

**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**

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 1 aprile 2003, n. 30/03, ai fini della formazione dei provvedimenti in materia di tariffe per il servizio di trasporto e di corrispettivi per i servizi di misura e vendita dell'energia elettrica, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n. 481, per il periodo di regolazione 1 gennaio 2004 – 31 dicembre 2007.


12 novembre 2003

Premessa

Il presente documento per la consultazione fa seguito al documento per la consultazione 1 luglio 2003 “Tariffe per il servizio di trasporto e corrispettivi per i servizi di misura e vendita dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 1 gennaio 2004- 31 dicembre 2007” (di seguito: documento 1 luglio 2003) e precisa gli orientamenti dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas (di seguito: l’Autorità) in materia di riconoscimento dei costi e remunerazione del capitale investito per l’erogazione dei servizi di trasporto, di misura e vendita dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 1 gennaio 2004- 31 dicembre 2007. Una parte del documento è dedicata ad illustrare in maggiore dettaglio gli orientamenti dell’Autorità in materia di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica.

Il documento tiene conto delle osservazioni formulate in relazione alla consultazione del 1 luglio 2003 (in appendice è riportato l’elenco dei soggetti che hanno inviato commenti scritti) ed è stato redatto in modo incisivo e assertivo, per consentire a tutti i soggetti interessati di valutare compiutamente gli effetti economici.

L’Autorità ritiene opportuno sottoporre ad una seconda fase di consultazione le modalità per la determinazione del costo riconosciuto per l’erogazione dei servizi di trasporto di misura e vendita dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 1 gennaio 2004- 31 dicembre 2007. L’Autorità non ritiene invece necessario aprire una ulteriore fase di consultazione sugli altri aspetti di regolazione tariffaria affrontati nel documento 1 luglio 2003.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all’Autorità le proprie rvazioni e proposte su tutti i temi affrontati nel documento, per iscritto, **entro il 5 dicembre 2003.***

L’Autorità intende emanare il provvedimento finale con efficacia a decorrere dall’1 gennaio 2004. In considerazione dei tempi necessari per la predisposizione delle opzioni tariffarie da applicare nell’anno 2004, l’Autorità ritiene opportuno prevedere che la validità delle opzioni tariffarie attualmente in vigore si estenda a tutto il primo semestre dell’anno 2004. Le opzioni tariffarie da applicare a decorrere dall’1 luglio 2004 dovranno essere presentate all’Autorità per l’approvazione entro il primo trimestre 2004.

I ricavi relativi al primo semestre dell’anno 2004 saranno sottoposti ai nuovi vincoli sui ricavi ammessi che verranno definiti nel provvedimento finale che l’Autorità intende adottare entro il mese di dicembre 2003.

Osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: posta, fax o e-mail

Autorità per l’energia elettrica e il gas
Area elettricità
piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel 0265565311
fax 0265565222
e-mail: **a_e@autorita.energia.it**
sito internet: **www.autorita.energia.it**

INDICE

1	Introduzione	4
	PARTE I.....	6
	Il servizio di trasporto	6
2	Costi riconosciuti per la fissazione dei livelli tariffari iniziali.....	6
3	Dinamiche tariffarie.....	14
	PARTE II	17
	I servizi di misura e vendita dell'energia elettrica	17
4	Costo riconosciuto per il servizio di misura	17
5	Costo riconosciuto per la commercializzazione del servizio di vendita	18
	PARTE III.....	20
	I meccanismi di perequazione e integrazione	20
6	Perequazione: aspetti generali	20
7	Ambito soggettivo di applicazione	20
8	Perequazione dei costi di acquisto, perequazione dei costi di trasmissione e perequazione dei ricavi da clienti domestici.....	21
9	Perequazione dei costi di distribuzione.....	22
10	Meccanismi di integrazione.....	24
11	Finanziamento dei meccanismi di perequazione e integrazione.....	27
	Appendice – Elenco dei soggetti che hanno inviato commenti scritti al documento di consultazione 1 luglio 2003	28

1 Introduzione

- 1.1 Il presente documento fa seguito alla consultazione avviata con il documento 1 luglio 2003 recante “Tariffe per il servizio di trasporto e corrispettivi per i servizi di misura e vendita dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 1 gennaio 2004 - 31 dicembre 2007” (di seguito: documento 1 luglio 2003).
- 1.2 Il documento precisa gli orientamenti dell’Autorità in tema di riconoscimento dei costi per la fissazione dei livelli tariffari iniziali relativi all’erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell’energia elettrica. Tali orientamenti tengono conto delle osservazioni avanzate da parte dai soggetti interessati nell’ambito della prima fase di consultazione (in appendice è riportato l’elenco dei soggetti che hanno inviato commenti scritti).
- 1.3 Le indicazioni contenute nel presente documento sono formulate anche alla luce degli esiti del procedimento di consultazione in materia di qualità dei servizi di distribuzione, di misura e di vendita dell’energia elettrica nel periodo di regolazione 1 gennaio 2004-31 dicembre 2007.
- 1.4 Per quanto riguarda la regolazione del servizio di trasporto, l’Autorità si è attenuta in modo preciso e coerente ai criteri di cui all’articolo 1 quinquies, comma 7, della legge 27 ottobre 2003, n. 290 recante *Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Delega al governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità*, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 251 del 28 ottobre 2003 (di seguito: legge n. 290/03). In particolare, in base all’articolo 1 quinquies, comma 7, della legge sopracitata l’Autorità per l’energia elettrica e il gas definisce, entro e non oltre tre mesi dalla data di entrata in vigore della legge medesima, le tariffe di remunerazione delle reti di trasporto e distribuzione, per il successivo periodo regolatorio, anche al fine di garantire le esigenze di sviluppo del servizio elettrico, adottando criteri che includano la rivalutazione delle infrastrutture, un valore del tasso di rendimento privo di rischio almeno in linea con quello dei titoli di Stato a lungo termine nonché una simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del price cap, applicato alle componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi operativi e degli ammortamenti.
- 1.5 Al fine di rispondere alle esigenze di prevedibilità del quadro regolatorio, il presente documento per la consultazione delinea con maggiore dettaglio gli orientamenti dell’Autorità in materia di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica.
- 1.6 Il documento sottopone a consultazione anche l’introduzione di un meccanismo di integrazione transitoria dei ricavi a copertura dei costi di distribuzione. Tale meccanismo si inquadra nell’ambito degli strumenti di gradualità e transizione che l’Autorità ha adottato sin

dall'introduzione del nuovo sistema tariffario nell'anno 2000 e dà seguito alla proposta contenuta nel documento 1 luglio 2003.

PARTE I

Il servizio di trasporto

2 Costi riconosciuti per la fissazione dei livelli tariffari iniziali

- 2.1 In materia di riconoscimento dei costi per l'erogazione del servizio di trasporto l'Autorità persegue il duplice obiettivo di coerenza e stabilità delle scelte di regolazione, da un lato, e di adattamento all'evoluzione del quadro normativo primario, dall'altro. Gli orientamenti descritti nel prosieguo del documento tengono conto delle disposizioni della legge n. 290/03.
- 2.2 Come indicato nel documento 1 luglio 2003, anche in relazione alla presenza di una tariffa unica nazionale i livelli tariffari iniziali sono basati in via orientativa sui costi medi del settore, calcolati procedendo al consolidamento dei costi delle imprese esercenti. Nel complesso tali costi vengono identificati come *costi riconosciuti di settore* e costituiscono la base di partenza per la fissazione delle tariffe e dei parametri tariffari per le differenti tipologie contrattuali.
- 2.3 Nel caso del servizio di trasporto su reti di distribuzione, nella prospettiva dell'esercente, l'applicazione di parametri tariffari calcolati a partire dal costo riconosciuto di settore e, quindi, da situazioni medie nazionali, comporta il conseguimento di un ricavo, il cosiddetto *ricavo ammesso dai vincoli tariffari*, che dipende sia dai costi medi di settore, sia dalle caratteristiche della propria clientela servita.
- 2.4 Tale *ricavo ammesso dai vincoli tariffari* può discostarsi dal costo effettivamente sostenuto dall'esercente sia in ragione di differenze nelle caratteristiche del territorio servito, sia in ragione di differenti caratteristiche della clientela servita, sia ancora in ragione di un diverso grado di efficienza rispetto al livello medio nazionale.
- 2.5 La *perequazione dei costi di distribuzione* è destinata a riallineare il ricavo ammesso dai vincoli tariffari di ciascun esercente al costo sostenuto per fornire la clientela esclusivamente per le differenze di costo derivanti da condizioni esogene, fuori dal controllo del distributore.
- 2.6 L'Autorità intende inoltre introdurre per il periodo 2004-2007 un meccanismo di integrazione transitoria dei ricavi che consentirà di riconoscere alle imprese una quota (decrescente nel tempo) degli scostamenti dal costo medio di settore dovuti a condizioni di efficienza nell'erogazione del servizio non in linea con la media del settore. Tale meccanismo estende gli effetti del processo di gradualità della transizione che, nel corso del primo periodo regolatorio, si è sostanziato nell'applicazione delle componenti di gradualità GR e, secondo quanto previsto dal documento di consultazione 31 luglio 2003 in materia di *Perequazione dei costi di distribuzione e altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica*, nella non obbligatorietà di partecipazione ai meccanismi di perequazione. L'Autorità ritiene che tale soluzione possa consentire un percorso di miglioramento dell'efficienza delle imprese coerente tanto con gli obiettivi di una regolazione incentivante, quanto con la garanzia di condizioni di economicità per le imprese. Il meccanismo di integrazione garantirà nel contempo piena tutela delle imprese caratterizzate da livelli di efficienza superiori o pari alla media.

