

Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE A. I. R.

TESTO INTEGRATO DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'EROGAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PER IL PERIODO DI REGOLAZIONE 2008-2011 E DISPOSIZIONI IN MATERIA DI CONDIZIONI ECONOMICHE PER L'EROGAZIONE DEL SERVIZIO DI CONNESSIONE

(deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07 e deliberazione 13 marzo 2008, ARG/elt 30/08)

INDICE

| | |
|--|----|
| Premessa | 4 |
| PARTE I..... | 5 |
| Contesto normativo..... | 5 |
| 1 Introduzione..... | 5 |
| 2 Normativa generale e procedurale..... | 5 |
| 3 Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura..... | 7 |
| 4 Regolazione tariffaria del servizio di connessione (allacciamento e diritti fissi)..... | 13 |
| PARTE II..... | 16 |
| Motivazioni alla base dell'intervento e obiettivi..... | 16 |
| 5 Introduzione..... | 16 |
| 6 Motivazioni tecniche, economiche e sociali..... | 16 |
| 7 Obiettivi dell'Autorità..... | 17 |
| PARTE III..... | 19 |
| Destinatari dell'intervento e processo di consultazione..... | 19 |
| 8 Introduzione..... | 19 |
| 9 I destinatari dell'intervento..... | 19 |
| 10 Il processo di consultazione..... | 19 |
| PARTE IV..... | 22 |
| Opzioni esaminate, valutazione e risultati della consultazione..... | 22 |
| 11 Introduzione..... | 22 |
| 12 Modifica del corrispettivo a copertura dei costi di trasmissione (CTR)..... | 22 |
| 13 Superamento del sistema di opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione..... | 23 |
| 14 Revisione delle condizioni economiche di connessione e dei diritti fissi..... | 26 |
| 15 Modifica dell'articolazione dei corrispettivi tariffari per il servizio di misura..... | 28 |
| PARTE V..... | 31 |
| Provvedimento finale..... | 31 |
| 16 Introduzione..... | 31 |
| 17 Determinazione del costo riconosciuto..... | 31 |
| 18 Fissazione dei parametri tariffari iniziali..... | 41 |
| 19 Aggiornamento annuale dei parametri..... | 43 |
| 20 Incentivazione degli investimenti e trattamento dei "costi ambientali" capitalizzati..... | 47 |
| 21 Disposizioni generali per l'applicazione dei corrispettivi..... | 50 |
| 22 Regolazione del servizio di trasmissione per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali non domestici..... | 52 |
| 23 Regolazione del servizio di distribuzione per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali non domestici..... | 53 |
| 24 Regolazione del servizio di misura per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali non domestici..... | 55 |
| 25 Regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per le imprese distributrici e per i produttori..... | 56 |
| 26 Regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per le utenze domestiche in bassa tensione..... | 59 |
| 27 Perequazione generale..... | 61 |
| 28 Perequazione specifica aziendale..... | 65 |
| 29 Promozione delle aggregazioni e integrazioni ai ricavi..... | 66 |
| 30 Prestazioni patrimoniali imposte..... | 67 |

| | | |
|---|--|----|
| 31 | Deroghe e regimi tariffari speciali | 69 |
| 32 | Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione | 70 |
| 33 | Disposizioni transitorie | 75 |
| Appendice A1 – Elenco dei soggetti che hanno formulato osservazioni ai documenti di consultazione | | |
| Appendice A2 – Quadro di sintesi delle grandezze di settore relative al costo riconosciuto e stima del valore di meccanismi di perequazione | | |

PREMESSA

La presente Relazione di Analisi di impatto della regolazione illustra i contenuti della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 29 dicembre 2007, n. 348/07, "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione", come modificata e integrata con deliberazione 13 marzo 2008, ARG/elt 30/08 (di seguito richiamata anche come: deliberazione n. 348/07).

La deliberazione n. 348/07 è uno dei provvedimenti emanati dall'Autorità nel quadro del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 208/06, "Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011" (di seguito richiamato anche procedimento n. 208/06).

Il procedimento n. 208/06 in materia di regolazione tariffaria per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura di energia elettrica si è svolto in parallelo all'analogo procedimento per la qualità dei servizi elettrici, avviato con la deliberazione n. 209/06. Entrambi questi procedimenti sono stati inseriti nella sperimentazione triennale dell'Analisi di impatto della regolazione (di seguito: AIR) avviata con deliberazione 28 settembre 2005, n. 203/05.

La presente relazione AIR illustra gli obiettivi, le motivazioni, i destinatari e i contenuti delle opzioni e delle proposte di regolazione avanzate dall'Autorità nell'ambito del procedimento di cui alla deliberazione n. 208/06, nel corso del quale sono stati emanati due documenti per la consultazione:

- a) il documento diffuso il 2 agosto 2007, concernente "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011", Atto n. 34/07 (di seguito: primo documento per la consultazione), descrive le proposte di regolazione avanzate dall'Autorità. Nel documento sono presentate delle opzioni alternative per alcuni degli aspetti più rilevanti presi in esame; per ciascuna opzione è stata condotta una valutazione preliminare e sono state sollecitate ai soggetti interessati osservazioni per la scelta dell'opzione preferibile;
- b) il documento diffuso in data 30 novembre 2007, concernente "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008 – 2011 - orientamenti finali", Atto n. 47/07 (di seguito: secondo documento per la consultazione), contiene le proposte in merito alle opzioni preferite dall'Autorità a seguito della valutazione delle osservazioni pervenute.

La deliberazione n. 348/07, oggetto della presente relazione AIR, definisce la normativa relativa alla regolazione tariffaria per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e le condizioni economiche di connessione alle reti per gli utenti finali. Ai sensi della Direttiva 2003/54/CE, a far data dall'1 luglio 2007, la vendita dell'energia elettrica è stata completamente liberalizzata, riconducendo così l'esigenza di una stretta regolamentazione tariffaria ai soli servizi di rete (inclusa la misura) eserciti in esclusiva.

Le disposizioni normative relative al servizio di vendita per i clienti del servizio di maggior tutela e del servizio di salvaguardia sono contenute nel Testo Integrato Vendita (TIV), approvato con la deliberazione 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificata e integrata.

Va infine precisato che, come segnalato nel secondo documento per la consultazione, il completamento del procedimento di riforma del regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori, di cui all'articolo 7 della legge n. 10/9, è stato rinviato al 2008 e, conseguentemente, non è oggetto della presente relazione AIR.

PARTE I

CONTESTO NORMATIVO

1 Introduzione

1.1 Questa sezione della Relazione AIR illustra il contesto normativo e i vincoli di natura giuridica dell'intervento regolatorio. Nei paragrafi seguenti è riportata la normativa rilevante che disciplina la materia oggetto del provvedimento, che definisce il contesto normativo e che è stata considerata nella formulazione e nella definizione del provvedimento finale: la normativa di carattere generale e procedurale; la normativa relativa alla regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica; la normativa relativa alla regolazione tariffaria del servizio di connessione (allacciamento e diritti fissi).

2 Normativa generale e procedurale

- 2.1 La legge 14 novembre 2005, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all'Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione tariffaria. L'articolo 1, comma 1 della medesima legge identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria. In particolare, l'ordinamento tariffario deve:
- a) essere "certo, trasparente e basato su criteri predefiniti";
 - b) tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso "la promozione della concorrenza e dell'efficienza";
 - c) assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio elettrico con adeguati livelli di qualità su tutto il territorio nazionale;
 - d) "armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse".
- 2.2 Coerentemente con tali obiettivi, l'Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi al netto delle imposte (articolo 2, comma 17, legge n. 481/95), da applicarsi in maniera uniforme sull'intero territorio nazionale (articolo 3, comma 2, legge n. 481/95).
- 2.3 L'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 dispone inoltre che l'Autorità stabilisca ed aggiorni, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe, in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale.
- 2.4 L'articolo 2, comma 12, lettera d) specifica ulteriormente le funzioni di regolazione in capo all'Autorità, prevedendo che questa definisca le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti.
- 2.5 Il quadro normativo nell'ambito del quale l'Autorità è chiamata a definire prezzi e corrispettivi per il servizio elettrico è precisato nel decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99) che, oltre a definire la struttura organizzativa del settore, prevede l'applicazione di specifiche componenti a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico. Tale decreto è stato successivamente in parte modificato ed integrato dalla legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge n. 239/04).

- 2.6 I criteri per l'aggiornamento delle tariffe dei servizi oggetto di regolazione sono definiti dall'articolo 2, commi 18 e 19 della legge n. 481/95. Secondo le disposizioni di legge, le tariffe iniziali sono aggiornate in corso di periodo di regolazione attraverso l'applicazione del meccanismo del *price-cap*.
- 2.7 La legge 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: legge n. 290/03), all'articolo 1 quinquies, comma 7, ha inoltre introdotto, per il secondo periodo di regolazione del settore elettrico, alcune disposizioni specifiche circa le modalità di determinazione del costo riconosciuto ed i criteri di aggiornamento delle tariffe, disponendo in particolare:
- a) la rivalutazione delle infrastrutture;
 - b) un rendimento del CIR calcolato tenendo conto di un rendimento delle attività prive di rischio in linea con quello dei titoli di Stato a lungo termine;
 - c) una ripartizione paritetica tra imprese e clienti finali delle maggiori efficienze realizzate dalle medesime imprese nel primo periodo di regolazione;
 - d) l'applicazione del meccanismo del *price-cap* ai soli costi operativi e ammortamenti.
- 2.8 Le citate disposizioni della legge n. 290/03, dopo aver trovato attuazione nel secondo periodo regolatorio per il settore elettrico, sono di fatto state in più aspetti riprese dai successivi provvedimenti tariffari dell'Autorità nel settore gas (deliberazione 29 settembre 2004, n. 170/04, e deliberazione 29 luglio 2005, n. 166/05). Nella prospettiva di continuità della regolazione e di convergenza dei criteri tariffari tra i due settori, l'Autorità, pur in assenza di specifiche previsioni normative, in relazione all'obiettivo di garantire certezza e stabilità della regolazione, ha tenuto conto delle richiamate disposizioni anche ai fini della definizione delle regole per il terzo periodo di regolazione del settore elettrico.
- 2.9 La normativa nazionale sopra richiamata si inserisce nel più generale quadro normativo europeo che, con la Direttiva 2003/54/CE, ha fissato i riferimenti per la creazione di un mercato interno dell'energia elettrica. Ai sensi della medesima direttiva, a far data dall'1 luglio 2007, la vendita dell'energia elettrica è stata completamente liberalizzata, così riconducendo ai soli servizi di rete (inclusa la misura) eserciti in esclusiva, l'esigenza di stretta regolamentazione tariffaria.
- 2.10 Sempre a livello normativo europeo, occorre altresì richiamare la Direttiva 2005/89/CE, la quale prevede, tra l'altro, che gli Stati membri stabiliscano un quadro regolamentare destinato a fornire segnali favorevoli agli investimenti in trasmissione e distribuzione, nonché a sostenere la manutenzione e sostituzione delle reti esistenti.
- 2.11 Prima di passare all'esame di maggior dettaglio della normativa specifica, si richiamano le principali norme di carattere procedurale applicabili. I procedimenti generali dell'Autorità sono disciplinati dalle norme di cui alla deliberazione dell'Autorità 20 maggio 1997, n. 61/97. In attuazione dell'articolo 12 della legge del 29 luglio 2003, n. 229, l'Autorità ha avviato con la propria deliberazione 28 settembre 2005 n. 203/05 (di seguito: deliberazione n. 203/05) una sperimentazione triennale dell'Analisi di impatto della regolazione. Come anticipato in premessa, il procedimento n. 208/06 è stato indicato dall'Autorità tra quelli inseriti nella sperimentazione AIR.
- 2.12 Infine, tra le norme generali è da richiamare il Testo integrato di *unbundling*, approvato con deliberazione 18 gennaio 2007, n. 11/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito indicata come deliberazione n. 11/07), che raccoglie le norme dell'Autorità in materia di separazione amministrativa, funzionale e contabile nei settori dell'energia elettrica e del gas.
- 2.13 Il Box 1 compendia il quadro normativo generale e procedurale sopra richiamato:

Box 1 – quadro normativo generale e procedurale

Norme comunitarie

- direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003 del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a “*Norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE*”;
- direttiva 2005/89/CE del 18 gennaio 2006 del Parlamento e del Consiglio relativa a “*misure per la sicurezza dell’approvvigionamento di elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture*”;

Norme statali

- legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), recante “*Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità*”, ed in particolare l’articolo 2, comma 12, lettere d), e), g) e h);
- decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, (di seguito: decreto legislativo n. 79/99) recante “*Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica*”;
- 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. Deleghe al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità*”;
- legge 24 agosto 2004 n. 239, recante “*Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*”;
- decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante “*Misure urgenti per l’attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell’energia*”, convertito con modificazioni in legge 3 agosto 2007, n. 125;

Norme procedurali

- legge del 29 luglio 2003, n. 229, recante “*Interventi in materia di qualità della regolazione, riassetto normativo e codificazione - Legge di semplificazione 2001*”, in particolare art. 12;
- deliberazione dell’Autorità 20 maggio 1997, n. 61/97, recante “*Avvio di procedimento per la definizione di direttive agli esercenti l’attività di vendita di energia elettrica al dettaglio ai clienti finali ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481/95*”;
- deliberazione dell’Autorità 28 settembre 2005, n. 203/05, recante “*Avvio della sperimentazione triennale della metodologia di Analisi di impatto della regolazione - Air - nell’Autorità per l’energia elettrica e il gas*”;
- deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2006, n. 208/06, recante “*Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, vendita e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2008 –2011*”;

Norme di unbundling

- deliberazione dell’Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07, recante “*Obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e del gas*”, come successivamente modificata ed integrata.

3 Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura

- 3.1 La normativa vigente fino a tutto il 2007 riguardante la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica è oggetto del “Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007” (di seguito Testo integrato 2004-2007), approvato con la deliberazione dell’Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, e successive modifiche ed integrazioni (di seguito deliberazione n. 5/04).
- 3.2 Il Testo integrato 2004-2007 è suddiviso in cinque Parti. La Parte I contiene le definizioni necessarie per la comprensione delle disposizioni del Testo integrato; la Parte II contiene l’insieme delle norme finalizzate alla regolazione dei corrispettivi tariffari applicati per il servizio

di trasmissione, distribuzione e misura di energia elettrica e per il servizio di vendita¹; la Parte III contiene l'insieme delle norme relative ai meccanismi di perequazione e la disciplina per l'integrazione dei ricavi per le società di distribuzione; la Parte IV contiene l'insieme delle norme relative alle prestazioni patrimoniali imposte; la Parte V contiene l'insieme delle norme relative ai regimi tariffari speciali al consumo.

Criteria generali per la regolazione tariffaria: il costo riconosciuto

- 3.3 Ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali per il secondo periodo di regolazione, l'Autorità ha provveduto a determinare, separatamente per ciascun servizio, il costo riconosciuto.
- 3.4 Per la determinazione dei costi operativi riconosciuti l'Autorità ha fatto riferimento ai costi relativi alla gestione caratteristica sostenuti dalle imprese esercenti nell'anno 2001. Nella determinazione dei costi operativi riconosciuti l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni della legge n. 290/03 in relazione alla previsione di una “...*simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del price-cap...*”.
- 3.5 In relazione alla remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti, nel periodo 2004-2007 sono state introdotte alcune innovazioni rispetto al periodo regolatorio precedente.
- 3.6 Con riferimento agli ammortamenti, l'Autorità ha introdotto un criterio di riconoscimento basato su vite utili standard in linea con quelle applicate in altre realtà europee. Tale intervento, superando la precedente impostazione basata sui livelli di ammortamento effettivamente utilizzati dalle imprese, nei fatti ha comportato un allungamento della vita utile dei cespiti rilevante a fini tariffari, comportando una contrazione del livello di ammortamento riconosciuto.
- 3.7 Il capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (CIR) per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica nel secondo periodo di regolazione è stato ottenuto dalla somma delle seguenti voci:
- a) immobilizzazioni nette;
 - b) immobilizzazioni immateriali relative al cosiddetto “fondo pensione elettrici”;
 - c) capitale circolante netto;
 - d) poste rettificative (fondo trattamento fine rapporto e altri fondi).
- 3.8 Il valore delle immobilizzazioni nette è stato ottenuto applicando il metodo del costo storico rivalutato, in discontinuità col precedente periodo regolatorio. Sono stati inclusi nel calcolo i cespiti per i quali al 31 dicembre 2001 il fondo ammortamento economico-tecnico non avesse interamente coperto il valore lordo del cespite, al netto di successive rivalutazioni². L'Autorità ha inoltre tenuto conto degli investimenti effettuati negli anni 2002 e 2003, ulteriori rispetto a quelli implicitamente riconosciuti.
- 3.9 Il valore del capitale circolante netto è stato determinato in via convenzionale con riferimento alle attività di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Per tali attività il capitale circolante netto è stato fissato all'1% delle immobilizzazioni nette riconosciute ai fini tariffari. Per quanto riguarda la commercializzazione delle attività di distribuzione e di vendita l'Autorità ha ritenuto 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, basato su dati medi del settore desumibili dai conti annuali separati relativi agli anni 2001 e 2002.

¹ Il servizio di vendita normato nel Testo integrato 2004-2007, relativo al mercato vincolato, è cessato a partire dall'1 luglio 2007. Ad esso sono subentrate le disposizioni di cui alla deliberazione n. 156/07, come successivamente modificata e integrata.

² Per una descrizione dettagliata delle modalità di rivalutazione delle immobilizzazioni nette si vedano i paragrafi da 8.1 a 8.13 della relazione tecnica della deliberazione n. 5/04.

- 3.10 Il costo riconosciuto per la remunerazione del capitale investito è stato determinato dal prodotto tra il CIR e uno specifico tasso di remunerazione, individuato in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e debito) una remunerazione in linea con quella che avrebbero potuto ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio. L'Autorità ha determinato 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*)³.

Servizio di trasmissione

- 3.11 Le disposizioni relative alla regolazione economica del servizio di trasmissione per i punti di prelievo nella titolarità di clienti finali sono previste dagli articoli 5 e 6 del Testo integrato 2004-2007.
- 3.12 Sulla base delle disposizioni dell'articolo 5 del Testo integrato 2004-2007 ciascuna impresa distributrice applica, alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a f) del medesimo Testo integrato, una tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione, composta dalla componente tariffaria *TRAS*. Per i clienti domestici, la tariffa di trasmissione è implicitamente inclusa nelle tariffe D2 e D3.
- 3.13 Ai punti di prelievo dotati di un misuratore idoneo a rilevare l'energia elettrica per fasce orarie, nel periodo 2004-2006 è stata applicata una tariffa differenziata in ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3, F4. Con deliberazione 22 settembre 2006, n. 203/06 (di seguito: deliberazione n. 203/06) l'Autorità ha sostituito i corrispettivi di trasmissione differenziati per fasce orarie con un corrispettivo indifferenziato.
- 3.14 L'articolo 6 del Testo integrato 2004-2007 definisce le regole di aggiornamento annuale delle componenti tariffarie a copertura dei costi di trasmissione. L'aggiornamento avviene in maniera differenziata per la quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi (inclusi gli ammortamenti) e per la rimanente quota parte relativa alla remunerazione del capitale investito riconosciuto. La quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi e degli ammortamenti è stata aggiornata annualmente attraverso l'applicazione di un price cap, mentre per la quota parte a copertura degli investimenti è stata prevista la rivalutazione degli *asset* esistenti e l'inclusione dei nuovi investimenti realizzati nel capitale investito riconosciuto⁴.
- 3.15 La regolazione economica relativa all'erogazione del servizio di trasmissione per le imprese distributrici e per i produttori è prevista dagli articoli da 17 a 21 del Testo integrato.
- 3.16 L'articolo 17 del Testo integrato 2004-2007 prevede che ciascuna impresa distributrice che preleva energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale (di seguito: RTN) e dai punti di interconnessione virtuale alla RTN in AT riconosca a Terna un corrispettivo determinato applicando la componente CTR alla somma dell'energia elettrica netta prelevata dall'impresa dalla RTN e dell'energia elettrica netta immessa nella rete della medesima nei punti di interconnessione virtuale alla RTN in alta tensione, opportunamente corretta per le perdite.
- 3.17 La medesima componente CTR, conformemente con quanto disposto dall'articolo 18 del Testo integrato 2004-2007, viene applicata ai prelievi di energia elettrica, opportunamente corretti per le perdite, effettuati da imprese di distribuzione in punti di interconnessione con altre reti di distribuzione.
- 3.18 L'articolo 19 prevede che i soggetti che hanno disponibilità di un impianto di produzione di energia elettrica connesso a una rete con obbligo di connessione di terzi riconoscano a Terna

³ Per una descrizione dettagliata delle modalità di calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito si vedano i paragrafi da 9.1 a 9.12 della relazione tecnica della deliberazione n. 5/04.

⁴ Per una descrizione dettagliata delle modalità di aggiornamento della componente *TRAS* si vedano i paragrafi 15.4 e 15.5 della relazione tecnica della deliberazione n. 5/04

S.p.A. (di seguito: Terna), per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, un corrispettivo determinato applicando all'energia elettrica prodotta e immessa nella medesima rete, anche per il tramite di linee dirette e di reti interne di utenza, una specifica componente tariffaria determinata dall'Autorità.

- 3.19 La disciplina (comma 17.1, lettera b) del Testo integrato 2004-2007 prevede delle agevolazioni per la generazione distribuita. Ciascuna impresa distributrice che preleva energia elettrica dalla RTN e dai punti di interconnessione virtuale alla RTN riconosce al soggetto titolare dell'impianto di produzione di energia elettrica connesso a un punto di interconnessione virtuale alla RTN in media o bassa tensione un corrispettivo determinato applicando la componente CTR all'energia elettrica immessa, opportunamente corretta per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione.
- 3.20 L'aggiornamento annuale della componente CTR e delle altre componenti tariffarie a copertura dei costi di trasmissione è disposto dall'articolo 21, sulla base degli stessi criteri applicati per la componente *TRAS*.
- 3.21 Nel secondo periodo di regolazione, per dare risposta alle straordinarie esigenze di sviluppo e rafforzamento della capacità ed efficienza di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica, ha introdotto un incentivo alla realizzazione di investimenti di sviluppo della rete di trasmissione. In particolare l'Autorità ha previsto l'applicazione di un tasso di remunerazione maggiorato di due punti percentuali per gli interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale approvati dal Ministero dello sviluppo economico (già Ministero delle attività produttive).

Servizio di distribuzione

- 3.22 Le disposizioni relative alla regolazione economica del servizio di distribuzione per i punti di prelievo nella titolarità di clienti finali sono previste dagli articoli da 7 a 16 del Testo integrato 2004-2007.
- 3.23 La regolazione delle condizioni economiche del servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai produttori (per l'energia elettrica da questi prelevata dalla rete di distribuzione) ed ai punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali diversi da quelli con contratti per utenze domestiche in bassa tensione è basata su un sistema di opzioni tariffarie. Le imprese distributrici fissano e offrono le tariffe da applicare ai propri clienti nel rispetto di vincoli tariffari individuati dall'Autorità (vincolo V1 e vincolo V2).
- 3.24 Il vincolo V1, previsto dall'articolo 8 del Testo integrato 2004-2007, rappresenta, per ciascuna impresa distributrice, il vincolo al ricavo massimo annuo conseguibile dall'applicazioni delle opzioni tariffarie base e speciali ai punti di prelievo serviti nella disponibilità di clienti finali.
- 3.25 Il vincolo V2 (funzione del vincolo V1), di cui all'articolo 10 del Testo integrato 2004-2007, è definito per ogni tipologia contrattuale e stabilisce l'esborso massimo a carico di ciascun cliente, per qualsiasi livello di consumo di energia elettrica e di potenza impegnata.
- 3.26 Le componenti tariffarie dei vincoli V1 (e di conseguenza del vincolo V2) sono state aggiornate annualmente dall'Autorità applicando il meccanismo del *price-cap* esclusivamente alla quota parte dei parametri tariffari destinati a remunerare i costi operativi (compresi gli ammortamenti). La quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti a remunerazione del capitale investito è stata rivista annualmente, tenendo conto della dinamica degli investimenti in nuove infrastrutture e della rivalutazione degli *asset* esistenti⁵.

⁵ Per una descrizione dettagliata delle modalità di aggiornamento delle componenti tariffarie a remunerazione del servizio di distribuzione si vedano i paragrafi da 12.1 a 12.13 della relazione tecnica della deliberazione n. 5/04.

