

**TARIFE PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO E CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI  
MISURA E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA PER IL PERIODO DI  
REGOLAZIONE 2004 -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.

13 gennaio 2004

## **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione fa seguito ai documenti 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 12 novembre 2003 “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” (di seguito: documento 12 novembre 2003).*

*Il documento tiene conto delle osservazioni formulate in relazione alle due precedenti fasi di consultazione (in appendice è riportato l’elenco dei soggetti che hanno inviato commenti scritti al documento 12 novembre 2003).*

*L’Autorità ritiene opportuno prevedere questa ulteriore consultazione prima della definizione del provvedimento finale, in considerazione dei nuovi elementi di valutazione emersi in risposta al documento 12 novembre 2003, in primo luogo relativamente alle modalità di applicazione delle disposizioni dell’articolo 1 quinquies, comma 7, della legge 27 ottobre 2003, n. 290 in materia di rivalutazione delle infrastrutture e di ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi del price-cap, nonché in relazione ad una più approfondita analisi degli effetti sul costo del lavoro nel settore elettrico prodotti dal rinnovo del contratto collettivo nazionale siglato nel 2003.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all’Autorità le proprie osservazioni e proposte, per iscritto, entro il 26 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 ai sensi di quanto disposto dalla deliberazione dell’Autorità n. 164/03, 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 15 aprile 2004.*

*L’Autorità intende adottare il provvedimento definitivo entro il mese di gennaio 2004, a seguito di audizioni speciali che si terranno nei giorni 23 e 26 gennaio 2004.*

**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](mailto:a_e@autorita.energia.it)**

**sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)**

## INDICE

1	Introduzione .....	4
	PARTE I.....	5
	Il servizio di trasporto .....	5
2	Determinazione del costo riconosciuto .....	5
3	Dinamiche tariffarie .....	11
4	Fissazione dei vincoli tariffari per il servizio di trasporto su reti di distribuzione e trattamento dei contributi di allacciamento e dei diritti fissi .....	12
	PARTE II .....	13
	Misura e commercializzazione.....	13
5	Costo riconosciuto per il servizio di misura.....	13
6	Commercializzazione del servizio di vendita .....	14
	PARTE III.....	14
	Meccanismi di perequazione e integrazione .....	14
7	Perequazione .....	14
8	Meccanismi di integrazione .....	16
	Appendice 1 – Elenco dei soggetti che hanno inviato commenti scritti al documento per la consultazione 12 novembre 2003.....	18

## 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) e poi proseguita con il documento 12 novembre 2003 “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 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007”.
- 1.2 I commenti ricevuti in relazione al documento 12 novembre 2003 hanno indotto l’Autorità a prevedere la diffusione di un ulteriore documento di consultazione, prima di procedere alla definizione del provvedimento finale.
- 1.3 In data 23 dicembre 2003 l’Autorità, con deliberazione n. 164/03, ha prorogato la validità dei vincoli tariffari e delle opzioni tariffarie 2003 a tutto il mese di gennaio 2004, con conseguente slittamento dell’avvio del secondo periodo di regolazione che avrà pertanto durata 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007.
- 1.4 Il presente documento propone per la consultazione 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 trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica, in particolare in riferimento all'attuazione delle disposizioni dell'articolo 1 quinquies, comma 7, della legge 27 ottobre 2003, n. 290, relativamente:
  - a) alla rivalutazione delle infrastrutture;
  - b) alla simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del price-cap.In coerenza con tali nuove indicazioni, l’Autorità intende inoltre rivedere le modalità di riconoscimento degli ammortamenti.
- 1.5 L’Autorità intende inoltre sottoporre a consultazione i propri orientamenti relativamente:
  - a) al tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto;
  - b) 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;
  - c) alla modalità di costruzione del nuovo vincolo tariffario V1, in particolare con riferimento alle ipotesi avanzate nel documento 1 luglio 2003 circa l'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;
  - d) alla definizione dei meccanismi di perequazione e integrazione.
- 1.6 Per gli aspetti non esplicitamente affrontati nel presente documento, l’Autorità intende confermare le indicazioni avanzate nelle precedenti fasi di consultazione.

# **PARTE I**

## **Il servizio di trasporto**

### **2 Determinazione del costo riconosciuto**

#### *Costi riconosciuti di settore*

- 2.1 Come indicato nei precedenti documenti per la consultazione e 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;
  - b) una congrua remunerazione del capitale investito.