Costi riconosciuti di settore

- 2.7 Coerentemente con il primo periodo di regolazione, al totale dei costi riconosciuti di settore concorrono:

- a) i costi operativi, principalmente i costi delle risorse esterne, tra cui il costo del personale e quello relativo agli acquisti di materiali e gli ammortamenti delle immobilizzazioni, calcolati secondo criteri economico-tecnici,
- b) una congrua remunerazione del capitale investito.

Costi riconosciuti di settore: costi operativi, maggiori recuperi di produttività e rivalutazione degli ammortamenti

- 2.8 Ai fini del riconoscimento dei costi operativi, l'Autorità farà riferimento ai costi relativi alla gestione caratteristica sostenuti dalle imprese esercenti nell'anno 2001, aggregati a livello di settore separatamente per il servizio di trasporto su reti di trasmissione e per il servizio di trasporto su reti di distribuzione, come rilevabili dai bilanci redatti ai sensi della deliberazione dell'Autorità n. 61/99 e successive modificazioni, nonché dalle informazioni rese disponibili dalle medesime imprese esercenti in risposta ai questionari predisposti dall'Autorità.
- 2.9 Come indicato nel documento 1 luglio 2003, i maggiori recuperi di produttività realizzati dagli esercenti rispetto all'obiettivo (4% annuo) previsto nel primo periodo di regolazione (di seguito: maggiori recuperi), valutati a livello di settore e separatamente per trasmissione e distribuzione, verranno trasferiti ai clienti finali al 50%.
- 2.10 In sede di consultazione, l'applicazione del meccanismo di ripartizione dei maggiori recuperi è stato oggetto di osservazioni critiche da parte di numerosi esercenti. In base a tali critiche, il meccanismo si configurerebbe come un mancato rispetto del "patto regolatorio", con potenziali effetti disincentivanti sugli stimoli al recupero di efficienza nel secondo periodo di regolazione.
- 2.11 In merito, l'Autorità ritiene che la scelta di ripartire a metà i miglioramenti di produttività sia una soluzione equilibrata rispetto agli interessi divergenti di imprese e clienti finali. Essa risulta coerente con quanto già indicato al punto 8 del paragrafo 7 B della *Nota informativa sulla regolazione delle tariffe elettriche per la liberalizzazione del mercato* del 4 agosto 1999 ("...Al fine di accentuare lo stimolo per le imprese ad aumentare la produttività, viene stabilito che i livelli tariffari all'inizio del successivo periodo di regolazione siano determinati in modo da ripartire tra le imprese e l'utenza le eventuali riduzioni dei costi che siano state conseguite nel periodo precedente grazie ad aumenti di produttività che eccedano la misura predeterminata con la riduzione del 4% annuo nei parametri tariffari. Nella ripartizione del beneficio tra imprese e utenti, la quota lasciata alle imprese sarà non superiore al 50%. Si tiene in ciò conto del fatto che investimenti finalizzati a incrementi di produttività entrano, all'inizio del successivo periodo di regolazione, a far parte del capitale investito cui è assicurata la remunerazione..."). Analogamente il documento per la consultazione del 27 novembre 1999 *Regolazione delle tariffe del servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti vincolati* prevedeva che "...I livelli tariffari all'inizio del successivo periodo di regolazione saranno determinati in modo da ripartire tra le imprese e l'utenza le eventuali riduzioni dei costi che siano state conseguite nel periodo precedente grazie ad aumenti di produttività che eccedano la misura predeterminata con la riduzione del 4% annuo nei parametri tariffari. Nella ripartizione del beneficio tra imprese e clienti, la quota lasciata alle imprese sarà non superiore al 50%...". L'indicazione dell'Autorità è coerente con le disposizioni di cui all'articolo 1 quinquies, comma 7, della legge n. 290/03, che prevede una simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del *price cap*.
- 2.12 I livelli tariffari per il primo periodo regolatorio sono stati fissati a partire da dati patrimoniali ed economici relativi all'anno 1997. In conseguenza di ciò, nel periodo di

applicazione di tali tariffe (2000-2003), le imprese hanno beneficiato integralmente dei recuperi di produttività realizzati fino all'anno 2000 e parzialmente dei recuperi conseguiti a partire dall'anno 2001 (poiché a partire dall'anno 2001 l'applicazione del meccanismo del *price-cap* ha consentito di avviare il trasferimento ai clienti finali dei recuperi di produttività nella misura del 4% annuo in termini reali).

- 2.13 I livelli tariffari per il secondo periodo di regolazione saranno determinati facendo riferimento, in primo luogo, ai dati patrimoniali ed economici rilevati nell'anno 2001. Di conseguenza le imprese potranno godere interamente dei recuperi di produttività ulteriori rispetto agli obiettivi fissati dal regolatore, conseguiti a partire dall'anno 2002.
- 2.14 L'adozione del meccanismo di ripartizione dei maggiori recuperi sopra richiamato, inoltre, consente alle imprese di continuare a beneficiare per il periodo 2004-2007 anche di una parte consistente dei recuperi di produttività dalle medesime conseguiti tra il 1998 e il 2001.
- 2.15 Alla luce di tali considerazioni l'Autorità ritiene congruo determinare la componente dei costi riconosciuti per l'anno 2004 relativa ai costi operativi come media aritmetica del costo operativo riconosciuto per l'anno 2001 e del costo effettivo rilevato nel medesimo anno. Tale ammontare sarà riportato all'anno 2004 attraverso l'applicazione di correttivi per l'inflazione e correttivi per i recuperi di produttività coerenti con i parametri utilizzati per gli aggiornamenti tariffari annuali nel primo periodo di regolazione e previsti per il secondo periodo.

$$COR_{04} = \frac{COE_{01} + COR_{01}}{2} * \prod_{j=02}^{03} (1 + RPI_j - X) * (1 + RPI_{04} - \bar{X})$$

dove:

COR_j sono i costi operativi riconosciuti applicando i parametri tariffari del vincolo V1 (al netto delle somme da versare sul conto oneri per recuperi di continuità del servizio) riferiti all'anno j alle grandezze di scala effettive del medesimo anno;

COE_i è il minimo tra i costi operativi effettivi riferiti all'anno j e COR_j ;

RPI_j è il tasso annuo di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap* per la fissazione dei parametri da applicare nell'anno j ;

X è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel primo periodo di regolazione;

\bar{X} è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione.

- 2.16 Tra le osservazioni pervenute a commento del documento 1 luglio 2003 è stato evidenziato che mentre i costi operativi dell'anno di riferimento (2001) incorporano implicitamente gli effetti dell'inflazione, gli ammortamenti, essendo calcolati sulla base di valori storici, vanno rivalutati per tenere conto degli effetti dell'inflazione per il periodo precedente all'anno di riferimento. L'Autorità ritiene condivisibile tale osservazione. Il mancato adeguamento delle quote di ammortamento riconosciute potrebbe comportare, in linea di principio, l'impossibilità di ricostituire il capitale via via incorporato nella produzione di ciascun anno. Di conseguenza nel calcolo del costo riconosciuto i livelli degli ammortamenti saranno corretti per l'inflazione. La correzione sarà effettuata utilizzando un deflatore basato sull'indice Istat dei prezzi alla produzione nel settore "Fabbricazione di apparecchiature per la distribuzione e il controllo dell'elettricità".
- 2.17 L'Autorità procederà a determinare il costo riconosciuto a copertura dei costi operativi secondo le modalità sopra descritte rispettivamente per l'erogazione del servizio di trasporto su reti di distribuzione e per l'erogazione del servizio di trasporto su reti di trasmissione.

- 2.18 La legge n.290/03, prevede che, con apposito decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro delle attività produttive, siano definiti i criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione, la gestione del soggetto risultante dalla unificazione, ivi inclusa la disciplina dei diritti di voto e la sua successiva privatizzazione.
- 2.19 Come già sottolineato nel documento 1 luglio 2003, la fissazione del livello di costo riconosciuto secondo le modalità sopra indicate è indipendente da considerazioni di assetto organizzativo e proprietario delle attività in questione e non richiederà pertanto modificazioni anche nell'ipotesi di unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione.

