Il Documento per la consultazione prefigurava l'istituzione di un sistema di monitoraggio sulle contrattazioni che hanno luogo nel sistema delle offerte e al di fuori di esso, oltre che sull'evoluzione della struttura del mercato elettrico. Tale sistema di monitoraggio si sarebbe avvalso, fra l'altro, di una molteplicità di indici di mercato definiti dal GME e dal GRTN in conformità a criteri generali fissati dall'Autorità. Gli indici avrebbero fornito informazioni sintetiche relativamente a tre aspetti: la struttura dei mercati, gli esiti dei mercati e la condotta degli operatori su tali mercati. Fra gli indici di struttura era incluso un indice di offerta residuale volto a individuare gli operatori pivotali ai fini della fornitura di energia o di riserva nelle varie condizioni di carico. Fra gli indici che monitoravano gli esiti di mercato, invece, era previsto un indice detto di "soluzione competitiva" che avrebbe fornito informazioni circa l'esito ipotetico di un mercato concorrenziale sulla base di offerte a costi marginali convenzionali delle singole unità di generazione.

In materia di meccanismi di controllo del potere di mercato, il Documento per la consultazione proponeva due diverse misure: una transitoria basata su un controllo di quantità e l'applicazione di *bid cap*; un'altra di regime basata sull'obbligo, per gli operatori di mercato detentori di una quota di mercato superiore a una certa soglia, di stipulare contratti alle differenze con il garante della fornitura del mercato vincolato a un prezzo sorvegliato dall'Autorità.

Il controllo di quantità introdotto come misura transitoria per l'anno 2004 si fondava sull'accertamento a posteriori che la quantità venduta dall'operatore marginale nel mercato del giorno prima, ivi incluse le quantità oggetto di contratti bilaterali, fosse non inferiore a quella che avrebbe venduto nel medesimo mercato offrendo tutta la propria produzione termoelettrica disponibile ai costi marginali convenzionali. L'accertamento di quest'ultima quantità avrebbe richiesto al GME di simulare l'equilibrio di mercato che si sarebbe determinato sostituendo i prezzi effettivamente offerti dall'operatore marginale per le sue unità termoelettriche con i costi marginali convenzionali attribuibili alle medesime. Qualora la quantità venduta dall'operatore fosse risultata inferiore a quella ottenuta tramite la predetta simulazione, alle offerte accettate sull'MPG relative a unità termoelettriche nella disponibilità dell'operatore di mercato marginale sarebbe stato riconosciuto un prezzo pari a quello indicato nelle medesime (remunerazione *pay as bid*) in luogo del prezzo marginale di sistema pubblicato dal GME (remunerazione *system marginal price*).

I *bid cap* introdotti come seconda misura transitoria per l'anno 2004 avrebbero impedito agli operatori di mercato la presentazione di offerte che fossero superiori al costo minore fra quello marginale convenzionale attribuibile all'unità di produzione aumentato del 100 per cento e quello marginale convenzionale attribuibile all'unità di produzione aumentato di 100 €/MWh.

La misura proposta per il controllo del potere di mercato a regime consisteva nell'obbligo di stipula di un contratto alle differenze con il garante della fornitura del mercato vincolato posto in capo agli operatori che detenessero una quota di mercato superiore al 20 per cento. Il garante della fornitura del mercato vincolato è infatti obbligato, in base al decreto del Ministero delle attività produttive, ad approvvigionarsi prevalentemente in borsa, previa stipula di contratti per la copertura dal rischio di prezzo e di quantità. Essa avrebbe ridotto significativamente gli incentivi degli operatori di mercato dominanti all'esercizio del proprio potere nel sistema delle offerte. Ciò in quanto la quota di ricavi soggetta all'andamento del prezzo di borsa sarebbe stata notevolmente ridimensionata. I ricavi maturati sulla quota di produzione coperta dai contratti alle differenze sono infatti indifferenti all'eventuale aumento dei prezzi di borsa al di sopra del prezzo di riferimento fissato nei predetti contratti. L'incentivo a razionare tale quota di produzione al fine di manipolare il prezzo di borsa viene quindi meno. La vigilanza dell'Autorità su detti contratti avrebbe altresì garantito che i prezzi di riferimento fossero in linea con quelli all'ingrosso fissati dalla medesima Autorità a tutela dei clienti del mercato vincolato e compatibili con un'equa remunerazione dei produttori.
La consultazione ha evidenziato le seguenti criticità:

- la generale avversione degli operatori a meccanismi che presupponessero una stima dei costi marginali delle unità di produzione considerato l'elevato grado di arbitrarietà della stessa;
- la forte propensione degli operatori per misure transitorie semplici e i cui effetti fossero più facilmente prevedibili;
- la notevole preoccupazione che i *bid cap* proposti fossero così stringenti da non consentire il recupero dei costi fissi delle unità di produzione con bassi fattori di carico;
- la pressante richiesta di estendere l'opportunità di stipulare contratti alle differenze in maniera non discriminatoria a tutti i produttori che intendessero offrire le coperture di cui il garante della fornitura del mercato vincolato necessita.