#### *Costi operativi: ripartizione dei maggiori recuperi di produttività*

- 2.2 Come indicato nel documento 12 novembre 2003, 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 aggiuntive rese disponibili dalle medesime imprese esercenti.
- 2.3 Ai sensi di quanto previsto dalla legge n. 290/03 devono essere ripartiti "simmetricamente" tra imprese e utenti 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.
- 2.4 Nell'ambito della consultazione alcuni operatori hanno evidenziato che la modalità individuata dall'Autorità nel documento 12 novembre 2003 per la ripartizione dei maggiori recuperi di produttività non rispecchierebbe l'indicazione del legislatore, in quanto nel processo di determinazione del costo riconosciuto sterilizza l'effetto legato all'aumento delle quantità erogate nel periodo compreso tra il 2001, anno test, e il 2004, primo anno di applicazione dei nuovi parametri tariffari.
- 2.5 L'Autorità, riconoscendo come fondate tali osservazioni, ha provveduto a svolgere opportuni approfondimenti che hanno consentito di pervenire ad una riformulazione delle modalità di calcolo dei costi operativi da riconoscere. In particolare, l'Autorità intende determinare la componente dei costi riconosciuti per l'anno 2004 relativa ai costi operativi come somma di:
- a) costo effettivo rilevato nell'anno 2001, 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;
  - b) quota parte dei maggiori recuperi da attribuire agli esercenti; i maggiori recuperi sono calcolati come differenza tra il costo medio riconosciuto per unità di prodotto nell'anno 2001 e il costo medio effettivo riconosciuto per unità di prodotto nello stesso anno 2001. Tali maggiori recuperi sono poi ponderati per le quantità stimate per l'anno 2004.

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

dove:

$COR_{04}$  è il livello dei costi operativi riconosciuto per l'anno 2004, anno base del secondo periodo di regolazione;

$COE_{01}$  è il livello dei costi operativi effettivi riferiti all'anno 2001. Qualora il costo operativo effettivo rilevato risulti superiore al costo riconosciuto applicando i parametri dei vincoli tariffari (al netto delle somme da versare sul conto oneri per recuperi di continuità del servizio) in vigore nel medesimo anno 2001,  $COE_{01}$  è posto pari al costo operativo riconosciuto dai vincoli tariffari;

$RPI_j$  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;

$MRPS_{01}$  sono i maggiori recuperi riferiti all'anno 2001 da attribuire agli esercenti, calcolati come:

$$MRPS_{01} = \max \left[ \frac{(COR_{01} - COE_{01}) * \frac{1}{2}}{Q_{01}}; 0 \right]$$

$COR_{01}$  sono i costi operativi riconosciuti applicando i parametri dei vincoli tariffari (al netto delle somme da versare sul conto oneri per recuperi di continuità del servizio) riferiti all'anno 2001 alle grandezze di scala effettive del medesimo anno;

$Q_{01}$  e  $Q_{04}$  sono le grandezze di scala effettive dell'anno 2001 e stimate per l'anno 2004.

- 2.6 In sintesi, la nuova modalità di determinazione dei costi operativi riconosciuti garantisce un'effettiva simmetrica ripartizione dei maggiori recuperi, prevedendo che la quota parte dei maggiori recuperi da attribuire agli esercenti secondo le previsioni di legge non risulti ridimensionata per effetto dell'incremento delle grandezze di scala utilizzate per la fissazione dei parametri tariffari per l'anno 2004 rispetto a quelle riferite all'anno 2001.
- 2.7 Le modalità di calcolo dei costi operativi riconosciuti sopra descritta non verrà applicata ai fini della determinazione del costo riconosciuto a copertura degli ammortamenti. Le modalità di riconoscimento degli ammortamenti sono precisate nei punti successivi.

### **Costi operativi: ammortamenti**

- 2.8 L'Autorità nel documento 12 novembre 2003 aveva prospettato l'intenzione di riconoscere i costi relativi agli ammortamenti sulla base dei livelli riscontrabili nei bilanci delle imprese e di non procedere ad una revisione della vita utile dei cespiti per il riconoscimento degli ammortamenti ai soli fini regolatori. Tale indicazione trovava le proprie motivazioni prevalentemente in relazione alle esigenze di sviluppo delle infrastrutture.
- 2.9 Nell'ambito della consultazione è stato fatto notare che il mantenimento di una durata di ammortamento inferiore alle medie europee influisce negativamente sulla percezione del valore delle imprese regolate da parte dei mercati finanziari che attribuiscono grande importanza al mantenimento nel tempo del valore delle immobilizzazioni nette. Il mantenimento nel tempo del valore del capitale investito, d'altro canto, dipende dal simultaneo andamento del livello degli investimenti e degli ammortamenti. Solo nell'ipotesi

che il flusso di nuovi investimenti sia inferiore rispetto al livello degli ammortamenti riconosciuti in tariffa si riduce nel tempo il valore del capitale investito netto riconosciuto.

- 2.10 Da un punto di vista tecnico, in ogni caso, il prolungamento della vita utile effettiva dei cespiti utilizzata ai fini tariffari nel settore elettrico italiano appare sostenibile e trova ulteriore conforto dalla comparazione con la vita utile riconosciuta ai fini regolatori in altre realtà europee.
- 2.11 Come evidenziato nei punti 2.14 e successivi del presente documento, l'Autorità intende rivedere le modalità di determinazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini tariffari. Tale revisione comporta un aumento dei costi riconosciuti relativi alla remunerazione del capitale investito che va a ricadere su tariffe e parametri dei vincoli tariffari.
- 2.12 Di contro, la revisione della vita utile dei cespiti e la conseguente riduzione degli ammortamenti riconosciuti in tariffa tende a bilanciare l'aumento del costo riconosciuto a remunerazione del capitale investito. La revisione della vita utile dei cespiti può pertanto essere effettuata senza determinare al tempo stesso riduzioni del flusso delle risorse finanziarie per le imprese, e aumenti degli oneri a carico dei clienti finali.
- 2.13 Tutto ciò considerato l'Autorità ritiene opportuno procedere alla revisione della vita utile dei cespiti rilevante ai fini del riconoscimento degli ammortamenti, in modo da riallineare il suo valore a quello medio europeo.

