve procedere sulla base di acconti e conguagli successivi. Infatti, sia la determinazione delle partite di energia, sia la quantificazione della capacità resa disponibile al Gestore della rete richiede tempi superiori al mese. La stessa deliberazione n. 27/03 prevede una liquidazione in acconto dei corrispettivi di scambio con frequenza trimestrale sulla base di attestazioni dei clienti.
- 4.40 Nella determinazione dei tempi di pagamento va inoltre considerato che, mentre Enel incassa ricavi da cessione di energia elettrica al mercato vincolato con cadenza mensile, il Gestore della rete incassa i corrispettivi per lo scambio con cadenza trimestrale e i corrispettivi per il bilanciamento con cadenza mensile.
- 4.41 Si propone pertanto che, ai fini della remunerazione dell'energia elettrica destinata allo STOVE, ai produttori venga riconosciuto su base mensile, a titolo di acconto, un

corrispettivo pari alla componente a copertura dei costi variabili di produzione di cui all'articolo 26, lettera b), del Testo Integrato. Il pagamento a conguaglio dovrebbe invece avere cadenza trimestrale.

**SP17.** *Si ritiene condivisibile la proposta relativamente ai tempi di pagamento?*

- 4.42 Si propone inoltre che, ai fini della remunerazione della capacità produttiva resa disponibile al Gestore della rete, essendo il corrispettivo unitario determinato dall'Autorità sulla base del gettito effettivo delle componenti tariffarie *rf*, *bf* e *bh*, dell'anno 2003, la liquidazione avvenga nei tempi più brevi compatibili con la disponibilità dei dati.
- 4.43 Al fine di una corretta attribuzione di responsabilità e di una ordinata gestione dei rapporti contrattuali, si ritiene infine opportuno che il Gestore della rete si doti di coperture rispetto al rischio di controparte nei contratti di bilanciamento e scambio, ad esempio attraverso la richiesta di garanzie fideiussorie commisurate al servizio erogato.

**SP18.** *Si ritengono condivisibili le proposte di cui ai precedenti punti 4.42 e 4.43?*

**B. Revisione della remunerazione della produzione per fasce orarie in alcuni periodi del secondo semestre 2003**

- 4.44 Va considerato il problema connesso con la remunerazione attraverso il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica delle risorse necessarie alla copertura del programma differenziale nazionale. L'attuale articolazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica di cui all'articolo 26 del Testo integrato secondo le fasce orarie stabilite dal *provvedimento Cip n. 45/90* determina una situazione in cui si riscontra una bassa remunerazione (PG in fascia F4) in ore di alto carico effettivo (prima e ultima settimana di agosto) e, viceversa, si verifica un'alta remunerazione (PG in F1 e F2) in ore di basso carico effettivo (giorni festivi infrasettimanali). Pertanto l'Autorità ritiene opportuno prevedere l'adozione di un intervento teso a modificare, per il secondo semestre 2003, la definizione delle fasce orarie ai soli fini della remunerazione della produzione di energia elettrica. Tale intervento consente di adeguare, con riferimento a specifiche ore del semestre, la remunerazione all'effettiva necessità di risorse di produzione. Tale modifica non dovrà comportare aggravii economici sui clienti finali.

**SP19.** *Si ritiene condivisibile l'adozione di un intervento per una redistribuzione delle ore tra le fasce orarie, per il secondo semestre 2003, ai fini della remunerazione della produzione di energia elettrica, senza che ciò comporti, ovviamente, aggravii economici sui clienti finali? Quale tipo redistribuzione delle ore tra le fasce orarie si ritiene più opportuna, tenendo conto del vincolo di non comportare aggravii economici sui clienti finali?*

**C. Corrispettivi di riserva e di bilanciamento applicati alle unità di produzione che forniscono la riserva**

- 4.45 L'articolo 7, comma 7.7, dell'Allegato A alla deliberazione n. 27/03, nel confermare le disposizioni di cui alla deliberazione n. 36/02, stabilisce che i corrispettivi rf e bf e bh non si applichino all'energia elettrica immessa da unità di produzione che il Gestore della rete utilizza per la riserva. L'Autorità ritiene opportuno eliminare tale previsione in quanto non determina lo stabilirsi di un segnale economico efficiente nei confronti delle unità di produzione che sono tenute a rispondere agli ordini di bilanciamento impartiti dal Gestore della rete nell'ambito del servizio di riserva.