- 3.27 Le imprese distributrici con meno di 5.000 punti di prelievo, ai sensi dell'articolo 13 del Testo integrato 2004-2007, anziché proporre opzioni tariffarie hanno potuto optare su un regime tariffario semplificato, che prevede l'applicazione ai propri clienti della tariffa TV2, con la possibilità di concedere sconti rispetto a tale tariffa. Le imprese ammesse al regime semplificato sono state esentate dalla verifica del rispetto del vincolo V1. Per contro, le medesime imprese non hanno potuto partecipare ai meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione.
- 3.28 Gli articoli da 42 a 48 del Testo integrato 2004-2007 prevedono un meccanismo di perequazione dei costi del servizio di distribuzione, finalizzato ad assicurare l'economicità e la redditività delle imprese distributrici. Il vincolo di uniformità della tariffa sul territorio nazionale, previsto dalla legge n. 481/95, comporta la definizione dei corrispettivi tariffari sulla base delle caratteristiche medie dell'utenza e del territorio serviti dai distributori mentre i costi del servizio sostenuti dai distributori sono influenzati dalle specifiche caratteristiche della clientela servita e da fattori ambientali fuori dal controllo dell'impresa. I meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione hanno quindi la finalità di compensare gli scostamenti nei ricavi conseguiti o nei costi sostenuti rispetto alla media nazionale, che non dipendono da scelte organizzative dei distributori, ma sono imputabili a fattori esogeni, quali le differenze delle caratteristiche delle aree o della clientela servita. I meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione comprendono:
- a) la perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione;
 - b) la perequazione dei costi di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica da livello di alta al livello di media tensione;
 - c) la perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e di bassa tensione.
- 3.29 L'articolo 49 del Testo integrato 2004-2007 permette alle imprese distributrici di ottenere il riconoscimento di costi derivanti da fattori non catturabili mediante analisi statistiche ed econometriche e di conseguenza non perequabili dal regime generale, attraverso il meccanismo di perequazione specifica aziendale. Il regime di perequazione specifico aziendale è sviluppato mediante opportune istruttorie, specifiche impresa per impresa.

Servizio di misura

- 3.30 La regolazione del servizio di misura è prevista dall'articolo 39 del Testo integrato 2004-2007, con riferimento all'erogazione del servizio in corrispondenza di punti di prelievo nella titolarità di clienti finali, e dall'articolo 40 per l'erogazione del servizio in relazione ai punti di interconnessione tra reti ed ai punti di immissione relativi ad un impianto di produzione di energia elettrica.
- 3.31 Per quanto riguarda la remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica:
- a) i clienti finali riconoscono all'impresa distributtrice la tariffa MIS a remunerazione delle attività di installazione e di manutenzione dei misuratori e di rilevazione e registrazione delle misure;
 - b) i titolari di unità di produzione riconoscono al gestore della rete alla quale l'unità di produzione è connessa un corrispettivo, pari al 54% della tariffa MIS, a remunerazione delle attività di rilevazione e di registrazione delle misure;
 - c) nei punti di interconnessione tra reti, il soggetto che si occupa dell'installazione e manutenzione del misuratore è intitolato a ricevere un corrispettivo pari al 46% della tariffa MIS;
 - d) nei punti di interconnessione tra reti, il soggetto che si occupa della rilevazione e registrazione delle misure è intitolato a ricevere un corrispettivo pari al 54% della tariffa MIS.
- 3.32 Nel secondo periodo di regolazione non è stato previsto alcun meccanismo automatico di aggiornamento delle componenti tariffarie destinate alla remunerazione del servizio di misura, in

vista della possibile liberalizzazione del servizio medesimo. I corrispettivi sono stati modificati in una sola occasione, con deliberazione 5 dicembre 2006, n. 275/06, per tenere conto dei massicci investimenti in misuratori elettronici realizzati da alcune delle imprese di distribuzione maggiori. L'aggiornamento dei corrispettivi è stato effettuato tenendo conto degli investimenti netti effettuati nel corso degli anni 2002, 2003, 2004 e 2005, eccedenti quelli già precedentemente riconosciuti, nonché di un recupero di efficienza (su costi operativi e ammortamenti) allineato con quanto previsto per la distribuzione nel medesimo periodo.

- 3.33 Nel Testo integrato 2004-2007 sono state definite le tempistiche per l'installazione obbligatoria di misuratori elettronici ai punti di prelievo in media e altissima tensione. Con deliberazione 18 dicembre 2006, n. 292/06 (di seguito: deliberazione n. 292/06), l'Autorità ha integrato le disposizioni del Testo integrato 2004 - 2007 rendendo obbligatoria, secondo una pianificazione temporale graduale, l'installazione di misuratori elettronici in tutti i punti di prelievo in bassa tensione del territorio nazionale.
- 3.34 La deliberazione n. 292/06 ha inoltre previsto che, a partire dal periodo di regolazione 2008-2011, la remunerazione ammessa al servizio di misura garantisca il riconoscimento degli investimenti in misuratori elettronici e sistemi di telegestione per le utenze in bassa tensione, esclusivamente ai soggetti responsabili del servizio di misura che abbiano effettivamente realizzato gli investimenti. Inoltre la deliberazione medesima prevede che gli obiettivi di recupero di efficienza individuati nel periodo di regolazione 2008-2011 tengano conto delle potenzialità offerte dai sistemi di telegestione in termini di riduzione dei costi operativi.
- 3.35 Il Box 2 compendia il quadro normativo relativo ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura, sopra richiamati:

Box 2 – Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura

Regolazione del servizio di trasmissione

- decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, recante “*Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione*”;
- deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, recante “*Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi*”;
- deliberazione 22 settembre 2006, n. 203/06, recante “*Aggiornamento per l'anno 2007 dei corrispettivi per i servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e degli importi per il riconoscimento dei recuperi di continuità del servizio e per l'esazione degli importi per il riconoscimento di interventi finalizzati alla promozione dell'efficienza energetica nel settore elettrico. Aggiornamento per l'anno 2007 dei contributi di allacciamento e dei diritti fissi di cui al capitolo I del decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 19 giugno 1996*”;

Regolazione del servizio di distribuzione

- deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, recante “*Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi*”;

Regolazione del servizio di misura

- deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, recante “*Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi*”;
- deliberazione 5 dicembre 2006, n. 275/06, recante “*Disposizioni in materia di tariffe per i servizi di misura e di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato e in materia di opzioni ulteriori domestiche per l'anno 2007. Modificazioni del Testo integrato approvato con deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04*”;

- deliberazione 18 dicembre 2006, n. 292/06, recante “*Direttive per l’installazione di misuratori elettronici di energia elettrica predisposti per la telegestione per i punti di prelievo in bassa tensione*”.

4 Regolazione tariffaria del servizio di connessione (allacciamento e diritti fissi)

Criteria generali

- 4.1 La disciplina delle condizioni economiche per la connessione di clienti finali alle reti elettriche vigente fino a tutto il 2007 deve il suo impianto a provvedimenti emanati dal Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP), in particolare al provvedimento CIP n. 42/86. L’Autorità ha operato modifiche di alcuni punti specifici della normativa pre-vigente e ha adeguato i livelli dei corrispettivi.
- 4.2 Il provvedimento CIP n. 42/86 fornisce regole generali e distingue diversi regimi in materia di applicazione di contributi di allacciamento e diritti fissi. Il regime generale per le utenze a carattere continuativo o ricorrente, disciplinato dalle norme del Titolo II; il regime per le connessioni temporanee alla rete (utenze temporanee non ricorrenti), disciplinato dalle norme del Titolo III; il regime per i casi particolari di connessione e per gli spostamenti di impianti elettrici (utenze particolari e spostamenti di impianti elettrici), disciplinato dalle norme del Titolo V (di seguito anche richiamate come: connessioni a titolo V).
- 4.3 Completano le disposizioni del provvedimento CIP n. 42/86 alcune norme, riportate sotto il titolo IV (Riallacciamento di utenze stagionali, modifiche contrattuali, subentri, volture), dove sono disciplinati i riallacciamenti di utenze stagionali e i corrispettivi per modifiche contrattuali, subentri⁶ e volture⁷.
- 4.4 Il provvedimento CIP n. 15/93, che disciplina le connessioni in alta tensione, introduce norme specifiche per le connessioni temporanee di spettacoli viaggianti e fissa regole per le connessioni a Titolo V.
- 4.5 Il decreto del Ministro dell’industria del commercio e dell’artigianato 19 luglio 1996 modifica il capitolo IV del provvedimento CIP n. 15/93 e il titolo V del provvedimento CIP n. 42/86.
- 4.6 A seguito della deliberazione n. 5/04 gli importi per contributi di allacciamento e diritti fissi sono aggiornati annualmente dall’Autorità con l’applicazione del metodo del *price-cap*. La deliberazione 24 ottobre 2006, n. 203/06, ha fissato i valori per l’anno 2007.

Il regime a forfait per le connessioni permanenti di clienti finali in media e bassa tensione

- 4.7 Nel caso di applicazione del regime a *forfait* (Titolo II, del provvedimento CIP n. 42/86) i due parametri rilevanti per la determinazione del corrispettivo dovuto dal cliente finale sono:
 - a) la potenza massima a disposizione richiesta;
 - b) la distanza minima, in linea d’aria, dalla più vicina cabina di trasformazione.
- 4.8 Le distanze rilevanti per la determinazione dei contributi devono essere rilevate su planimetrie contenenti l’ubicazione delle cabine MT/BT e delle cabine AT/MT e sono misurate in linea retta dal baricentro della cabina di riferimento fino al punto di consegna dell’energia.

⁶ In relazione al singolo punto di prelievo, per subentro si intende l’attivazione di un contratto di trasporto in maniera non contestuale alla cessazione del contratto di trasporto del cliente precedentemente connesso al medesimo punto.

⁷ In relazione ad un singolo punto di prelievo, per voltura si intende la cessazione del contratto di trasporto con un cliente e la contestuale stipula del contratto ad un nuovo cliente.

Il regime dei contributi basato sulla spesa per le connessioni permanenti di clienti finali in media e bassa tensione

- 4.9 Il Titolo V del provvedimento CIP n. 42/86 disciplina alcune fattispecie di connessione in media e bassa tensione, di rilevanza nel complesso marginale, dove in luogo della determinazione a *forfait* dei contributi di allacciamento è previsto l'addebito di un contributo pari al 70% o al 100% della spesa relativa.
- 4.10 Per spesa relativa si intende il costo documentato dei materiali a piè d'opera e della mano d'opera, oltre alle spese generali, assunte pari al 20% degli importi predetti. (Titolo I del provvedimento CIP n. 42/86).

Il regime generale per le connessioni permanenti in alta tensione

- 4.11 Nei casi di connessioni di clienti finali in alta tensione il corrispettivo è fissato nella misura del 50% della spesa relativa. La spesa comprende tutte le opere necessarie alla connessione, anche quelle già anticipate dall'impresa esercente, da imputare pro-quota in proporzione alla potenza massima a disposizione del richiedente, purché relative ad impianti allo stesso valore di tensione al quale viene effettuata la fornitura. (Titolo IV del provvedimento CIP n. 15/93).
- 4.12 L'Autorità con deliberazione 5 luglio 2001, n. 150/01, ha stabilito che non potessero applicarsi i cosiddetti oneri pregressi limitatamente al caso di connessione di impianti di produzione alla rete di distribuzione.

Disposizioni per le connessioni temporanee

- 4.13 Sono ricomprese nelle connessioni temporanee alla rete i casi delle connessioni relative a cantieri, nonché altre connessioni a carattere straordinario o provvisorio.
- 4.14 La caratteristica di tali connessioni, al di là della durata, che può anche essere pluriennale, è di essere non permanenti.
- 4.15 La disciplina del provvedimento CIP n. 42/86 in relazione alle connessioni non permanenti alla rete prevede l'addebito di un corrispettivo, differenziato in funzione del livello di tensione e della potenza massima resa disponibile al cliente. Per le connessioni in bassa tensione il corrispettivo unitario dipende dal tipo di lavoro che deve essere eseguito per la connessione. Nel caso in cui sia necessaria la realizzazione di una cabina di trasformazione media/bassa tensione è prevista una maggiorazione del corrispettivo base.

Applicazione dei diritti fissi

- 4.16 La normativa pre-vigente prevede che sia applicato un importo in somma fissa (diritto fisso) per nuove forniture, subentri, voltture e modifiche contrattuali. L'importo è stato fissato a 46,53 euro (Titolo IV del provvedimento CIP n. 42/86).

Ulteriori interventi non tariffati

- 4.17 Accanto agli interventi i cui costi sono stati codificati nei provvedimenti del CIP, ci sono talune fattispecie di prestazioni fornite dalle imprese di distribuzione, strettamente connesse allo svolgimento del proprio servizio, che non sono tariffate. A tale categoria di servizi con oneri a carico dell'utente appartengono:
- a) le verifiche di tensione;
 - b) le verifiche del gruppo di misura.

Box 3 – Regolazione tariffaria del servizio di connessione (allacciamenti e diritti fissi)

- provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 30 luglio 1986, n. 42/86 recante “*Norme in materia di contributi di allacciamento alle reti di distribuzione di energia elettrica*”;
- provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 dicembre 1993, n. 15/93 recante “*Modificazione ai provvedimenti vigenti in materia di prezzi, di condizioni di fornitura e di condizioni di allacciamento*”;
- deliberazione 8 settembre 1999, n. 133/99, recante “*Determinazione dei contributi di allacciamento per gli aumenti di potenza delle utenze particolari di cui al titolo V punti 1 e 2 del provvedimento del comitato interministeriale dei prezzi 30 luglio 1986, n. 42/86*”;
- deliberazione 13 settembre 2000, n. 170/00, recante “*Modificazione e integrazione del decreto del Ministro dell’industria, del commercio e dell’artigianato 19 luglio 1996 in materia di modifiche contrattuali per la fornitura di energia elettrica*”;
- deliberazione 5 luglio 2001, n. 150/01, recante “*Prescrizione alla società Enel distribuzione SpA di modalità di determinazione degli oneri di allacciamento degli impianti di produzione alla rete elettrica*”;
- deliberazione 26 marzo 2002, n. 50/02, recante “*Condizioni per l’erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi*”;
- deliberazione 30 gennaio 2004, n. 6/04, recante “*Avvio di una indagine conoscitiva sui costi di connessione di clienti finali e su altri aspetti economici relativi alle reti con obbligo di connessione di terzi con tensione nominale inferiore ad 1 kV*”;
- deliberazione n. 136/04, recante “*Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all’articolo 2, comma 12, lettera d), della legge 14 novembre 1995, n. 481 ed all’articolo 9 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 in materia di condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti di distribuzione di energia elettrica*”;
- deliberazione 19 dicembre 2005, n. 281/05, recante “*Condizioni per l’erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi*”;
- deliberazione 26 febbraio 2007, n. 40/07, recante “*Avvio di procedimento in materia di valutazione dell’impatto sul sistema elettrico della generazione distribuita ai fini dell’aggiornamento del relativo quadro regolatorio per quanto di pertinenza dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas*”;
- deliberazione 11 aprile 2007, n. 89/07, recante “*Condizioni tecnico economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV*”.

PARTE II

MOTIVAZIONI ALLA BASE DELL'INTERVENTO E OBIETTIVI

5 Introduzione

5.1 Questa sezione della Relazione AIR illustra gli obiettivi che l'Autorità, anche a seguito dell'attività di ricognizione svolta, ha inteso perseguire e le motivazioni alla base dell'intervento.

6 Motivazioni tecniche, economiche e sociali

- 6.1 Le principali esigenze tecnico-economiche di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nonché del servizio di connessione sono direttamente desumibili dalla legge n. 481/95, ove è precisato che l'Autorità è chiamata a:
- a) definire un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti;
 - b) promuovere la tutela degli interessi degli utenti e dei consumatori;
 - c) assicurare un livello adeguato della qualità del servizio;
 - d) garantire l'equilibrio economico – finanziario delle imprese;
 - e) promuovere la concorrenza e l'efficienza.
- 6.2 Le infrastrutture di rete, necessarie per l'erogazione del servizio di trasmissione e di distribuzione, sono caratterizzate da rilevanti economie di scala e coordinamento. Tali economie sono conseguibili in un regime di monopolio, in quanto la duplicazione delle reti di trasmissione e distribuzione comporterebbe una perdita di efficienza nell'erogazione del servizio. In tale prospettiva, il legislatore nazionale ha previsto che tali servizi a rete vengano eserciti in regime di esclusiva, sulla base di concessioni rilasciate dallo Stato⁸.
- 6.3 La presenza di un monopolio, sia esso locale o nazionale, richiede tuttavia un intervento regolatorio, per la fissazione di tariffe di accesso e uso delle reti e per la definizione degli standard di qualità. In un regime di monopolio l'esercente non ha infatti alcun incentivo ad assicurare standard di qualità elevati⁹ e può fissare i prezzi in modo tale da massimizzare i propri profitti, con un conseguente perdita di benessere per i consumatori.
- 6.4 Il regime tariffario, nella sua definizione, deve conciliare l'esigenza dell'equilibrio finanziario delle imprese con la tutela dei consumatori e la promozione dell'efficienza. Il regime tariffario deve quindi garantire la copertura dei costi derivanti dall'erogazione del servizio, prevedendo una trasparente attribuzione dei medesimi agli utilizzatori del servizio. Per assicurare contestualmente la promozione dell'efficienza e la tutela dei consumatori, il regolatore è chiamato a considerare, almeno a tendere e nei limiti delle informazioni disponibili, costi efficienti, adottando meccanismi di regolazione incentivante (tipicamente il *price-cap*) che inducano un percorso di efficientamento nell'erogazione del servizio.
- 6.5 Una ulteriore motivazione alla base dell'intervento dell'Autorità è rappresentata dalla promozione della concorrenza nel settore elettrico. La regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura può avere un impatto significativo sullo sviluppo della concorrenza nella fasi della filiera elettrica aperte al mercato (generazione e vendita), sia

⁸ Salvo le deroghe previste su base costituzionale per alcuni enti autonomi locali.

⁹ Per la regolazione della qualità del servizio si veda la deliberazione 19 dicembre 2007, n. 333/07.

garantendo un trattamento non discriminatorio tra i clienti del servizio, sia favorendo l'adeguato sviluppo delle infrastrutture.

- 6.6 Una rete elettrica inadeguata può limitare la concorrenza nel mercato della generazione, in quanto i vincoli di rete influenzano direttamente il dispacciamento degli impianti. In presenza di congestioni di rete, infatti, può essere necessario sostituire la produzione di impianti competitivi con impianti caratterizzati da maggiori costi di produzione.
- 6.7 La disponibilità di adeguati ed efficienti sistemi di misura è essenziale per la corretta rilevazione e attribuzione dei consumi e dei costi del servizio. Nel contempo, gli utilizzatori del servizio, solo con adeguati flussi informativi circa i propri consumi può operare attivamente per minimizzare i propri costi e, in ultima analisi, il costo complessivo di erogazione del servizio elettrico.

7 Obiettivi dell'Autorità

- 7.1 Nella deliberazione n. 208/06 di avvio del procedimento per il terzo periodo di regolazione delle tariffe nel settore dell'energia elettrica, l'Autorità ha disposto che nella formazione dei provvedimenti finali si tenesse conto:
- a) della necessità di introdurre meccanismi di incentivazione allo sviluppo efficiente delle infrastrutture necessarie per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, in coerenza con gli obiettivi generali di sviluppo e integrazione del sistema elettrico nazionale;
 - b) della necessità di garantire che tariffe e corrispettivi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione della qualità e delle condizioni contrattuali per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e di misura dell'energia elettrica;
 - c) dell'opportunità di rivedere il vigente sistema di tariffazione del servizio di distribuzione, alla luce dell'evoluzione del processo di liberalizzazione, prevedendo eventualmente la semplificazione dei meccanismi tariffari ed il superamento del sistema basato sulle opzioni tariffarie, nonché l'adeguamento del sistema di tariffazione di allacciamenti e diritti fissi;
 - d) dell'opportunità di valutare la possibilità di introdurre criteri di incentivazione al recupero di efficienza nell'erogazione del servizio di distribuzione e di misura che tengano conto del livello relativo di efficienza di ciascuna impresa di distribuzione;
 - e) dell'opportunità di estendere alle imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91, i criteri di regolazione e riconoscimento dei costi dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica;
 - f) dell'esigenza di procedere, ove possibile, con l'ulteriore omogeneizzazione dei criteri di riconoscimento dei costi e regolazione tariffaria nei settori dell'energia elettrica e del gas.
- 7.2 Sulla base di tali indicazioni nel primo documento per la consultazione sono stati individuati una serie di obiettivi generali che hanno orientato le proposte e le ipotesi contenute nel medesimo documento. In particolare:
- a) stabilità regolatoria;
 - b) convergenza dei criteri di regolazione tariffaria nei settori dell'elettricità e del gas;
 - c) coerenza tra regolazione tariffaria e regolazione in materia di qualità dei servizi;
 - d) incentivo allo sviluppo delle infrastrutture secondo criteri di efficienza;
 - e) semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro-competitiva.

Stabilità regolatoria

- 7.3 L'Autorità considera la stabilità di principi e criteri della regolazione tariffaria un obiettivo fondamentale. La certezza sulle modalità di riconoscimento dei costi e sulle logiche di aggiornamento dei medesimi, non solo all'interno del periodo di regolazione ma anche tra un periodo e l'altro, riduce il cosiddetto "rischio regolatorio" per le imprese esercenti, con effetti positivi per il costo del capitale e la propensione ad investire delle imprese stesse.
- 7.4 Della stabilità regolatoria, in ultima analisi, possono giovare i clienti finali dei servizi oggetto di regolazione: il minor costo del capitale, a parità di capitale investito, si traduce in tariffe più basse e la maggior propensione all'investimento garantisce l'adeguatezza delle infrastrutture alle esigenze della domanda.

Convergenza dei criteri di regolazione tariffaria nei settori dell'elettricità e del gas

- 7.5 L'Autorità ha accelerato negli ultimi anni il percorso di convergenza del settore dell'elettricità e del gas per quanto riguarda i criteri di regolazione tariffaria.
- 7.6 La convergenza di criteri, peraltro, non comporta una semplicistica replica di scelte di regolazione da un settore all'altro. L'Autorità, nell'uniformare i criteri generali, tiene comunque conto delle differenze tecnologiche, normative e di maturità del settore che ancora distinguono l'elettricità dal gas.

Coerenza tra regolazione tariffaria e regolazione in materia di qualità dei servizi

- 7.7 I livelli tariffari fissati dall'Autorità rappresentano il corrispettivo per l'erogazione di specifici servizi. I livelli qualitativi richiesti nell'erogazione di tali servizi incidono sul costo che le imprese devono sostenere.
- 7.8 Alla luce di tale considerazione, come nei precedenti periodi regolatori, l'Autorità è chiamata a definire livelli tariffari per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura tenendo conto delle scelte di regolazione parallelamente adottate in materia di qualità del servizio.

Incentivo allo sviluppo delle infrastrutture secondo criteri di efficienza

- 7.9 L'adeguatezza delle infrastrutture di rete rappresenta un obiettivo primario non solo al fine di garantire la certezza della fornitura ma anche al fine di liberare le forze competitive presenti sul mercato da eventuali vincoli di rete.
- 7.10 L'incentivo all'investimento, peraltro, affinché possa portare un reale beneficio ai clienti finali, necessita di un adeguato monitoraggio in termini di efficienza.

Semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro-competitiva

- 7.11 L'Autorità ha come obiettivo quello di procedere, ove possibile, alla semplificazione della vigente normativa tariffaria. Uno sforzo in tale direzione appare particolarmente urgente ove le complessità tariffarie possano addirittura divenire un ostacolo allo sviluppo della concorrenza.

PARTE III

DESTINATARI DELL'INTERVENTO E PROCESSO DI CONSULTAZIONE

8 Introduzione

8.1 Questa sezione della relazione AIR illustra sia i destinatari dell'intervento, sia le modalità con cui i soggetti sono stati coinvolti nel corso del processo di consultazione.

9 I destinatari dell'intervento

9.1 I destinatari diretti dell'intervento sono i soggetti la cui condotta sarà modificata direttamente a seguito dell'intervento regolatorio. I principali destinatari diretti del provvedimento oggetto della presente relazione AIR sono i seguenti:

- a) le imprese di trasmissione di energia elettrica, ivi inclusi i proprietari di porzioni della RTN;
- b) le imprese di distribuzione di energia elettrica;
- c) le imprese di misura di energia elettrica;
- d) i titolari di impianti di produzione di energia elettrica;
- e) i grossisti e le imprese di vendita dell'energia elettrica;
- f) i clienti finali in media, alta e altissima tensione.

9.2 I destinatari indiretti dell'intervento sono i soggetti per i quali l'intervento produrrà comunque degli effetti rilevanti, pur non richiedendo direttamente la modifica del loro comportamento o delle loro attività. I principali destinatari indiretti dell'intervento oggetto della presente relazione AIR sono i seguenti:

- a) i clienti finali di energia elettrica in bassa tensione, ivi incluse le utenze domestiche;
- b) le associazioni dei consumatori e degli utenti;
- c) i sindacati dei lavoratori delle imprese esercenti i servizi di distribuzione, misura e vendita di energia elettrica.

9.3 L'appendice A1 alla presente Relazione AIR riporta i soggetti che hanno partecipato al procedimento attraverso le diverse fasi descritte nel paragrafo seguente.

10 Il processo di consultazione

10.1 In coerenza con la metodologia AIR, il procedimento per la definizione della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per il periodo 2008-2011 ha offerto a tutti i soggetti interessati (destinatari diretti e indiretti individuati nei precedenti paragrafi) diverse occasioni per intervenire nel procedimento, fornendo elementi utili alla formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità.