Con delibera 24 febbraio 2004, n. 21, l'Autorità ha provveduto a modificare le proposte contenute nel predetto Documento come segue:

- onde evitare i problemi connessi con l'arbitrarietà della stima dei costi marginali, si rinunciava alla elaborazione di un indice di soluzione competitiva volto a simulare l'ipotetico equilibrio di un mercato concorrenziale da usare come riferimento per valutare il grado effettivo di concorrenza sul mercato elettrico italiano;

- al fine di semplificare il regime transitorio, si introduceva una nuova modalità di calcolo delle quantità minime, eliminando la simulazione affidata al GME e sostituendola con una formula che determina le quantità minime in relazione al livello del carico, alla quota di mercato dell'operatore e a quella degli operatori concorrenti;
- onde ovviare ai problemi applicativi di un *bid cap* puntuale e in parziale accoglimento delle preoccupazioni degli operatori relative alla copertura dei costi fissi delle unità di punta, si è introdotto un *bid cap* unico posto pari a 500 €/MWh;
- al fine di estendere in maniera non discriminatoria a tutti gli operatori l'opportunità di stipulare contratti alle differenze con l'Acquirente Unico, è stato soppresso l'obbligo degli operatori di mercato con quote superiori al 20 per cento di fornire le necessarie coperture del rischio di prezzo e di quantità, imponendo viceversa all'Acquirente Unico di acquisire tali coperture tramite gara per un quantitativo non inferiore al 30 per cento del fabbisogno del mercato vincolato al netto dei contratti di importazione pluriennali e della produzione CIP6.

Con la delibera 27 marzo 2004, n. 49, l'Autorità ha infine previsto:

- la stipula di nuovi contratti differenziali da parte dell'Acquirente Unico con soggetti selezionati attraverso aste discriminatorie al ribasso, con un prezzo base d'asta superiore del 2 per cento rispetto alle aste indette ai sensi della delibera n. 21/04; gli esiti delle aste effettuate dall'Acquirente Unico in base a detta delibera rendevano infatti necessario richiedere all'Acquirente Unico la stipula di nuovi contratti differenziali per una migliore copertura dal rischio prezzo per i clienti del mercato vincolato;
- modifiche nella definizione degli indici di mercato introdotti con la delibera n. 21/04;
- una più precisa definizione del meccanismo di controllo di quantità al fine di renderla più adeguata alla realtà dell'offerta di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale e stabilendone una correlazione con la quantità dei contratti per differenza stipulati dall'Acquirente Unico.

Opzioni di approvvigionamento del mercato libero: importazioni e CIP6

Assegnazioni ai clienti idonei della capacità d'importazione

L'allegato B alla delibera n. 157/03 riporta le disposizioni per l'assegnazione della capacità di trasporto per l'importazione. Rispetto all'anno scorso sono state introdotte alcune novità che tengono conto delle disposizioni del decre-

to del Ministero delle attività produttive 17 dicembre 2003, nonché delle raccomandazioni del regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio n. 1228 del 26 giugno 2003, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e nel quale si richiede l'assegnazione della capacità d'importazione in base a criteri di mercato.

L'assegnazione annuale è ancora effettuata mediate il ricorso al metodo pro-rata e, a differenza dello scorso anno, la taglia minima per l'attribuzione di una banda è ridotta da 3 ad 1 MW. Al fine di promuovere la molteplicità dei soggetti assegnatari, è stato previsto che un singolo operatore non possa ottenere più del 10 per cento della capacità assegnabile per singola frontiera di importazione anche se è concesso di eccedere tale limite nelle successive ripartizioni della capacità residuale. È inoltre previsto che vengano escluse dalla partecipazione alle attribuzioni pro-rata i soggetti che abbiano acquistato volumi di importazione superiori a quelli assegnabili nel nostro paese rilevando le quote a disposizione di operatori esteri. Infine non è possibile partecipare alle assegnazioni pro-quota per una capacità superiore alla propria potenza di prelievo ed è necessario, una volta assegnata, dimostrare di impiegare la banda a disposizione per almeno l'80 per cento della sua potenzialità, pena il decadimento dell'assegnazione.

Sebbene l'attribuzione sia effettuata col criterio pro-rata, l'allegato B della delibera n. 157/03 coerentemente con quanto richiesto dal regolamento europeo 2003/1228/CE consente, in un secondo tempo, la libera cessione dei diritti di assegnazione delle bande di importazione anche a mezzo di un sistema di negoziazione della capacità di trasporto basato su metodi di mercato.