*SP20. Si ritiene condivisibile tale proposta?*

**D. Remunerazione dei saldi positivi dei contratti di scambio di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 27/03**

- 4.46 L'articolo 9, comma 9.12, dell'Allegato A alla deliberazione n. 27/03, prevede che, nel caso in cui un utente del servizio di scambio non abbia esercitato la facoltà di trasferire il saldo preliminare cumulato del trimestre a compensazione del saldo preliminare del trimestre successivo, e qualora il saldo preliminare cumulato del trimestre sia positivo, il medesimo utente acquisisce il diritto a ricevere dal Gestore della rete un corrispettivo pari al trattamento previsto per le eccedenze in energia elettrica dalla deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255, del 31 ottobre 1997, come successivamente modificata ed integrata differenziato tra ore piene e ore vuote. L'Autorità ritiene opportuno prevedere che gli utenti del servizio di scambio che hanno diritto a ricevere una remunerazione a fronte di un saldo positivo, siano remunerati, in tutte le ore, attraverso un corrispettivo pari al trattamento previsto per le eccedenze in energia elettrica in ore piene.

*SP21. Si ritiene condivisibile tale proposta?*

**5. Calendario proposto per l'intervento dell'Autorità**

- 5.1 Nell'ambito del procedimento avviato con delibera dell'Autorità 4 giugno 2003, n. 60/03, sono previste audizioni con gli esercenti che attualmente partecipano alla programmazione della produzione di energia elettrica per la fornitura al mercato vincolato, al fine di acquisire informazioni, dati e documenti utili alla valutazione delle procedure ad oggi applicate per l'approvvigionamento delle risorse ed all'acquisizione di elementi conoscitivi utili per l'adozione dei provvedimenti. È fissata un'audizione congiunta di tutti gli esercenti l'11 giugno 2003, unitamente ad eventuali audizioni con il singolo esercente su richiesta del medesimo.
- 5.2 Il processo di consultazione si conclude il 15 giugno, data entro la quale ciascun soggetto interessato all'intervento proposto può far pervenire all'Autorità, per iscritto, osservazioni e suggerimenti che saranno tenuti in conto nell'adozione dei provvedimenti.
- 5.3 Entro la medesima data di cui al punto 5.2, sarebbe opportuno che il Gestore della rete e l'Enel presentino, anche a livello preliminare, la documentazione loro richiesta

per l'implementazione dell'intervento proposto. Ciò ai fini di rendere spedito il processo di consultazione, decisione e messa a punto delle procedure necessarie, di mantenere l'1 luglio 2003 come data di entrata in operatività delle misure previste, nonché di avviare l'istruttoria per la verifica di aderenza della documentazione preliminare in corso di finalizzazione ai principi e condizioni generali illustrati nel presente documento per la consultazione.

- 5.4 Entro il mese di giugno 2003, saranno adottati dall'Autorità i provvedimenti che realizzano l'intervento qui proposto. In particolare, detti provvedimenti possono articolarsi in:
- a) una direttiva all'Enel in qualità di garante della fornitura al mercato vincolato ed esercente tale servizio di pubblica utilità ai sensi della legge n.481/95 e dell'articolo 4 del decreto legislativo n. 79/99;
  - b) una direttiva al Gestore della rete in materia di adempimenti per l'espletamento dell'attività di dispacciamento ai sensi della legge n. 481/95;
  - c) una direttiva agli esercenti il servizio di pubblica utilità di produzione di energia elettrica ai sensi della legge n. 481/95 per l'introduzione dell'obbligo di partecipazione allo STOVE qualora ricorrano talune condizioni riportate nel capitolo 4 del presente documento per la consultazione;
  - d) un'integrazione della deliberazione n. 27/03 per quanto riguarda le condizioni di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99.
- 5.5 L'1 luglio 2003 è la data indicata per la prima attuazione delle misure qui proposte.