10.2 Il procedimento si è articolato in una fase di ricognizione preliminare e in due fasi di consultazione, corrispondenti alla pubblicazione di due distinti documenti per la consultazione e la raccolta di osservazioni in merito alle proposte dall'Autorità. Ogni fase ha comportato l'analisi e la valutazione delle osservazioni inviate dai soggetti interessati in merito alle proposte dell'Autorità.

10.3 Le proposte di regolazione sono state definite tenendo conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati.

La ricognizione preliminare

10.4 Nei primi mesi dell'anno 2007 la direzione Tariffe ha avviato una fase ricognitiva, che si è svolta tramite incontri specifici con gli operatori e gli utenti dei servizi. In particolare sono stati organizzati incontri tematici con i seguenti soggetti:

- a) società Terna;
- b) i rappresentanti delle maggiori imprese di distribuzione dell'energia elettrica e relative associazioni;
- c) i rappresentanti delle imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91;
- d) le associazioni rappresentanti dei maggiori utenti delle reti elettriche (utenze industriali, grossisti e produttori di energia elettrica);
- e) le associazioni rappresentanti dei piccoli utenti delle reti elettriche (piccole imprese, CNCU etc.).

10.5 Nell'ambito di tali incontri tematici sono state discusse preliminarmente alcune delle principali ipotesi di revisione della disciplina tariffaria per il terzo periodo di regolazione.

Prima fase di consultazione con opzioni alternative per gli aspetti più rilevanti

10.6 In data 2 agosto 2007 è stato diffuso il primo documento per la consultazione, in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 1 ottobre 2007. In data 14 settembre 2007 è stato organizzato a Milano un seminario aperto al pubblico per l'approfondimento delle tematiche affrontate nel primo documento per la consultazione.

10.7 Nel primo documento per la consultazione sono state presentate le proposte di intervento per il terzo periodo di regolazione. L'Autorità, in conformità a quanto previsto dalla metodologia AIR, ha sviluppato delle opzioni alternative di regolazione per gli aspetti più rilevanti. La metodologia AIR è stata applicata esclusivamente agli aspetti più rilevanti, in quanto la sua applicazione a tutti gli aspetti trattati avrebbe comportato una eccessiva complicazione del documento, considerata la numerosità dei temi oggetto di consultazione.

10.8 In data 9 agosto 2007 è stata attivata una raccolta dati presso i principali operatori nazionali in relazione ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

10.9 Nel corso del mese di ottobre 2007 è stata pubblicata sul sito internet dell'Autorità la sintesi delle osservazioni scritte pervenute in esito alla prima fase di consultazione.

Seconda fase di consultazione e orientamenti finali

10.10 Nel corso dei mesi di ottobre e novembre, la Direzione Tariffe ha organizzato incontri di approfondimento su tematiche specifiche con Terna, con i principali operatori della distribuzione dell'energia elettrica e con le loro associazioni.

10.11 Il secondo documento per la consultazione è stato diffuso il 30 novembre 2007; il termine per l'invio delle osservazioni è stato fissato al 17 dicembre 2007. Nel secondo documento per la consultazione sono stati indicati gli orientamenti finali dell'Autorità, in merito alla regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura nel terzo periodo di regolazione.

10.12 Il secondo documento per la consultazione ha presentato alcune differenze di rilievo rispetto al precedente, in relazione ai risultati del processo di consultazione e agli esiti degli incontri tematici organizzati dall'Autorità. In particolare:

- a) l'applicazione dell'indice di efficacia, ai fini dell'individuazione degli investimenti

prioritari per lo sviluppo della rete di trasmissione, è stata rinviata. In sede di consultazione è emersa una certa perplessità in merito alla possibilità di implementare, in tempi compatibili con l'inizio del nuovo periodo di regolazione, un indice di efficacia in grado di valorizzare i benefici derivanti dai nuovi investimenti. L'Autorità ha scelto, invece, di proporre uno schema di incentivi differenziati sulla base delle tipologie di investimento, in analogia con quanto già oggi previsto per il settore del trasporto gas, prevedendo lo sviluppo di indici di efficacia nel corso del periodo di regolazione;

- b) non è stato dato seguito alla proposta di modificare i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione. L'Autorità, nel primo documento per la consultazione, ha proposto delle modifiche alla struttura dei corrispettivi, con l'obiettivo di ridurre il grado di incertezza sul volume dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione e di adottare strutture tariffarie maggiormente *cost reflective*. In sede di consultazione, pur essendo emersa una generale condivisione degli obiettivi specifici, sono state espresse perplessità in merito alle soluzioni proposte dall'Autorità in quanto tali soluzioni avrebbero determinato una certa complicazione amministrativa ed una discontinuità regolatoria, senza apportare benefici certi per il sistema.
- c) in riferimento alla regolazione delle imprese elettriche minori, anche in considerazione delle richieste avanzate dalle imprese interessate, è stato proposto il rinvio al 2008 del completamento del procedimento di riforma dell'attuale regime delle integrazioni tariffarie delineato nella Parte IX del primo documento per la consultazione, così da poterlo inserire in una più generale revisione della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari non interconnessi con la rete elettrica nazionale.

PARTE IV

OPZIONI ESAMINATE, VALUTAZIONE E RISULTATI DELLA CONSULTAZIONE

11 Introduzione

- 11.1 Nella precedente sezione della presente Relazione AIR si è dato conto del processo di consultazione attraverso il quale l’Autorità ha presentato e progressivamente affinato le proposte di regolazione. In esito ad ogni fase della consultazione sono state valutate le opzioni alternative e riformulate le proposte iniziali tenendo conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati e altresì degli obiettivi del procedimento indicati al paragrafo 7.
- 11.2 L’esame di opzioni alternative (aspetto tipico e caratterizzante della metodologia AIR) è stato condotto esclusivamente per le proposte di intervento più rilevanti, in termini prevalentemente qualitativi. In particolare sono state sviluppate opzioni alternative in merito:
- a) alla modifica del corrispettivo a copertura dei costi di trasmissione (CTR);
 - b) al superamento del sistema di opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione;
 - c) alla revisione delle condizioni economiche di connessione e dei diritti fissi;
 - d) alla modifica dell’articolazione dei corrispettivi tariffari per il servizio di misura.
- 11.3 Per le altre proposte di intervento, pur non essendo stato effettuato formalmente il processo di analisi di opzioni alternative, le diverse fasi di consultazione hanno comunque permesso di affinare progressivamente le proposte iniziali.
- 11.4 In questa sezione, vengono approfondite le proposte di intervento a cui è stata applicata la metodologia di analisi e valutazione di opzioni alternative, analizzando i contenuti delle opzioni e proposte avanzate in consultazione e la valutazione delle principali osservazioni emerse dalle diverse fasi di consultazione. Scopo principale di questa sezione è quello di illustrare il percorso valutativo che conduce dall’insieme di opzioni inizialmente considerato alla scelta finale. Sono in primo luogo descritte le opzioni considerate e la loro valutazione preliminare inserita nel primo documento di consultazione.

12 Modifica del corrispettivo a copertura dei costi di trasmissione (CTR)

- 12.1 Nel primo documento per la consultazione è stata formulata la proposta di modificare i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione con i seguenti obiettivi specifici:
- a) ridurre il grado di incertezza sul volume dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione e conseguentemente ridurre il grado di rischio per lo svolgimento di tale attività da riconoscere alla remunerazione del CIR;
 - b) adottare strutture tariffarie che riflettano maggiormente i costi (*cost reflective*);
 - c) garantire la semplicità amministrativa (per gli operatori e per il regolatore) delle strutture tariffarie;
 - d) garantire trasparenza e semplicità dei meccanismi tariffari per gli utenti della rete.
- 12.2 Le motivazioni alla base delle proposte di modifica erano sostanzialmente:
- a) la riduzione del rischio per Terna derivante dalla variabilità dei ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di trasmissione, derivante dal fatto che i corrispettivi unitari sono espressi in centesimi di euro/kWh, laddove i costi relativi alla rete di trasmissione hanno principalmente il carattere di costi fissi;
 - b) una maggiore contribuzione dei produttori alla copertura dei costi di trasmissione.

- 12.3 Coerentemente con la metodologia AIR, nel primo documento per la consultazione sono state proposte tre ipotesi alternative:
- **Ipotesi A.1:** mantenimento dell'attuale regime di regolazione tariffaria del servizio di trasmissione;
 - **Ipotesi A.2:** modifica strutturale della componente CTR, con adozione di una tariffa binomia. In particolare, accanto alla componente espressa in centesimi di euro/kWh, oggi in vigore, si propone l'introduzione di una componente in quota potenza, espressa in centesimi di euro/kW di potenza disponibile. Ai punti corrispondenti a clienti finali continuerebbe ad essere applicata la componente TRAS espressa in centesimi di euro/kWh e monoraria, come nel periodo di regolazione 2004-2007. Ai produttori sarebbe mantenuto un corrispettivo espresso in centesimi di euro/kWh (per ciascun kWh prodotto e immesso in rete) e dimensionato in coerenza con le modalità adottate nel corrente periodo di regolazione.
 - **Ipotesi A.3:** oltre alle soluzioni proprie dell'ipotesi n. A.2, prevede l'aumento del grado di copertura dei costi del servizio di trasmissione a carico dei produttori.
- 12.4 In sede di consultazione, pur essendo emersa una generale condivisione degli obiettivi specifici, sono state espresse perplessità circa l'utilità di un intervento che porterebbe ad una certa complicazione amministrativa e ad una discontinuità regolatoria, senza che ne derivino benefici certi per il sistema. In particolare, Terna ha espresso la preferenza per il mantenimento della vigente regolazione, ritenuta adeguata anche dal punto di vista della garanzia di sufficiente copertura dei costi infrastrutturali.
- 12.5 In relazione all'ipotizzato aumento del grado di copertura dei costi del servizio di trasmissione a carico dei produttori, molti operatori inoltre ne hanno contestato l'utilità, ritenendo improbabile che un simile intervento possa in alcun modo comportare rilevanti benefici per i clienti finali.
- 12.6 Gli esiti della consultazione relativamente al servizio di trasmissione, inducono a confermare, anche per il terzo periodo di regolazione, l'applicazione di una componente CTR espressa in centesimi di euro/kWh, non differenziata su base oraria e di tariffe TRAS, anch'esse applicate in funzione dei consumi e differenziate per livello di tensione, per riflettere la diversa incidenza delle perdite di rete. Va evidenziato, però, che questa impostazione esclude in modo tassativo che durante il periodo regolatorio si prevedano integrazioni ai ricavi ammessi per tener conto di variazioni non preventivate dei *driver* di ricavo.
- 12.7 Per i dettagli relativi alla regolazione del servizio di trasmissione per il terzo periodo di regolazione si rimanda ai successivi capitoli 22 e 25.

13 Superamento del sistema di opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione

- 13.1 Nel primo documento per la consultazione è stato evidenziato come il sistema delle opzioni tariffarie rappresenti un onere amministrativo e gestionale per le imprese distributrici ed una complicazione per i venditori sia con riferimento allo svolgimento delle attività di fatturazione, sia relativamente alla formulazione delle offerte per l'erogazione del servizio di vendita ai clienti.
- 13.2 Anche i clienti finali, peraltro, hanno evidenziato difficoltà di comprensione della struttura delle opzioni tariffarie applicate ed incertezza, in occasione di ogni revisione annua da parte dell'impresa distributtrice delle opzioni offerte, relativamente all'ammontare complessivo della tariffa da pagare per la fornitura di energia elettrica.
- 13.3 L'Autorità, d'altra parte, ha ritenuto che la pluralità di tariffe di distribuzione sul territorio nazionale comporti una particolare criticità nell'ambito del processo di completa apertura del

segmento della vendita dell'energia elettrica nel quale si rende necessario, al fine di promuovere la concorrenza, agevolare il più possibile la comprensione e la comparabilità della tariffe da parte dei clienti finali.

Opzioni presentate nel primo documento di consultazione e valutazione preliminare

13.4 Secondo la metodologia AIR, nel primo documento per la consultazione sono state proposte quattro ipotesi alternative, ciascuna con un diverso grado di flessibilità nella scelta della struttura tariffaria e dei corrispettivi lasciata alle imprese distributrici:

- **Ipotesi B.1:** mantenimento del sistema di opzioni tariffarie proposte dalle imprese distributrici e sottoposte all'approvazione dell'Autorità in continuità con quanto previsto nel secondo periodo di regolazione;
- **Ipotesi B.2:** fissazione da parte dell'Autorità della struttura delle opzioni tariffarie, con identificazione di eventuali sottotipologie contrattuali e scaglioni di consumo o di potenza rilevanti ai fini dell'applicazione dei corrispettivi unitari, lasciando alle imprese distributrici il compito di fissare i corrispettivi delle opzioni sulla base delle caratteristiche della clientela servita;
- **Ipotesi B.3:** adozione da parte di tutte le imprese distributrici di opzioni tariffarie strutturate come l'opzione tariffaria TV2 fissata dall'Autorità, con facoltà di applicare sconti sui corrispettivi e di scegliere se applicare i corrispettivi di potenza alla potenza massima impegnata annua o mensile. Tale ipotesi consiste in un'estensione a tutte le imprese distributrici del regime tariffario semplificato;
- **Ipotesi B.4:** definizione di un regime di tariffe amministrato da parte dell'Autorità, con perequazione dei ricavi al vincolo V1.

13.5 Coerentemente con la metodologia AIR, nel primo documento per la consultazione è stata compiuta una valutazione preliminare di tipo qualitativo delle ipotesi presentate. Rinviando al primo documento per la consultazione per maggiori dettagli su tale valutazione preliminare, si riporta di seguito la tabella di comparazione delle diverse ipotesi considerate rispetto agli obiettivi specifici prefissati.

Tabella 1: Valutazione delle ipotesi relative alla regolazione dei corrispettivi a copertura dei costi di distribuzione per le utenze non domestiche

| Obiettivi | Ipotesi B1 | Ipotesi B.2 | Ipotesi B.3 | Ipotesi B.4 |
|--|------------|-------------|-------------|-------------|
| a) Garantire semplicità amministrativa per gli operatori e per il regolatore | BASSO | MEDIO | MEDIO/ALTO | ALTO |
| b) Semplificare la struttura tariffaria a beneficio dei clienti finali e in favore della concorrenza | BASSO | MEDIO | MEDIO/ALTO | ALTO |
| c) Minimizzare l'impatto sulla spesa dei clienti finali | ALTO | MEDIO/ALTO | MEDIO | MEDIO |

13.6 Nel primo documento per la consultazione l'Autorità ha individuato nell'opzione B.4 la soluzione più efficace in un'ottica di semplificazione degli oneri amministrativi sia per le imprese distributrici sia per le imprese operanti nel segmento della vendita dell'energia.

13.7 In merito all'impatto dell'intervento sulla spesa dei singoli clienti finali, l'Autorità ha inoltre evidenziato come molto possa dipendere dalle scelte assunte in relazione struttura tariffaria adottata, in particolare dalla numerosità delle sottotipologie contrattuali dall'articolazione e dal livello dei corrispettivi fissati dall'Autorità.

Principali osservazioni ricevute a seguito del primo documento per la consultazione

- 13.8 Rispetto alle ipotesi proposte nel primo documento per la consultazione, la maggioranza degli operatori ha manifestato una propensione per l'ipotesi ipotesi B.4. Tale ipotesi garantirebbe, più delle altre soluzioni, la semplificazione del sistema sia in termini gestionali che amministrativi per le imprese distributrici e per i venditori e comporterebbe l'omogeneizzazione della tariffa di distribuzione applicata ai punti nella titolarità di clienti finali su tutto il territorio nazionale, migliorando di conseguenza la trasparenza delle offerte nel segmento della vendita.
- 13.9 Alcuni operatori hanno peraltro evidenziato che la fissazione della struttura e del livello dei corrispettivi da parte dell'Autorità comporta complessità legate alla gestione del sistema di perequazione dei ricavi per il rispetto del vincolo V1. A tal proposito è stato da più parti rilevato come la periodicità del sistema di perequazione dovrebbe avere una frequenza superiore a quella annuale per evitare il rischio di eccessive esposizioni finanziarie da parte delle imprese che, pur applicando le tariffe amministrative, non raggiungerebbero il ricavo ammesso dal vincolo V1.

Valutazione finale delle opzioni e proposte del secondo documento per la consultazione

- 13.10 Alla luce delle osservazioni raccolte a commento del primo documento per la consultazione, l'Autorità ha optato nel secondo documento per l'adozione dell'ipotesi B.4, proponendo in particolare:
- a) una struttura tariffaria trinomica, fissata dall'Autorità, caratterizzata da corrispettivi differenziati per sottotipologie contrattuali individuate come significative in base al livello di potenza impegnata che deve essere obbligatoriamente applicata ai punti di prelievo relativi a clienti finali da tutte le imprese distributrici;
 - b) omogeneità di trattamento, con riferimento alle tariffe applicate alle connessioni permanenti e non permanenti alla rete;
 - c) la proroga per il primo trimestre 2008, con riferimento alle tipologie contrattuali "altre utenze in bassa tensione" e "altre utenze in media tensione" dell'applicazione delle opzioni tariffarie di distribuzione in vigore nell'anno 2007, corrette con un fattore di correzione stabilito dall'Autorità in coerenza con la variazione della tariffa TV1 nel passaggio dal vincolo 2007 al vincolo 2008.
 - d) in caso di mancato rispetto del termine indicato al punto c), l'obbligo di fatturazione a conguaglio delle nuove tariffe obbligatorie per il periodo successivo all'1 aprile 2008 e la possibile riduzione del ricavo ammesso pari all'1% per ogni mese di ritardo.

Principali osservazioni ricevute a seguito del secondo documento per la consultazione e decisioni finali

- 13.11 Rispetto alle previsioni contenute nel secondo documento per la consultazione, gli operatori hanno manifestato generale consenso rispetto alla struttura tariffaria individuata e non hanno fatto pervenire particolari osservazioni relativamente alle sottotipologie tariffarie identificate dall'Autorità come rilevanti ai fini della definizione delle tariffe obbligatorie di distribuzione.
- 13.12 Alcune criticità, invece, sono state evidenziate con riferimento alla durata del periodo transitorio. Diversi operatori, in particolare, hanno sottolineato come l'implementazione della nuova struttura tariffaria nei sistemi di fatturazione presupponga un periodo di tempo necessario all'adeguamento dei sistemi di fatturazione di diversi mesi.
- 13.13 A seguito delle osservazioni pervenute e tenuto conto delle stime effettuate sull'impatto di spesa dei clienti finali e sulle esigenze di gettito del sistema ai fini della perequazione dei ricavi da V1, sono state definite le tariffe di distribuzione per l'anno 2008.
- 13.14 Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica prevede un periodo transitorio di applicazione delle opzioni tariffarie in vigore nell'anno 2007 opportunamente ridotte, di durata

pari a tre mesi. Tale periodo è stato ritenuto congruo per consentire, da un lato, alle imprese distributrici di adeguare i propri sistemi di fatturazione per tenere conto delle nuove tariffe e, dall'altro, per limitare il ritardo con cui assicurare la maggiore semplicità tariffaria necessaria allo sviluppo ulteriore della concorrenza sul mercato libero.

- 13.15 Per i dettagli relativi alla regolazione del servizio di distribuzione per il terzo periodo di regolazione si rimanda al successivo capitolo 23, mentre per un approfondimento delle disposizioni transitorie si veda il capitolo 33.

14 Revisione delle condizioni economiche di connessione e dei diritti fissi

Opzioni presentate nel primo documento per la consultazione e valutazione preliminare

- 14.1 Nel primo documento per la consultazione l'Autorità, partendo dall'analisi della situazione esistente ed evidenziandone le principali criticità, ha individuato gli obiettivi specifici per la revisione della disciplina dei corrispettivi per la connessione dei clienti finali alle reti elettriche:
- garantire semplicità amministrativa per gli operatori (sia di distribuzione che di vendita) e per il regolatore;
 - semplificare e rendere maggiormente trasparente la normativa tariffaria specifica;
 - adottare strutture tariffarie maggiormente *cost reflective*.
- 14.2 In particolare sono state proposte quattro ipotesi alternative:
- **Ipotesi C.1:** (puramente formale) mantenimento della disciplina vigente nel 2007 anche per il periodo di regolazione 2008-2011, senza intervento alcuno;
 - **Ipotesi C.2:** redazione di un Testo unico senza revisione della disciplina tramite raccolta e sistematizzazione delle norme in vigore nell'anno 2007, con la predisposizione di un Testo integrato delle connessioni, senza modifiche radicali rispetto all'esistente;
 - **Ipotesi C.3:** in una logica evolutiva rispetto all'ipotesi C.2, prevede che la normativa sia non solo raccolta in un provvedimento unico, ma venga anche rivista nei suoi contenuti;
 - **Ipotesi C.4:** redazione di un Testo unico con revisione della disciplina e avvio di sperimentazioni della liberalizzazione dei lavori per le connessioni; oltre a quanto previsto nell'ipotesi C.3, ipotizza:
 - il superamento del regime a forfait per le connessioni in media tensione;
 - la liberalizzazione dei lavori di connessione per le connessioni in media, alta e altissima tensione e per le connessioni a preventivo in bassa tensione.
- 14.3 L'Autorità nell'ambito della consultazione ha espresso la propria preferenza per le ipotesi C.3 e C.4, considerando in particolare l'ipotesi C.3 come un obiettivo intermedio rispetto all'ipotesi C.4, il cui raggiungimento risulta possibile in un tempo relativamente breve.
- 14.4 La tabella riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte dall'Autorità nel primo documento per la consultazione, in prospettiva AIR.

Tabella 2: Valutazione delle ipotesi relative alla revisione della disciplina degli allacciamenti e dei diritti fissi

| Obbiettivi | Ipotesi C.1 | Ipotesi C.2 | Ipotesi C.3 | Ipotesi C.4 |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|
| a) Garantire semplicità amministrativa per gli operatori e per il regolatore | MEDIO | ALTO | ALTO | MEDIO |
| b) Semplificare e rendere maggiormente trasparente la normativa | BASSO | MEDIO | ALTO | ALTO |
| c) Adottare strutture tariffarie maggiormente <i>cost reflective</i> | MEDIO/BASSO | MEDIO/BASSO | MEDIO/ALTO | ALTO |

Principali osservazioni ricevute a seguito del primo documento per la consultazione

14.5 Dalla consultazione è emerso un sostanziale consenso sugli obiettivi esposti dall’Autorità. Circa le ipotesi di regolazione prospettate si è rilevato un generale orientamento verso le ipotesi C.2 (redazione di un Testo unico senza revisione della disciplina) e C.3 (redazione di un Testo unico con revisione della disciplina), anche se non sono mancate preferenze per l’ipotesi che prevedeva l’avvio di sperimentazioni per la liberalizzazione delle connessioni (C.4).

Valutazione finale delle opzioni e proposte del secondo documento per la consultazione

14.6 L’Autorità, in esito alla prima consultazione, ha ritenuto opportuno dare corso alla redazione di un Testo unico con parziale revisione della disciplina. In relazione alla tempistica ristretta, l’Autorità ha poi ritenuto necessario prevedere che il processo che porterà alla redazione del Testo unico riformato si completi nel corso del periodo di regolazione. In vista della scadenza dell’1 gennaio 2008, l’Autorità ha invece previsto la predisposizione di un provvedimento di semplice riordino della vigente normativa CIP relativa alle utenze passive. A questo scopo l’Autorità ha predisposto una prima bozza del *Testo integrato delle connessioni per utenze passive* (riportato nell’Allegato A alla seconda consultazione).

14.7 La bozza posta in consultazione nel mese di novembre, nella logica di prevedere un semplice riordino della normativa vigente, ha previsto poche e limitate novità di seguito indicate:

- a) l’estensione dell’ambito delle prestazioni regolate;
- b) l’introduzione di una disciplina specifica per le connessioni tra reti;
- c) la previsione di contributi in quota fissa a copertura dei costi amministrativo-commerciali relativi all’erogazione del servizio di connessione prestato dai gestori di rete;
- d) unificazione di alcuni trattamenti di cui al Titolo V del provvedimento Cip n. 42/86.

Principali osservazioni ricevute a seguito del secondo documento per la consultazione e decisioni finali

14.8 Dalle osservazioni pervenute a seguito del secondo documento per la consultazione è emerso un generale consenso sull’impostazione di fondo proposta dall’Autorità di predisporre un Testo integrato con limitati interventi di modifica rispetto alla disciplina vigente da rendere disponibile per l’applicazione già a partire dall’1 gennaio 2008, rimandando a un successivo provvedimento una più sostanziale revisione della disciplina.