#### ***Il capitale investito netto riconosciuto: valorizzazione delle immobilizzazioni nette***

- 2.14 Come indicato nel punto 2.20 del documento 12 novembre 2003 l'Autorità intende determinare il capitale investito netto riconosciuto ai fini tariffari, 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 tener conto delle dinamiche dei prezzi nel periodo 1998-2001 e verrà adeguato per tenere conto degli investimenti netti effettuati in ciascun anno, rivalutati per essere riportati all'anno di riferimento 2001.
- 2.15 In risposta al documento 12 novembre 2003 è stato tuttavia evidenziato che il livello del capitale investito netto riconosciuto, valutato ad esempio in termini di capitale investito netto per cliente servito, risulta inferiore ai livelli medi europei. Tale "sottovalutazione", sempre secondo quanto evidenziato in sede di consultazione, impatterebbe negativamente sulla percezione da parte dei mercati finanziari, portando ad un deprezzamento del valore delle imprese elettriche italiane rispetto a quelle europee.
- 2.16 L'Autorità, già nella nota 4 agosto 1999 aveva indicato la possibilità di una revisione del valore di rimpiazzo del capitale investito a cui far riferimento nella fissazione dei livelli tariffari all'inizio del secondo periodo di regolazione. In detta occasione l'Autorità aveva ipotizzato di far riferimento, in alternativa ai valori contabili, ad una apposita stima peritale.
- 2.17 In tale prospettiva si inserisce anche la legge n. 290/03 che prescrive la rivalutazione del valore delle infrastrutture di rete rilevante ai fini della fissazione delle tariffe di remunerazione delle reti per il secondo periodo di regolazione.
- 2.18 Nell'ambito della consultazione è stato anche evidenziato che l'Autorità nel documento 12 novembre 2003 ha previsto la rivalutazione del valore delle immobilizzazioni nette al 31

dicembre 1997 e delle immobilizzazioni acquisite successivamente, mentre per il periodo 1994-1997 non è stata prevista alcuna rivalutazione.

- 2.19 Tutto ciò considerato l'Autorità ritiene opportuno procedere all'introduzione di appositi correttivi dei valori delle immobilizzazioni nette utilizzati per la fissazione dei livelli tariffari del primo periodo regolatorio, al fine di pervenire a una valorizzazione delle medesime coerente con i criteri già adottati per la regolazione tariffaria nel settore del gas.
- 2.20 In assenza di una valutazione derivante da apposita stima peritale, l'Autorità intende procedere a una rivalutazione basata sull'applicazione di indici specifici ai costi storici di acquisto delle immobilizzazioni.
- 2.21 Il valore lordo rivalutato delle immobilizzazioni così ottenuto verrà poi corretto per tenere conto del degrado tecnico economico degli impianti, mediante l'applicazione di un coefficiente correttivo del valore lordo, basato sulla vita economico-tecnica utile degli impianti impiegata al fine del calcolo degli ammortamenti, coerente con i criteri di determinazione tariffaria. Ciò consente di evitare duplicazioni nel riconoscimento dei costi e si sostanzia nel calcolo di ammortamenti in linea con le aliquote economico-tecniche via via assunte in sede di fissazione delle tariffe.
- 2.22 In termini operativi l'Autorità intende pertanto determinare un coefficiente correttivo del valore iniziale delle immobilizzazioni nette riferite al 31 dicembre 1997 e riconosciute ai fini tariffari nel periodo 2000-2003. Tale coefficiente correttivo, determinato separatamente per le attività di trasmissione, distribuzione e misura, viene calcolato come rapporto tra il valore che sarebbe stato riconosciuto alle immobilizzazioni nette nel primo periodo di regolazione qualora fosse stato fissato secondo una logica di rivalutazione del costo storico come sopra richiamata, e il valore delle immobilizzazioni nette effettivamente preso in considerazione per la fissazione del capitale investito netto nel periodo di regolazione 2000-2003.