Viene inoltre stabilito che i diritti relativi a eventuali residui di capacità disponibile siano assegnati con meccanismo di mercato tramite sessioni settimanali o giornaliere gestite dal GRTN. Domanda e offerta sono infatti elencate a seconda dell'ordine di merito economico. Eventuale capacità non assegnata potrà essere gestita dal GRTN per i servizi di dispacciamento.

L'assegnazione annuale delle quote d'importazione del 2004 ha previsto due fasi:

- una prima assegnazione della capacità riservata ai clienti interrompibili istantaneamente per 550 MW;
- una seconda assegnazione che alla potenza disponibile al 2004, 750 MW, sommi i 1 750 MW ceduti dai clienti interrompibili stessi di cui 1 200 MW relativi alle assegnazioni triennali svolte nel 2002 e nel 2003 e 550 MW relativi all'assegnazione 2004.

I 550 MW sono stati assegnati a 84 clienti finali i quali hanno tutti esercitato la facoltà di rinunciare alla banda di assegnazione dietro compenso stabilito dal-

l'Autorità di 21 €/MWh. Anche la totalità dei titolari dei 1 200 MW assegnati nel 2002 e nel 2003 si sono avvalsi della facoltà di recesso. Avere rinunciato, a fronte di un riconoscimento di 21 €/MWh, alla capacità d'importazione assegnata prioritariamente per il servizio di interrompibilità, implica per tali operatori la disponibilità all'interruzione istantanea indipendentemente dalla modalità di fornitura.

La seconda assegnazione ha pertanto visto l'allocazione di 750 MW più il 60 per cento della capacità ceduta dagli interrompibili pari a più o meno 1 050 MW. I circa 1 600 MW disponibili sulla frontiera nord-ovest sono stati assegnati a 48 clienti idonei e i 200 MW sulla frontiera nord-est a 38 clienti idonei.

A questa assegnazione al mercato libero vanno aggiunti 150 MW attribuiti sulla frontiera meridionale a 37 operatori e i 1 400 MW a disposizione dei gestori esteri.

Assegnazioni ai clienti idonei delle bande CIP6

Le quantità e le modalità d'assegnazione della capacità produttiva disponibile nell'anno 2004 dagli impianti di generazione di cui al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 21 novembre 2000, ovvero della capacità di produzione relativa ai ritiri obbligati da parte del GRTN dell'energia ai sensi dell'art. 3, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, che abbiamo visto, nei paragrafi precedenti, essere costituita quasi totalmente da impianti di produzione in CIP6, sono state leggermente modificate rispetto agli anni precedenti.

La disponibilità di capacità CIP6 ammonta, come per lo scorso anno, a 4 400 MW costanti anno e a ulteriori 200 MW assegnabili su base trimestrale. Cambia tuttavia la ripartizione delle bande per tipologia di utente.

I riferimenti normativi per la nuove procedure di assegnazione sono delineati dal decreto del Ministero delle attività produttive del 29 gennaio 2004 e dall'allegato A della delibera dell'Autorità 6 febbraio 2004, n. 13. Le modifiche introdotte sono orientate a rendere il meccanismo di allocazione della capacità produttiva degli impianti CIP6 maggiormente orientato alle evoluzione del mercato elettrico e a considerazioni di sicurezza del sistema.

In conformità con quanto avvenuto nelle assegnazioni delle bande d'importazione anche nell'allocazione della capacità CIP6 non si è più differenziato per tipologia di clienti in base alla disponibilità a concedere il servizio di interruzione o in base al profilo dei prelievi.

Scompaiono dunque, rispetto al 2003, la assegnazioni in via prioritaria per i clienti interrompibili con preavviso e per i clienti che avevano almeno il 55 per cento dei consumi in F4. Per quanto riguarda le bande a disposizione dei clienti interrompibili con preavviso, si è ritenuto opportuno, in conformità con quanto disposto nelle assegnazioni della capacità d'importazione, scorporare tale servi-

zio per garantire la sicurezza del sistema dell'assegnazione della capacità disponibile in CIP6 e per remunerarlo indipendentemente dalla modalità di approvvigionamento. Con delibera n. 151/03 l'Autorità ha stabilito il corrispettivo per tale servizio pari a 8 €/MWh.

A seguito della decisione del Consiglio di Stato n. 1605/03 che richiede l'applicazione del principio di spartizione tra mercato vincolato e mercato idoneo della potenza disponibile, il 20 per cento della capacità CIP6 (880 MW su base annua) è stato destinato all'Acquirente Unico per la fornitura al mercato vincolato; 3 520 MW sono stati assegnati ai clienti idonei, senza alcun vincolo di interrompibilità.