14.9 Rispetto ai contenuti, sono state presentate osservazioni puntuali soprattutto da parte degli esercenti il servizio di distribuzione dell’energia elettrica e dalla loro associazione di categoria. Sono state in particolare manifestate esigenze di:

- a) garantire il massimo coordinamento tra le disposizioni di carattere procedurale e le condizioni di carattere economico che regolano le connessioni alle reti;
- b) rivedere l’impostazione della disciplina delle connessioni temporanee, abbandonando il regime a forfait;

- c) procedere a una modifica e razionalizzazione delle disposizioni in materia di connessioni particolari, in particolare con una nuova definizione della nozione di spesa relativa;
- d) rivedere la differenziazione dei contributi per attivazioni e disattivazioni basata sulla possibilità di eseguire l'intervento mediante la telegestione, al fine di evitare discriminazioni tra clienti finali.

14.10 In merito a tali osservazioni, l'Autorità ha ritenuto di mantenere sostanzialmente invariato anche nel provvedimento finale l'impianto delle disposizioni in materia di connessioni proposto nel secondo documento per la consultazione. Per quanto riguarda le esigenze di coordinamento tra le disposizioni di carattere procedurale e le condizioni di carattere economico che regolano le connessioni alle reti, l'Autorità intende procedere nel corso **del periodo regolatorio** alla stesura di un Testo integrato delle connessioni, dove saranno regolate sia le condizioni economiche, sia le condizioni procedurali, anche in relazione al procedimento avviato con la deliberazione 29 luglio 2004, n. 136/04.

15 Modifica dell'articolazione dei corrispettivi tariffari per il servizio di misura

15.1 Da parte di più soggetti, anche nell'ambito dei *focus group* svoltisi prima della redazione del primo documento per la consultazione, è stata segnalata la necessità di riponderare l'attuale formulazione della componente MIS, sia in termini di differenziazione tra tipologie sia in termini di rapporto tra quota tariffaria da attribuire alla proprietà e manutenzione del misuratore e quota da attribuire alle attività connesse con la rilevazione e registrazione delle misure.

Opzioni presentate nel primo documento per la consultazione e valutazione preliminare

15.2 Alla luce delle osservazioni avanzate dagli operatori nell'ambito dei *focus group* e degli elementi emersi da una prima analisi dei dati di costo forniti dalle imprese distributrici, l'Autorità ha ritenuto opportuno valutare la possibilità di rivedere le modalità di allocazione dei costi alle tipologie di contratto, in modo da determinare strutture tariffarie maggiormente *cost reflective* rispetto a quelle in vigore nel secondo periodo di regolazione.

15.3 Nel primo documento per la consultazione, pertanto, relativamente all'allocazione dei costi tra le diverse tipologie contrattuali, l'Autorità ha proposto innanzitutto di adottare i seguenti criteri:

- a) allocazione diretta dei costi di capitale specifici dei gruppi di misura per classe di punti di prelievo;
- b) allocazione dei costi relativi ai sistemi di rilevazione a distanza delle misure alle sole tipologie che in effetti utilizzano tali sistemi;
- c) allocazione dei costi di validazione e registrazione alle sole tipologie cui tali costi sono riferiti; eventuali costi relativi a validazione e registrazione che possano essere direttamente allocati a singole o pluralità di tipologie in modo specifico, vengono ripartiti, ai fini del calcolo dei parametri tariffari, solo tra le tipologie interessate;
- d) allocazione, limitatamente ai costi che non sono stati oggetto di allocazione diretta, con l'applicazione dei criteri in uso nel precedente periodo di regolazione che facevano riferimento al numero di punti di prelievo e alla potenza;
- e) esclusione dall'addebito dei costi relativi ai gruppi di misura e dei costi relativi ai sistemi di rilevazione a distanza delle classi di prelievo senza misura dei consumi.

15.4 Più in generale, secondo la metodologia AIR, sono state proposte quattro ipotesi alternative per la revisione della disciplina tariffaria del servizio di misura:

- **Ipotesi D.1:** mantenimento dell'articolazione dei corrispettivi per tipologia di contratto in vigore nel secondo periodo di regolazione, con assegnazione del 46% dei ricavi al soggetto

che provvede a installazione e manutenzione del misuratore e 54% dei ricavi al soggetto che provvede alla rilevazione e registrazione delle misure;

- **Ipotesi D.2:** mantenimento dell'articolazione dei corrispettivi per tipologia di contratto in vigore nel secondo periodo di regolazione, con nuova ripartizione dei ricavi tra le attività di installazione-manutenzione-rilevazione e validazione-registrazione;
- **Ipotesi D.3:** articolazione dei corrispettivi per sub-tipologia di contratto, con nuova ripartizione dei ricavi tra le attività di installazione-manutenzione-rilevazione e validazione-registrazione. Questa ipotesi prevedeva, per ciascuna tipologia contrattuale, un'ulteriore distinzione dei punti di prelievo in funzione della presenza/assenza di misuratore e in funzione del tipo di rilevazione delle misure effettuato (orario/per fasce);
- **Ipotesi D.4:** articolazione dei corrispettivi per sub-tipologia di contratto, con nuova ripartizione dei ricavi tra le attività di installazione-manutenzione-rilevazione e validazione-registrazione. Nell'ambito di tale ipotesi, oltre ai criteri per l'individuazione delle sub-tipologie previste per l'ipotesi D.3, era previsto che, per le tipologie di contratto in bassa tensione, si distinguesse tra punti di prelievo con alimentazione monofase e punti di prelievo con alimentazione trifase, in funzione del tipo di alimentazione (monofase/trifase) e delle modalità di inserzione del misuratore (diretta/semidiretta).

15.5 Coerentemente con la metodologia AIR, è stata effettuata una valutazione preliminare di tipo qualitativo delle ipotesi alternative individuate. Si riporta di seguito la tabella di comparazione delle diverse ipotesi considerate rispetto agli obiettivi specifici prefissati.

Tabella 3: Valutazione delle ipotesi relative alla revisione delle tariffe di misura

| | Ipotesi D.1 | Ipotesi D.2 | Ipotesi D.3 | Ipotesi D.4 |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|
| a) Garantire semplicità amministrativa per gli operatori e per il regolatore | ALTO | ALTO | BASSO | BASSO |
| b) Adottare strutture tariffarie maggiormente <i>cost reflective</i> | BASSO | MEDIO | MEDIO/ALTO | ALTO |
| c) Consentire un eventuale sviluppo della concorrenza nelle attività di registrazione e validazione delle misure | BASSO | BASSO | ALTO | ALTO |

15.6 L'ipotesi che, sulla base della valutazione preliminare, è risultata preferibile sul piano qualitativo è la D.4. Tale ipotesi, se da una parte complica la struttura dei corrispettivi di misura aumentando gli oneri amministrativi e gestionali in capo all'Autorità e agli operatori, dall'altra è sembrata la soluzione in grado di meglio garantire l'aderenza della struttura tariffaria ai costi sottostanti e di consentire, eventualmente, lo sviluppo di soluzioni di tipo concorrenziale per le fasi del servizio connesse alla registrazione e validazione dei dati di misura.

Principali osservazioni ricevute a seguito del primo documento per la consultazione

15.7 Rispetto alle ipotesi di intervento sulla struttura dei corrispettivi tariffari per il servizio di misura, la consultazione ha evidenziato una diffusa preoccupazione circa le maggiori complessità amministrative associate all'individuazione di sub-tipologie di contratto, pur in genere riconoscendo a tale impostazione una migliore capacità di riflettere il costo sottostante.

Valutazione finale delle opzioni e proposte del secondo documento per la consultazione

- 15.8 Sulla base di tali considerazioni l’Autorità, ritenendo di dover attribuire un peso adeguato nelle proprie decisioni finali, al tema della semplicità amministrativa, ha ritenuto opportuno orientarsi verso un intervento che prevedesse una nuova ripartizione dei ricavi tra le attività di installazione-manutenzione-rilevazione e validazione-registrazione mantenendo la differenziazione della tariffa di misura per tipologia contrattuale vigente nel secondo periodo di regolazione, senza alcuna differenziazione ulteriore per sub-tipologia.
- 15.9 Nel secondo documento per la consultazione, pertanto, l’Autorità, con particolare riferimento alla struttura tariffaria, ha confermato l’intenzione di:
- a) prevedere l’allocazione diretta dei costi di capitale e ammortamento, ivi inclusi i costi di capitale connessi con i sistemi di telegestione, in maniera differenziata almeno per livello di tensione;
 - b) prevedere l’allocazione dei costi con criteri in uso nel secondo periodo di regolazione, che facevano riferimento al numero di punti di prelievo e alla potenza, limitatamente ai costi che non sono oggetto di allocazione diretta;
 - c) dare separata evidenza ai costi riconosciuti a copertura di:
 - installazione e manutenzione,
 - rilevazione del dato di misura;
 - validazione/registrazione dei dati.

Principali osservazioni ricevute a seguito del secondo documento per la consultazione e decisioni finali

- 15.10 Gli operatori intervenuti nell’ambito della seconda fase di consultazione hanno manifestato generale consenso rispetto alla struttura tariffaria individuata per il corrispettivo a copertura dei costi di misura.
- 15.11 Nel provvedimento oggetto della presente relazione tecnica, pertanto, l’Autorità ha confermato quanto proposto nel secondo documento per la consultazione ridefinendo, per ciascuna tipologia contrattuale, i corrispettivi a copertura dei costi relativi al servizio di misura dando separata evidenza della quota parte a copertura delle attività di installazione e manutenzione dei misuratori, della quota parte a copertura dell’attività di raccolta delle misure e di quella relativa alla validazione e registrazione delle misure stesse.
- 15.12 Con riferimento all’allocazione dei costi riconosciuti, ad integrazione di quanto enunciato nel secondo documento per la consultazione, nel provvedimento finale è stato precisato che l’allocazione dei costi indiretti di cui alla lettera b) del punto 15.9 avviene sulla base dei criteri in uso nel secondo periodo di regolazione, corretti per tener conto del numero di letture obbligatorie.

PARTE V

PROVVEDIMENTO FINALE

16 Introduzione

- 16.1 Questa parte della Relazione AIR descrive in dettaglio, dal punto di vista tecnico e delle scelte di regolazione adottate, il provvedimento finale¹⁰. Detto provvedimento prevede l'approvazione:
- a) del "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica" - Allegato A (di seguito richiamato anche come Testo integrato tariffe);
 - b) delle "Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione" - Allegato B (di seguito richiamato anche come Testo integrato connessioni).
- La deliberazione contiene anche disposizioni transitorie e per l'avvio di procedimenti connessi con le materie oggetto del provvedimento.

17 Determinazione del costo riconosciuto

- 17.1 Ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, l'Autorità ha provveduto a determinare, separatamente per ciascun servizio, il costo riconosciuto, procedendo all'aggregazione delle informazioni di costo desumibili:
- a) dai conti annuali separati dell'esercizio 2006, predisposti dagli esercenti ai sensi della deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2001, n. 310/01, come successivamente modificata;
 - b) dalle risposte a questionari appositamente predisposti dagli Uffici dell'Autorità e inviati a Terna, ai proprietari di porzioni dell'RTN e a un campione di esercenti il servizio di distribuzione che rappresenta oltre il 95% dell'energia elettrica distribuita in Italia.
- 17.2 Il costo riconosciuto determinato dall'Autorità comprende:
- a) i costi operativi, principalmente i costi delle risorse esterne, tra cui il costo del personale e quello relativo agli acquisti di materiali;
 - b) gli ammortamenti delle immobilizzazioni;
 - c) una congrua remunerazione del capitale investito riconosciuto.

Costi operativi

- 17.3 Nella determinazione dei costi operativi riconosciuti l'Autorità ha dato sostanziale continuità ai principi contenuti nelle disposizioni della legge n. 290/03 per il periodo 2004-2007, che prevedevano una "*...simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del price-cap...*".
- 17.4 A tal fine, come proposto nel secondo documento per la consultazione, la componente dei costi riconosciuti relativa ai costi operativi è stata determinata come somma di:
- a) costo effettivo rilevato nell'anno 2006, riproporzionato sulle variabili di scala del 2007 (a valori di pre-consuntivo);

¹⁰ Deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, come modificata e integrata con deliberazione dell'Autorità 13 marzo 2008, ARG/elt 30/08.

- b) maggiori efficienze da attribuire agli esercenti, calcolate come differenza tra il costo riconosciuto nell'anno 2006 e il costo effettivo rilevato nello stesso anno 2006;

Tale somma è stata poi riportata all'anno 2008 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 secondo periodo di regolazione e previsti per il terzo periodo.

- 17.5 Il costo operativo riconosciuto per l'anno 2008 è stato determinato secondo la seguente formulazione, valida in considerazione del fatto che i valori di COR_{06} sono risultati superiori ai valori di COE_{06} rilevati:

$$COR_{08} = \left[COE_{06} * \frac{Q_{07}}{Q_{06}} + 0,5 * \max(COR_{06} - COE_{06}; 0) \right] * (1 + RPI_{07} - X) * (1 + RPI_{08} - \bar{X})$$

dove:

- COR_{08} è il livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2008, anno base del terzo periodo di regolazione;
- COR_{06} è la quota parte dei ricavi tariffari conseguiti nell'anno 2006 a copertura dei costi operativi (al netto degli ammortamenti);
- COE_{06} è il livello dei costi operativi effettivi riferiti all'anno 2006 (al netto di ammortamenti e oneri finanziari);
- $\frac{Q_{07}}{Q_{06}}$ è la variazione delle variabili di scala tra il 2006 e il 2007, stimati pari allo 0,8% per i punti di prelievo, all'1% per l'energia e al 2% per la potenza;
- RPI_{07} e RPI_{08} sono i tassi annui di inflazione rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap* per la fissazione dei parametri da impiegare rispettivamente negli anni 2007 e 2008 pari a 1,7%;
- X è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione;
- \bar{X} è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel terzo periodo di regolazione.

- 17.6 In relazione alla determinazione dei costi effettivi COE_{06} , come già precisato in sede di consultazione, non sono state riconosciute alcune voci per le quali la copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio, in particolare:

- a) accantonamenti e rettifiche operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie;
- b) rettifiche di valore di attività finanziarie;
- c) costi connessi all'erogazione di liberalità;
- d) costi pubblicitari e di marketing, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi normativi posti in capo ai concessionari la cui copertura non sia assicurata dalla normativa stessa;
- e) oneri per sanzioni, penali, risarcimenti automatici e simili;
- f) oneri straordinari, ad eccezione del parziale riconoscimento degli oneri per incentivi all'esodo pagati ai dipendenti al fine di consentire alle imprese di sostenere anche nel corso dei prossimi anni il processo di efficientamento, sebbene su livelli inferiori e decrescenti rispetto a quelli degli anni precedenti;
- g) spese processuali in cui la parte è risultata soccombente.

- 17.7 I costi operativi sono stati rettificati in funzione dei ricavi realizzati dall'eventuale cessione di beni o prestazioni di servizi per la loro marginalità non attribuiti, sul piano contabile, alle "attività diverse" di cui all'articolo 4, comma 4.1, lettera i) della deliberazione n. 310/01.
- 17.8 Inoltre, in relazione ai costi operativi derivanti da operazioni tra soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario, nei casi in cui l'attribuzione di tali costi alle attività oggetto di regolazione tariffaria non è risultata supportata da sufficienti evidenze documentali (anche in relazione agli obblighi di cui alla deliberazione n. 310/01), il livello del costo effettivo è stato forfetariamente abbattuto del 10%.
- 17.9 Coerentemente con le determinazioni del secondo periodo di regolazione, sono stati riconosciuti gli oneri derivanti dalla soppressione del Fondo di previdenza per i dipendenti dell'Ente nazionale per l'energia elettrica (Enel) e delle aziende elettriche private ("fondo pensione elettrici"), 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 ha ritenuto appropriato riconoscere ai fini regolatori tale onere in quote ventennali. Pertanto nei costi operativi riconosciuti, è stata garantita la copertura delle quote annuali del cosiddetto "fondo pensione elettrici" di competenza.
- 17.10 Confermando gli orientamenti espressi in sede di consultazione, invece, il riconoscimento di eventuali oneri non inclusi nei costi relativi all'anno 2006 derivanti da obblighi normativi, quali ad esempio la gestione dei flussi informativi legati al diverso assetto del settore dovuto alla completa liberalizzazione, la gestione della nuova tariffa sociale di futura definizione e le nuove norme in materia di separazione funzionale adottate con deliberazione n. 11/07, è stato subordinato ad una valutazione *ex post*, a fronte di una evidenziazione contabile separata dei medesimi.
- 17.11 Infine, appare opportuno segnalare che l'Autorità ha ritenuto di dover riconoscere, sebbene con un meccanismo di graduale assorbimento di cui si dirà ai successivi commi da 29.3 a 29.5, l'onere derivante dallo "sconto energia", accordato per contratto ad alcuni dipendenti degli esercenti che svolgono attività di trasmissione e di distribuzione, (valutati in circa 2 milioni di euro per la trasmissione e circa 40 milioni di euro per la distribuzione). Tale onere è stato posto in carico al conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi, alimentato dalla componente UC₃ (di seguito: Conto UC₃).

Capitale investito riconosciuto

- 17.12 Alla valorizzazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (CIR) per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica nel periodo 2008-2011 concorrono le seguenti voci:
- a) immobilizzazioni nette;
 - b) immobilizzazioni immateriali relative al cosiddetto "fondo pensione elettrici";
 - c) capitale circolante netto;
 - d) fondo trattamento fine rapporto (posta rettificativi del CIR), al netto degli oneri finanziari concernenti la rivalutazione del medesimo.
- 17.13 Il valore del CIR relativo alle immobilizzazioni nette per il primo anno del nuovo periodo di regolazione è stato calcolato replicando le operazioni di aggiornamento annuale del CIR già effettuate annualmente nel corso del periodo regolatorio 2004-2007, prevedendo, in sostanza, la rettifica del valore del CIR utilizzato per l'anno 2007, in funzione:
- a) della variazione media annua del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'ISTAT, riferito al periodo II trimestre 2006 – I trimestre 2007, pari al 2,9%;

- b) degli investimenti netti realizzati nel 2006, calcolati tenendo conto degli ammortamenti riconosciuti in tariffa, dei disinvestimenti e della variazione delle immobilizzazioni in corso.

- 17.14 Inoltre, in discontinuità con il metodo di aggiornamento annuale finora utilizzato per il settore elettrico, sono stati portati a riduzione del capitale investito netto riconosciuto i contributi da organismi comunitari e/o enti pubblici e per nuove connessioni con contributo a preventivo (al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali che continua ad essere portata in deduzione alla base per il calcolo dei costi operativi riconosciuti).
- 17.15 Si è inoltre proceduto all'adeguamento del valore del cosiddetto "fondo pensione elettrici"¹¹ e del trattamento fine rapporto (TFR).
- 17.16 In relazione al trattamento di fine rapporto, giova evidenziare la sua natura di posta rettificativa del CIR, in quanto fonte di finanziamento a titolo non oneroso per l'impresa, essendo le quote accantonate oggetto di copertura tariffaria. In tale ottica, rispetto ai valori evidenziati in bilancio, la quota relativa gli oneri finanziari concernenti la rivalutazione¹² del TFR, non rientrando tra i costi del personale coperti tariffariamente, non è stata considerata ai fini della rettifica del CIR.
- 17.17 Il valore *del capitale circolante netto* è stato determinato in via convenzionale con riferimento alle attività di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Per tali attività il capitale circolante netto è stato fissato pari all'1% delle immobilizzazioni nette riconosciute ai fini tariffari.

Ammortamenti

- 17.18 L'Autorità ha aggiornato il valore dell'ammortamento riconosciuto in tariffa per il primo anno del nuovo periodo di regolazione procedendo a:
- a) rivedere l'ammortamento garantito nel corrente periodo di regolazione adeguandone l'importo in relazione agli effetti del *price-cap*, nonché per tener conto del valore delle immobilizzazioni lorde incluse nella base di riferimento del periodo 2004-2007 e che al 31 dicembre 2006 risultavano completamente ammortizzate o dismesse;
 - b) integrare il valore dell'ammortamento per tener conto dei nuovi investimenti realizzati nel periodo 2004-2006, adeguatamente rivalutati.
- 17.19 Per garantire gli effetti derivanti dall'applicazione del meccanismo del *price-cap*, gli ammortamenti relativi a cespiti già compresi nel CIR dell'anno base del precedente periodo di regolazione, il cui valore non è coperto dal fondo di ammortamento economico-tecnico, (calcolato per gli ultimi quattro anni sulla base delle aliquote di ammortamento standard di cui alla relazione tecnica della deliberazione n. 5/04) sono stati:
- a) ridotti percentualmente per tener conto dell' *X-factor* utilizzato nel periodo regolatorio 2004-2007;
 - b) aumentati per tener conto dell'effetto della crescita dei volumi erogati registrati nel periodo regolatorio.
- 17.20 Ai fini della determinazione e dell'aggiornamento della quota di ammortamento riconosciuta sono stati confermati i valori delle durate convenzionali dei cespiti già utilizzati nel periodo di regolazione 2004-2007, con la sola eccezione dei misuratori elettronici in bassa tensione per i quali è stata prevista una vita utile pari a 15 anni, più breve dei 20 anni riconosciuti per gli altri misuratori.

¹¹ Per maggiori dettagli si veda il punto 8.17 della relazione tecnica alla deliberazione n. 5/04.

¹² Tali oneri finanziari costituiscono, con i nuovi criteri di valutazione del bilancio utilizzato dalle maggiori imprese del settore, il costo attuale degli oneri futuri per la liquidazione del trattamento di fine rapporto ai dipendenti

- 17.21 Sempre in relazione al servizio di misura, occorre segnalare che, in una logica di sostegno al processo di rinnovo del parco misuratori in bassa tensione promosso dall’Autorità, al dimensionamento della quota di ammortamento riconosciuta in tariffa ha concorso anche la valorizzazione della dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici in bassa tensione non ancora completamente ammortizzati per poter procedere all’installazione di nuovi misuratori elettronici compatibili con le disposizioni della deliberazione n. 292/06.
- 17.22 In particolare, al valore della quota di ammortamento riconosciuta per i misuratori BT installati al 31 dicembre 2006 è stata sommata una quota aggiuntiva di ammortamento in relazione ai misuratori in bassa tensione dismessi prima della fine della vita utile standard (pari a 20 anni) per essere sostituiti con i nuovi misuratori elettronici.
- 17.23 Infine occorre precisare che, a partire dall’anno 2006, a formare la base di calcolo della quota di ammortamento riconosciuta concorrono anche gli investimenti il cui valore risulti completamente coperto da eventuali contributi in conto capitale ricevuti. Tale impostazione, coerente con quanto già previsto nel settore gas, mira a garantire all’impresa flussi adeguati per la ricostruzione del cespite che risultasse completamente finanziato, in sede di prima costruzione, dai contributi ricevuti.

Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto

- 17.24 Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto è stato fissato con modalità coerenti con quelle adottate nel secondo periodo di regolazione. Il tasso è stato fissato in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e debito) una remunerazione in linea con quella che avrebbero potuto ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio.
- 17.25 Il tasso di rendimento del capitale investito è stato determinato 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 8/10 ed utilizzando la seguente formula per determinare un tasso reale *pre-tax*:

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

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;
 - *rpi* è il tasso di inflazione.
- 17.26 Con riferimento al tasso di rendimento del capitale di rischio è stato utilizzato il modello del *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*, metodo comunemente impiegato nei mercati finanziari per determinare il rendimento richiesto dagli investitori per attività caratterizzate da un determinato livello di rischio.
- 17.27 Il CAPM ipotizza che ad ogni singolo investimento sia associata una parte di rischio che è caratteristica di quella specifica attività e che può essere eliminata attraverso la diversificazione

degli investimenti ed una parte che non può essere eliminata poiché comune all'intero mercato, definito rischio sistematico. Secondo il CAPM il tasso di rendimento richiesto dagli investitori sul capitale di rischio di una attività è tanto più alto quanto maggiore è il rischio sistematico di questa attività.

17.28 La remunerazione del capitale di rischio deve garantire agli investitori un premio per esporsi al rischio sistematico che, essendo correlato con l'andamento del mercato finanziario, non può essere evitato dagli operatori attraverso una opportuna politica di diversificazione di portafoglio. Il rischio non sistematico non giustifica invece un premio di rendimento per gli investitori, in quanto gli stessi possono ridurlo, fino praticamente ad eliminarlo, attraverso la diversificazione di portafoglio.

17.29 Il rendimento atteso dall'investimento in una attività i è determinato dal CAPM come:

$$K_e = RF + \beta_i ERP$$

dove:

- RF è il tasso di rendimento di attività prive di rischio;
- ERP 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.

17.30 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 riconosciuto, si è confermato l'utilizzo della media di 12 mesi (1 dicembre 2006 – 30 novembre 2007) dei rendimenti lordi del *BTP decennale benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia. Il tasso delle attività prive di rischio è pertanto stato fissato pari al 4,45%.

17.31 I livelli dei parametri β utilizzati, 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.

17.32 Alcuni operatori nel corso dei *focus group* preliminari alla consultazione avevano chiesto all'Autorità di alzare il valore del ERP , cioè del rischio di mercato, rispetto al 4% riconosciuto nel precedente periodo di regolazione. Di contro l'Autorità fin dal primo documento per la consultazione ha evidenziato di non intravedere ragioni per fissare tale parametro ad un livello superiore. Tale richiesta si basava, infatti, esclusivamente sulla variazione dell'orizzonte temporale di riferimento ai fini del calcolo dei valori di rischio di mercato registratisi nei decenni precedenti, senza che gli operatori avessero apportato alcun elemento di analisi decisivo circa i possibili scenari futuri di mercato. Pertanto, anche in un'ottica di continuità regolatoria, l'Autorità ha ritenuto di poter confermare il valore fissato per il precedente periodo regolatorio.