### ***Scelta del deflatore per la rivalutazione dei cespiti***

- 2.23 Nel documento 12 novembre 2003 era proposto l'utilizzo dell'indice ISTAT dei prezzi alla produzione nel settore "Fabbricazione di apparecchiature per la distribuzione e il controllo dell'elettricità" quale correttivo per l'inflazione. Nell'ambito della consultazione tale deflatore è stato oggetto principalmente di due ordini di critiche. In primo luogo è stato fatto notare che rispecchiando l'effettivo andamento dei costi di approvvigionamento del settore elettrico (beneficiando quindi dell'accresciuta efficienza nelle politiche di approvvigionamento), tale deflatore sarebbe non in linea con le esigenze di una regolazione incentivante. In secondo luogo alcuni operatori hanno evidenziato che tale deflatore necessiterebbe comunque di opportuni correttivi non essendo altrimenti in grado di esprimere le variazioni dei costi di tutti i fattori produttivi pluriennali impiegati dalle imprese quali, a titolo esemplificativo, le opere civili necessarie al funzionamento degli impianti di trasporto dell'energia elettrica.
- 2.24 L'Autorità non condivide la prima delle obiezioni svolte e sul piano metodologico evidenzia come la scelta del deflatore nell'ambito delle metodologie di valutazione delle immobilizzazioni a costi correnti è tanto migliore quanto più consente di avvicinare il valore rivalutato dei cespiti al costo di rimpiazzo.
- 2.25 Per contro si ritiene condivisibile la seconda obiezione che porta a concludere che sarebbe opportuno diversificare il deflatore per calcolare un coefficiente ponderato che tenga conto delle variazioni dei prezzi delle singole tipologie di cespiti che costituiscono le immobilizzazioni tipiche delle imprese del settore.

- 2.26 Esigenze di semplicità, in conclusione, fanno preferire l'adozione di un indice meno specifico, identificato nel deflatore degli investimenti fissi lordi, che pur in maniera approssimata, si ritiene possa costituire un ragionevole surrogato di un deflatore degli investimenti del settore elettrico calcolato come media ponderata di deflatori specifici per categoria di cespiti.

***Investimenti degli anni 2002-2003 e trattamento dei premi per miglioramento della continuità del servizio***

- 2.27 Come evidenziato nel documento 12 novembre 2003 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 implicitamente riconosciuti per tale periodo.
- 2.28 L'Autorità intende confermare le ipotesi assunte in relazione agli investimenti destinati a migliorare la qualità e sicurezza del servizio, così come indicato nel documento 12 novembre 2003. Nel calcolo del capitale investito netto riconosciuto l'Autorità terrà conto degli investimenti destinati a migliorare la continuità del servizio, effettuati negli anni 2002 e 2003, ulteriori rispetto a quelli implicitamente riconosciuti. Tali investimenti verranno stimati a partire dai dati di bilancio dell'anno 2002 e non potranno essere superiori agli investimenti dichiarati all'Autorità dalle medesime imprese come destinati al miglioramento della continuità del servizio nel medesimo anno. Ciò consente di garantire l'allineamento delle scelte tariffarie con le logiche seguite dall'Autorità in sede di definizione degli obiettivi di miglioramento della qualità del servizio.
- 2.29 L'Autorità conferma inoltre l'intenzione, ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali per l'anno 2004, di non dedurre dal valore del capitale investito netto riconosciuto l'ammontare dei costi riconosciuti per miglioramenti della qualità del servizio (i cosiddetti "premi").

***Capitale circolante netto***

- 2.30 L'Autorità intende riconfermare l'ipotesi di determinare il valore *del capitale circolante netto* in via convenzionale con riferimento alle attività di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Per tali attività il capitale circolante netto sarà pertanto fissato pari all'1% del capitale investito netto riconosciuto ai fini tariffari.
- 2.31 Per quanto riguarda la commercializzazione delle attività di trasporto e di vendita, tenuto conto delle osservazioni pervenute, l'Autorità ritiene più opportuno procedere a una valutazione del capitale circolante netto facendo riferimento al saldo tra crediti e debiti commerciali, comprese le poste relative ai rapporti con la Cassa conguaglio per il settore elettrico anche valutate prospetticamente, basato su dati medi del settore desumibili dai conti annuali separati relativi agli anni 2001 e 2002.

***Il tasso di remunerazione del capitale investito netto riconosciuto.***

- 2.32 L'Autorità intende confermare la formula per il calcolo del WACC descritta nel documento 12 novembre 2003.
- 2.33 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 netto riconosciuto, 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.