Le modalità di assegnazione non prevedono più un'allocazione della capacità con procedura d'asta, ma tramite un'attribuzione pro-quota, le cui procedure sono delineate dalla delibera n. 13/04. Assegnazione pro-quota significa che data la capacità disponibile a 3 520 MW, una volta note le richieste di assegnazione da parte dei clienti idonei il GRTN provvede a ridurre queste ultime in ragione del rapporto tra il loro ammontare complessivo e la potenza disponibile.

La banda di assegnazione minima è di 1 MW e ciascun operatore non può eccedere il 10 per cento della capacità disponibile. La potenza assegnabile non può essere superiore alla potenza media prelevata nel 2003 al netto delle assegnazioni di capacità disponibile all'importazione, inclusa la capacità eventualmente rinunciata a fronte del servizio di interrompibilità.

TAV. 4.20 **ASSEGNAZIONE DELLA CAPACITÀ CIP6 PER GLI ANNI 2003-2004**

MW

	2003	2004
Capacità annuale disponibile	4 400[A]	4 400[A]
Destinata a clienti idonei senza vincoli	3 000	3 520
Destinata a clienti idonei interrompibili con preavviso	1 000	-
Destinata a clienti idonei con consumi in F4 superiori al 55%	400	-
Destinata ad Acquirente Unico per approvvigionamento mercato vincolato	-	880

(A) La produzione relativa ad ulteriore capacità resasi disponibile è assegnata, nel 2003 e 2004, al mercato vincolato.

Nel 2003 la definizione del prezzo finale dell'energia CIP6 era determinata dall'andamento di due componenti: la prima costituiva la base d'asta e faceva riferimento ai costi fissi di generazione, stabiliti a 24,3 €/MWh e oggetto di eventuale rilancio da parte degli operatori, la seconda invece era indicizzata agli andamenti del parametro Ct. Nel 2004, con l'assegnazione pro-quota la componente relativa ai costi fissi di generazione rimane ferma a 25 €/kWh, mentre la

componente variabile del prezzo di assegnazione sarà indicizzata, da luglio, sia al parametro Ct sia al prezzo medio di borsa.

Alle assegnazioni del 2003 avevano partecipato tre categorie di clienti idonei: gli interrompibili con preavviso, ai quali era stata riservata una potenza di 1 000 MW, quelli con un consumi per almeno il 55 per cento in fascia F4 per una potenza di 400 MW e i clienti idonei senza vincoli per la rimanente quota di 3 000 MW.

La tavola 4.21 riporta il consuntivo delle allocazioni nel 2003.

TAV. 4.21 **ASSEGNAZIONI CIP6 NEL 2003: QUANTITÀ E PREZZO MEDIO DI CESSIONE PER TIPOLOGIA D'UTENZA**

	GWh	c€/kWh
Energia venduta al mercato libero	40 296	52,54
Energia venduta ai mercato vincolato	13 586	63,12
Totale	**53 882**	**55,21**

ATTIVITÀ REGOLATE

Nuovo periodo regolatorio

Assetto del settore elettrico e regolazione tariffaria

Il settore elettrico è stato oggetto nell'ultimo quinquennio di una rapida evoluzione organizzativa, spinta dal processo di deverticalizzazione e *unbundling* attivato nel paese anche a seguito dell'emanazione delle Direttive europee. Il sistema di regolazione tariffaria proposto dall'Autorità per il periodo 2004-2007, coerentemente con quanto previsto già nel precedente periodo regolatorio, si basa su una articolazione verticale tra le attività e si propone di favorire lo sviluppo della concorrenza in tutte le fasi della filiera non soggette, dalla normativa vigente, a vincoli di esclusiva. Di seguito vengono individuate le principali attività che articolano il settore elettrico, indicando anche i relativi ambiti di intervento tariffario.

La produzione di energia elettrica è un'attività libera anche se sottoposta a obblighi derivanti dalla sua caratteristica di pubblico servizio. Per gli anni antecedenti al 2003, tenendo conto della mancata attivazione del sistema delle offerte (borsa elettrica), si è previsto che l'Autorità fissasse il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso destinata ai clienti del mercato vincolato. Con l'avvio dell'operatività del sistema delle offerte, il prezzo percepito dai produttori di energia elettrica, indipendentemente che a consumarla siano i clienti del mercato libero

o quelli del mercato vincolato, è stabilito da meccanismi di mercato o tramite contrattazione bilaterale.