Costi riconosciuti di settore: il capitale investito netto

- 2.20 L'Autorità intende determinare il capitale investito netto, aggregato a livello di settore, separatamente per il servizio di trasporto su reti di trasmissione e per il servizio di trasporto su reti di distribuzione, a partire dal capitale investito netto di riferimento per il primo periodo regolatorio. Il valore delle immobilizzazioni nette ad esso relative sarà rivalutato per l'inflazione riferita al periodo 1997-2001 e verrà adeguato per tenere conto degli investimenti netti effettuati in ciascun anno, rivalutati per essere riportati all'anno di riferimento 2001.
- 2.21 Ai fini della rivalutazione delle immobilizzazioni nette e degli investimenti netti del periodo 1998-2001, l'Autorità intende utilizzare l'indice Istat dei prezzi alla produzione nel settore "Fabbricazione di apparecchiature per la distribuzione e il controllo dell'elettricità".
- 2.22 La scelta di fare riferimento al capitale investito netto nell'anno 2001 ai fini della determinazione del capitale investito netto dell'anno 2004, comporta l'implicito riconoscimento di investimenti lordi negli anni 2002 e 2003 pari alle dismissioni e agli ammortamenti del medesimo periodo.
- 2.23 Nel calcolo del capitale investito netto l'Autorità terrà conto degli investimenti destinati a migliorare la continuità del servizio, effettuati negli anni 2002 e 2003, ulteriori rispetto a quelli già riconosciuti in base a quanto indicato nel precedente punto 2.22. La quota di tali investimenti incrementativi verrà stimata a partire dai dati di bilancio dell'anno 2002 e terrà conto degli investimenti destinati al miglioramento della continuità del servizio effettuati nel medesimo anno, dichiarati all'Autorità dalle medesime imprese. Ciò consente di allineare le scelte tariffarie con le logiche seguite dall'Autorità in sede di definizione degli obiettivi di recupero di qualità.
- 2.24 Rispetto all'ipotesi prospettata nello spunto di consultazione S7 del documento 1 luglio 2003, di modificare il livello della vita utile dei cespiti implicita nei livelli tariffari relativi al primo periodo di regolazione, in risposta alla consultazione è stato proposto in alcuni dei documenti pervenuti di procedere all'allungamento della vita utile, disponendo contestualmente il ricalcolo del valore del fondo di ammortamento dei cespiti.
- 2.25 Una revisione a posteriori del valore dei fondi di ammortamento ai fini regolatori appare tuttavia in contrasto con le determinazioni tariffarie del primo periodo regolatorio, basate sul valore delle immobilizzazioni iscritte nel bilancio relativo all'esercizio 1993 della società Enel Spa, corrispondente, non ai costi storici, ma "ai valori correnti di mercato". Sia l'ammontare delle immobilizzazioni nette, sia la vita utile effettiva dei cespiti utilizzata nel primo periodo regolatorio non derivano da un'astratta rielaborazione dei costi storici di

bilancio ma discendono da valori dell'attivo e del passivo rettificati sulla base di perizie redatte da società specializzate e indipendenti e da un complesso ed approfondito esame economico-tecnico condotto dalla società Enel SpA in applicazione delle disposizioni della legge n. 292/1993.

- 2.26 In assenza di elementi di oggettiva novità rispetto alle informazioni disponibili all'Autorità all'atto della definizione della disciplina tariffaria per il primo periodo di regolazione, interventi a modifica dei livelli originari del capitale investito netto, appaiono ingiustificati. La continuità nell'applicazione dei criteri di regolazione dà certezza a operatori e investitori e quindi tende a mantenere basso il livello di percezione del rischio regolatorio. Ciò consente anche di non aumentare il livello dei tassi di remunerazione del capitale investito e quindi va a vantaggio del cliente, al quale sono evitati aumenti delle tariffe.
- 2.27 Ai fini delle determinazioni tariffarie per il secondo periodo regolatorio, l'ipotesi di ricalcolo del valore dei fondi di ammortamento comporterebbe due distinti effetti:
- a) gli ammortamenti complessivamente riconosciuti sarebbero superiori al costo degli impianti; i clienti pagherebbero cioè due volte il costo degli ammortamenti;
 - b) la remunerazione del capitale investito comprenderebbe capitali già recuperati e/o rimborsati; i clienti sarebbero chiamati a pagare la remunerazione di un capitale inesistente perché rimborsato ovvero non più investito nel settore elettrico.
- 2.28 Per quanto riguarda la vita utile dei cespiti utilizzata ai fini della fissazione delle tariffe, va osservato che l'ipotesi di un suo allungamento, pur plausibile da un punto di vista tecnico, non andando ad incidere sui valori lordi delle immobilizzazioni, comporterebbe una riduzione del livello degli ammortamenti.
- 2.29 Tale ipotesi implica una riduzione dei costi riconosciuti, riducendo di conseguenza il flusso destinato a finanziare la sostituzione di impianti. In relazione alle esigenze di adeguamento e ammodernamento delle reti di trasmissione e distribuzione più volte sottolineate dai medesimi esercenti, l'Autorità per il periodo di regolazione 2004-2007, non ritiene opportuno dare corso a tale ipotesi.
- 2.30 Tutto ciò considerato, l'Autorità, ritiene di non dover dar seguito alla proposta di ricalcolare il valore del fondo di ammortamento.
- 2.31 Come indicato nel documento 1 luglio 2003, nella determinazione degli investimenti netti da riconoscere a livello di dato aggregato di settore, l'Autorità terrà conto anche degli effetti derivanti dall'applicazione dei meccanismi introdotti con la deliberazione n. 202/99 negli anni 2000 e 2001 che, secondo le disposizioni degli articoli 8 e 9 della medesima deliberazione (trasformati successivamente negli articoli 22 e 23 del Testo integrato della continuità del servizio di cui alla deliberazione n. 155/02), prevedono il riconoscimento dei costi nel caso di recuperi di continuità positivi (cioè nel caso di livelli effettivi di continuità migliori dei livelli tendenziali) e nel caso di livelli effettivi di continuità migliori dei livelli nazionali di riferimento, o, nel caso di recuperi di continuità del servizio negativi (cioè nel caso di livelli effettivi di continuità peggiori dei livelli tendenziali), l'obbligo di versare una penalità in un conto istituito presso la Cassa conguaglio del settore elettrico. I costi riconosciuti nel caso di recuperi di continuità del servizio positivi e nel caso di livelli effettivi di continuità migliori dei livelli nazionali di riferimento comprendono l'ammortamento degli investimenti effettuati e la remunerazione del capitale investito per migliorare la qualità del servizio. L'Autorità, in linea di principio, ritiene corretto dedurre dal valore del capitale investito netto la quota parte del costo riconosciuto (vale a dire quota parte dei cosiddetti "premi"), destinata a garantire l'anticipazione della copertura dell'ammortamento degli investimenti volti a migliorare la qualità del servizio. Per contro,

l'Autorità ritiene che la quota parte destinata a remunerare il capitale investito, costituendo una implicita maggiorazione del livello di remunerazione riconosciuta all' esercente, non debba essere scomputata in sede di determinazione del capitale investito netto per il nuovo periodo regolatorio.

- 2.32 Purtuttavia, ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali per l'anno 2004, l'Autorità non intende dedurre dal valore del capitale investito netto la quota parte del costo riconosciuto destinata a garantire l'anticipazione della copertura dell'ammortamento degli investimenti volti a migliorare la qualità del servizio. Ciò in ragione di esigenze di certezza del quadro regolatorio e in considerazione del carattere sperimentale dei meccanismi di incentivo ai miglioramenti della continuità del servizio introdotti per il periodo 2000-2003.
- 2.33 Nell'ambito della determinazione del capitale investito netto l'Autorità, dando seguito alle numerose proposte ricevute in merito nell'ambito del processo di consultazione, ritiene di dover prevedere il riconoscimento degli effetti della soppressione del *Fondo di previdenza per i dipendenti dell'Ente nazionale per l'energia elettrica (Enel) e delle aziende elettriche private*, disposto dall'articolo 41, comma 1, della legge 23 dicembre 1999, n. 488. In particolare, considerato che la medesima legge consentiva alle imprese di imputare tale onere in bilancio negli esercizi in cui vengono effettuati i pagamenti, ovvero in quote costanti negli esercizi dal 2000 al 2019, l'Autorità considera appropriato riconoscere ai fini regolatori tale onere secondo la seconda delle due modalità previste. Ciò appare coerente con l'esigenza di dare stabilità alle tariffe nel tempo.
- 2.34 Nel documento 1 luglio 2003 l'Autorità aveva sottoposto a consultazione l'ipotesi di escludere dal capitale investito netto rilevante per il secondo periodo di regolazione le voci di bilancio relative al capitale circolante netto, ovvero di fissarne il valore in via convenzionale.
- 2.35 In esito alla consultazione l'Autorità intende determinare in via convenzionale il *capitale circolante netto*. A tal fine si ritiene adeguata la fissazione del livello del capitale circolante netto pari all'1% del valore del capitale investito netto, anche tenuto conto dell'incidenza del valore delle scorte di magazzino sul valore delle immobilizzazioni nette desumibile dai bilanci a livello aggregato di settore.