- 2.34 In sede di consultazione, sempre con riferimento alla fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, da più parti è stata segnalata l'esigenza di sterilizzare gli effetti di situazioni contingenti, prolungando il periodo in relazione al quale si calcola il tasso medio di rendimento dei titoli di stato decennali fino ad un periodo di quattro anni. Ciò, tuttavia, come evidenziato già nel documento 12 novembre 2003 avrebbe l'effetto di depotenziare fortemente il valore prospettico espresso dal rendimento di titoli di lungo periodo.
- 2.35 L'Autorità prevede pertanto di utilizzare quale tasso delle attività prive di rischio la media di 12 mesi dei rendimenti lordi del *BTP decennale benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia. L'allungamento a 12 mesi del lasso temporale a cui fare riferimento (rispetto ai 3 mesi proposti nel documento 12 novembre 2003) si ritiene possa rappresentare un ragionevole punto di equilibrio tra l'esigenza di sterilizzare gli effetti di situazioni contingenti e il mantenimento del valore prospettico del rendimento di titoli di lungo periodo. Il tasso delle attività prive di rischio riconosciuto presumibilmente si attesterà pertanto su un valore compreso tra il 4,20% e il 4,30%.
- 2.36 Rispetto alla consultazione 12 novembre 2003 l'Autorità intende rivedere il livello del rendimento del capitale di debito in funzione del tasso nominale delle attività prive di rischio, considerando a tal fine adeguato uno *spread* rispetto al tasso delle attività prive di rischio di riferimento pari ad un valore compreso tra 0,45 e 0,55 punti percentuali, calcolato tenendo conto dei tassi di rendimento delle più recenti emissioni obbligazionarie effettuate da società che operano nel settore elettrico italiano.
- 2.37 L'Autorità intende rivedere il livello della struttura finanziaria di riferimento, prevedendo un avvicinamento graduale del livello di riferimento per il primo periodo di regolazione a quello osservato con riferimento ai principali operatori italiani del settore. Per il periodo di regolazione 2004-2007 l'Autorità prevede l'adozione di un rapporto D/E pari a 7/10.
- 2.38 In considerazione dell'entrata in vigore a decorrere dall'1 gennaio 2004 della nuova imposta sul reddito delle società (IRES), introdotta con la legge 7 aprile 2003, n. 80/03, l'Autorità ritiene necessario modificare il livello dello scudo fiscale, riducendolo dal 34% al 33%.
- 2.39 L'Autorità intende, infine, confermare le indicazioni contenute nel documento 12 novembre 2003 relativamente agli altri parametri che concorrono alla determinazione del tasso di rendimento del capitale investito. 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	4,20% - 4,30%	
$\beta_{levered}$	Rischio sistematico attività	0,55	0,6
$Pr$	Premio di mercato	4%	
$Kd$ (nominale)	Rendimento cap debito	4,65% - 4,85%	
$T$	Aliquota fiscale	40%	
$Tc$	Scudo fiscale	33%	
$R_{pi}$	Inflazione tendenziale media DPEF 2004-2007	1,7%	

- 2.40 L'applicazione dei parametri individuati nella tabella 1 porta al riconoscimento di un tasso di rendimento del capitale investito reale *pre-tax* compreso tra il 6,7% e il 6,8% per il servizio di trasporto su reti di trasmissione e tra il 6,8% e il 6,9% per il servizio di trasporto su reti di distribuzione.

### **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 livelli di recupero programmato di produttività (*X-factor*) pari al 3,5% per la distribuzione ed al 2,5% per la trasmissione.
- 3.3 La fissazione degli obiettivi di recupero di produttività tiene conto delle osservazioni pervenute a commento del documento 12 novembre 2003, in particolare con riferimento agli effetti sul costo del lavoro prodotti dal rinnovo del contratto collettivo nazionale siglato nel 2003, non considerato al momento della formulazione della proposta precedente.
- 3.4 Le nuove indicazioni dell'Autorità in materia di recupero di produttività nel periodo 2004-2007 rispondono anche all'esigenza di coerenza tra la dinamica dei ricavi tariffari all'interno del periodo regolatorio e gli obiettivi fissati per il medesimo periodo in materia di miglioramento della qualità del servizio elettrico, oggetto di un apposito documento per la consultazione.

#### ***Controllo e gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse***

- 3.5 L'Autorità, in relazione all'entrata in vigore dei decreti ministeriali in materia di controllo e gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse, nel corso del 2004 adotterà un provvedimento, con effetti sull'anno 2005, che preveda un significativo incremento nelle risorse destinate agli esercenti per la gestione attiva della domanda nonché per gli interventi tesi alla riduzione delle perdite di energia sulle reti elettriche.

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

- 3.6 Con riferimento all'aggiornamento della quota parte dei parametri tariffari a remunerazione del capitale investito, l'Autorità ritiene opportuno confermare nella sostanza l'ipotesi prospettata nel documento 12 novembre 2003 nei punti da 3.5 a 3.7. Ai fini dell'adeguamento annuale del valore delle immobilizzazioni, tuttavia, in luogo dell'indice Istat dei prezzi alla produzione nel settore "Fabbricazione di apparecchiature per la distribuzione e il controllo dell'elettricità", l'Autorità prevede l'impiego del deflatore degli investimenti fissi lordi in coerenza con le indicazioni delineate in relazione alla rivalutazione dei cespiti.

### ***Sviluppo delle infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica***

- 3.7 In considerazione delle straordinarie esigenze di sviluppo e rafforzamento della capacità ed efficienza di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica, connesse anche al black-out generalizzato che ha colpito il nostro Paese, l'Autorità conferma l'intenzione di garantire che gli interventi di sviluppo della medesima rete, che saranno approvati dal Ministero delle attività produttive e 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 e per lo svolgimento delle opportune verifiche di ammissibilità da parte dell'Autorità), concorrano immediatamente alla base di capitale oggetto di remunerazione.
- 3.8 L'Autorità ritiene inoltre opportuno incentivare gli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione, che fossero approvati dal Ministero delle attività produttive, elevando di due punti percentuali il tasso di remunerazione riconosciuto al servizio di trasporto su reti di trasmissione.