Le attività di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica sono riservate allo Stato e assegnate al GRTN. In quanto svolte in regime di esclusiva, esse richiedono un intervento di regolazione mirante a garantire l'accesso non discriminatorio alle infrastrutture di rete, la presenza di incentivi al recupero dell'efficienza e la fissazione di prezzi orientati ai costi. Il perseguimento di tali obbiettivi, in particolare l'incentivazione al recupero di efficienza, non può prescindere dalla struttura organizzativa e proprietaria delle infrastrutture. Per il nuovo periodo regolatorio sono state individuate soluzioni in materia di regolazione dei corrispettivi che tengano conto della prevista riunificazione tra proprietà delle infrastrutture di rete e gestione delle medesime.

Nel precedente periodo regolatorio l'attività di trasmissione era remunerata nell'ambito delle opzioni tariffarie per il trasporto (che comprendeva trasmissione e distribuzione). Il nuovo regime prevede invece una tariffa amministrata specifica per la trasmissione. Sotto il profilo delle modalità di copertura dei costi sostenuti per il dispacciamento è necessario analizzare separatamente la fase di gestione di tale attività da quella dell'approvvigionamento delle risorse necessarie al suo espletamento. I costi relativi al servizio di dispacciamento sono di pertinenza del GRTN. Essi, nel precedente periodo regolatorio, trovavano copertura in componenti tariffarie definite in via amministrativa e ricomprese nell'ambito delle tariffe di trasporto; nel nuovo periodo regolatorio, per i clienti del mercato vincolato, gli stessi trovano copertura nell'ambito delle tariffe di vendita. Per i clienti del mercato libero è prevista, invece, una specifica componente tariffaria. Con l'avvio della borsa elettrica, l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento è basato sia su meccanismi di mercato (gestione delle congestioni, gestione della riserva secondaria e terziaria, bilanciamento) che hanno come riferimento il mercato dei servizi di dispacciamento, parte integrante della borsa elettrica, sia su meccanismi non di mercato (riserva primaria, regolazione di tensione, servizio di *black start*). Per i clienti finali vincolati sono comunque previsti dispositivi tariffari che consentono di trasferire a valle in modo appropriato i segnali generatisi nelle fasi a monte della filiera.

L'attività di distribuzione è svolta in regime di esclusiva sulla base di concessioni accordate dal Ministro delle attività produttive. La procedura di rilascio delle concessioni ha consentito di individuare con chiarezza l'oggetto di tale attività, vale a dire:

- la gestione delle reti di distribuzione;
- la decisione degli interventi di manutenzione;
- la programmazione e l'individuazione degli interventi di sviluppo;

- l'esercizio degli impianti;
- l'esecuzione degli interventi di manutenzione;
- la realizzazione degli interventi di sviluppo.

Similmente alle considerazioni svolte riguardo a trasmissione e dispacciamento, il carattere monopolistico dell'attività di distribuzione, nel quadro normativo attuale, richiede un intervento di regolazione in materia di garanzia di accesso non discriminatorio alle infrastrutture di rete, nonché l'introduzione di meccanismi di regolazione delle tariffe incentivanti e che garantiscano prezzi orientati ai costi effettivi dell'attività. Per il nuovo periodo regolatorio è stato di fatto confermato il precedente regime basato sulle opzioni tariffarie offerte dal distributore.

L'attività di vendita dell'energia elettrica è libera. La necessità di garantire sia un'adeguata tutela dei clienti del mercato vincolato, sia il rispetto dell'univocità della tariffa sull'intero territorio nazionale, rende comunque necessario un intervento di regolazione tariffaria da parte dell'Autorità in materia di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato. Sulla base delle disposizioni previste per il nuovo periodo regolatorio, i clienti vincolati pagano, nell'ambito della tariffa di vendita, il costo di approvvigionamento dell'energia elettrica sostenuto dall'Acquirente Unico, che dall'1 gennaio 2004 è il garante della fornitura nei loro confronti. Tale costo, trasferito poi ai clienti finali, è determinato come stima del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici, tenendo conto di tutte le modalità di approvvigionamento dell'Acquirente Unico stesso (borsa, contratti bilaterali, contratti per differenze, *import* e CIP6). Le tariffe di vendita includono la remunerazione del servizio di commercializzazione della vendita che, rispetto al precedente periodo regolatorio, è stato distinto da quello di commercializzazione della distribuzione.

La misura dell'energia elettrica, pur essendo un'attività potenzialmente libera, in considerazione dell'attuale assetto organizzativo e regolatorio richiede l'introduzione di meccanismi di regolazione tariffaria a tutela degli utenti di tale servizio. Solo in seguito all'avvio del processo di apertura alla concorrenza della misura, la sua regolazione tariffaria potrà essere gradualmente rimossa.

Durante il primo periodo regolatorio, che si è concluso a fine gennaio 2004, la copertura dei costi per l'erogazione del servizio di misura non avveniva tramite una separata e identificabile componente tariffaria, bensì per mezzo dei ricavi relativi al servizio di trasporto. Per il nuovo periodo regolatorio è stata invece definita una voce specifica a copertura di tale costo.