Il tasso di remunerazione del capitale investito netto.

- 2.36 L'Autorità intende determinare il tasso di rendimento del capitale investito come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), considerando un rapporto tra debito e capitale di rischio pari a 3/4 ed utilizzando la seguente formula per determinare un tasso reale *pre-tax*:

$$WACC(pre\ tax) = \frac{\left[1 + \left(\frac{Ke}{(1-T)} * \frac{E}{(E+D)} + Kd * \frac{(1-tc)}{(1-T)} * \frac{D}{(E+D)} \right) \right]}{1 + rpi} - 1$$

dove:

- *ke* è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- *E* è il capitale di rischio;
- *D* è l'indebitamento;
- *Kd* è il tasso di rendimento nominale sull'indebitamento;
- *tc* è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari
- *T* è l'aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l'IRAP) sul risultato d'esercizio;

- r_{pi} è il tasso di inflazione.

- 2.37 La formulazione sopra riportata si discosta parzialmente da quella utilizzata nel primo periodo di regolazione e indicata nel documento 1 luglio 2003. L'Autorità intende in questo modo dare riscontro ad alcune osservazioni avanzate nel corso della consultazione, definendo una formulazione che tiene conto del fatto che le imposte pagate dalle imprese si applicano ai profitti nominali e non a quelli reali.
- 2.38 Considerato che la formulazione del WACC, così modificata, è più aderente all'effetto dell'imposizione fiscale sulla redditività dell'impresa, l'Autorità ritiene di non dare seguito alla proposta contenuta nel documento 1 luglio 2003 di mantenere immutato il rapporto tra debito e capitale di rischio rispetto al primo periodo di regolazione. Ragioni di coerenza inducono a ritenere opportuno fare riferimento ad un rapporto tra debito e capitale di rischio pari a 3/4, più vicino alla effettiva situazione delle maggiori imprese italiane e dunque maggiormente coerente con gli effetti fiscali delle politiche di indebitamento delle imprese.
- 2.39 Con riferimento al tasso di rendimento del capitale di rischio l'Autorità utilizzerà anche per il nuovo periodo regolatorio il metodo del *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), in base al quale il rendimento atteso dall'investimento in una attività i è determinato come:

$$r_i = r_f + \beta_i pr$$

dove:

- r_f è il tasso di rendimento di attività prive di rischio;
 - pr è il premio per il rischio di mercato, ovvero il premio, rispetto al rendimento di attività prive di rischio, che gli investitori richiedono per detenere attività con rischio pari a quello medio di mercato;
 - β_i è la misura del rischio sistematico dell'attività. Tale parametro indica il grado di rischio sistematico, e quindi non diversificabile, di un'attività.
- 2.40 In relazione al livello del tasso di rendimento delle attività prive di rischio da assumere come base per la determinazione del costo medio ponderato del capitale investito, occorre rilevare come siano giunte numerose osservazioni, di segno spesso contrastante.
- 2.41 In generale, come indicato nel documento 1 luglio 2003, l'Autorità ritiene equilibrata rispetto alle osservazioni pervenute, la decisione di utilizzare il rendimento dei titoli di stato italiani decennali quale tasso delle attività prive di rischio. L'andamento di tali tassi riflette, infatti, le attese dei mercati finanziari relativamente ad una prospettiva temporale che pare compatibile con l'orizzonte delle scelte imprenditoriali che caratterizzano il settore elettrico.
- 2.42 L'Autorità intende pertanto utilizzare quale tasso delle attività prive di rischio la media dei rendimenti lordi del *BTP decennale benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia nel periodo 1 giugno 2003 – 31 agosto 2003. Tale soluzione, evitando di fare riferimento a dati di rendimento puntuali, si ritiene possa esprimere adeguatamente le reali attese sui rendimenti futuri manifestate attualmente dai mercati finanziari. L'utilizzo di valori medi del *BTP decennale benchmark* calcolati su periodi più lunghi (ad esempio un anno) appare non teoricamente fondato ed avrebbe l'effetto di depotenziare il valore prospettico espresso dal rendimento di titoli di lungo periodo.
- 2.43 Come valore del premio per il rischio di mercato l'Autorità intende confermare il valore del 4%, già utilizzato nel periodo di regolazione 2000 – 2003, in linea con gran parte delle osservazioni pervenute al documento 1 luglio 2003.
- 2.44 L'Autorità intende adottare per trasmissione e distribuzione due differenti coefficienti beta, come riportati nella tabella 1. Tale scelta trova le proprie motivazioni nel riconoscimento del

permanere di una differenza, sia pur limitata, del grado di rischiosità delle due attività, come evidenziato in gran parte delle osservazioni al documento di consultazione del 1 luglio 2003.

- 2.45 I livelli del parametro β individuati nel documento 1 luglio 2003 facevano riferimento alla media dei valori di aziende europee quotate, operanti nelle suddette attività. L’Autorità rileva l’emergere in sede di consultazione di valutazioni contrastanti circa l’adeguatezza dei livelli proposti. Tali diverse valutazioni sembrano derivare dalla difficoltà a definire un campione di imprese realmente significativo tanto in termini di attività svolte quanto in relazione al grado di apertura dei mercati dell’elettricità in cui dette imprese operano.
- 2.46 I livelli dei parametri β riportati in tabella, nella valutazione dell’Autorità e tenuto conto delle osservazioni pervenute, rappresentano un punto di equilibrio tra i livelli riconosciuti nella migliore prassi regolatoria europea e le caratteristiche del mercato italiano dell’energia elettrica. Risultano modificati rispetto alle indicazioni del documento 1 luglio 2003 anche in relazione all’adozione di diverse ipotesi circa la struttura finanziaria delle imprese. In particolare la crescita del peso del capitale di debito porta con sé un aumento della rischiosità non differenziabile dell’impresa.
- 2.47 Ai fini della determinazione del tasso di rendimento del capitale investito con il metodo del WACC, l’Autorità intende pertanto fare riferimento ai seguenti valori:

Tabella 1 Parametri per la determinazione del tasso di rendimento del capitale investito

Parametro	Descrizione	Trasmissione	Distribuzione
r_f	Tasso nominale delle attività prive di rischio	4,08%	
$\beta_{levered}$	Rischio sistematico attività	0,55	0,6
Pr	Premio di mercato	4%	
Kd (nominale)	Rendimento cap debito	4,25%	
T	Aliquota fiscale	40%	
Tc	Scudo fiscale	34%	
Rpi	Inflazione tendenziale media DPEF 2004-2007	1,7%	

- 2.48 L’applicazione dei parametri individuati nella tabella 1 porta al riconoscimento di un tasso di rendimento del capitale investito reale *pre-tax* pari al 6,2% per il servizio di trasporto su reti di trasmissione e del 6,4% per il servizio di trasporto su reti di distribuzione. Nel primo periodo di regolazione il medesimo tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto per il servizio di trasporto su reti di trasmissione e, implicitamente nell’ambito del tasso riconosciuto per la “fornitura”, per il servizio di trasporto su reti di distribuzione, è pari al 5,6% (non differenziato tra i due servizi).

3 Dinamiche tariffarie

Obiettivo di recupero di produttività applicato ai costi operativi (X-factor)