17.33 Rispetto al precedente periodo regolatorio 2004-2007, il valore del $\beta levered$ ¹³ con riferimento al servizio di:

- a) distribuzione è stato confermato pari a 0,60;
- b) trasmissione è stato incrementato e fissato pari a 0,575, anche in considerazione delle modifiche della normativa in materia di tutela dei clienti finali relativamente a interruzioni del servizio prolungate ed estese, introdotte con la deliberazione 12 luglio 2007, n. 172/07 (di seguito deliberazione n. 172/07);
- c) misura è stato ridotto, fissato pari a 0,67, in ragione del minor livello di incertezza proprio dell'attività che continua ad essere operata, almeno con riferimento alle

¹³ Il $\beta levered$ è l'indicatore del rischio sistematico che tiene conto del livello di indebitamento della società.

responsabilità di installazione e manutenzione dei misuratori, in assetto monopolistico, alla riduzione della vita utile standard dei misuratori, che garantisce di fatto un ritorno più rapido sull'investimento effettuato, ed al riconoscimento delle quote di ammortamento residue dei misuratori in bassa tensione elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici prima del completamento della relativa vita utile standard.

- 17.34 Alla luce degli importanti cambiamenti registratisi negli ultimi mesi sullo scenario finanziario internazionale e tenuto conto di recenti emissioni di titoli da parte di Enel e Terna, si è provveduto, rispetto al precedente periodo regolatorio, ad un aumento prudenziale dello *spread* riconosciuto sul costo del debito rispetto alle attività prive di rischio passando da 41 a 45 punti base.
- 17.35 Ai fini della ponderazione tra costo del capitale proprio e costo del capitale di debito, sulla base di una valutazione complessiva che tiene conto, da un lato dell'evoluzione attesa del rapporto *D/E* dei principali operatori italiani (con *E* valutata sia in funzione dei dati di bilancio, sia secondo la logica dell'*EquityRAB*), dall'altro delle politiche di indebitamento di alcuni dei principali operatori di infrastrutture di rete europei (ed in particolare: Red Electrica, National Grid e Snam Rete Gas), è stato fissato un rapporto pari a 8/10, in lieve aumento rispetto al precedente periodo di regolazione.
- 17.36 L'Autorità, anche alla luce delle osservazioni ricevute, non ha attivato meccanismi automatici di riduzione della remunerazione riconosciuta in presenza di rilevanti incrementi del rapporto *D/E* in corso di periodo, come invece ipotizzato in sede di prima consultazione, ma ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di monitoraggio del livello di indebitamento degli esercenti i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nell'ambito del quale ha dato mandato al Direttore responsabile della Direzione tariffe di procedere allo svolgimento delle attività conoscitive e delle istruttorie necessarie.
- 17.37 Con riferimento ai restanti parametri rilevanti ai fini del calcolo del tasso di remunerazione riconosciuto, sono stati confermati, anche per il periodo 2008-2011, i valori utilizzati per il periodo 2004-2007 relativamente all'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari (*tc*), pari al 33%, all'aliquota teorica di incidenza delle imposte (*T*), pari al 40%. Peraltro occorre sottolineare che la legge 24 dicembre 2007, n. 244 (legge finanziaria 2008) ha apportato alcune modifiche in materia di reddito di impresa, sia in termini di aliquote nominali di imposta, sia di determinazione della base imponibile, in particolare con riferimento alla deducibilità di interessi passivi ed ammortamenti anticipati. Proprio la difficoltà di stimare in tempi molto ristretti gli effetti finanziari reali che tale rimodulazione dei detti criteri di deducibilità può avere per le imprese del settore, ha fatto propendere per la riconferma dei parametri già utilizzati nel periodo 2004-2007 anche di fronte ad una sostanziale riduzione delle aliquote nominali di imposta. Infatti l'effetto della riduzione delle aliquote nominali di IRAP e IRES si ritiene sarà almeno in parte compensato dalla riduzione del beneficio economico dello scudo fiscale e dai possibili effetti finanziari dei nuovi criteri di deducibilità.
- 17.38 Infine, alla luce delle indicazioni programmatiche e di quadro congiunturale desumibili dal Dpef 2008-2011, l'Autorità ha fissato il livello dell'inflazione, pari all'1,7%.
- 17.39 La tabella seguente riporta, per ciascuna attività (trasmissione, distribuzione, commercializzazione della distribuzione e misura) gli scenari di riferimento per la fissazione del costo medio ponderato per la remunerazione del capitale investito.

Parametri per la determinazione del tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto

| Parametro | Descrizione | Servizio/Attività | | |
|-----------------------------------|--|-------------------|---------------|------------|
| | | Trasmissione | Distribuzione | Misura |
| <i>RF</i> | Tasso nominale delle attività prive di rischio (%) | 4,45 | | |
| <i>β levered</i> | Rischio sistematico attività | 0,575 | 0,600 | 0,670 |
| <i>ERP</i> | Premio di mercato (%) | 4 | | |
| <i>Kd</i> (nominale) | Rendimento cap debito (%) | 4,90 | | |
| <i>T</i> | Aliquota fiscale (%) | 40 | | |
| <i>Tc</i> | Scudo fiscale (%) | 33 | | |
| <i>Rpi</i> | Inflazione tendenziale media (%) | 1,7 | | |
| WACC | Costo medio ponderato del capitale (%) | 6,9 | 7,0 | 7,2 |

Monitoraggio del livello di indebitamento

17.40 Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica, prevede l'avvio di un procedimento volto a monitorare il livello di indebitamento degli esercenti. Tale avvio di procedimento si inquadra nel più generale obiettivo di disincentivare comportamenti speculativi che possano mettere a rischio la stabilità finanziaria degli esercenti, riservandosi di intervenire nei casi in cui l'assetto finanziario presenti particolari criticità.

Specificità nella determinazione del costo riconosciuto: il capitale investito riconosciuto per investimenti relativi al Piano di difesa

17.41 Con riferimento al capitale investito netto rilevante per il calcolo del costo riconosciuto per il servizio di trasmissione, in una prospettiva di continuità con i criteri adottati nel secondo periodo di regolazione e per ragioni di rilevanza strategica, il provvedimento oggetto della presente relazione ha disposto l'inclusione nella base di capitale dei dati di pre-consuntivo 2007 e delle stime 2008 (entrambi i valori comunicati da Terna) relativamente agli investimenti previsti dal Piano di difesa di cui all'articolo 1 *quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03.

17.42 I relativi costi riconosciuti sono identificati separatamente quale quota parte del corrispettivo tariffario CTR¹⁴.

17.43 Trattandosi di dati previsionali, onde evitare comportamenti opportunistici da parte dell'esercente il servizio, il provvedimento oggetto della presente relazione prevede che l'inclusione nel capitale investito riconosciuto per gli anni successivi al 2008 di nuovo capitale "stimato" relativo al Piano di difesa, sia subordinata all'entrata in esercizio degli investimenti netti inclusi nella base di capitale rilevante dell'anno precedente.

¹⁴ Vedi anche successivo capitolo 22.

Specificità nella determinazione del costo riconosciuto: le attività commerciali della distribuzione

- 17.44 Sul piano metodologico generale il costo riconosciuto a copertura dei costi relativi alle attività commerciali della distribuzione è stato determinato in coerenza con i criteri descritti nel presente capitolo 17. In relazione al livello del tasso di remunerazione del CIR per le attività commerciali della distribuzione, in coerenza con quanto previsto nel secondo periodo di regolazione, questo è fissato in linea con la remunerazione del CIR in infrastrutture di rete della distribuzione dell'energia elettrica.
- 17.45 L'aspetto più critico nella definizione del costo riconosciuto per la commercializzazione del servizio relativamente alle imprese di distribuzione è connesso alla definizione del perimetro delle attività. Tali attività fino all'anno 2007 venivano svolte dalle imprese distributrici congiuntamente alle attività di natura commerciali connesse al servizio di vendita dell'energia elettrica. A partire dall'anno 2008, secondo le disposizioni del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni in legge 3 agosto 2007, n. 125 (di seguito: decreto-legge n. 73/07), le imprese distributrici di maggiori dimensioni sono tenute a costituire una società separata per la vendita ai clienti in maggior tutela¹⁵.
- 17.46 L'Autorità ha conseguentemente adeguato il proprio schema di regolazione distinguendo, ai fini della definizione dei corrispettivi a copertura dei costi di commercializzazione, due distinti regimi: un regime per le imprese distributrici che hanno costituito una società separata per la vendita ai clienti in maggior tutela e un regime per le imprese distributrici che continuano a erogare, in modo integrato, anche il servizio di maggior tutela.
- 17.47 Per le imprese soggette agli obblighi di separazione del servizio di vendita in maggior tutela, le disposizioni del decreto-legge n. 73/07 producono una profonda modificazione del perimetro delle attività afferenti la commercializzazione del servizio delle imprese di distribuzione.
- 17.48 Tali modifiche riguardano principalmente il segmento della clientela di bassa tensione. Con riferimento a tale clientela, anche per effetto di quanto previsto dalle disposizioni contenute nel comma 60.3 del TIQE¹⁶, una sostanziosa porzione delle attività commerciali che precedentemente facevano capo all'impresa distributtrice sono ora di competenza delle imprese che svolgono il servizio di vendita. Per i punti di prelievo alimentati in bassa tensione le attività che rimangono in capo all'impresa di distribuzione sono riconducibili al seguente perimetro:
- a) gestione contratti di trasporto;
 - b) gestione richieste di spostamenti impianti, connessioni e modifiche delle connessioni;
 - c) servizi di informazione a venditori e produttori;
 - d) gestione anagrafiche punti di prelievo;
 - e) fatturazione del servizio di trasporto;
 - f) predisposizione anagrafiche tariffarie;
 - g) incasso crediti verso venditori;
 - h) gestione adempimenti vari (adempimenti verso Cassa conguaglio per il settore elettrico, ecc).

¹⁵ L'articolo 1 del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, prevede che, a decorrere dall'1 luglio 2007, l'attività di distribuzione di energia elettrica per le imprese le cui reti alimentano almeno 100.000 clienti finali è svolta in regime di separazione societaria rispetto all'attività di vendita. Tali imprese di distribuzione, che svolgano alla data del 30 giugno 2007 l'attività di vendita di energia elettrica in forma integrata, costituiscono entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, una o più società per azioni alle quali trasferiscono i beni e i rapporti, le attività e le passività relativi all'attività di vendita.

¹⁶ TIQE è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07 e s.m.i., recante il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011.

- 17.49 Per i punti di prelievo alimentati a livelli di tensione superiore a 1 kV il perimetro delle attività commerciali tende invece sostanzialmente a coincidere con quello passato, non essendo escluso dalle disposizioni vigenti un rapporto diretto dell'impresa di distribuzione con il cliente finale.
- 17.50 Oltre a tali modifiche del perimetro, sul livello dei costi di produzione del servizio potranno incidere anche gli effetti derivanti dagli obblighi di tipo informativo posti in capo alle imprese di distribuzione con la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 157/07 e le scelte dei clienti finali che potrebbero cambiare venditore con una certa frequenza.
- 17.51 Rispetto a questa situazione, nel processo di formazione del provvedimento sono emerse forti difficoltà a ricavare informazioni, anche extracontabili, tali da poter ricostruire con sufficiente dettaglio e, soprattutto, con sufficiente affidabilità le diverse voci di costo afferenti i rispettivi perimetri di attività.
- 17.52 In sintesi sono emerse due principali aree di incertezza:
- la prima legata all'entità dei maggiori costi che dovranno essere coperti in una situazione in cui le attuali economie di "scopo" non potranno essere più sfruttate;
 - la seconda legata alla limitata correlazione tra i costi riscontrabili contabilmente nel 2006 e quelli che emergeranno a regime.
- 17.53 Di fronte a tale situazione di incertezza, con il provvedimento oggetto della presente relazione è stata definita una soluzione che si ritiene consenta, nei limiti del possibile, di coniugare le esigenze di promozione della concorrenza, con quelle di tutela dei consumatori, nel rispetto del vincolo di garanzia dell'equilibrio economico-finanziario delle imprese esercenti. Tale soluzione va intesa come transitoria, in attesa che si consolidi una situazione di stabilità negli assetti di mercato.
- 17.54 Tale soluzione prevede la fissazione del costo riconosciuto per l'anno 2008 sulla base delle migliori informazioni disponibili, basate sui costi di commercializzazione riportati nei conti annuali separati dalle imprese di distribuzione con riferimento all'anno 2006, opportunamente corretti per tener conto della perdita di sinergie e valutando l'impatto dello scorporo delle attività relative alla commercializzazione del servizio di maggior tutela, coerentemente con le scelte operate parallelamente nello svolgimento del procedimento per la determinazioni del costo riconosciuto relativo alle attività commerciali del servizio di vendita al dettaglio, tenendo conto delle evidenze dei dati di pre-consuntivo disponibili per l'anno 2007.
- 17.55 Al fine di garantire l'equilibrio economico-finanziario delle imprese in questa fase di transizione, il costo riconosciuto sarà rivisto *ex post* in ciascun anno del periodo di regolazione, sulla base dei dati di consuntivo rilevati dalle imprese di distribuzione, secondo le modalità indicate nel paragrafo 27.19 e successivi.
- 17.56 Le suddette considerazioni svolte in relazione alla perdita delle efficienze di scopo derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui al decreto-legge n. 73/07 non possono essere applicate alle imprese di distribuzione di piccola dimensione che non decidono di costituire una separata società destinata allo svolgimento del servizio di maggior tutela.
- 17.57 Con riferimento a tali imprese l'Autorità ha definito il costo riconosciuto in coerenza con le metodologie descritte nel presente capitolo 17, senza procedere alla valutazione delle perdite di sinergia nella gestione commerciali conseguenti allo scorporo delle attività relative al servizio di maggior tutela.

Quantificazione dei costi riconosciuti per l'anno 2008

- 17.58 Con l'applicazione dei parametri e delle metodologie sopra descritte è stato determinato il costo riconosciuto (al netto dei contributi di allacciamento e dei diritti fissi e dello sconto ai dipendenti)

nell'anno base del terzo periodo regolatorio (2008) per ciascuno dei servizi oggetto di regolazione tariffaria.

- 17.59 Per il servizio di trasmissione i costi complessivamente riconosciuti a livello di settore, per l'anno 2008 ammontano a circa 1,05 miliardi di euro, (di cui circa 25 milioni di euro a copertura della remunerazione del capitale e degli ammortamenti relativi al Programma di miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico nazionale - Piano di Sicurezza -, come approvato dal Ministero delle attività produttive ai sensi dell'art. 1 *quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03), con una riduzione rispetto al 2007 di circa l'1%.
- 17.60 Per il servizio di distribuzione, esclusi i costi di commercializzazione del servizio stesso, i costi complessivamente riconosciuti a livello di settore per l'anno 2008 ammontano a circa 4.585 milioni di euro, con una riduzione rispetto al 2007 di circa il 4%.
- 17.61 Per il servizio di misura i costi complessivamente riconosciuti a livello di settore (inclusi i costi riconosciuti a Terna per l'erogazione del servizio di misura nei casi in cui il Testo integrato tariffe lo affida a Terna stessa) per l'anno 2008 ammontano a circa 0,81 miliardi di euro con una riduzione rispetto al 2007 di poco inferiore all'1,5%.
- 17.62 I costi riconosciuti per l'anno 2008 per la commercializzazione del servizio di distribuzione ammontano nel complesso, sempre a livello di settore, a circa 270 milioni di euro, con una riduzione rispetto al 2007 di poco inferiore al 65%. Tale riduzione, peraltro, va letta in maniera complementare alla revisione dei costi riconosciuti per le attività commerciali del servizio di vendita di maggior tutela, oggetto della delibera dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 349/07.

18 Fissazione dei parametri tariffari iniziali

Tipologie contrattuali rilevanti per la fissazione dei parametri tariffari iniziali

- 18.1 Nell'ambito delle due consultazioni che hanno preceduto il provvedimento oggetto della presente relazione, l'Autorità ha ritenuto opportuno effettuare ulteriori approfondimenti in relazione alla necessità di introdurre una nuova tipologia contrattuale al fine di consentire la differenziazione delle modalità di attribuzione dei costi delle infrastrutture di rete e di attribuzione delle perdite di rete alle utenze direttamente connesse all'RTN, in particolare nel caso di livelli di connessione superiori a 220 kV.
- 18.2 In sede di consultazione si è ipotizzato di modificare l'impostazione tariffaria precedente, prevedendo che a tali utenze, a partire dall'1 gennaio 2008, non venissero più addebitate le componenti della tariffa di distribuzione a copertura dei costi di rete in alta tensione ma esclusivamente quelle relative alla gestione commerciale del contratto di trasporto.
- 18.3 In vista del provvedimento finale sono stati effettuati specifici approfondimenti su questo punto, volti soprattutto a verificare, sul piano tecnico, la bontà dell'assunzione di partenza, secondo cui i punti di prelievo connessi in altissima tensione non utilizzerebbero le porzioni di reti di distribuzione in alta tensione. Tale presupposto costituisce il fondamento dell'ipotesi di revisione dei meccanismi di allocazione dei costi adottati nei primi due periodi di regolazione. In questa prospettiva sono state esaminate separatamente le situazioni relative alle reti elettriche in alta tensione comprese nell'ambito della rete di trasmissione nazionale e quella delle reti in alta tensione che invece sono rimaste nell'ambito del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.
- 18.4 Dagli approfondimenti svolti è emerso che anche le reti in alta tensione appartenenti al perimetro della distribuzione, in considerazione del fatto che tali reti sono magliate e in più punti interconnesse con la rete di trasmissione nazionale, concorrono, in condizioni di mutualità con la rete di trasmissione nazionale, alla garanzia e alla sicurezza della fornitura anche dei punti di

prelievo direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale. Sia in condizioni di emergenza (quali il venir meno di impianti di produzione connessi a 380 kV) che per esigenze di regolazione, le reti di alta tensione della distribuzione, grazie alla loro magliatura, risultano essenziali per garantire la continuità del servizio anche ai clienti connessi in altissima tensione (a conferma di tale circostanza, si segnalano le recenti notizie di stampa circa l'interesse di Terna ad acquisire le reti in alta tensione di Enel Distribuzione). In altri termini, anche gli utenti connessi alla rete di trasmissione nazionale, usufruiscono della rete di alta tensione di distribuzione e, dunque, è corretto che contribuiscano a coprirne i costi.

- 18.5 Il medesimo approfondimento istruttorio, peraltro, ha evidenziato la peculiarità dei clienti connessi a 380 kV, non adeguatamente intercettata dalla struttura tariffaria vigente nel secondo periodo regolatorio, ossia quella legata al livello di perdite di rete da attribuire a tali clienti. In ragione di quanto sopra, con il terzo periodo di regolazione è stata creata una nuova tipologia di utenza, contrassegnata dalla lettera g), in cui l'Autorità ha fatto confluire solo le "utenze in altissima tensione, superiore a 220 kV". A tale tipologia è stato dunque associato in sede di fissazione dei parametri tariffari espressi in centesimi di euro/kWh per i servizi di trasmissione e distribuzione, un più basso livello di perdite di rete rispetto alla tipologia che ricomprende le restanti utenze in alta e altissima tensione (ossia quelle fino a 220 kV).

Fissazione dei livelli iniziali dei parametri iniziali per il servizio di trasmissione e di distribuzione (esclusa la commercializzazione)

- 18.6 Fermo restando quanto sopra precisato, in linea con quanto proposto in sede di consultazione, i valori delle componenti delle tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione (salvo quanto precisato di seguito per la commercializzazione) per l'anno 2008 sono state fissati applicando a quelli in vigore al 31 dicembre 2007 coefficienti di correzione per tener conto delle variazioni dei costi riconosciuti per il singolo servizio. Tali coefficienti sono pari al rapporto tra il costo riconosciuto per ciascuno dei servizi oggetto di regolazione tariffaria per l'anno 2008 (calcolato secondo le modalità sopra descritte) e il ricavo ammesso per l'anno 2007. A tale approccio hanno fatto eccezione le componenti tariffarie per il servizio di misura, in relazione al quale si rimanda a quanto di seguito precisato.
- 18.7 Il criterio utilizzato per trasmissione e distribuzione ha quindi permesso di mantenere sostanzialmente invariato, rispetto al periodo precedente, il grado di contribuzione delle singole tipologie di contratto alla copertura dei costi riconosciuti relativi ai singoli servizi ed alle singole fasi in cui si articolano.

Fissazione dei livelli iniziali dei parametri tariffari del servizio di distribuzione relativamente alla commercializzazione

- 18.8 I livelli dei parametri delle tariffe di riferimento a copertura dei costi di commercializzazione sono stati fissati sulla base del costo riconosciuto per le imprese di distribuzione che svolgono il servizio di maggior tutela in assetto di separazione societaria, coerentemente con le disposizioni del decreto-legge n. 73/07.
- 18.9 Per quanto riguarda l'attribuzione dei costi riconosciuti alle differenti tipologie di contratto, si è mantenuto sostanzialmente in linea con il periodo di regolazione precedente il livello degli oneri posti in capo alle tipologie di contratto alimentate in media, alta e altissima tensione.
- 18.10 L'onere residuo, tenuto conto dei ricavi rinvenienti dall'applicazione dei contributi in quota fissa previsti dalla regolazione delle connessioni e delle altre prestazioni, è stato ripartito tra le tipologie di contratto con alimentazione in bassa tensione, coerentemente con i coefficienti di ripartizione già in uso nel corso del secondo periodo di regolazione.

Fissazione dei livelli iniziali dei parametri tariffari relativi al servizio di misura

18.11 In linea con le risultanze del processo di consultazione, il provvedimento oggetto della presente relazione AIR ha previsto una revisione dell'allocazione dei costi del servizio di misura alle tipologie di contratto, con la conseguente ricaduta sui livelli iniziali dei parametri tariffari.

18.12 In particolare, si è provveduto:

- a) all'allocazione diretta dei costi di capitale e ammortamento, ivi inclusi i costi di capitale connessi con i sistemi di telegestione, in maniera differenziata per livello di tensione;
- b) all'allocazione dei costi con criteri in uso nel secondo periodo di regolazione, che facevano riferimento al numero di punti di prelievo e alla potenza, limitatamente ai costi non oggetto di allocazione diretta, tenendo comunque conto dei differenti obblighi vigenti in termini di frequenza di lettura obbligatoria;
- c) a dare separata evidenza ai costi riconosciuti a copertura di:
 - installazione e manutenzione,
 - rilevazione del dato di misura;
 - validazione/registrazione dei dati.

19 Aggiornamento annuale dei parametri

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

19.1 Per gli anni successivi al 2008 l'Autorità provvederà ad adeguare la quota parte del corrispettivo a copertura della remunerazione del CIR tenendo conto:

- a) degli investimenti netti (ossia al netto degli ammortamenti riconosciuti a livello tariffario e delle eventuali dismissioni, effettuate a qualsiasi titolo, di capitale non completamente ammortizzato) a bilancio nell'esercizio n a partire dall'anno $n+2$ e dell'eventuale maggior remunerazione ad essi collegata (si veda in merito il successivo capitolo 20);
- b) dei contributi in conto capitale ottenuti relativamente a detti investimenti coerentemente con quanto indicato al paragrafo 17.13 lettera b);
- c) della variazione annua del deflatore degli investimenti fissi lordi;
- d) della variazione dei volumi del servizio erogato.

19.2 Alle imprese verrà richiesto di dichiarare e certificare, in relazione agli investimenti a bilancio di cui alla lettera a) del precedente paragrafo, l'eventuale quota di oneri finanziari capitalizzati. Tale quota, in coerenza con le indicazioni delineate in sede di consultazione, non verrà riconosciuta ai fini dell'aggiornamento del CIR.

Aggiornamento annuale della quota parte dei parametri tariffari a copertura degli ammortamenti

19.3 A differenza del secondo periodo di regolazione 2004-2007, in cui l'*X-factor* era applicato sia ai costi operativi sia agli ammortamenti, per gli anni successivi al 2008 e fino al 2011, l'Autorità provvederà ad aggiornare annualmente le tariffe ed i parametri tariffari per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura applicando il meccanismo del *price-cap* esclusivamente alla quota parte destinata a remunerare i costi operativi.

19.4 Per gli anni successivi al 2008 l'Autorità provvederà ad adeguare la quota parte del corrispettivo a copertura degli ammortamenti riconosciuti tenendo conto:

- a) della riduzione del capitale investito lordo per effetto di disinvestimenti (incluse alienazioni e dismissioni effettuate a qualsiasi titolo) e completamento della vita utile standard dei cespiti;

- b) del valore in termini di capitale investito lordo dei nuovi investimenti, ivi inclusi gli investimenti per i quali siano stati erogati contributi in conto capitale (anche nel caso in cui il contributo erogato sia pari al valore lordo dell'immobilizzazione);
- c) della variazione annua del deflatore degli investimenti fissi lordi;
- d) della variazione dei volumi del servizio erogato.