### ***Sviluppo delle infrastrutture di distribuzione dell'energia elettrica***

- 3.9 Sulla base degli elementi emersi durante la consultazione l'Autorità intende prevedere come incentivo ulteriore a sostegno degli investimenti nelle reti di distribuzione, la conferma anche per la revisione tariffaria relativa al periodo di regolazione successivo a quello che si concluderà nel 2007, la scelta di non dedurre dal valore del capitale oggetto di remunerazione l'ammontare dei costi riconosciuti per miglioramenti della qualità del servizio (i cosiddetti "premi").
- 3.10 Ciò, come sottolineato da alcuni operatori, si ritiene possa offrire sufficiente certezza agli operatori circa i ritorni degli investimenti volti a migliorare la qualità del servizio e commisura l'onere a carico del cliente a effettivi miglioramenti della performance in termini di qualità del servizio.

## **4 Fissazione dei vincoli tariffari per il servizio di trasporto su reti di distribuzione e trattamento dei contributi di allacciamento e dei diritti fissi**

- 4.1 Nel documento 1 luglio 2003 (punti 9.10 e successivi) l'Autorità aveva proposto per la consultazione l'ipotesi di includere nel vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi per il servizio di trasporto su reti di distribuzione VI, anche i ricavi ottenuti dall'applicazione dei contributi di connessione (contributi di allacciamento) e dall'applicazione dei diritti fissi.
- 4.2 In esito alla consultazione, pur emergendo un ampio consenso circa l'opportunità di includere anche i ricavi derivanti da contributi di allacciamento e diritti fissi a controllo tariffario, l'ipotesi di introdurre un sistema flessibile di "opzioni di connessione" (vedi punti 9.17 e 9.18 del documento 1 luglio 2003) è stata oggetto di critiche e ritenuta motivo di inutile complicazione del sistema tariffario.
- 4.3 Alla luce di tali considerazioni l'Autorità ritiene pertanto di non dover per ora dare seguito alla proposta di introdurre un sistema di regolazione flessibile dei contributi di allacciamento e dei diritti fissi basato su opzioni.

- 4.4 Pertanto per il periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007, l’Autorità intende sottoporre a controllo tariffario i contributi di allacciamento ed i diritti fissi, tramite il meccanismo del *price-cap*.
- 4.5 Occorre in merito ricordare che, convenzionalmente, in sede di determinazione dei costi riconosciuti destinati ad essere coperti tramite l'applicazione dei parametri tariffari, i ricavi derivanti dall'applicazione dei contributi di allacciamento e dei diritti fissi sono portati a riduzione dei costi operativi. Anche ai sensi delle disposizioni dell'articolo 1 *quinquies* della legge 27 ottobre 2003, n. 290, pertanto, i contributi di allacciamento ed i diritti fissi concorrendo alla copertura dei costi operativi, devono essere aggiornati tramite l'applicazione del *price-cap*.
- 4.6 Il livello base, a valere dall'1 febbraio 2004, dei contributi di allacciamento e dei diritti fissi verrà pertanto determinato applicando ai corrispettivi in vigore nell'anno di riferimento 2001 un correttivo derivante dall'applicazione del meccanismo del *price-cap* (secondo i livelli previsti per il servizio di trasporto su reti di distribuzione) fino al 2004.
- 4.7 Per gli anni successivi al 2004 e fino al 2007 l'Autorità provvederà all'aggiornamento dei corrispettivi relativi ai contributi di allacciamento e ai diritti fissi applicando il meccanismo del *price-cap* similmente a quanto previsto per la quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi per il servizio di trasporto su reti di distribuzione.

## **PARTE II**

### **Misura e commercializzazione**

#### **5 Costo riconosciuto per il servizio di misura**

- 5.1 In relazione al riconoscimento dei costi per il servizio di misura. l’Autorità intende confermare quanto previsto nel documento 12 novembre 2003. In particolare, in materia di remunerazione del capitale investito e di riconoscimento degli ammortamenti, l’Autorità intende adottare metodologie coerenti con quelle indicate per le attività di trasmissione e distribuzione.
- 5.2 Considerate le attuali incertezze circa l’assetto normativo dell’attività di misura, anche in relazione alle prospettive di liberalizzazione di tale attività, per l’individuazione del livello del rischio sistematico, sinteticamente espresso dal parametro  $\beta$ , l’Autorità intende fare riferimento ad un valore (levered) pari a 0,9.
- 5.3 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.
- 5.4 In assenza di modificazioni del livello di concorrenza e di assetto organizzativo del servizio di misura, si conferma che 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.