- 3.1 Per gli anni successivi al 2004 e fino al 2007, l'Autorità provvederà ad aggiornare annualmente le tariffe ed i parametri tariffari per il servizio di trasporto secondo il meccanismo del *price-cap*, applicato esclusivamente alla quota parte della tariffa/dei parametri tariffari destinati a remunerare i costi operativi (compresi gli ammortamenti).
- 3.2 L'Autorità intende prevedere un livello di recupero programmato di produttività (*X-factor*) pari al 4,5% per la distribuzione ed al 3% per la trasmissione, che rappresenta, come meglio spiegato in seguito, una tendenziale attenuazione degli obiettivi di recupero di efficienza adottati nel primo periodo di regolazione.
- 3.3 In merito occorre ricordare che:
- a) la quota di costi riconosciuti che si sottopone all'obiettivo di recupero di produttività è inferiore a quella utilizzata nel primo periodo di regolazione in ragione dell'esclusione dall'applicazione del meccanismo del *price-cap* degli elementi tariffari destinati alla remunerazione del capitale investito;
 - b) come in precedenza analizzato, l'adozione del meccanismo di ripartizione dei maggiori recuperi consente alle imprese di continuare a beneficiare per il periodo 2004-2007 anche di una parte consistente dei recuperi di produttività dalle medesime conseguiti tra il 1998 e il 2001. In altri termini, l'obiettivo di recupero di produttività fissato per il secondo periodo può essere considerato in parte come un meccanismo per trasferire gradualmente ai clienti i recuperi di produttività conseguiti fino all'anno 2001;
 - c) sulla base di analisi condotte dall'Autorità, è possibile evidenziare un divario tra l'andamento dell'indice dei prezzi al consumo (utilizzato nell'ambito del *price-cap*) e la dinamica dei prezzi degli input utilizzati dalle imprese oggetto di regolazione. A questo proposito giova rilevare che la dinamica dei prezzi al consumo, relativa agli ultimi anni, si è mantenuta al di sopra di quella degli input utilizzati dalle imprese esercenti l'attività di trasporto, sottoposte alla presente regolazione. A puro titolo di esempio, si consideri che tra il 2000 e il 2001 l'indice Istat dei prezzi alla produzione nel settore "Fabbricazione di apparecchiature per la distribuzione e il controllo dell'elettricità" ha registrato una variazione media annua non superiore all'1,5%. Sempre tra il 2000 e il 2001 le retribuzioni contrattuali per dipendente, rilevate dall'Istat nel comparto della produzione e distribuzione di energia elettrica, hanno registrato un incremento medio inferiore all'1%. Pur considerando l'evidente scostamento tra retribuzioni di fatto e retribuzioni contrattuali, ci si trova comunque di fronte a dati decisamente inferiori alle variazioni dei prezzi al consumo utilizzate per il *price-cap* (queste ultime sono risultate comprese tra il 2,1% e il 2,8% annuo nel triennio 2001-2003). In sostanza, sulla base di tali dati emerge come il meccanismo del *price-cap* applicato nella sua forma consolidata e generalmente utilizzata a livello internazionale conduca, di fatto, ad un ritmo di adeguamento tariffario particolarmente favorevole per le imprese soggette alla presente regolazione, il che porta dunque a depotenziare in misura rilevante l'effetto reale dell'obiettivo di recupero della produttività fissato.
- 3.4 Gli effetti descritti nel punto precedente alle lettere b) e c) giustificano da soli la fissazione di una X pari a circa il 2,5%. La fissazione dei livelli del fattore X riportati al punto 3.2 comportano pertanto l'assegnazione alle imprese di recuperi effettivi di produttività per il

periodo 2004-2007 pari a circa il 2% nel caso della distribuzione e pari a circa lo 0,5% nel caso della trasmissione.

Aggiornamento annuale della quota parte dei parametri tariffari relativi alla remunerazione del capitale investito

- 3.5 Con riferimento all'aggiornamento della quota parte dei parametri tariffari a remunerazione del capitale investito, l'Autorità ritiene opportuno confermare l'ipotesi prospettata nel documento 1 luglio 2003.
- 3.6 La quota parte dei parametri tariffari a remunerazione del capitale investito rimarrà esclusa dall'applicazione del meccanismo del *price-cap*.
- 3.7 Annualmente, l'Autorità procederà a:
- a) adeguare il valore netto di beni immobili che concorrono a formare il capitale investito in ragione della variazione dell'indice Istat dei prezzi alla produzione nel settore "Fabbricazione di apparecchiature per la distribuzione e il controllo dell'elettricità";
 - b) ri-determinare il livello delle variabili di scala da utilizzare per la fissazione della quota parte dei parametri tariffari relativi alla remunerazione del capitale investito.

Esigenze di promozione dello sviluppo delle infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica

- 3.8 L'articolo 1 quinquies, comma 7, della legge n. 290/03 prevede che nella definizione delle tariffe di remunerazione delle reti di trasporto e distribuzione tenga conto, tra le finalità generali, anche delle esigenze di sviluppo del servizio elettrico.
- 3.9 L'articolo 1 ter, comma 2, della medesima legge n. 290/03 prevede l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione.
- 3.10 In questa prospettiva l'Autorità intende prevedere meccanismi volti a favorire lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale.
- 3.11 Da un lato l'Autorità intende garantire che gli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione, approvati dal Ministero delle attività produttive, portati a termine entro il 30 giugno dell'anno precedente a quello a cui i livelli tariffari si riferiscono (tale termine è fissato per ragioni di compatibilità con la tempistica di aggiornamento annuale dei livelli tariffari relativi al servizio di trasporto), concorrano immediatamente alla base di capitale oggetto di remunerazione.
- 3.12 Dall'altro, dando seguito allo spunto di consultazione S13 del documento 1 luglio 2003, l'Autorità propone un tasso di remunerazione specifico per gli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione approvati dal Ministero delle attività produttive, al netto degli ammortamenti, superiore dell'1% rispetto a quello previsto in generale per la remunerazione dell'attività di trasmissione.

Esigenze di promozione dello sviluppo delle infrastrutture di distribuzione dell'energia elettrica

- 3.13 L'Autorità, come evidenziato nei punti 2.28 e 2.29, non ritiene opportuno procedere alla revisione della vita utile dei cespiti ai fini del riconoscimento degli ammortamenti.
- 3.14 La curva di carico del sistema elettrico italiano ha subito negli ultimi anni una rapida evoluzione. In particolare, l'ampia diffusione di apparecchiature di climatizzazione ha fatto emergere periodi di picco della domanda anche nella stagione estiva.

- 3.15 Il sistema elettrico italiano di distribuzione ha sinora ben sopportato gli aumenti di carico nei periodi estivi. Non di meno la variazione delle caratteristiche delle curve di carico comporta modifiche nei parametri di progetto delle linee elettriche di distribuzione, di norma predisposte per sopportare il massimo carico nei periodi invernali.
- 3.16 Si ha ragione di ritenere che, dato il carattere permanente della modifica delle caratteristiche delle curve di prelievo dell'energia elettrica, con buona probabilità nei prossimi anni le imprese dovranno effettuare investimenti di potenziamento anche delle reti di distribuzione.
- 3.17 Similmente a quanto previsto per l'attività di trasmissione, l'Autorità intende inoltre valutare l'opportunità di sostenere ulteriormente lo sviluppo ed il recupero di efficienza delle reti di distribuzione, in particolare favorendo la riduzione delle perdite di rete. Tale obiettivo può essere perseguito mediante l'immediato riconoscimento, nella base di capitale investito netto, degli investimenti volti a migliorare l'efficienza della rete di distribuzione. Tale riconoscimento dovrebbe riferirsi alla quota di nuovi investimenti che eccede l'ammontare implicitamente riconosciuto con l'applicazione della formula di aggiornamento del *price-cap* subordinatamente al raggiungimento di obiettivi di miglioramento dell'efficienza. Va osservato che la riduzione delle perdite di rete potrebbe essere conseguita con investimenti limitati, ma con tecnologie molto innovative e ad elevato potenziale di "spin-off" (come "solid state-power electronics").

PARTE II

I servizi di misura e vendita dell'energia elettrica

4 Costo riconosciuto per il servizio di misura

- 4.1 Come indicato nel documento 1 luglio 2003, la misura dell'energia elettrica (di seguito: misura), con riferimento ai punti di prelievo dell'energia elettrica è attualmente svolta dagli esercenti il servizio di trasporto sulle reti di distribuzione.
- 4.2 In considerazione dell'attuale organizzazione di tale servizio, l'Autorità intende introdurre meccanismi provvisori di regolazione tariffaria coerenti con la possibile apertura alla concorrenza di tale servizio.
- 4.3 L'identificazione di una specifica componente tariffaria per il servizio di misura, pur funzionale alla riforma della disciplina della misura dell'energia elettrica che l'Autorità dovrà avviare, non ne vincola in alcun modo gli sviluppi futuri.
- 4.4 In attesa dell'effettiva liberalizzazione del servizio pare opportuno la fissazione di un corrispettivo obbligatorio. Detto corrispettivo verrà determinato sulla base di una modalità di riconoscimento di costi coerente con quanto previsto per il servizio di trasporto ed in continuità con il livello di costi riconosciuti per il servizio di misura nel primo periodo regolatorio.
- 4.5 In prospettiva, qualora la riforma della disciplina del servizio di misura porti ad una sua effettiva liberalizzazione, l'Autorità provvederà ad adeguare i meccanismi tariffari fissando non più un corrispettivo obbligatorio ma un prezzo di riferimento a tutela dei clienti che sceglieranno di continuare ad ottenere l'erogazione del servizio di misura da parte del proprio distributore locale.
- 4.6 Le modalità per la determinazione del costo riconosciuto per l'erogazione del servizio di misura per l'anno 2004 saranno coerenti con quanto in precedenza descritto ai fini della determinazione del costo riconosciuto per l'erogazione del servizio di trasporto.
- 4.7 In relazione ai rilevanti investimenti operati dalle imprese al fine di adeguarsi alle nuove esigenze derivanti dalla liberalizzazione del settore elettrico, nella determinazione del capitale investito netto l'Autorità intende tenere conto degli investimenti netti effettuati dalle imprese negli anni 2002 e 2003, secondo una stima formulata a partire dai dati riportati nei bilanci dell'anno 2002.
- 4.8 Ai fini della fissazione del tasso di remunerazione del capitale investito l'Autorità intende adottare metodologie analoghe a quelle impiegate per le attività di trasmissione e distribuzione. Per l'individuazione dei livelli del rischio sistematico, sinteticamente espressi dal parametro β , tenuto conto che si tratta di attività potenzialmente aperte alla concorrenza, l'Autorità intende fare riferimento ai valori assunti da tale parametro nel caso di società quotate che operano in settori caratterizzati da profili di rischiosità comparabili.
- 4.9 Le modalità di aggiornamento del corrispettivo per l'erogazione del servizio di misura nel corso del periodo regolatorio, come descritto nel documento 1 luglio 2003, dipenderanno dai tempi in cui si completerà il processo di apertura alla concorrenza e riassetto organizzativo di tale servizio.