19.5 L'impostazione sopra descritta, facendo venir meno qualsiasi meccanismo di incentivazione all'efficientamento del capitale investito, richiederà l'attivazione, già nel corso del terzo periodo di regolazione, di una più stringente procedura di verifica dei criteri di capitalizzazione e, a tendere, l'attivazione di modalità di riconoscimento degli investimenti a costi standard.

Aggiornamento annuale della quota parte dei parametri tariffari a copertura dei costi operativi

19.6 Come detto, con riferimento alla quota parte dei parametri tariffari a copertura dei costi operativi, nel corso del periodo regolatorio l'Autorità provvederà ad effettuare un aggiornamento annuale secondo il meccanismo del *price-cap*, nel rispetto di quanto disposto dall'articolo 2, commi 18 e 19 della legge n. 481/95

19.7 Il livello di recupero programmato di produttività (*X-factor*) per il periodo di regolazione 2008-2011 è stato fissato con l'obiettivo di completare il trasferimento ai consumatori dei recuperi di efficienza già conseguiti dalle imprese nel secondo periodo regolatorio (eccedenti l'obiettivo fissato dall'Autorità) e a queste lasciati al 50% in ragione del meccanismo di ripartizione descritto nel paragrafo 17.3 e seguenti.

19.8 Per la trasmissione e la distribuzione, l'arco temporale nel quale completare il trasferimento dei citati recuperi di efficienza, è stato fissato in 8 anni. Per la misura, invece, è stato fissato un orizzonte temporale di 6 anni in considerazione sia dei forti recuperi di efficienza realizzabili con l'installazione di massa alle utenze in bassa tensione del contatore elettronico, sia del riconoscimento a favore delle imprese dei costi a copertura dell'ammortamento dei misuratori dismessi, come meglio precisato al paragrafo 19.19.

19.9 Occorre qui precisare che, ai fini del calcolo dei maggiori recuperi di produttività già realizzati, rilevanti per la fissazione dell'*X-factor*, il costo operativo effettivo, COE_{06} , di cui al comma 17.5 è stato valutato sulla base dei valori riportati nei conti annuali separati ai sensi della deliberazione n. 310/01 per il 2006, al netto delle seguenti voci conteggiate invece all'atto della determinazione del COR_{08} :

- a) maggiori efficienze ex deliberazione 10 aprile 2006, n. 73/06 (per il servizio di trasmissione);
- b) oneri per il fondo eventi eccezionali ex deliberazione n. 172/07 (per il servizio di distribuzione tale onere è stato stimato in circa 13 milioni di euro/anno, anche tenendo conto dell'attesa di riduzione in corso di periodo regolatorio delle interruzioni con preavviso e senza preavviso con durata prolungata oltre gli standard relativi al tempo massimo di ripristino dell'alimentazione);
- c) rettifica connessa alla diversa modalità di trattamento dei contributi di allacciamento a preventivo, che nel precedente periodo regolatorio erano portati a riduzione del costo operativo (e contabilmente davano luogo a risconti in quote annuali) mentre con il provvedimento oggetto della presente relazione risultano portati a rettifica del valore del capitale investito netto (tale rettifica, per l'attività di distribuzione, corrisponde a un maggior costo operativo riconosciuto pari a circa 4 milioni di euro).

19.10 Si segnala, inoltre, che per il calcolo dei maggiori recuperi di produttività, il COE_{06} è stato valutato al netto dello sconto energia ai dipendenti, di cui ai successivi commi da 29.1 a 29.5 (pari a circa 2 milioni di euro per la trasmissione e circa 40 milioni di euro per la distribuzione), il

cui onere è stato posto in carico al Conto UC₃, nonché al netto degli effetti della mancata detrazione dai costi operativi dei contributi di allacciamento a preventivo, di cui al comma 17.14.

19.11 Il sistema di fissazione dell'*X-factor* appena descritto, si ritiene:

- a) tuteli gli interessi dei clienti finali, fissando un percorso certo di trasferimento in tariffa delle efficienze indotte dalla regolazione;
- b) garantisca le imprese dai rischi legati alla difficoltà di stimare correttamente i margini residui per ulteriori recuperi di efficienza (che comunque, dopo otto anni di regolazione, si ritiene siano ormai, in media, relativamente ridotti);
- c) potenzi l'incentivo per le imprese a procedere ad ulteriori efficientamenti che, nel corso del terzo periodo di regolazione, risulterebbero lasciati integralmente alle medesime imprese.

19.12 Tale criterio, peraltro, è pienamente in linea anche con l'obiettivo di stabilità regolatoria, consentendo di conoscere già nel 2008 il livello di *X-factor* non solo per il corrente periodo regolatorio ma anche il livello minimo (a cui potrebbe aggiungersi l'effetto del trasferimento di possibili efficienze ulteriori realizzate dalle imprese nel periodo fino al 2010 o, se differente, fino all'anno di riferimento per successivo periodo regolatorio) che verrà adottato nel quarto periodo di regolazione (ovvero nei primi due anni di detto periodo, nel caso del servizio di misura).

Aspetti specifici relativi al servizio di trasmissione

19.13 Per quanto riguarda il servizio di trasmissione l'incidenza delle singole quote parte delle componenti tariffarie è la seguente:

- la quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi del servizio di trasmissione, relativa ai costi operativi è pari al 32,3%;
- la quota parte a copertura degli ammortamenti è pari a 24,5%;
- la quota parte a remunerazione del capitale investito è pari a 40,9%;
- la parte a copertura degli oneri relativi al Piano di difesa, di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03, è pari al 2,3%.

19.14 Per il servizio di trasmissione il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi (*X-factor*) è pari al 2,3%.

Aspetti specifici relativi al servizio di distribuzione

19.15 Per quanto riguarda il servizio di distribuzione (esclusi i costi commerciali) l'incidenza delle singole quote parte delle componenti tariffarie (considerando che ai fini regolatori parte dei costi operativi è coperta tramite i contributi di connessione a *forfait*) è la seguente:

- la quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi è pari al 37,3%;
- la quota parte a copertura degli ammortamenti è pari a 25,2%;
- la quota parte a remunerazione del capitale investito è pari a 37,5%;

19.16 Per il servizio di distribuzione il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi (*X-factor*) è pari all'1,9%, applicabile anche per l'aggiornamento annuale dei contributi a *forfait* per il servizio di connessione (cfr. par. 32.42 e succ.).

Aspetti specifici relativi al servizio di misura

19.17 Per quanto riguarda il servizio di misura l'incidenza delle singole quote parte delle componenti tariffarie è la seguente:

- la quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi è pari al 32,2% ;
- la quota parte a copertura degli ammortamenti è pari a 39,5%;
- la quota parte a remunerazione del capitale investito è pari a 28,3%.

19.18 Per il servizio di misura il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi è pari al 5,0%.

19.19 In relazione all'aggiornamento della quota a copertura degli ammortamenti, in coerenza con quanto previsto in sede di fissazione del livello iniziale del costo riconosciuto (si veda in merito il paragrafo 17.21), il provvedimento dispone la non esclusione dalla base di ammortamento riconosciuta della parte relativa a dismissioni anticipate (ossia prima del completamento della vita utile regolatoria) di misuratori elettromeccanici in bassa tensione ai fini del rispetto degli obblighi di installazione di nuovi misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06, .

Aspetti specifici relativi all'aggiornamento dei parametri tariffari a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione

19.20 I parametri delle tariffe di riferimento a copertura dei costi di commercializzazione nel corso del periodo saranno aggiornati coerentemente con le modalità previste per l'aggiornamento dei parametri a copertura dei costi delle infrastrutture di rete relative al servizio di distribuzione.

19.21 In aggiunta, nel corso del periodo di regolazione, in relazione all'esigenza di adeguare il livello dei costi riconosciuti alle mutate condizioni di svolgimento del servizio richiamate nel precedente paragrafo 17.45 e seguenti, è stata introdotta una specifica quota correttiva che troverà applicazione a partire dall'anno 2010.

19.22 La quota correttiva degli elementi $\rho_1(cot)$, $\rho_3(cot)$ della tariffa di riferimento TV1 e dell'elemento $\sigma_1(cot)$ della tariffa D1 è determinata con l'obiettivo di compensare lo squilibrio ΔCOT , come sotto determinato, tenendo conto della variazione attesa dei volumi del servizio erogato. Detto squilibrio, rilevato a consuntivo relativamente all'anno $t-2$ secondo la formula di seguito riportata, è corretto in relazione ai tassi di variazione dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, come rilevato dall'Istat e del tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti.

$$\Delta COT_{t-2} = \sum_m \left(CE_{m,t-2}^{COT} - RAP_{m,t-2}^{COT,AT/MT} - RAP_{m,t-2}^{COT,BT} \right)$$

dove:

- m indica l'impresa distributrice che ha costituito separata società di vendita per l'erogazione del servizio di maggior tutela;
- $CE_{m,t-2}^{COT}$ è il livello dei costi effettivi ammissibili per l'attività di commercializzazione del servizio di distribuzione, di competenza dell'anno $t-2$, rilevati contabilmente a consuntivo, come desumibili dai conti annuali separati redatti in applicazione delle disposizioni della deliberazione n. 11/07, relativamente al comparto di cui al comma 6.4, lettera f); in relazione all'ammissibilità dei costi, l'Autorità opera in coerenza con i criteri utilizzati per la fissazione dei costi riconosciuti per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo regolatorio 2008-2011;

- $RAP_{m,t-2}^{COT,AT/MT}$ è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale connessa in altissima, alta e media tensione, di competenza dell'anno $t-2$, derivante dall'applicazione degli elementi $\rho_1(cot)$, $\rho_3(cot)$ della tariffa di riferimento TV1 a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione e dall'applicazione dei contributi in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi di cui alla tabella 2 del Testo integrato connessioni, per ciascuna impresa distributrice m ;
- $RAP_{m,t-2}^{COT,BT}$ è la somma dei ricavi ammessi, per ciascuna tipologia contrattuale connessa in bassa tensione, di competenza dell'anno $t-2$, derivante dall'applicazione degli elementi $\rho_1(cot)$, $\rho_3(cot)$ e $\sigma_1(cot)$ delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione e dall'applicazione dei contributi in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi di cui alla tabella 2 del Testo integrato connessioni, per ciascuna impresa distributrice m .

20 Incentivazione degli investimenti e trattamento dei “costi ambientali” capitalizzati

Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di trasmissione

- 20.1 Nell'ambito delle consultazioni che hanno preceduto il provvedimento oggetto della presente relazione, l'Autorità ha proposto di modificare il meccanismo di incentivazione degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, adottato nel periodo di regolazione 2004-2007, prevedendo modalità di incentivazione differenziate in funzione dei benefici derivanti al sistema dal singolo investimento.
- 20.2 In particolare, per valutare il beneficio associato a ogni singolo intervento di sviluppo, l'Autorità ha proposto l'introduzione di un apposito indice di efficacia, pari al rapporto tra il valore atteso dei benefici apportati complessivamente al sistema elettrico e i costi degli investimenti necessari alla realizzazione dell'opera.
- 20.3 Nel corso del processo di consultazione, tuttavia, è emersa una diffusa perplessità in merito alla possibilità di implementare, in tempi compatibili con l'inizio del nuovo periodo di regolazione, un indice di efficacia in grado di valorizzare i benefici derivanti dai nuovi investimenti.
- 20.4 L'Autorità ha conseguentemente proposto di rinviare l'applicazione dell'indice di efficacia, prevedendo tuttavia di definire i criteri alla base del calcolo dell'indice nel corso del periodo di regolazione 2008-2011. A tal fine, con il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica, l'Autorità, ha avviato un procedimento per l'individuazione di indicatori di efficacia degli investimenti ai fini dell'incentivazione del potenziamento delle infrastrutture di trasmissione (e distribuzione) dell'energia elettrica.
- 20.5 Nelle more dell'introduzione dell'indice di efficacia (prevista già nel corso del terzo periodo di regolazione), per superare da subito il regime di extra-remunerazione indifferenziata dei nuovi investimenti, l'Autorità, ha attivato uno schema di incentivi differenziati sulla base della tipologia di investimento, in analogia con quanto previsto per il settore del trasporto gas. A ciascuna tipologia di investimento, è stato associato uno specifico livello di extra remunerazione e di durata dell'incentivo.
- 20.6 Le modalità di riconoscimento degli incentivi ai nuovi investimenti sono previste dall'articolo 19 del Testo integrato tariffe. In particolare, è previsto che il tasso di remunerazione complessivo

associato al singolo investimento incentivato derivi dalla somma del tasso di remunerazione base, di cui al comma 19.2 del Testo integrato tariffe, pari al 6,9% e dell'extra remunerazione riconosciuta.

- 20.7 Più precisamente, ai sensi del comma 19.6 Testo integrato tariffe, agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007, è riconosciuta una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, per le relative durate, in base alla seguente classificazione delle tipologie di investimento:
- a) I=1: investimenti di rinnovo, investimenti derivanti da obblighi normativi, incrementi di immobilizzazioni in corso ed altri investimenti diversi da quelli di cui alle successive lettere b) e c): 0%;
 - b) I=2: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto non riconducibili alla successiva tipologia I=3 e investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03: 2% per 12 anni;
 - c) I=3 investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, le congestioni intrazonali e gli investimenti volti ad incrementare la *Net Transfer Capacity (NTC)* sulle frontiere elettriche: 3% per 12 anni.
- 20.8 L'attribuzione dei nuovi investimenti alle tipologie è previsto che avvenga mediante l'approvazione preventiva da parte dell'Autorità.
- 20.9 Per gli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007 è invece previsto il mantenimento di una maggiorazione del tasso di remunerazione pari al 2%, fino al 31 dicembre 2019.

Riconoscimento dei costi ambientali e compensativi relativi ai nuovi investimenti in trasmissione

- 20.10 Al fine di perseguire l'obiettivo generale di incentivare lo sviluppo delle infrastrutture secondo criteri di efficienza, l'Autorità ha introdotto un meccanismo di responsabilizzazione del soggetto regolato, prevedendo la limitazione del riconoscimento dei costi ambientali¹⁷ e/o compensativi¹⁸ sostenuti dal concessionario del servizio. Il meccanismo prevede una riduzione del tasso di remunerazione del capitale investito, nel caso in cui i costi ambientali e compensativi sostenuti dall'esercente siano superiori al livello efficiente individuato dall'Autorità. In particolare, alla quota di costi compensativi e/o ambientali eccedente il livello efficiente, è applicato un tasso di remunerazione pari al costo del capitale di debito (4,9%).
- 20.11 Le modalità di riconoscimento dei costi ambientali e/o compensativi sono definiti dal comma 19.11 del Testo integrato tariffe. Il comma 19.11 dispone che, nel caso in cui il valore di investimenti rientranti nelle categorie I=2 e I=3 includa costi ambientali e/o compensativi superiori al 6% dei costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, la maggiore remunerazione (MR) sul capitale investito relativa allo specifico investimento è calcolata secondo la seguente formula:

$$MR = r_{ridotto} - r_{base}$$

essendo:

- r_{base} il tasso di remunerazione del capitale investito netto in reti di trasmissione, fissato ai sensi del comma 19.2 del Testo integrato tariffe;
- $r_{ridotto}$ è il tasso calcolato come segue:

¹⁷ Per costi ambientali si intendono i costi capitalizzati endogeni al servizio (ad es. varianti di progetto che comportino soluzioni più onerose del preventivato) conseguenti a normative nazionali o locali.

¹⁸ Per costi compensativi si intendono i costi capitalizzati compensativi, esogeni al servizio (ad es. opere di migioria di aree pubbliche concordate con gli enti locali che ospitano le infrastrutture di rete) conseguenti a normative nazionali o locali.

$$r_{ridotto} = (r_{base} + r_{premium}) * \frac{C^{eff} * (1 + \alpha)}{C^{eff} + C^{amb}} + K_D * \frac{C^{amb} - C^{eff} * \alpha}{C^{eff} + C^{amb}}$$

dove:

- $r_{premium}$ è la maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti di sviluppo in coerenza con la classificazione degli investimenti disposta al comma 19.6 del testo integrato tariffe;
- la componente C^{amb} rappresenta i costi compensativi e/o i costi ambientali;
- la componente C^{eff} rappresenta i costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, al netto dei costi compensativi e/o i costi ambientali;
- α è fissato ad un valore pari a 0,06;
- K_D rappresenta il tasso nominale di rendimento del capitale di debito riconosciuto ai fini tariffari, pari al 4,90%.

Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di distribuzione

- 20.12 Per il terzo periodo di regolazione, in esito al processo di consultazione, l'Autorità ha deciso di introdurre una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito limitatamente alle tipologie di investimento ritenute particolarmente utili per lo sviluppo e l'efficienza delle infrastrutture della rete di distribuzione per le quali si ritiene che la regolazione incentivante della continuità del servizio possa non fornire adeguati incentivi.
- 20.13 Come nel caso appena illustrato del servizio di trasmissione, la soluzione adottata, basata su uno schema di incentivi mirati su alcune specifiche tipologie di investimento, rappresenta una fase intermedia verso l'introduzione (auspicabilmente già nel corso del terzo periodo di regolazione) di un apposito indice di efficacia degli investimenti in funzione del quale definire l'incentivazione.
- 20.14 Le modalità di riconoscimento degli incentivi ai nuovi investimenti sono previste dall'articolo 11 del Testo integrato tariffe. Il tasso di remunerazione complessivo associato al singolo investimento incentivato è dato dalla somma del tasso di remunerazione base, di cui al comma 11.2 del Testo integrato tariffe, pari al 7% e di un'extra remunerazione pari al 2%.
- 20.15 In particolare, ai sensi del comma 11.4, alle tipologie di seguito elencate di nuovi investimenti, entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007, è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito specificata, per le relative durate:
- a) D=1 investimenti relativi alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT: 2% per 8 anni;
 - b) D=2 investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite: 2% per 8 anni;
 - c) D=3 investimenti di cui alla precedente lettera a) la cui realizzazione determini almeno due nuovi lati di maglia sul lato AT delle medesime stazioni: 2% per 12 anni;
 - d) D=4 investimenti in sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive MT (*smart grids*): 2% per 12 anni.
- 20.16 La maggiore remunerazione è riconosciuta alle imprese distributrici che hanno effettivamente effettuato gli investimenti mediante il meccanismo di perequazione previsto dall'articolo 15 del Testo integrato tariffe. Per i dettagli si vedano i paragrafi 27.7 e successivi della presente relazione.

21 Disposizioni generali per l'applicazione dei corrispettivi

- 21.1 L'articolo 3 del Testo integrato tariffe contiene indicazioni di carattere generale per l'applicazione delle tariffe.
- 21.2 Uno dei principi fondamentali fissati dall'Autorità ai fini dell'applicazione delle tariffe è rappresentato dalla non discriminatorietà. Il comma 3.1 del Testo integrato tariffe, infatti, precisa che le tariffe in esso disciplinate devono essere applicate dall'esercente in maniera non discriminatoria a tutti i clienti, attuali o potenziali, appartenenti alla medesima tipologia contrattuale.

Modalità di applicazione dei corrispettivi unitari e regole di arrotondamento

- 21.3 Il Testo integrato tariffe prevede che, in termini unitari, la componente TRAS, le quote energia delle componenti delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, i corrispettivi per prelievi di energia reattiva, la componente CTR per il servizio di trasmissione per le imprese distributrici, le componenti MIS espresse in centesimi di euro/kWh, le componenti τ_3 delle tariffe D2 e D3, le componenti A, UC ed MCT espresse in centesimi di euro/kWh, sono applicate così come definite dall'Autorità, senza arrotondamenti o troncamenti rispetto al numero di decimali con i quali vengono pubblicate.
- 21.4 Le quote fisse delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, le componenti MIS espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, le componenti τ_1 delle tariffe D2 e D3, le componenti A e UC espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno sono addebitate in quote mensili, calcolate dividendo per dodici gli importi riportati nelle tabelle predisposte dall'Autorità e arrotondando con criterio commerciale alla seconda cifra decimale il quoziente così ottenuto.
- 21.5 Le quote potenza delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, le componenti τ_2 delle tariffe D2 e D3, espresse in centesimi di euro/kW per anno, sono addebitate in quote mensili calcolate dividendo per dodici gli importi riportati nelle tabelle predisposte dall'Autorità e arrotondando con criterio commerciale alla seconda cifra decimale il quoziente così ottenuto.
- 21.6 Le modalità di addebito riportate ai punti 21.4 e 21.5 presuppongono la continuità del rapporto contrattuale per il periodo di fatturazione di durata mensile o bimestrale. In altri termini si presuppone che per tutto il mese a cui è riferito l'addebito, il contratto per il servizio di distribuzione sia stato in vigore senza modifiche.
- 21.7 Nel caso in cui il contratto sia oggetto di modifiche che non abbiano decorrenza dal primo giorno del mese, gli addebiti di cui ai punti 21.4 e 21.5 riferiti al mese in cui si verifica la modifica contrattuale (per esempio nuove connessioni, volture, subentri o cessazioni) sono effettuati moltiplicando le componenti tariffarie in quota fissa ed in quota potenza per un coefficiente pari al rapporto tra il numero di giorni effettivi di durata del contratto nel mese e 365.
- 21.8 Si ritiene ammissibile la modalità di fatturazione che prevede, anche in continuità del rapporto contrattuale, l'addebito degli importi di cui ai punti 21.4 e 21.5 per periodi che non coincidono con il mese solare (per esempio addebiti relativi a un periodo che va dal 5 febbraio al 5 marzo, in luogo di addebiti relativi al mese di febbraio). In tali casi gli addebiti degli importi di cui ai punti 21.4 e 21.5 sono effettuati moltiplicando le componenti tariffarie in quota fissa ed in quota potenza per un coefficiente pari al rapporto tra il numero di giorni effettivi relativi al singolo periodo di fatturazione e 365.

Nozione di potenza rilevante ai fini degli addebiti tariffari

- 21.9 L'applicazione delle quote potenza delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione e delle componenti τ_2 delle tariffe D2 e D3 viene effettuata in funzione della potenza impegnata. La nozione di potenza impegnata è stata modificata rispetto a quella in vigore nel secondo periodo di regolazione, pur in un contesto di sostanziale continuità di principi.
- 21.10 La potenza impegnata nella nuova formulazione del Testo integrato tariffe, articolo 1, risulta definita come:
- a) la potenza contrattualmente impegnata ove consentito;
 - b) il valore massimo della potenza prelevata nel mese, per tutti gli altri casi.
- 21.11 La potenza contrattualmente impegnata è definita come il livello di potenza, indicato nei contratti, reso disponibile dall' esercente ove siano presenti dispositivi atti a limitare la potenza prelevata. Nella definizione è precisato che per motivi di sicurezza l' esercente può derogare dall' installazione del limitatore di potenza.
- 21.12 Il comma 3.2 del Testo integrato tariffe prevede che l' esercente renda disponibili livelli di potenza contrattualmente impegnata pari a 1,5; 3,0; 4,5; 6,0; 10; 15; 20; 25 e 30 kW e che, entro il limite di 30 kW, l' esercente possa rendere disponibili ulteriori livelli di potenza contrattualmente impegnata. Il successivo comma 3.3, inoltre, precisa che entro il sopra richiamato limite di 30 kW, il limitatore della potenza prelevata è tarato al livello della potenza contrattualmente impegnata aumentato di almeno il 10%.
- 21.13 Il combinato disposto degli articoli 1 e 3 del Testo integrato tariffe prevede quindi la seguente casistica:
- a) nel caso in cui nel contratto sia espressamente riportata la potenza contrattualmente impegnata dovrà essere prevista la presenza del limitatore di potenza, ovvero la mancanza del limitatore di potenza dovrà essere esclusivamente la conseguenza di motivi di sicurezza dell' impianto utilizzatore; in tali casi la potenza rilevante ai fini dell' addebito delle quote potenza della tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione, delle componenti τ_2 delle tariffe D2 e D3 e della componente A6, è la potenza contrattualmente impegnata;
 - b) in tutti gli altri casi, la potenza rilevante ai fini dell' addebito dei corrispettivi espressi in quota potenza è la potenza massima prelevata nel mese.

Nozione di potenza disponibile

- 21.14 L' Autorità, in continuità con le disposizioni in vigore nei primi due periodi di regolazione, ha confermato nella sostanza la nozione di potenza disponibile già introdotta con la deliberazione n. 204/99, come precisata nel Testo integrato approvato con la deliberazione n. 5/04.
- 21.15 Nel TIC¹⁹ viene ora precisato che per potenze richieste, anche con successive domande, fino a 30 kW, il distributore può installare un limitatore della potenza prelevata, fatte salve le esigenze di sicurezza degli impianti utilizzatori. In tali casi, la potenza disponibile è pari alla potenza richiesta complessiva, aumentata del 10%.
- 21.16 Per potenze superiori a 30 kW l' impresa distributrice rende disponibile una potenza pari a quella richiesta, e ha comunque la facoltà di installare limitatori della potenza prelevata, ove sussistano motivi di sicurezza della rete, per qualsiasi livello di potenza disponibile.
- 21.17 Resta valido il principio secondo cui non è consentito alcun prelievo di potenza oltre il limite della potenza disponibile. Il TIC in merito precisa che qualora il cliente finale abbia bisogno di effettuare in maniera sistematica prelievi di potenza in eccedenza al valore della potenza

¹⁹ TIC è l' Allegato B della deliberazione dell' Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07.

disponibile deve presentare una richiesta al gestore di rete per l'adeguamento della potenza disponibile.