## **6 Commercializzazione del servizio di vendita**

- 6.1 L'Autorità intende confermare l'ipotesi di enucleare una parte dei costi di commercializzazione coperti nel primo periodo regolatorio interamente tramite il corrispettivo di trasporto e di attribuirli al servizio di vendita.
- 6.2 L'Autorità intende determinare la quota dei costi di commercializzazione da attribuire al servizio di vendita in maniera differenziata per costi operativi e remunerazione del capitale investito.
- 6.3 Con riferimento ai costi operativi, coerentemente con quanto indicato nel documento 12 novembre 2003, anziché prevedere la copertura dei costi di commercializzazione interamente tramite il corrispettivo per il servizio di trasporto, l'Autorità intende attribuire al servizio di vendita una quota pari al 10% dei costi operativi di commercializzazione.
- 6.4 Per quanto riguarda invece la remunerazione del capitale investito relativo alla commercializzazione, l'Autorità intende:
- a) riconoscere un tasso di remunerazione del capitale investito netto dell'attività di commercializzazione, calcolato secondo la formula del WACC descritta in precedenza, attribuendo un livello di rischio sistematico, sinteticamente espresso dal parametro  $\beta$  (*levered*), fissato pari a 0,9;
  - b) attribuire al servizio di vendita una parte del capitale investito netto dell'attività di commercializzazione, e quindi della relativa remunerazione, pari alla quota del capitale circolante netto (calcolato secondo quanto indicato al precedente punto 2.31) relativo allo svolgimento dell'attività di commercializzazione della sola energia elettrica, al netto del servizio di trasporto, individuando i debiti e crediti commerciali ad essa riconducibili.
- 6.5 In termini generali, in base alle stime dell'Autorità, questa modifica porta ad attribuire in media circa il 15% dei costi di commercializzazione al servizio di vendita.

## **PARTE III**

### **Meccanismi di perequazione e integrazione**

## **7 Perequazione**

- 7.1 Nel documento del 12 novembre 2003 l'Autorità aveva ipotizzato di introdurre meccanismi di perequazione aventi carattere permanente affiancati da meccanismi di integrazione, in parte transitori (integrazione transitoria dei ricavi) ed in parte permanenti (integrazione dei ricavi a V1). Tale impostazione è stata oggetto di ulteriori approfondimenti da parte dell'Autorità alla luce delle osservazioni pervenute in sede di consultazione.
- 7.2 L'integrazione transitoria dei ricavi, in particolare, andando inevitabilmente a coprire differenze di costo in parte riconducibili a fattori oggettivi fuori dal controllo dell'impresa non colti dai meccanismi di perequazione, ed in parte differenze di costo legate al livello di efficienza produttiva delle varie imprese, si ritiene possa essere opportunamente riformulata al fine di valutare in maniera permanente la perequazione delle eventuali differenze di costo

riconducibili a fattori oggettivi e documentabili. L'Autorità non intende invece riconoscere, nemmeno transitoriamente, differenze nei costi sostenuti dalle imprese derivanti da inefficienze.

- 7.3 L'Autorità intende prevedere un regime generale di perequazione e un regime di perequazione specifico aziendale, garantendo la copertura di scostamenti nei costi sostenuti dalle imprese riconducibili a fattori fuori dal loro controllo.

### ***Regime generale di perequazione***

- 7.4 Il regime generale di perequazione comprende i meccanismi di:
- a) perequazione dei costi di acquisto, descritti ai punti 8.1-8.3 del documento 12 novembre 2003;
  - b) perequazione dei costi di trasmissione descritti ai punti 8.4-8.5 del documento 12 novembre 2003;
  - c) perequazione dei ricavi da clienti domestici descritti ai punti 8.6-8.8 del documento 12 novembre 2003;
  - d) perequazione dei costi di distribuzione descritti nel capitolo 9 del documento 12 novembre 2003.
- 7.5 Con riferimento al regime generale, l'Autorità intende riconfermare gli indirizzi già espressi nel documento 12 novembre 2003 nella parte dedicata alla descrizione dei meccanismi di perequazione.
- 7.6 Il meccanismo di perequazione dei costi diretti di distribuzione in media e bassa tensione, di cui ai punti da 9.3 a 9.9 del documento 12 novembre 2003, tende a correggere il ricavo riconosciuto per tenere conto degli effetti prodotti da variabili territoriali che sfuggono al controllo delle imprese. Si ritiene che gli effetti di tali variabili vadano ad incidere principalmente sui costi operativi diretti di distribuzione, compresi gli ammortamenti.
- 7.7 L'ammontare di perequazione relativo a tale meccanismo funge pertanto da correttivo del ricavo ammesso a copertura dei costi operativi diretti di distribuzione. Per esigenze di semplicità e certezza l'Autorità intende introdurre un correttivo alla formulazione precedentemente proposta, fissando il valore del rapporto tra costi diretti operativi e ricavi tariffari assunto ai fini perequativi.
- 7.8 Più precisamente, in luogo della formula di cui al punto 9.9 del documento 12 novembre 2003, l'Autorità intende proporre la seguente:

$$Db = Ratot * IC * F$$

dove:

Db è l'ammontare di perequazione relativo ai costi diretti di distribuzione MT e BT;

IC è l'indicatore di concentrazione della clientela;

Ratot è il ricavo ammesso dai vincoli tariffari e dalla tariffa D1 a copertura dei costi di distribuzione su reti di media e bassa tensione;

F è un coefficiente che esprime il rapporto tra il ricavo ammesso a copertura dei costi operativi diretti, compresi gli ammortamenti, oggetto della perequazione e il totale dei ricavi tariffari, fissato pari a 0,3.