- 4.10 In assenza di modificazioni del livello di concorrenza e di assetto organizzativo del servizio di misura, le modalità di aggiornamento del corrispettivo per l'erogazione del servizio di misura saranno coerenti con quanto previsto per il servizio di trasporto sulle reti di distribuzione, descritto nella parte I del presente documento.
- 4.11 In una prospettiva di liberalizzazione del servizio di misura l'Autorità adotterà criteri di aggiornamento annuale dei costi riconosciuti per il servizio di misura tali da favorire lo sviluppo ed il consolidamento della concorrenza.

5 Costo riconosciuto per la commercializzazione del servizio di vendita

- 5.1 Ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 la vendita dell'energia elettrica è libera. L'impostazione trova riscontro nei provvedimenti attuativi, in particolare nelle concessioni di distribuzione, rilasciate dal Ministero delle attività produttive, che non comprendono nell'ambito delle attività svolte dai distributori in regime di concessione, la vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.
- 5.2 Il servizio di vendita per il mercato vincolato, secondo l'attuale disegno normativo, comprende:
- a) la compravendita all'ingrosso dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato. Tale attività riguarda, sul lato acquisto l'Acquirente unico. Temporaneamente assicura le funzioni dell'Acquirente unico la società Enel Spa;
 - b) la compravendita all'ingrosso dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, in particolare con riferimento alle cessioni di energia elettrica dall'Acquirente unico agli esercenti il servizio di vendita per il mercato vincolato;
 - c) la compravendita al dettaglio dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato. Questo ultimo stadio riguarda i rapporti tra gli esercenti il servizio di vendita e i clienti del mercato vincolato.
- 5.3 Come descritto nel documento 1 luglio 2003, i corrispettivi del servizio di vendita ai clienti del mercato vincolato da applicarsi nel periodo di regolazione 2004-2007 sono destinati a coprire:
- a) i costi da riconoscere agli esercenti l'attività di produzione per le operazioni di generazione dell'energia elettrica e delle relative risorse di natura elettrica, ivi compresi i costi relativi agli obblighi imposti dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99;
 - b) il costo sostenuto dal Gestore della rete per l'approvvigionamento delle risorse necessarie per l'erogazione del servizio di dispacciamento anteriormente all'avvio del dispacciamento di merito economico di cui alla deliberazione n. 95/01;
 - c) il costo relativo alla commercializzazione del servizio di vendita per i clienti del mercato vincolato.
- 5.4 Pare opportuno notare che il sistema tariffario del primo periodo regolatorio prevede che il corrispettivo per il servizio di trasporto garantisca, tra l'altro, la copertura dei costi di "vendita", intesi come costi di commercializzazione del servizio di trasporto e del *servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato* (nella formulazione attualmente prevista dal Testo integrato).
- 5.5 Come segnalato nel documento 1 luglio 2003, ai fini di una corretta allocazione dei costi, occorre predisporre meccanismi tariffari coerenti con la differenza tra i costi di "vendita"

sostenuti per l'erogazione dei servizi di trasporto, acquisto e vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato e quelli sostenuti per l'erogazione del solo servizio di trasporto ai clienti del mercato libero. In tale prospettiva si colloca la decisione dell'Autorità di enucleare dai costi riconosciuti per il servizio di trasporto i costi relativi alla gestione dei contratti di acquisto di energia elettrica e le funzioni commerciali relative alla "vendita" ai clienti del mercato vincolato.

- 5.6 Le osservazioni al documento 1 luglio 2003 relativamente alla remunerazione dei costi connessi alla commercializzazione del servizio di vendita sono risultate in molti casi contrastanti.
- 5.7 L'Autorità, sulla base delle informazioni raccolte e delle considerazioni sviluppate dai partecipanti alla consultazione, ritiene che l'attribuzione al servizio di vendita di una quota pari al 10% dei costi di commercializzazione coperti nel primo periodo regolatorio tramite il corrispettivo di trasporto sia compatibile con la garanzia di equilibrio economico finanziario delle imprese distributrici e, allo stesso tempo, possa contribuire allo sviluppo ed al consolidamento della concorrenza nella vendita dell'energia elettrica.

PARTE III

I meccanismi di perequazione e integrazione

6 Perequazione: aspetti generali

Finalità e meccanismi di perequazione

- 6.1 I costi sostenuti dai distributori nello svolgimento della loro attività sono influenzati dalle caratteristiche della clientela e da fattori ambientali fuori dal controllo dell'impresa per i quali, in presenza di una tariffa unica nazionale, occorre prevedere l'introduzione di opportuni meccanismi di perequazione.
- 6.2 Per il periodo di regolazione 2004-2007 l'Autorità intende riproporre pressoché invariati nella sostanza i meccanismi di perequazione individuati per il primo periodo di regolazione nel documento per la consultazione "Perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica", diffuso in data 31 luglio 2003 (di seguito: consultazione 31 luglio 2003) e destinati alla copertura degli scostamenti dalla media dei costi che si formano in fasi a monte della filiera elettrica rispetto all'attività di distribuzione. L'Autorità ritiene opportuno, in relazione a tali costi, prevedere meccanismi che consentano il loro pieno trasferimento sui clienti finali (cosiddetto *pass through*).
- 6.3 L'Autorità intende anche riproporre il meccanismo di perequazione dei ricavi per la vendita dell'energia elettrica a clienti domestici, già indicato per il periodo di regolazione 2000-2003, almeno fino a quando troveranno applicazione le tariffe D2 e D3.
- 6.4 Per quanto riguarda invece i meccanismi di perequazione destinati alla copertura dei costi propri dell'attività di distribuzione, l'Autorità intende semplificare i meccanismi proposti per il primo periodo di regolazione, in particolare con riferimento al meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione in media e bassa tensione.
- 6.5 In sintesi l'Autorità intende introdurre per il periodo di regolazione 2004-2007 i seguenti meccanismi di perequazione:
 - a) la perequazione dei costi di acquisto di energia elettrica all'ingrosso per la vendita ai clienti del mercato vincolato (di seguito: perequazione dei costi di acquisto);
 - b) la perequazione dei costi del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale (di seguito: perequazione dei costi di trasmissione);
 - c) la perequazione dei costi diretti di distribuzione;
 - d) la perequazione dei ricavi per la fornitura dell'energia elettrica a clienti domestici (di seguito: perequazione dei ricavi da clienti domestici).

7 Ambito soggettivo di applicazione

- 7.1 I meccanismi di perequazione indicati si rivolgono ai distributori in quanto soggetti esercenti l'attività di distribuzione esercitata in concessione dagli aventi diritto ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99, per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione.

- 7.2 Si ritiene che la partecipazione ai meccanismi di perequazione debba essere obbligatoria.
- 7.3 Fino all'entrata in vigore delle nuove norme in materia di regolazione tariffaria delle imprese elettriche minori, è confermata l'esclusione dai meccanismi di perequazione delle imprese ammesse al regime di integrazione delle tariffe previsto dall'articolo 7, della legge 9 gennaio 1991, n. 10.

8 Perequazione dei costi di acquisto, perequazione dei costi di trasmissione e perequazione dei ricavi da clienti domestici

Perequazione dei costi di acquisto

- 8.1 L'esigenza di perequazione dei costi di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato sostenuti dai distributori è legata alla presenza di clienti vincolati, forniti sulla base di corrispettivi fissati dall'Autorità.
- 8.2 I distributori di energia elettrica nello svolgimento del proprio servizio sostengono costi legati all'acquisto dell'energia elettrica per i propri clienti del mercato vincolato. Tali costi sono basati su prezzi, attualmente differenziati per fascia oraria. I corrispettivi applicati ai clienti finali non sempre riproducono una tale articolazione per fascia oraria. In particolare questa è la situazione riferita al caso di clienti dotati di misuratore non idoneo a rilevare l'energia elettrica prelevate rispettivamente per le fasce orarie F1, F2, F3 ed F4. Non essendo l'eventuale differenza tra costi sostenuti dal distributore per l'approvvigionamento del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e ricavi ottenuti dai propri clienti a copertura di tali costi completamente sotto il controllo del distributore, emergono esigenze di perequazione.
- 8.3 Ai fini della perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica l'Autorità adotterà modalità coerenti con quelle che verranno definite per il primo periodo di regolazione in esito alla consultazione 31 luglio 2003. Al fine di stimolare l'efficienza nella gestione delle reti, l'Autorità intende confermare l'ipotesi prospettata nella consultazione 31 luglio 2003, di riconoscere un costo standard a copertura delle perdite di rete.