- 21.18 Il TIC precisa inoltre che il gestore di rete, in caso di sistematici prelievi di potenza eccedenti il livello della potenza disponibile, può procedere d'ufficio all'addebito dei contributi per l'adeguamento della medesima potenza disponibile. Di norma si considera come sistematico il superamento del livello della potenza disponibile effettuato in almeno due distinti mesi dell'anno solare. Tale regola vale per i prelievi effettuati a partire dall'1 gennaio 2008 e non ha effetto retroattivo.

Potenza disponibile, potenza impegnata e posizionamento del limitatore

- 21.19 Per i casi di richieste di nuova connessione (o adeguamento di una pre-esistente) entro il limite di 30 kW, il combinato disposto dalle sopra richiamate norme in materia di potenza impegnata (comma 3.2 del Testo integrato tariffe) e in materia di installazione del limitatore (comma 8.8 del TIC), comporta che il distributore possa trovarsi nelle seguenti casistiche:

- a) installare un limitatore con tolleranza di almeno il 10% rispetto alla potenza richiesta e stipulare un contratto con indicazione della potenza contrattualmente impegnata pari alla potenza richiesta; in tale contesto, il contributo di connessione fatturato sarà calcolato in funzione della potenza richiesta maggiorata del 10% e la potenza impegnata rilevante per la fatturazione degli addebiti tariffari sarà la contrattualmente impegnata;
- b) non installare un limitatore e stipulare un contratto senza indicazione della potenza contrattualmente impegnata; in tale contesto il contributo di connessione sarà calcolato in funzione della sola potenza richiesta e la potenza impegnata rilevante per la fatturazione degli addebiti tariffari sarà la massima prelevata nel mese.

- 21.20 Nel caso di punti esistenti con potenza contrattualmente impegnata entro il limite di 30 kW e con limitatore, è da intendersi lasciata al distributore la possibilità di offrire (in maniera non discriminatoria) il passaggio a un contratto senza previsione della potenza contrattualmente impegnata e senza limitatore. In caso di adesione da parte del cliente a tale offerta, il distributore dovrà disattivare il limitatore e la potenza disponibile continuerà ad essere pari alla richiesta originaria, maggiorata del 10%. La potenza impegnata rilevante per la fatturazione degli addebiti tariffari diverrà la massima prelevata nel mese.

- 21.21 Nel caso di punti esistenti senza limitatore e senza indicazione della potenza contrattualmente impegnata, in ottemperanza alla norma che prevede l'obbligo di fornire specifici livelli di potenza contrattualmente impegnata (comma 3.2 del Testo integrato tariffe), il distributore su richiesta del cliente è tenuto a riconoscere la potenza contrattualmente impegnata richiesta e ad installare il limitatore opportunamente tarato con la prevista tolleranza di almeno il 10% (qualora tale tolleranza portasse al supero della potenza disponibile richiesta originariamente e per la quale era stato pagato il relativo contributo, il distributore potrà richiedere la relativa integrazione del contributo di connessione). In tal caso, la potenza impegnata rilevante per la fatturazione degli addebiti tariffari diverrà la contrattualmente impegnata.

22 Regolazione del servizio di trasmissione per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali non domestici

- 22.1 L'articolo 5 del Testo integrato tariffe disciplina la regolazione economica relativa al servizio di trasmissione per utenze relative a clienti finali non domestici.
- 22.2 In particolare è disposta l'applicazione da parte dell'impresa distributrice di una componente tariffaria obbligatoria a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione (componente

TRAS), espressa in centesimi di euro/kWh.. La componente TRAS è monoraria, coerentemente con quanto già disposto con la deliberazione n. 203/06 nel periodo di regolazione 2004-2007²⁰.

- 22.3 La componente tariffaria TRAS è pari alla componente CTR, di cui all'articolo 13 del Testo integrato tariffe, corretta per tener conto delle perdite di rete, differenziate in funzione del livello della tensione di alimentazione dei punti di prelievo.

23 Regolazione del servizio di distribuzione per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali non domestici

Tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione

- 23.1 La regolazione economica relativa all'erogazione del servizio di distribuzione nel periodo 2008-2011, differentemente da quanto previsto nel primo e nel secondo periodo di regolazione, non avviene tramite un sistema di vincoli ed opzioni tariffarie, bensì tramite un sistema di vincoli ai ricavi ammessi e tariffe obbligatorie. In ragione di ciò viene a cadere l'esigenza di prevedere un regime tariffario semplificato ad applicazione facoltativa per le imprese distributrici di minore dimensione.
- 23.2 Nel terzo periodo di regolazione, ciascuna impresa distributtrice, ai sensi dell'articolo 7 del Testo integrato tariffe, è tenuta ad applicare alle utenze relative a clienti finali, esclusi i clienti domestici, una tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione. Tale tariffa ha una struttura trinomica (salvo che nel caso delle utenze di illuminazione pubblica e delle utenze in alta e altissima tensione) e, per alcune tipologie contrattuali, prevede corrispettivi a scaglioni assoluti definiti sulla base della potenza impegnata dal cliente finale.
- 23.3 La tariffa obbligatoria assicura anche la copertura degli oneri a carico dal Fondo per eventi eccezionali di cui all'articolo 49 del TIQE, per la quota parte direttamente a carico dei clienti finali.

Vincolo ai ricavi ammessi. La tariffa di riferimento TV1

- 23.4 Per ciascuna impresa distributtrice è definito, con riferimento a ciascuna tipologia contrattuale, un ricavo massimo annuo conseguibile a copertura dei costi sostenuti per lo svolgimento del servizio di distribuzione. Il vincolo ai ricavi ammessi è calcolato sulla base della tariffa di riferimento TV1 di cui all'articolo 6 del Testo integrato tariffe composta dalle componenti:
- ρ_1 , espressa in centesimi di euro per punto di prelievo per anno, formata dagli elementi $\rho_1(\text{disMT})$, $\rho_1(\text{disBT})$ e $\rho_1(\text{cot})$;
 - ρ_3 , espressa in centesimi di euro per kWh, formata dagli elementi $\rho_3(\text{disAT})$, $\rho_3(\text{disMT})$, $\rho_3(\text{disBT})$ e $\rho_3(\text{cot})$.
- 23.5 La tariffa TV1 per l'anno 2008 è dimensionata tenendo conto anche dell'onere in capo alle imprese distributrici per il finanziamento del Fondo per eventi eccezionali di cui all'articolo 49 del TIQE.
- 23.6 Un meccanismo di perequazione generale²¹ consente di ridistribuire tra le imprese i ricavi conseguiti dall'applicazione ai clienti finali della tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione, al fine di garantire a ciascuna impresa il conseguimento del ricavo ammesso dalla

²⁰ Si veda il paragrafo 3.13 della presente relazione tecnica.

²¹ Si veda in merito il paragrafo 27.3 e seguenti.

tariffa TV1. Sono escluse dal suddetto meccanismo perequativo le imprese elettriche minori ammesse al regime di integrazione tariffaria previste dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10.

Energia reattiva

- 23.7 L'articolo 8 del Testo integrato tariffe stabilisce che ciascuna impresa distributrice applica ai punti di prelievo relativi a clienti finali (ivi inclusi i punti di prelievo relativi a clienti finali connessi alla rete di trasmissione nazionale) con potenza disponibile superiore a 16,5 kW e dotati di misuratore che consente la rilevazione dei prelievi di energia reattiva, una tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità per prelievi con insufficiente fattore di potenza.
- 23.8 Nel caso di punti di prelievo dotati di misuratore in grado di rilevare l'energia elettrica per le fasce orarie F1, F2, F3, i corrispettivi per prelievi di energia reattiva non si applicano nelle ore comprese nella fascia F3.
- 23.9 Ai fini dell'applicazione delle penalità per prelievi con insufficiente fattore di potenza, va tenuto conto solamente degli assorbimenti di energia reattiva induttiva e non anche degli assorbimenti di energia capacitiva.
- 23.10 A differenza di quanto previsto nel primo e nel secondo periodo di regolazione, gli addebiti relativi ad assorbimenti di energia reattiva non concorrono a determinare il ricavo effettivo a copertura dei costi del servizio di distribuzione dell'energia elettrica da mettere a confronto con il ricavo ammesso dalla tariffa di riferimento TV1. A partire dall'1 gennaio 2008, infatti, gli addebiti di energia reattiva sono destinati a finanziare il Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, secondo quanto disposto dal comma 49.1 del Testo integrato tariffe.

Componenti UC

- 23.11 I corrispettivi per il servizio di distribuzione applicabili ai punti di prelievo corrispondenti a clienti non domestici sono maggiorati delle seguenti componenti tariffarie ulteriori:
- a) UC_3 a copertura degli oneri derivanti dai meccanismi di perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura e dai meccanismi di promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici e di integrazione dei ricavi;
 - b) UC_4 relativa alle integrazioni tariffarie di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a) del provvedimento CIP n. 34/74 come successivamente aggiornato;
 - c) UC_6 a copertura dei costi riconosciuti per recuperi di qualità del servizio.
- 23.12 Si ritiene opportuno ricordare che, oltre alle componenti tariffarie ulteriori sopra menzionate, nel secondo periodo di regolazione le imprese distributrici addebitavano anche le componenti UC_1 e UC_5 . Tali componenti erano, tuttavia, considerate come maggiorazioni del servizio di vendita dell'energia elettrica.
- 23.13 La componente UC_1 nel terzo periodo di regolazione continua ad essere addebitata ai clienti finali dagli esercenti il servizio di maggior tutela per la copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato/tutelato relativi all'anno 2007. Una volta recuperati interamente gli squilibri di perequazione relativi all'anno 2007 la componente UC_1 verrà soppressa. Gli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato tutelato relativi agli anni 2008 e seguenti saranno recuperati mediante la componente PPE definita dal TIV.
- 23.14 La componente UC_5 a copertura dei costi a carico del Gestore della rete connessi all'approvvigionamento dell'energia elettrica necessaria a compensare la differenza tra perdite

effettive e perdite standard nelle reti è stata soppressa con deliberazione 27 giugno 2007, n. 159/07.

Punti di emergenza

- 23.15 La disciplina dell'applicazione dei corrispettivi per il servizio di distribuzione ai punti di emergenza è stabilita dall'articolo 9 del Testo integrato tariffe. La norma prevede che, durante il periodo di emergenza, ai fini dell'applicazione della tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione, la potenza impegnata e l'energia elettrica prelevata in un punto di emergenza siano convenzionalmente attribuite al punto di prelievo indicato come principale nel contratto avente ad oggetto il servizio di distribuzione ed interessato dal disservizio di rete per cause accidentali o imprevedibili, ovvero per interventi di manutenzione.
- 23.16 Nel caso di un punto di emergenza relativo ad un singolo impianto utilizzatore nella titolarità di un cliente finale, la cui connessione principale insista sul territorio di un comune limitrofo, dove l'impresa di distribuzione concessionaria sia diversa da quella che serve il territorio su cui insiste il punto di emergenza, al fine di consentire parità di trattamento tra utenti della rete, è consentito che l'impresa di distribuzione, nel territorio della cui concessione sia sito il punto di alimentazione principale provveda a stipulare un contratto anche per il servizio di distribuzione relativo al punto di emergenza, applicando le disposizioni previste nel Testo integrato tariffe per i punti di emergenza. Tale punto di emergenza dovrà essere trattato ai fini della regolazione dei rapporti tra i due distributori, come un punto di interconnessione tra reti.

24 Regolazione del servizio di misura per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali non domestici

Modalità di erogazione del servizio di misura e obblighi in materia di installazione dei misuratori orari

- 24.1 Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica definisce i diritti e gli obblighi dei soggetti responsabili del servizio di misura (in particolare gli articoli da 21 a 24 del Testo integrato tariffe).
- 24.2 Rispetto al precedente periodo regolatorio, le responsabilità del servizio di misura sono rimaste in capo ai medesimi soggetti e, con riferimento agli obblighi di installazione dei misuratori, l'Autorità si è limitata ad una revisione organica della normativa vigente, riprendendo gli obblighi già in essere alla luce del nuovi assetti di mercato. In particolare il Testo integrato tariffe reca disposizioni e regola le caratteristiche minime dei misuratori di energia elettrica relativi a punti di prelievo in altissima, alta e media tensione. Per quanto riguarda i punti di prelievo e di immissione in bassa tensione il Testo integrato tariffe rimanda alle disposizioni e agli obblighi di installazione contenuti nella deliberazione n. 292/06.
- 24.3 Il Testo integrato introduce anche norme specifiche che consentono l'individuazione univoca delle responsabilità relative al servizio di misura nei casi di punti di connessione che possano essere utilizzati sia come punti di immissione, sia come punti di prelievo. A tal fine, il punto in questione è da considerarsi quale punto di immissione, con l'obbligo di installazione di un unico misuratore in grado di rilevare sia l'energia elettrica immessa sia quella prelevata, solamente nel caso in cui sia asservito ad un impianto di produzione di energia elettrica e i prelievi che avvengono attraverso tale punto siano finalizzati esclusivamente all'attività di produzione di energia elettrica. In tutti gli altri casi, detto punto dovrà essere trattato quale punto di prelievo.

Corrispettivi per il servizio di misura

- 24.4 Rispetto al precedente periodo regolatorio la principale modifica relativa al servizio di misura riguarda l'articolazione dei corrispettivi tariffari, con separata evidenza dei costi riconosciuti a copertura delle attività di installazione e manutenzione dei misuratori, di raccolta e di validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.
- 24.5 La regolazione economica per l'erogazione del servizio di misura è prevista dall'articolo 25 del Testo integrato tariffe, con riferimento all'erogazione del servizio a punti di prelievo corrispondenti a clienti finali. In particolare, è previsto che ai fini della remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica, i titolari di punti corrispondenti a clienti finali riconoscono all'impresa distributrice la tariffa MIS a remunerazione delle attività di installazione e di manutenzione dei misuratori, di raccolta e di validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.
- 24.6 Nel caso in cui non risulti installato il misuratore (fermo restando che la non installazione sia consentita dalla normativa), il provvedimento dispone che i corrispettivi sopra citati siano applicati al netto dell'elemento MIS (INS), destinato a coprire i costi connessi con la presenza di un misuratore ossia quelli relativi alla sua installazione e manutenzione.
- 24.7 I ricavi relativi alla remunerazione riconosciuta per il servizio di misura dell'energia elettrica in bassa tensione spettanti all'impresa distributrice sono sottoposti al meccanismo perequativo di cui al capitolo 27 della presente relazione.

25 Regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per le imprese distributrici e per i produttori

- 25.1 Il Testo integrato tariffe (Parte II, Titolo 2, Sezione 3) prevede disposizioni specifiche per l'uso delle reti di trasmissione e distribuzione da parte di imprese distributrici e produttori. Per quanto riguarda il servizio di misura, il Testo integrato tariffe pone in capo di imprese distributrici e produttori specifici obblighi e ne definisce i relativi corrispettivi.
- 25.2 E' escluso dall'applicazione delle disposizioni del Testo integrato tariffe il servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03, regolate dalla deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2006, n. 28/06.
- 25.3 Le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dedicato dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e dell'energia elettrica di cui al comma 41 della legge n. 239/04 sono regolate dalla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07 (di seguito: deliberazione n. 280/07).

Trattamento dei produttori per le immissioni di energia elettrica in reti con obbligo di connessioni di terzi

- 25.4 I produttori concorrono alla copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione mediante un corrispettivo, fissato per il 2008 pari a 0,0256 centesimi di euro/kWh, applicato all'energia elettrica prodotta e immessa in reti con obbligo di connessione di terzi.
- 25.5 Con riferimento all'energia elettrica prodotta, immessa in rete da impianti di produzione CIP 6/92 e ritirata dal GSE, è lo stesso GSE ad essere tenuto a corrispondere l'importo di 0,0256 centesimi di euro/kWh.

25.6 Inoltre, in sostanziale continuità con il precedente periodo, la regolazione prevede che per la produzione di energia elettrica con immissione in rete al livello di media o bassa tensione, sia riconosciuto il costo evitato di trasmissione. Ai soggetti titolari dell'immissione, ossia ai singoli produttori ovvero al GSE per le immissioni di energia elettrica prodotta da unità produzione CIP 6/92 nei limiti della quantità dal medesimo GSE ritirata, viene pertanto riconosciuta da parte del distributore la componente CTR.

Trattamento dei produttori per i prelievi di energia elettrica in reti con obbligo di connessioni di terzi

25.7 Il Testo integrato tariffe prevede invece una sostanziale esenzione dei produttori dagli oneri relativi all'uso delle reti di trasmissione e distribuzione per i prelievi strettamente necessari allo svolgimento delle attività proprie della produzione dell'energia elettrica. Tale esenzione si estende anche alle componenti A, UC ed MCT.

25.8 L'esenzione è limitata ai prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio. Al fine di evitare comportamenti opportunistici, il provvedimento precisa che l'esenzione dall'applicazione dei corrispettivi di trasmissione e distribuzione è concessa nei limiti della potenza destinata al funzionamento dei servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio. Ciò naturalmente non significa che prelievi di energia elettrica destinati ad usi diversi dall'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione possano essere effettuati in esenzione dall'applicazione dei corrispettivi tariffari previsti per il servizio di trasmissione e distribuzione, quando il prelievo complessivo di potenza risulti inferiore a quello dichiarato dal soggetto che ha la disponibilità dell'impianto. I prelievi di energia elettrica per usi diversi dall'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione sono sempre soggetti all'applicazione dei corrispettivi previsti dal Testo integrato tariffe per la generalità dei clienti finali.

25.9 E' poi previsto che in ogni caso ove la potenza prelevata superi la potenza dichiarata di oltre il 10% ai prelievi vengano applicate le condizioni previste per i clienti finali per tutto l'anno solare nel quale si è verificato il supero.

25.10 La disciplina del Testo integrato tariffe prevede che la dichiarazione relativa alla potenza elettrica dei servizi ausiliari di generazione, compresi gli impianti di pompaggio, debba essere dichiarata dal soggetto che ha nella disponibilità l'impianto di produzione con certificazione asseverata da perizia indipendente.

25.11 Per quanto riguarda, infine, l'individuazione delle utenze finalizzate alla produzione di energia elettrica a cui applicare l'esenzione di cui sopra, come già indicato in sede di consultazione (Atto n. 47/07, par. 22.8), sarà possibile fare riferimento alla specifica definizione UNIPEDE.

Trattamento delle imprese distributrici per l'uso della rete di trasmissione nazionale

25.12 L'articolo 13, comma 13.1, lettera a), del Testo integrato tariffe dispone il versamento da parte delle imprese distributrici a Terna della componente CTR applicata alla somma dell'energia elettrica netta prelevata dalla rete di trasmissione nazionale, e dell'energia elettrica netta immessa nella rete dell'impresa di distribuzione nei punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in alta tensione, aumentata di un fattore percentuale per tener conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione (fissato nella tabella 7, colonna A, del Testo integrato tariffe).

25.13 Il comma 13.1, lettere b) e c), del Testo integrato tariffe, prevede inoltre che ciascuna impresa distributtrice versi:

- al soggetto titolare di un impianto di produzione di energia elettrica connesso ad un punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in media o bassa tensione un corrispettivo determinato applicando la componente CTR all'energia elettrica immessa

nella propria rete di distribuzione nel medesimo punto, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione (fissato nella tabella 7, colonna A, del Testo integrato tariffe);

- al GSE un corrispettivo determinato applicando la componente *CTR* all'energia elettrica immessa nella propria rete di distribuzione da unità di produzione CIP 6/92 connesse ad un punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in media e bassa tensione, limitatamente alla quota di energia elettrica ritirata dal GSE.

- 25.14 Il riconoscimento del corrispettivo al GSE, secondo quanto riportato nell'articolo 13 del Testo integrato tariffe, calcolato tenendo conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, è alternativo al riconoscimento al soggetto titolare dell'impianto di produzione.
- 25.15 Come precisato dal comma 16.7 del Testo integrato tariffe, le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dedicato dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e dell'energia elettrica di cui al comma 41 della legge n. 239/04 sono regolate dalla deliberazione n. 280/07. Pertanto, con riferimento a tale energia, si applicano le previsioni di cui al punto 13.1, lettera a), punto ii) del Testo integrato tariffe.
- 25.16 Ai sensi del comma 15.1 del Testo integrato tariffe, inoltre, è prevista l'applicazione dei corrispettivi per prelievi con insufficiente fattore di potenza, come fissati dall'Autorità, in corrispondenza dei punti di interconnessione tra la rete di distribuzione e la rete di trasmissione nazionale. Nel caso di più punti di interconnessione tra Terna e un singolo distributore, la normativa non prevede la possibilità di compensare tra loro i prelievi e le immissioni di energia reattiva effettuati nei diversi punti.
- 25.17 I costi e ricavi di Terna derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per prelievi con insufficiente fattore di potenza, sono da questa trasferiti tra le partite rilevanti per la definizione dei corrispettivi di dispacciamento di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06.
- 25.18 Ai fini dell'applicazione dei corrispettivi per prelievi con insufficiente fattore di potenza si tiene conto solamente degli assorbimenti di energia reattiva induttiva e non anche degli assorbimenti di energia capacitiva.
- 25.19 Le disposizioni sopra richiamate sono applicabili, senza modifiche o correttivi, anche nel caso in cui il punto di misura relativo ad interconnessioni tra reti non sia posizionato in corrispondenza del punto di interconnessione stesso.

Trattamento delle imprese distributrici per l'uso della rete di distribuzione di altre imprese

- 25.20 L'impresa distributtrice che preleva energia elettrica da un punto di interconnessione con un'altra rete di distribuzione, oltre al pagamento del corrispettivo per l'uso della rete di trasmissione nazionale *CTR*, è tenuta al pagamento:
- a) della componente *CDF*, applicata a ciascun punto di interconnessione;
 - b) della componente *CDE*, applicata all'energia netta prelevata dall'impresa distributtrice nei punti di interconnessione.
- 25.21 In applicazione delle disposizioni del comma 15.2 del Testo integrato tariffe l'impresa distributtrice è inoltre tenuta ad applicare, nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione, i corrispettivi per prelievi con insufficiente fattore di potenza, come fissati dall'Autorità.
- 25.22 I ricavi così ottenuti dalle imprese di distribuzione, verranno interamente versati al Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica.
- 25.23 Come già precisato in precedenza, ai fini dell'applicazione dei corrispettivi per prelievi con insufficiente fattore di potenza si tiene conto solamente degli assorbimenti di energia reattiva induttiva e non anche degli assorbimenti di energia capacitiva.

Trattamento dei punti di interconnessione e di immissione per l'erogazione del servizio di misura

- 25.24 Il Testo integrato tariffe reca disposizioni e regola le caratteristiche minime dei misuratori di energia elettrica relativi ai punti di immissione di impianti di produzione di energia elettrica con potenza nominale superiore a 250 kW e ai punti di interconnessione, salvo i punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, in relazione ai quali il Testo integrato tariffe rimanda alle prescrizioni tecniche, ai criteri e alle modalità definite dal codice di rete sulla base delle direttive emanate dall'Autorità con la deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250/04.
- 25.25 Inoltre, in un'ottica di economicità nell'erogazione dei servizi, il provvedimento, come già espresso nella deliberazione 11 aprile 2007, n. 88/07, ribadisce che per gli impianti di produzione per i quali la misura dell'energia elettrica prodotta coincida con la misura dell'energia elettrica immessa in rete, i misuratori installati ai sensi della normativa vigente debbano essere utilizzati anche per la misura dell'energia elettrica prodotta.
- 25.26 Dal punto di vista del trattamento economico, l'articolo 26 del Testo integrato tariffe disciplina l'applicazione dei corrispettivi di misura nei punti di interconnessione e di immissione. La regolazione mira a garantire il riconoscimento dei diversi elementi che compongono la tariffa di misura in funzione delle responsabilità affidate ai diversi soggetti coinvolti, ai sensi dell'articolo 21. In particolare è previsto che:
- a) nei punti di interconnessione, il soggetto che si occupa dell'installazione e manutenzione del misuratore è titolato a ricevere un corrispettivo pari all'elemento MIS (INS) di cui alla Tabella 8.2 dell'Allegato 1 del Testo integrato tariffe;
 - b) nei punti di interconnessione e nei punti di immissione, il soggetto che si occupa della raccolta delle misure è titolato a ricevere un corrispettivo pari all'elemento MIS (RAC) di cui alla Tabella 8.3 dell'Allegato 1 del Testo integrato tariffe;
 - c) nei punti di interconnessione e nei punti di immissione, il soggetto che si occupa della validazione e registrazione delle misure è titolato a ricevere un corrispettivo pari all'elemento MIS (VER) di cui alla Tabella 8.4 dell'Allegato 1 del Testo integrato tariffe.
- 25.27 Nel caso di punti di connessione utilizzati sia per prelievi che per immissioni di energia elettrica, qualora vi sia un unico misuratore che rileva sia i prelievi che le immissioni, il ricavo derivante, in ciascun punto, dall'applicazione dei corrispettivi previsti dall'articolo 26 del Testo integrato tariffe non potrà comunque eccedere quello derivante dall'applicazione delle componenti riportate nella tabella 8.1 del medesimo Testo integrato.
- 25.28 Come già segnalato in relazione ai punti relativi ai clienti finali, anche per i punti di interconnessione e di immissione, nel caso in cui non risulti installato il misuratore (fermo restando che la non installazione sia consentita dalla normativa), il provvedimento dispone inoltre che i corrispettivi di misura siano applicati al netto dell'elemento MIS (INS), destinato a coprire i costi connessi con la presenza di un misuratore ossia quelli relativi alla sua installazione e manutenzione.