### ***Regime di perequazione specifico aziendale***

- 7.9 Il regime di perequazione specifico aziendale opera limitatamente ai costi di distribuzione e tende a bilanciare differenze nei costi diretti di distribuzione 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.
- 7.10 Il regime di perequazione specifico aziendale verrà sviluppato mediante opportune istruttorie specifiche impresa per impresa, volte ad accertare il livello dei costi diretti di distribuzione sostenuti da ciascuna impresa.
- 7.11 Per ciascuna impresa, l'ammontare di perequazione del regime specifico aziendale viene calcolato come differenza tra il costo diretto riconosciuto per l'attività di distribuzione e il ricavo ammesso dai vincoli tariffari e dalla tariffa D1 e corretto con gli ammontari di perequazione dei costi di distribuzione del regime generale.
- 7.12 I criteri per lo svolgimento delle istruttorie per l'accertamento del costo diretto riconosciuto saranno definiti dall'Autorità con separato provvedimento.
- 7.13 In linea generale non saranno computati nella determinazione del costo diretto riconosciuto per l'attività di distribuzione i maggiori costi dovuti a inefficienze nell'impiego dei fattori produttivi.
- 7.14 Per quanto riguarda la valorizzazione delle immobilizzazioni si adotteranno metodologie analoghe a quelle previste per la fissazione dei vincoli tariffari. Per le acquisizioni di rami di azienda si farà riferimento ai valori di libro delle imprese cedenti rivalutati coerentemente con le metodologie adottate ai fini delle determinazioni tariffarie.
- 7.15 Le istruttorie saranno condotte con riferimento a un anno test. Per il periodo di regolazione 2004-2007 l'anno test è il 2003.
- 7.16 La possibilità di partecipare al regime specifico di perequazione aziendale è preclusa alle imprese elettriche minori ammesse al regime di integrazione delle tariffe previsto dall'articolo 7, della legge 9 gennaio 1991, n. 10 e alle imprese distributrici che optino per il regime semplificato di cui ai punti 9.32 e seguenti del documento di consultazione 1 luglio 2003.
- 7.17 A tutela dei clienti finali, l'Autorità ritiene comunque che eventuali squilibri dei meccanismi di perequazione derivanti in particolare dal regime specifico aziendale di perequazione debbano essere opportunamente limitati. A tal fine l'Autorità intende introdurre un apposito tetto all'onere massimo posto a capo dei clienti finali del servizio di trasporto in conseguenza dell'applicazione del regime di perequazione specifico aziendale. L'Autorità intende fissare tale tetto ad un livello pari in media a non più di 0,02 centesimi di euro/kWh.

## **8 Meccanismi di integrazione**

- 8.1 L'Autorità intende riconfermare il meccanismo di integrazione dei ricavi a V1 di cui al punto 10.21 del documento 12 novembre 2003. 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.

8.2 L'Autorità, coerentemente con quanto sopra precisato in relazione ai meccanismi di perequazione, non intende invece dar seguito alla proposta di introdurre il meccanismo transitorio di integrazione dei ricavi descritto nei punti da 10.7 a 10.20 del documento 12 novembre 2003.

**Appendice 1 – Elenco dei soggetti che hanno inviato commenti scritti al documento per la consultazione 12 novembre 2003.**

Acea 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

ASM Brescia S.p.A.

Assocarta – Associazione italiana fra gli industriali della carta, cartoni e parte per la carta

Associazioni dei consumatori – Adiconsum, ACU, Altroconsumo, Assoutenti, Cittadinanzattiva, Confconsumatori, Intesa dei consumatori, Lega Consumatori ACLI, Movimento Consumatori, Movimento Difesa del Cittadino e Unione Nazionale Consumatori

Assoelettrica – Associazione Nazionale delle Imprese Elettriche

CGIL – FNLE – Confederazione Generale Italiana del Lavoro - Federazione Nazionale Lavoratori Energia

CISL – Confederazione Italiana Sindacati Lavoratori

Citigroup Global Markets Limited

Dalmine Energie S.p.A.

Dynameeting S.p.A.

Edipower S.p.A.

Edison S.p.A.

Electra Italia S.p.A.

Endesa Italia

ENEL S.p.A

Energia S.p.A.

EniPower S.p.A.

Federelettrica – Federazione nazionale delle imprese locali dei servizi elettrici

Idroelettrica Valcanale S.a.s

Ministero dell'Economia e delle Finanze

Morgan Stanley International

Solvay S.A.

Telecom Italia S.p.A.

UBS

UIL – UILCEM – Unione Italiana del Lavoro – Unione Italiana lavoratori della Chimica, dell'Energia e del Manifatturiero