Il nuovo Testo integrato

Con l'allegato A alla delibera 30 gennaio 2004, n. 5, l'Autorità ha definito, per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e il 31 dicembre 2007, la regolazione dei corrispettivi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione, di misura e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato. Il nuovo Testo integrato, la cui predisposizione ha impegnato gli Uffici dell'Autorità per buona parte del 2003, ha sostituito quello in vigore in precedenza, approvato con delibera dell'Autorità 18 ottobre 2001, n. 228 e successivamente modificato e integrato.

L'approvazione del provvedimento che regola il secondo periodo di regolazione è stata preceduta da tre fasi di consultazione dei soggetti interessati. La prima si è avviata con il Documento per la consultazione 1 luglio 2003, *Tariffe per il servizio di trasporto e corrispettivi per i servizi di misura e di vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 1 gennaio 2004 – 31 dicembre 2007*, nel quale l'Autorità ha delineato i propri orientamenti in relazione:

- alle modalità di riconoscimento dei costi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica;
- ai sistemi di perequazione;
- alle modalità di attribuzione alle diverse tipologie di clientela dei costi riconosciuti e ai meccanismi tariffari sottostanti;
- alla regolazione tariffaria delle imprese elettriche minori;
- ai regimi tariffari speciali e alle prestazioni patrimoniali imposte (oneri generali di sistema e altre componenti tariffarie).

Tenuto conto delle osservazioni ricevute in relazione al Documento 1 luglio 2003, l'Autorità ha ritenuto opportuno procedere a una seconda fase di consultazione focalizzata sulle problematiche connesse con le modalità di determinazione dei costi da riconoscere alle imprese per l'erogazione dei servizi oggetto di regolazione tariffaria. A tal fine, in data 12 novembre 2003 è stato diffuso il Documento per la consultazione *Determinazione del costo riconosciuto per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 1 gennaio 2004 – 31 dicembre 2007.*

Gli approfondimenti condotti dall'Autorità in seguito alle osservazioni avanzate dai soggetti interessati in merito a quest'ultimo Documento, sono sfociati in una terza fase di consultazione. Essa si è centrata su alcune ipotesi di revisione delle indicazioni contenute nei due precedenti Documenti per la consultazione circa la determinazione del costo riconosciuto per l'erogazione dei servizi di distribuzione, di trasmissione, di misura e di vendita dell'energia elettrica, in particolare in riferimento all'attuazione delle disposizioni dell'art. 1-*quinquies*, comma 7, della legge n. 290/03, relativamente:

- alla rivalutazione delle infrastrutture;
- alla simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del *price cap*.

Nel terzo Documento per la consultazione, diffuso in data 13 gennaio 2004, l'Autorità ha esposto i propri orientamenti conclusivi anche in relazione:

- al tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto;
- alla fissazione degli obiettivi di recupero di produttività per il nuovo periodo di regolazione, tenuto conto, in particolare, di una più approfondita analisi degli effetti sul costo del lavoro nel settore elettrico prodotti dal rinnovo del contratto collettivo nazionale siglato nel 2003;
- alla modalità di costruzione del nuovo vincolo tariffario V1, relativo al servizio della distribuzione, con riferimento soprattutto alle ipotesi avanzate nel Documento 1 luglio 2003 a proposito dell'inclusione in detto vincolo dei ricavi derivanti dai contributi relativi all'erogazione del servizio di connessione (contributi di allacciamento) e dall'imposizione dei diritti fissi;
- alla definizione dei meccanismi di perequazione e integrazione.

Il procedimento che ha portato alla definizione del nuovo Testo integrato è stato condotto parallelamente a quello relativo alla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2004-2007, avviato con delibera 1 aprile 2003, n. 31. Le decisioni adottate dall'Autorità in materia di corrispettivi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica sono state prese in coerenza con gli obiettivi di miglioramento della qualità dei servizi fissati dall'Autorità con delibera 30 gennaio 2004, n. 4.

Servizi oggetto di regolazione tariffaria nel primo e nel secondo periodo di regolazione

Il sistema tariffario vigente nel primo periodo di regolazione identificava tre servizi di pubblica utilità, a loro volta suddivisi in attività:

- il servizio di trasporto, articolato in:
  - trasmissione dell'energia elettrica;
  - dispacciamento, remunerato come gestione del servizio;
  - distribuzione dell'energia elettrica;
- il servizio di vendita, articolato in:
  - vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato;
  - vendita dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato;

  - dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, remunerato limitatamente ai costi sostenuti per l'approvvigionamento delle risorse necessarie per l'erogazione del medesimo servizio anteriormente all'avvio del dispacciamento di merito economico;
- il servizio di misura.