Perequazione dei costi di trasmissione

- 8.4 I distributori di energia elettrica nello svolgimento del proprio servizio sostengono costi legati al trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale. Tali costi sono basati su prezzi, attualmente differenziati per fascia oraria. Le tariffe applicate ai clienti finali non sempre riproducono una tale articolazione per fascia oraria. In particolare questa è la situazione riferita al caso di clienti dotati di misuratore non idoneo a rilevare l'energia elettrica prelevate rispettivamente per le fasce orarie F1, F2, F3 ed F4. Non essendo l'eventuale differenza tra costi sostenuti dal distributore per l'approvvigionamento del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e ricavi ottenuti dai propri clienti a copertura di tali costi completamente sotto il controllo del distributore, emergono esigenze di perequazione.
- 8.5 Ai fini della perequazione dei costi di trasmissione dell'energia elettrica l'Autorità adotterà modalità coerenti con quelle che verranno definite per il primo periodo di regolazione in esito alla consultazione 31 luglio 2003.

Perequazione dei ricavi da clienti domestici

- 8.6 Come anticipato nel documento 1 luglio 2003, l'Autorità intende introdurre due meccanismi di perequazione dei ricavi dei distributori derivanti dall'applicazione delle tariffe per i clienti domestici.
- 8.7 Un primo meccanismo è legato all'introduzione della tariffa sociale e tende a integrare i ricavi ottenuti dai distributori che si trovano a dover fornire clienti in stato di disagio. Tale meccanismo è finanziato da un'apposita componente tariffaria posta a carico dei clienti domestici non ammessi al regime di particolare tutela.
- 8.8 Un secondo meccanismo ha carattere transitorio e si rende necessario in conseguenza dell'applicazione delle tariffe D2 e D3 che non riflettono i costi. Il meccanismo di perequazione previsto riporta i ricavi dei distributori al livello che gli stessi avrebbero ottenuto dall'applicazione della tariffa D1, che è la tariffa che riflette i costi della fornitura. L'Autorità adotterà un meccanismo coerente con quello che verrà definito per il primo periodo di regolazione in esito alla consultazione 31 luglio 2003.

9 Perequazione dei costi di distribuzione

Determinazione degli ammontari di perequazione

- 9.1 L'ammontare di perequazione dei costi diretti di distribuzione è pari alla somma algebrica di:
- a) *ammontare di perequazione relativo ai costi diretti di distribuzione sulle reti AT;*
 - b) *ammontare di perequazione relativo ai costi diretti di trasformazione AT/MT;*
 - c) *ammontare di perequazione relativo ai costi diretti di distribuzione MT e BT.*
- 9.2 Ai fini dell'ammontare di perequazione di cui alle lettere a) e b) l'Autorità intende riproporre i meccanismi basati su riconoscimento dei costi standard già oggetto della consultazione 31 luglio 2003.

Ammontare di perequazione relativo ai costi diretti di distribuzione MT e BT

- 9.3 Rispetto all'approccio adottato in occasione dei precedenti documenti di consultazione aventi per oggetto i meccanismi di perequazione, l'Autorità, anche in esito ai commenti ricevuti, ritiene opportuno semplificare la definizione dell'ammontare di perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e bassa tensione.
- 9.4 Sia in letteratura, sia nell'esperienza di regolatori e operatori, la determinante più rilevante dei costi di distribuzione è il numero dei clienti serviti. Il costo sostenuto per servire il singolo cliente in parte è fisso e in parte dipende dalle caratteristiche del territorio servito. Quale indicatore sintetico delle caratteristiche del territorio servito il modello fa riferimento al livello di concentrazione, così come definito nel Testo integrato della continuità del servizio di cui alla deliberazione n. 155/02. I clienti vengono pertanto suddivisi in classi omogenee, in relazione all'ambito di appartenenza. Per ciascun cliente e per ciascun ambito il modello fornisce una stima del costo incrementale che l'impresa deve sostenere per fornire un cliente aggiuntivo.

9.5 Il modello per la determinazione degli effetti prodotti da variabili esogene sui costi operativi diretti di distribuzione, compresi gli ammortamenti, su reti di media e di bassa tensione è il seguente:

$$CdMTBT = f(N \text{ clienti BTac}, N \text{ clienti BTmc}, N \text{ clienti BTbc}, k),$$

dove:

- CdMTBT è la variabile dipendente che esprime il costo operativo, compresi gli ammortamenti, diretto di distribuzione su reti di media e di bassa tensione;
- N clienti BTac è il numero di clienti connessi alla rete in bassa tensione dell'impresa in ambiti ad alta concentrazione come definiti nel Testo integrato della continuità del servizio di cui alla deliberazione n. 155/02;
- N clienti BTmc è il numero di clienti connessi alla rete in media tensione dell'impresa in ambiti ad alta concentrazione come definiti nel Testo integrato della continuità del servizio di cui alla deliberazione n. 155/02;
- N clienti BTbc è il numero di clienti connessi alla rete in media tensione dell'impresa in ambiti ad alta concentrazione come definiti nel Testo integrato della continuità del servizio di cui alla deliberazione n. 155/02;
- k è una costante.

9.6 La forma funzionale scelta per il modello è di tipo lineare. La stima dei coefficienti del modello è stata effettuata analizzando un campione di province servite dalla società Enel Distribuzione Spa. La scelta di utilizzare dati relativi alle province servite da Enel Distribuzione Spa è legata all'esigenza di disporre di osservazioni il più possibile omogenee per criteri di rilevazione e per livelli di efficienze, permettendo nel contempo di assicurare un elevato grado di copertura del territorio nazionale.

9.7 Alla luce dell'analisi statistica effettuata i regressori scelti risultano essere significativi. Risulta che in media circa il 27% dei costi operativi diretti non dipendono dall'appartenenza dei clienti a un dato ambito. I coefficienti dei regressori N clienti BTac, N clienti BTmc, N clienti BTbc esprimono invece la parte del costo unitario diretto per cliente servito differenziabile in funzione dell'ambito di appartenenza.

9.8 Sulla base del modello è possibile costruire un indicatore per ciascuna impresa, basato sulla distribuzione dei clienti serviti in bassa tensione per ambito territoriale, che esprime sinteticamente la differenza nei costi che la singola impresa deve sostenere in relazione alle differenze del territorio servito. In altri termini si ritiene che le differenze nei costi relativi al servizio di distribuzione su reti di media e bassa tensione possa essere significativamente colto dalla distribuzione dei clienti serviti in bassa tensione per ambito territoriale. L'indicatore è calcolato secondo la seguente formula:

$$IC = \frac{\sum J N_J * K_J}{\sum J N_J} - 1$$

dove:

IC è l'indicatore di concentrazione della clientela;

J denota l'ambito di appartenenza (alta, media o bassa concentrazione);

N_J è il numero di clienti in bassa tensione serviti dall'impresa, appartenente all'ambito J;

K_J è il coefficiente che esprime lo scostamento rispetto alla media del costo diretto necessario per servire un cliente nell'ambito territoriale J e assume i valori riportati in tabella 2.

Tabella 2

<i>Tipo di ambito</i>	<i>Valore di K_J</i>
<i>Bassa concentrazione</i>	1,24
<i>Media concentrazione</i>	0,99
<i>Alta concentrazione</i>	0,78

9.9 L'ammontare di perequazione relativo ai costi diretti di distribuzione MT e BT è calcolato secondo la seguente formula:

$$Db = RA * IC$$

dove

IC è l'indicatore di concentrazione della clientela;

RA è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia di utenza dal vincolo V1 e dalla tariffa D1, a copertura dei costi diretti di distribuzione in media e bassa tensione.

10 Meccanismi di integrazione

Premessa

- 10.1 Parallelamente ai meccanismi di perequazione, l'Autorità intende prevedere per il secondo periodo di regolazione due distinti meccanismi di integrazione a garanzia dell'equilibrio economico finanziario delle imprese.
- 10.2 Il primo meccanismo, definito *Integrazione transitoria dei ricavi* è finalizzato a riconoscere, per un periodo transitorio, e comunque non oltre il 2007, un'integrazione alle imprese di distribuzione che si trovano ad operare con livelli di costo superiori a quelli medi di settore per ragioni diverse dai fattori ambientali fuori dal controllo dell'impresa che trovano bilanciamento nei meccanismi di perequazione.
- 10.3 Il secondo meccanismo, definito *Integrazione dei ricavi a VI*, è destinato ad essere applicato nel caso in cui l' esercente pur applicando la tariffa massima consentita (TV2) non possa raggiungere il ricavo ammesso dai vincoli tariffari in ragione della particolare composizione e modalità di consumo della propria clientela.