Per il secondo periodo di regolazione, l'Autorità ha proceduto a una razionalizzazione della normativa, identificando quali servizi di pubblica utilità oggetto di regolazione tariffaria del nuovo Testo integrato:

- il servizio di trasmissione dell'energia elettrica;
- il servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
- il servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, articolato in:
  - cessione dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, in capo all'Acquirente Unico;
  - vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, in capo alle imprese distributrici;
- il servizio di misura, articolato nelle seguenti attività:
  - installazione e manutenzione dei misuratori;
  - rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.

Il nuovo Testo integrato prevede l'identificazione dei corrispettivi associati a ciascuno dei servizi individuati. In particolare, a differenza di quanto stabilito nel primo periodo di regolazione, si è provveduto a dare separata evidenza:

- al corrispettivo a copertura dei costi per il servizio di misura;
- al corrispettivo a copertura dei costi di commercializzazione propri dell'attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.

Costi riconosciuti

Ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali del febbraio 2004 per i servizi oggetto di regolazione tariffaria, l'Autorità ha provveduto a determinare, separatamente per ciascun servizio, il costo riconosciuto, aggregando le informazioni di costo desunte:

- dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti ai sensi della delibera dell'Autorità 11 maggio 1999, n. 61, come successivamente modificata;
- dalle risposte a questionari appositamente predisposti dagli Uffici dell'Autorità e inviati a tutti gli esercenti.

Il costo riconosciuto determinato dall'Autorità comprende:

- i costi operativi (principalmente delle risorse esterne, tra cui il costo del personale e quello relativo agli acquisti di materiali e servizi);
- gli ammortamenti delle immobilizzazioni;
- una congrua remunerazione del capitale.

La componente relativa ai costi operativi riconosciuti per l'anno 2004 è stata determinata come somma di:

- costi operativi rilevati nell'anno 2001, riportati all'anno 2004;
- quota parte dei maggiori recuperi da attribuire agli esercenti (*profit sharing* pari al 50 per cento).

Il tasso di remunerazione del capitale investito, in termini reali e prima delle tasse, è stato fissato pari al 6,7 per cento per il servizio di trasmissione, al 6,8 per cento per il servizio di distribuzione e all'8,4 per cento per il servizio di misura e per l'erogazione del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.

Per i servizi di trasmissione e di distribuzione, che sono svolti in regime di esclusiva, l'Autorità ha fissato un livello tariffario iniziale che viene aggiornato annualmente secondo il criterio del *price cap* applicato limitatamente alle componenti destinate alla copertura dei costi operativi, inclusi gli ammortamenti.

La quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti a remunerazione del capitale investito, invece, viene aggiornata tramite la revisione annuale da parte dell'Autorità, rivalutando il valore delle immobilizzazioni e tenendo in considerazione gli investimenti netti effettuati durante l'anno precedente l'adeguamento.

Il livello di recupero programmato di produttività (*X factor*) è fissato pari al 3,5 per cento per la distribuzione e al 2,5 per cento per la trasmissione.

Per i servizi di misura, acquisto e vendita, per i quali è prevista la progressiva apertura alla concorrenza, non sono contempletati meccanismi automatici di aggiornamento annuale; i corrispettivi obbligatori fissati dall'Autorità verranno adeguati anno per anno sulla base dell'effettivo sviluppo della concorrenza nei singoli segmenti di mercato.

Il livello dei contributi di allacciamento e dei diritti fissi, entrambi sottoposti a controllo tariffario tramite l'applicazione del meccanismo di *price cap*, è stato ridotto del 3,7 per cento.

Struttura tariffaria applicata ai clienti finali

Il sistema tariffario in vigore nel periodo di regolazione 2000-2003, con riferimento ai clienti non domestici, garantiva la copertura dei costi riconosciuti di trasporto su reti di distribuzione e trasmissione, di misura e di commercializzazione del servizio di vendita non coperti dai contributi di allacciamento, tramite i corrispettivi per il servizio di trasporto. Il vincolo V1, che definiva per ciascuna tipologia contratt uale (diversa dall'utenza domestica allacciata in bassa tensione) un tetto ai ricavi tariffari che l'impresa poteva realizzare nell'anno dall'erogazione del servizio di trasporto, includeva anche i ricavi destinati alla copertura dei costi connessi con il recupero di continuità del servizio.
La struttura tariffaria del periodo regolatorio 2004-2007 prevede per ciascuna tipologia contrattuale (diversa dall'utenza domestica allacciata in bassa tensione):

- tariffe amministrate a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione;
- opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione;
- tariffe amministrate a copertura dei costi relativi al servizio di misura;
- tariffe amministrate a copertura dei costi relativi al servizio di vendita.

I costi connessi con il recupero di continuità del servizio sono coperti con una componente specifica (UC6) non compresa nel vincolo V1.
Per quanto riguarda i clienti domestici, la struttura della tariffa di riferimento D1 non ha subìto modifiche sostanziali rispetto al primo periodo di regolazione, anche se per la copertura dei costi per il servizio di misura e di quelli di commercializzazione nel nuovo sistema sono previsti elementi tariffari specifici.
Fino all'introduzione della tariffa per i clienti domestici in stato di disagio economico (tariffa sociale), anche nel secondo periodo di regolazione la tariffa D1 rappresenterà la tariffa di riferimento. Ai clienti finali verranno invece applicate le tariffe D2 e D3, ovvero, se proposte dall'impresa distributrice e richieste dal cliente, le opzioni ulteriori domestiche.

Meccanismi di perequazione

Il nuovo Testo integrato prevede anche:

- un regime di perequazione generale;
- un regime di perequazione specifico aziendale.

Il regime di perequazione generale si applica a tutte le imprese distributrici, a esclusione delle imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10 (le cosiddette "imprese elettriche minori").
La perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico delle imprese

distributrici per gli anni 2004-2007 si articola in:

- perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato;
- perequazione dei costi del servizio di trasmissione;
- perequazione dei costi del servizio di distribuzione su reti ad alta tensione;
- perequazione dei costi del servizio di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione;
- perequazione dei costi del servizio di distribuzione su reti a media e bassa tensione;
- perequazione dei ricavi per la fornitura dell'energia elettrica a clienti domestici.

Il regime di perequazione specifico aziendale opera limitatamente ai costi di distribuzione e tende a bilanciare differenze nei costi di distribuzione effettivi rispetto ai ricavi ammessi, non catturabili mediante analisi statistiche ed econometriche (e quindi non perequate tramite il regime generale) e comunque legate a variabili fuori dal controllo dell'impresa. Il regime di perequazione aziendale verrà sviluppato mediante opportune istruttorie specifiche impresa per impresa, volte ad accertare il livello dei costi di distribuzione sostenuti da ciascuna di esse.

Fasce orarie

Con il nuovo Testo integrato è stata introdotta una struttura di fasce orarie che riflette la modifica delle abitudini di consumo delle famiglie italiane. Le nuove fasce, basate sulla migliore stima del GRTN degli stati di funzionamento del sistema elettrico nell'anno 2004, collocano le ore di picco durante i mesi estivi e il mese di dicembre mentre nelle ore invernali sono concentrate le ore di alto carico. La nuova struttura delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 sostituisce quella precedentemente disposta dal Titolo II, comma 2), paragrafo b), punto 2), del provvedimento CIP 19 dicembre 1990, n. 45.
Al fine di consentire la riprogrammazione degli apparecchi di misura con riferimento alle nuove fasce orarie, la delibera n. 5/04 ha previsto una proroga del regime di vigenza delle fasce 2003 fino all'1 aprile 2004.

Trasmissione

Erogazione del servizio di trasmissione ai clienti finali

Nel primo periodo di regolazione i costi riconosciuti relativi al servizio di trasmissione venivano assicurati tramite i corrispettivi a copertura del servizio di trasporto. Nel nuovo periodo regolatorio, invece, ciascuna impresa distributrice

applica ai clienti finali una componente tariffaria specifica a garanzia dei costi per il servizio di trasmissione, che è differenziata a seconda che i clienti finali siano dotati o meno di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 e F4.

L'aggiornamento annuale della componente relativa al servizio di trasmissione avviene in maniera diversificata per la quota parte della componente tariffaria a copertura dei costi operativi (inclusi gli ammortamenti) e per la rimanente quota parte relativa alla remunerazione del capitale investito riconosciuto.

Per la quota parte riguardante i costi operativi (pari al 65 per cento del totale) è prevista l'applicazione del *price cap*. Ogni anno pertanto l'Autorità procederà all'aggiornamento applicando:

- il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat;
- il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti, pari al 2,5 per cento;
- il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

Per la quota parte relativa alla remunerazione del capitale investito riconosciuto (pari al 35 per cento del totale), alla quale non si applica il *price cap*, è prevista una revisione annuale per tener conto:

- del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
- del tasso di variazione atteso della domanda di energia elettrica in Italia;
- del tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati;
- del tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione.

Le straordinarie esigenze di sviluppo e rafforzamento della capacità e dell'efficienza di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica, connesse anche con gli episodi di *blackout* avvenuti lo scorso anno nel nostro paese, hanno evidenziato l'esigenza di prevedere opportune misure destinate a sostenere gli investimenti di sviluppo della rete. Per questo motivo agli interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale che saranno approvati dal