Partecipazione ai meccanismi di integrazione

- 10.4 La partecipazione ai meccanismi di integrazione è facoltativa. La partecipazione al *meccanismo di integrazione transitoria dei ricavi* richiede che siano applicate le norme in materia di separazione contabile e amministrativa previste dalla deliberazione n. 310/01.

- 10.5 La partecipazione al *meccanismo di integrazione transitoria dei ricavi* è alternativa alla partecipazione al *meccanismo di integrazione a VI*.
- 10.6 Per gli esercenti il servizio di distribuzione non soggetti agli obblighi in materia di separazione contabile e amministrativa ovvero che servano meno di 5000 clienti e che non optino per il regime semplificato di cui ai punti 9.32 e seguenti del documento 1 luglio 2003, la partecipazione al *meccanismo di integrazione transitoria dei ricavi* richiede che siano compilati e autocertificati i prospetti relativi ai conti annuali separati, riservati all'Autorità, di cui al comma 9.2, della deliberazione n. 310/01.

Integrazione transitoria dei ricavi

- 10.7 La riforma tariffaria introdotta dall'Autorità nel primo periodo di regolazione ha comportato l'eliminazione di sussidi incrociati tra tipologie di utenza e ha condotto alla definizione di tariffe orientate ai costi.
- 10.8 In assenza di adeguati meccanismi perequativi, la sussidiazione tra utenti, comportava benefici alle imprese che fornivano in prevalenza utenze non domestiche in bassa tensione.
- 10.9 L'Autorità ha introdotto per il primo periodo regolatorio meccanismi di gradualità per i clienti, nello specifico prevedendo l'introduzione delle componenti tariffarie GR. Tali componenti, studiate per rispondere all'esigenza di consentire gradualità nella transizione per i clienti, sono state, di fatto, uno strumento di gradualità anche per le imprese, di cui hanno essenzialmente beneficiato le imprese locali di distribuzione dell'energia elettrica.
- 10.10 Gli effetti delle componenti tariffarie GR si sono prodotti negli anni 2000 e 2001. L'Autorità, al fine di prolungare l'effetto di transizione, con la consultazione 31 luglio 2003 in materia di meccanismi di perequazione, intende rendere facoltativa la partecipazione ai meccanismi di perequazione per tutto il periodo 2000-2003.
- 10.11 L'Autorità intende valutare l'opportunità di estendere a tutto il periodo regolatorio 2004-2007 la presenza di meccanismi di gradualità che consentano alle imprese la realizzazione di processi di miglioramento dell'efficienza verso i livelli medi del settore.
- 10.12 Per tali ragioni, in parziale deroga al principio generale di definizione di costi riconosciuti sulla base di parametri standard, l'Autorità, accanto ai meccanismi di perequazione, intende definire per ciascuna impresa, in via transitoria, una integrazione dei ricavi ammessi dai vincoli tariffari e dai meccanismi di perequazione, determinata in funzione del livello effettivo di efficienza (di seguito: *meccanismo di integrazione transitoria dei ricavi*). L'Autorità intende prevedere che tale integrazione venga completamente riassorbita entro la fine del periodo regolatorio 2004-2007.
- 10.13 Ai fini della determinazione dell'ammontare dell'integrazione transitoria dei ricavi viene calcolato per ciascuna impresa il *costo individuale*.
- 10.14 Il *costo individuale* comprende due elementi:
- costi operativi;
 - remunerazione del capitale investito netto.
- 10.15 I costi operativi sono determinati a partire dai dati di bilancio dell'anno 2003.
- 10.16 Il capitale investito netto è determinato a partire dal valore implicito nei parametri tariffari definiti per l'anno 2000. A tale valore sono sommati gli investimenti netti del periodo 1998-2003, comprese le acquisizioni di rami di azienda ed esclusi gli incrementi patrimoniali conseguenze di mere trasformazioni societarie. Tutti i valori sono rivalutati coerentemente con quanto previsto per la determinazione del capitale investito netto consolidato di settore.

- 10.17 Con riferimento al costo relativo all'acquisizione di rami di azienda riportato in bilancio si deve primariamente osservare che tali rami sono stati valutati, coerentemente con le disposizioni del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, "secondo sperimentate metodologie finanziarie che tengano conto dei valori di mercato". Tali valutazioni riflettono nel complesso il valore del ramo aziendale ceduto. Non possono pertanto essere considerati come mera somma del valore dei singoli cespiti che lo compongono. Ai fini regolatori i valori riportati nei bilanci dovranno di conseguenza essere opportunamente analizzati, al fine di disporre l'abbattimento, ove necessario.
- 10.18 La remunerazione del capitale investito netto è calcolata sulla base del WACC utilizzato per il calcolo della remunerazione assunta a base della fissazione dei livelli tariffari.
- 10.19 Il *costo individuale* per ciascuno degli anni del periodo regolatorio 2004-2007 è calcolato correggendo i costi dell'anno 2003 tramite l'applicazione della formula del price-cap.
- 10.20 L'integrazione è riconosciuta qualora il *costo individuale* sia maggiore del *ricavo ammesso perequato*. L'ammontare dell'integrazione è calcolato secondo la seguente formula:

$$ID = CE * p_1 + RAP * p_2 - RAP$$

dove:

ID è l'ammontare dell'integrazione;

CE è il costo individuale;

RAP è il ricavo ammesso perequato, pari alla somma algebrica dell'ammontare di perequazione dei costi di distribuzione e del ricavo ammesso dai vincoli tariffari;

p_1 e p_2 sono i pesi rispettivamente del costo individuale e del ricavo ammesso perequato, come riportati in tabella 3.

Tabella 3

	Peso del costo individuale (p_1)	Peso del ricavo ammesso perequato (p_2)
2004	0,50	0,50
2005	0,30	0,70
2006	0,20	0,80
2007	0,10	0,90

Integrazione dei ricavi a V1

- 10.21 L'integrazione dei ricavi a V1 viene determinata in seguito alla verifica del vincolo V1. Se l'impresa ha applicato, con riferimento alle singole tipologie contrattuali, la tariffa massima consentita (TV2) e nonostante questo non ha ottenuto un ricavo pari a quello previsto nel caso di applicazione dell'opzione tariffaria TV1, viene riconosciuta una integrazione ai ricavi dell'impresa fino a concorrenza del livello consentito dal vincolo V1.

11 Finanziamento dei meccanismi di perequazione e integrazione

- 11.1 Eventuali squilibri dei meccanismi di perequazione sono finanziati mediante una apposita componente tariffaria UC.
- 11.2 Il meccanismo di integrazione transitoria dei ricavi è finanziato con una apposita componente tariffaria UC. L’Autorità intende introdurre un tetto all’onere massimo posto a capo dei clienti in conseguenza dell’applicazione del meccanismo di integrazione transitoria. Di conseguenza l’Autorità definirà modalità di ripartizione degli importi da riconoscere alle imprese aventi diritto.
- 11.3 Il meccanismo di integrazione dei ricavi a V1 è finanziato mediante le componenti tariffarie UC a copertura degli squilibri dei meccanismi di perequazione.

Appendice – Elenco dei soggetti che hanno inviato commenti scritti al documento di consultazione 1 luglio 2003

ACEA Distribuzione S.p.A.
Acquirente unico S.p.A.
AEM S.p.A.
AEM Torino S.p.A.
AICEP - Associazione Italiana Consumatori Energia di Processo
AIGET - Associazione italiana di grossisti di energia e trader
Alcoa Trasformazioni s.r.l.
Assocarta - Associazione italiana fra gli industriali della carta, cartoni e paste per carta
Assoelettrica - Associazione Nazionale delle Imprese Elettriche
Confartigianato
Confcommercio - Confederazione Generale Italiana del Commercio, del Turismo, dei Servizi e delle Piccole e Medie Imprese
CCSE - Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico
Dalmine energie S.p.A.
Dynamiteing S.p.A.
Edison S.p.A.
Endesa Italia
Enel S.p.A.
Energia e territorio S.p.A.
Energia S.p.A.
EniPower S.p.A.
Eni S.p.A., Divisione Refining and Marketing
Federelettrica - Federazione nazionale delle imprese locali dei servizi elettrici
Rete Ferroviaria Italiana S.p.A.
Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A.
Idroelettrica Valcanale S.A.S di M.G.Massarutto & C.
Odoardo Zecca s.r.l.
Società nolana per imprese elettriche S.p.A
Telecom Italia S.p.A.
Tenaris Dalmine (Dalmine S.p.A)
Tirreno Power S.p.A.
UBS
WorldEnergy S.A.