26 Regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per le utenze domestiche in bassa tensione

- 26.1 Come nel secondo periodo di regolazione, per i punti nella titolarità di clienti domestici è prevista l'applicazione di tariffe obbligatorie fissate dall'Autorità. La tariffa D1 rappresenta la tariffa di riferimento, ma non è applicata ai clienti finali. A questi ultimi (o più precisamente ai punti nella titolarità di clienti finali domestici) vengono applicate invece le tariffe D2 e D3: la prima è applicata ai clienti domestici per l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica nei

quali siano previsti impegni di potenza fino a 3 kW, mentre la seconda è applicata a tutti gli altri clienti domestici.

- 26.2 Contestualmente all'introduzione della tariffa per i clienti domestici in stato di disagio economico ("tariffa sociale"), che sulla base del decreto del Ministro dello sviluppo economico 28 dicembre 2007, n. 836 dovrebbe avvenire nell'anno 2008, l'Autorità coerentemente con quanto riportato nel documento per la consultazione 20 dicembre 2007, Atto n. 56, provvederà ad una revisione del sistema tariffario per le utenze domestiche determinando soluzioni tariffarie maggiormente aderenti ai costi sottostanti il servizio e con l'obiettivo di ridurre progressivamente il trasferimento di risorse tra diversi segmenti di clientela.
- 26.3 Va tenuto presente inoltre che l'Autorità, già dall'1 luglio 2007, è intervenuta sulla struttura delle tariffe obbligatorie D2 e D3 fissate per i punti nella titolarità di clienti domestici "estraendo" dalle componenti tariffarie che le compongono gli elementi a copertura dei costi connessi alle attività di vendita in modo da rendere le strutture tariffarie medesime coerenti con il nuovo quadro normativo introdotto con la legge 3 agosto 2007 n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007 (di seguito: legge n. 125/07), nell'ambito del quale anche i clienti domestici a partire dall'1 luglio 2007 sono clienti idonei.
- 26.4 Alla luce di quanto detto sopra, a partire dall'1 luglio 2007, le tariffe applicabili ai punti nella titolarità di clienti domestici comprendono solamente le componenti tariffarie a copertura dei costi connessi ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura. Le componenti a copertura dei costi relativi alle attività di vendita, pertanto, non sono regolate dal provvedimento oggetto della presente relazione.
- 26.5 Sempre in coerenza con il nuovo quadro normativo introdotto con la legge n. 125/07, nel terzo periodo di regolazione non è più prevista la possibilità per le imprese distributrici di proporre opzioni tariffarie ulteriori per i clienti domestici rispetto alle tariffe obbligatorie D2 e D3.
- 26.6 La tariffa D1 di cui al comma 31.1 del Testo integrato tariffe è composta dalle seguenti componenti tariffarie:
- a) componente σ_1 , costituita dagli elementi $\sigma_1(mis)$ e $\sigma_1(cot)$;
 - b) componente σ_2 ;
 - c) componente σ_3 , costituita dagli elementi $\sigma_3(tras)$, $\sigma_3(disAT)$ e $\sigma_3(disMT)$;
 - d) componenti UC_3 , UC_4 , UC_6 e MCT .
- 26.7 Le tariffe D2 e D3 sono normate dai commi 31.2 e 31.3. La tariffa D2, è composta dalle seguenti componenti tariffarie:
- a) componente $\tau_1(D2)$;
 - b) componente $\tau_2(D2)$;
 - c) componente $\tau_3(D2)$;
 - d) componenti UC_3 , UC_4 , e MCT .
- La tariffa D3, invece, è composta dalle seguenti componenti tariffarie:
- a) componente $\tau_1(D3)$;
 - b) componente $\tau_2(D3)$;
 - c) componente $\tau_3(D3)$;
 - d) componenti UC_1 , UC_5 ;
 - e) componenti UC_3 , UC_4 , e MCT .
- 26.8 I livelli delle componenti τ delle tariffe D2 e D3 sono stati fissati in maniera tale da garantire, in media, la copertura anche del gettito previsto per la componente UC_6 . Per tale motivo per le tariffe D2 e D3 non è prevista l'applicazione esplicita della componente UC_6 .

- 26.9 Le tariffe obbligatorie D2 e D3 assicurano anche la copertura degli oneri a carico dal Fondo per eventi eccezionali di cui all'articolo 49 del TIQE, per la quota parte direttamente a carico dei punti nella titolarità di clienti finali.
- 26.10 In relazione al servizio prestato in punti nella titolarità di clienti domestici, secondo quanto disposto dall'articolo 48 del Testo integrato tariffe, le imprese distributrici dovranno pertanto versare alla Cassa conguaglio per il settore elettrico importi calcolati applicando alla potenza impegnata ed ai kWh consumati da parte dei clienti domestici serviti, la componente UC_6 prevista per i clienti domestici. Tali versamenti verranno opportunamente conteggiati in sede di perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3.
- 26.11 La componente $\tau_3(D2)$ ha una struttura articolata per scaglioni di consumo annuo. Ai fini dell'addebito di tale componente, il comma 31.5 del Testo integrato tariffe prevede che, almeno per le fatture a conguaglio, venga utilizzato il criterio del pro-quota giorno. Più in dettaglio è previsto che lo scaglione di consumo giornaliero sia calcolato dividendo ciascuno scaglione annuo per 365, e arrotondando il risultato alla terza cifra decimale.
- 26.12 La tariffa D1 per l'anno 2008 è dimensionata tenendo conto anche dell'onere in capo alle imprese distributrici per il finanziamento del Fondo per eventi eccezionali di cui all'articolo 49 del TIQE.

27 Perequazione generale

- 27.1 Il regime di perequazione generale si applica a tutte le imprese distributrici, ad esclusione delle imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10.
- 27.2 La quantificazione e la liquidazione per ciascuna impresa distributtrice dei saldi derivanti dall'applicazione dei meccanismi di perequazione è demandata alla Cassa Conguaglio per il settore elettrico con le modalità fissate nell'articolo 33 del Testo integrato tariffe.

Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione

- 27.3 Il meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione è regolato dall'articolo 34 del Testo integrato tariffe.
- 27.4 Come specificato nel capitolo 23, nel terzo periodo di regolazione, relativamente al servizio di distribuzione, l'Autorità ha fissato, da una parte, una tariffa di riferimento (tariffa TV1) sulla base della quale ciascuna impresa distributtrice definisce i propri ricavi ammessi e, dall'altra, le tariffe obbligatorie che tutte le imprese distributtrici sono tenute ad applicare ai punti serviti nella titolarità di clienti finali. Queste strutture tariffarie sono determinate sulla base delle caratteristiche medie dell'utenza a livello nazionale.
- 27.5 Le differenze derivanti dalla diversa articolazione tra la tariffa di riferimento TV1 e le tariffe obbligatorie applicabili dall'impresa distributtrice ai punti nella titolarità di clienti finali, nonché le specifiche caratteristiche dei clienti finali a cui le tariffe obbligatorie vengono applicate, essendo elementi al di fuori del controllo delle imprese distributtrici, fanno emergere esigenze di perequazione.
- 27.6 Il meccanismo di perequazione di cui all'articolo 34 del Testo integrato tariffe perequa le differenze tra i ricavi che ciascuna impresa distributtrice conseguirebbe applicando ai punti di prelievo serviti nella titolarità di clienti finali la tariffa di riferimento TV1 ed i ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione ai medesimi punti.

Perequazione dei ricavi dovuti alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti sulle reti di distribuzione

- 27.7 La perequazione dei ricavi dovuti alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti sulle reti di distribuzione, disciplinata dall'articolo 35 del Testo integrato tariffe, è finalizzata ad attribuire la maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti di cui all'articolo 11 del medesimo Testo integrato alle sole imprese distributrici che hanno effettivamente realizzato tali investimenti.
- 27.8 In sede di aggiornamento annuale delle tariffe di distribuzione, a partire dall'aggiornamento relativo all'anno 2010, l'Autorità individuerà la quota parte delle componenti tariffarie a copertura della maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati. In tale sede verrà anche definito il meccanismo attraverso il quale il relativo gettito dovrà essere proporzionalmente suddiviso tra i soggetti che hanno effettuato gli investimenti incentivati.

Perequazione dei costi di distribuzione

- 27.9 I meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione sono regolati dagli articoli da 36 a 38 del Testo integrato tariffe. Detti meccanismi danno sostanziale continuità alle perequazioni previste nel secondo periodo di regolazione²².
- 27.10 I meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione hanno la finalità di compensare scostamenti nei ricavi conseguiti o nei costi sostenuti rispetto alla media nazionale, che non dipendono da scelte organizzative dei distributori, ma sono imputabili a fattori esogeni, quali differenze delle caratteristiche delle aree o della clientela servita, nonché a tener conto dell'effettiva consistenza delle infrastrutture gestite. I meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione comprendono:
- a) perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione;
 - b) perequazione dei costi di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione;
 - c) perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e di bassa tensione.
- 27.11 Rispetto alla regolazione vigente fino al 31 dicembre 2007, la nuova regolazione per il periodo 2008-2011 prevede le seguenti principali novità:
- a) anche le imprese di piccole dimensioni devono obbligatoriamente partecipare alla perequazione dei costi di distribuzione sulle reti in alta tensione e alla perequazione dei costi di trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione e alla perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e di bassa tensione;
 - b) in relazione alla perequazione dei costi di distribuzione sulle reti in alta tensione e alla perequazione dei costi di trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione, i valori dei costi unitari standard degli elementi di rete, rappresentando di fatto elementi di ponderazione per la riattribuzione alle imprese dei ricavi tariffari, sono stati trasformati in indici, ponendo pari a 100 il valore di uno degli elementi di rete e mantenendo invariato (rispetto ai valori utilizzati nel periodo 2004-2007) il valore relativo degli altri elementi appartenenti alla medesima categoria;
 - c) limitatamente alla perequazione dei costi di distribuzione sulle reti in alta tensione, si è provveduto ad una revisione dell'ammontare di costi diretti oggetto della perequazione al fine di garantirne una maggiore coerenza con i valori di capitale investito e ammortamento sottostanti.

²² Si veda in merito la Parte IX della Relazione tecnica alla deliberazione n. 5/04.

Perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3

- 27.12 Il meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione è regolato dall'articolo 39 del Testo integrato tariffe.
- 27.13 Come specificato nel capitolo 26, anche nel terzo periodo di regolazione, relativamente ai punti nella titolarità di clienti domestici, l'Autorità ha fissato, da una parte, una tariffa di riferimento (tariffa D1) sulla base della quale ciascuna impresa distributrice definisce i propri ricavi ammessi conseguibili dall'applicazione delle tariffe ai clienti domestici, dall'altra, le tariffe obbligatorie D2 e D3 che tutte le imprese distributrici sono tenute ad applicare ai punti di prelievo serviti nella titolarità di clienti finali domestici.
- 27.14 Le differenze derivanti dalla diversa articolazione tra la tariffa di riferimento D1 e le tariffe obbligatorie D2 e D3 applicabili dall'impresa distributrice ai clienti domestici, nonché le specifiche caratteristiche dei clienti domestici a cui le tariffe obbligatorie D2 e D3 vengono applicate, essendo elementi al di fuori del controllo delle imprese distributrici, fanno emergere esigenze di perequazione.
- 27.15 Il meccanismo di perequazione di cui all'articolo 39 del Testo integrato tariffe perequa le differenze tra i ricavi che ciascuna impresa distributrice conseguirebbe applicando ai punti serviti nella titolarità di clienti domestici la tariffa di riferimento D1 ed i ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe obbligatorie D2 e D3 ai punti medesimi, al netto delle maggiorazioni per la copertura degli oneri a carico dal Fondo per eventi eccezionali di cui all'articolo 49 del TIQE, per la quota parte direttamente a carico dei clienti finali.

Perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura in bassa tensione

- 27.16 La perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione, prevista dall'articolo 35 del Testo integrato tariffe, è finalizzata ad attribuire la remunerazione riconosciuta agli investimenti in misuratori elettronici in bassa tensione e le quote di ammortamento relative ai misuratori elettromeccanici in bassa tensione dismessi prima del termine della loro vita utili e sostituiti con misuratori elettronici, nonché dei sistemi di raccolta dei dati di misura di energia elettrica, alle sole imprese distributrici che hanno effettivamente realizzato tali investimenti.
- 27.17 In una prospettiva di sostegno all'innovazione tecnologica ed alla pluralità delle tecnologie nel segmento della misura dell'energia elettrica, il driver utilizzato per il riconoscimento della remunerazione dei misuratori elettronici e dei sistemi di raccolta dei dati di misura è l'effettivo costo di investimento sostenuto dall'impresa (da intendersi come somma della remunerazione del capitale investito e della quota di ammortamento ottenuta sulla base delle vite utili standard fissate dall'Autorità, dove i sistemi di raccolta dei dati di misura dell'energia elettrica dei punti di misura in bassa tensione si considerano ammortizzabili in 5 anni). Eventuali scostamenti del costo effettivo del misuratore installato da una singola impresa rispetto al costo medio nazionale che eccedono l'80% di tale costo medio sono escluse dalla base di capitale riconosciuta ai fini tariffari. L'esercente potrà comunque presentare istanza di riconoscimento di tale scostamento, corredata da documentazione che comprovi che l'investimento è stato effettuato nel rispetto dei principi di pertinenza, efficienza ed economicità. Sulla base di detta istanza è previsto l'avvio una specifica istruttoria individuale ai fini della valutazione della riconoscibilità, anche parziale, tenendo conto delle caratteristiche tecnologiche delle apparecchiature installate.
- 27.18 L'articolo 40 del Testo integrato tariffe dispone inoltre che nel meccanismo di perequazione dei ricavi di misura, sia prevista una penalità da applicare alle imprese distributrici in caso di mancato rispetto delle disposizioni in materia di installazione dei misuratori previste dalla deliberazione n. 292/06 come disposta dall'articolo 11 della medesima deliberazione. Per ogni anno la penalità viene applicata fino ad un valore massimo pari alla metà del valore della remunerazione del capitale di tutti i misuratori elettromeccanici che era previsto fossero sostituiti

ai sensi della detta deliberazione. Nel caso in cui il ritardo nel processo di sostituzione dei misuratori ecceda il detto limite l'Autorità avvia un procedimento finalizzato alla erogazione di una sanzione per inottemperanza alle disposizioni di cui al comma 8.1 della deliberazione n. 292/06 in relazione all'inadempienza eccedente la quota oggetto di penale.

Perequazione dei costi commerciali sostenuti dalle imprese distributrici per la clientela in bassa tensione che hanno costituito imprese separate per la gestione del servizio di maggior tutela

- 27.19 Coerentemente con quanto indicato nel paragrafo 17.44 e seguenti, l'Autorità ha ritenuto necessario prevedere, transitoriamente²³, distinti criteri di riconoscimento dei costi per i soggetti che hanno costituito separate società per lo svolgimento del servizio di vendita di maggior tutela rispetto alle imprese di distribuzione che svolgono direttamente il medesimo servizio di vendita.
- 27.20 Con riferimento alle imprese che abbiano separato dalla distribuzione l'attività di vendita per i clienti in maggior tutela, l'Autorità procede a verificare, su base annuale, la coerenza, tra il ricavo effettivo derivante dall'applicazione degli elementi $\rho(\text{cot})$ e $\sigma(\text{cot})$ e il costo effettivamente sostenuto per le attività di commercializzazione della distribuzione rilevato contabilmente.
- 27.21 La formula di perequazione introdotta prevede il confronto tra i costi effettivamente sostenuti da ciascuna impresa interessata, relativamente alle attività commerciali del servizio di distribuzione (fermi restando i criteri di ammissibilità dei costi utilizzati per la fissazione del costo riconosciuto 2008 e descritti nel capitolo 17) ed i ricavi ammessi a copertura dei medesimi costi.
- 27.22 Al fine di conservare adeguati incentivi al recupero di efficienza, anche nella fase di transizione nella quale è attivo il meccanismo perequativo qui descritto, la formula introdotta prevede una franchigia che consente alle imprese con costi inferiori a quelli riconosciuti di trattenere parte dei minori costi e che garantisce la copertura di costi eccedenti il costo riconosciuto dalla tariffa salvo una quota pari al 5% del ricavo tariffario relativo alle utenze in bassa tensione, che resta comunque in capo all'impresa.

Perequazione dei costi commerciali sostenuti dalle imprese distributrici per la clientela in bassa tensione che non hanno costituito imprese separate per la gestione del servizio di maggior tutela

- 27.23 Il meccanismo di perequazione per le imprese distributrici che non hanno proceduto alla costituzione di società separate per lo svolgimento del servizio di vendita nel regime di maggior è differente.
- 27.24 Tali imprese, infatti, continueranno a godere anche nel terzo periodo di regolazione delle stesse economie di scala e di scopo derivanti dallo svolgimento congiunto delle attività di commercializzazione della distribuzione e della vendita similmente a quanto avveniva in passato. Per tali soggetti, pertanto, l'Autorità non ha ravvisato né le condizioni per correggere il livello dei costi sostenuti per l'erogazione del servizio ai fini della fissazione dei corrispettivi tariffari per il primo anno del terzo periodo di regolazione, né le condizioni per introdurre un meccanismo di adeguamento del costo riconosciuto in corso di periodo diverso da quello previsto dall'applicazione delle regole generali di aggiornamento dei parametri delle tariffe di riferimento.
- 27.25 La perequazione dei costi di commercializzazione per tali soggetti si concretizza in un meccanismo che consente a tali imprese di conseguire un ricavo ammesso pari al ricavo complessivo che avrebbero ottenuto applicando, in ciascun anno, l'equivalente delle tariffe di commercializzazione della distribuzione e della vendita ($\rho'(\text{cot})$ e $\sigma'(\text{cot}) + \text{COV}$) previste nel secondo periodo di regolazione ed opportunamente aggiornate.

²³ Il meccanismo si ritiene debba restare in vigore non oltre il periodo 2008-2011.

28 Perequazione specifica aziendale

- 28.1 La perequazione specifica aziendale, istituita con la deliberazione n. 5/04, è un meccanismo destinato alla copertura degli scostamenti dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione riconosciuti dai vincoli tariffari, non coperti dai meccanismi di perequazione generale. In tal modo il sistema tariffario tiene quindi conto delle specificità dei singoli distributori ma, nell'ottica di incentivare gli esercenti all'efficienza, copre lo scostamento tra i costi dell'impresa, verificati con apposita istruttoria, e i ricavi ammessi dal sistema generale, solo laddove tale scostamento derivi da variabili esogene fuori dal controllo dell'impresa.
- 28.2 Con deliberazioni n. 96/04 l'Autorità ha definito le modalità applicative per il calcolo del fattore di correzione specifico aziendale e con deliberazione n. 316/07 il meccanismo di aggiornamento per il periodo di regolazione 2004-2007. La metodologia di aggiornamento del *Csa* adottata consente di riallineare quanto percepito dall'esercente a titolo di perequazione specifica aziendale al livello effettivo degli investimenti realizzati in modo tale da consentire che i riflessi economici derivanti dall'immediato riconoscimento tariffario dei nuovi investimenti nelle reti di distribuzione siano, il più possibile, trasferiti alle imprese che hanno effettuato tali investimenti.
- 28.3 Per il periodo regolatorio 2008-2011 è stato mantenuto il regime di perequazione specifica aziendale, ma la partecipazione è stata riservata solo alle imprese ammesse alla medesima perequazione per il periodo di regolazione 2004 – 2007²⁴.
- 28.4 Pertanto la deliberazione oggetto della presente relazione tecnica ha definito le modalità di applicazione ed aggiornamento per il periodo di regolazione 2008-2011 del fattore di correzione specifico aziendale *Csa*, definito (o che verrà definito in futuro nei casi in cui la procedura di ammissione per il periodo 2004-2007 non sia ancora conclusa) ai sensi delle deliberazioni n. 5/04 e n. 96/04.
- 28.5 Al fine di tener conto delle variazioni del quadro regolatorio introdotte dal Testo integrato tariffe, per determinare il valore del coefficiente *Csa* dell'impresa per l'anno 2008 la Direzione tariffe, sulla base di istruttorie individuali, provvederà a calcolare il valore del costo effettivo di distribuzione in coerenza con i criteri utilizzati per la fissazione dei costi riconosciuti per l'attività di distribuzione per il periodo 2008 – 2011.
- 28.6 In tal modo, il regime di perequazione specifico aziendale terrà conto delle variazioni apportate nel calcolo del costo riconosciuto per l'attività di distribuzione, tra le quali il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto, il trattamento dei ricavi da contributi di allacciamento a preventivo e la mutata disciplina delle condizioni economiche di erogazione del servizio di connessione, il riconoscimento delle quote di ammortamento relative ad investimenti effettuati negli anni successivi al 2003 e la ripartizione tra esercenti e clienti finali dei maggiori recuperi di produttività avvenuti nel corso del precedente periodo di regolazione.
- 28.7 Anche nella fissazione del metodo di aggiornamento annuale del fattore di correzione *Csa* per il periodo di regolazione 2008 – 2011 si è tenuto conto delle variazioni del quadro regolatorio generale ed in particolare della variazione dei criteri di aggiornamento annuale della quota parte delle componenti tariffarie a copertura degli ammortamenti, non più sottoposta al metodo del *price-cap*. Coerentemente con quanto avviene per l'aggiornamento dei parametri tariffari, quindi, il fattore di correzione specifico aziendale viene aggiornato per tener conto anche della variazione effettiva degli ammortamenti, oltre che della variazione degli investimenti netti, come già previsto dalla delibera n. 316/07. Tale variazione è ritenuta coerente con la finalità di riconoscere più puntualmente la copertura degli investimenti a quegli esercenti che li hanno

²⁴ Si segnala che sono tuttora in corso alcune delle istruttorie inerenti l'ammissione alla perequazione specifica aziendale per il periodo 2004-2007.

effettivamente realizzati contribuendo a ridurre ulteriormente il grado di incertezza della regolazione.

- 28.8 In un'ottica di razionalizzazione del settore, al soggetto giuridico che deriva da operazioni straordinarie tra due o più imprese di distribuzione già ammesse al regime di perequazione specifico aziendale, viene riconosciuto, a partire dall'anno in cui l'operazione è avvenuta, per un periodo di otto anni, un ammontare di perequazione specifica aziendale pari alla somma di quanto spettante alle singole imprese.

29 Promozione delle aggregazioni e integrazioni ai ricavi

Promozione delle aggregazioni

- 29.1 Al fine di agevolare il processo di aggregazione tra le imprese di distribuzione, oltre a quanto appena ricordato in merito all'aggregazione di imprese che beneficiano della perequazione specifica aziendale, è previsto che in caso di aggregazioni tra imprese che coinvolga almeno una impresa con meno di 100.000 punti di prelievo e comporti la riduzione del numero di imprese concessionarie, la Cassa riconosce all'impresa risultante dall'aggregazione, nei tempi e nei modi previsti per la perequazione generale, un importo pari all'1,9% del ricavo ammesso a copertura dei costi operativi per la sola attività di distribuzione, ad esclusione quindi dei costi commerciali, dalla tariffa TV1 e dalla tariffa D1, calcolato in relazione ai punti di prelievo delle imprese aggregate diverse dall'impresa con il maggior numero di punti di prelievo in bassa tensione.
- 29.2 Tale meccanismo, in sostanza, ha l'effetto di annullare l'impatto del price-cap per il periodo regolatorio 2008-2011 per le imprese interessate dalle richiamate aggregazioni.

Integrazione ai ricavi per la copertura degli oneri relativi agli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore

- 29.3 Come enunciato nel corso del processo di consultazione, il provvedimento oggetto della presente relazione promuove il riassorbimento degli sconti sui consumi elettrici (di seguito: sconto energia) riconosciuti ai dipendenti del settore assunti prima dell'1 luglio 1996 (inclusi quelli attualmente in pensione e in reversibilità) in quanto ritiene che tale istituto, distorcendo il segnale di prezzo percepito da tali consumatori domestici, possa causare un uso inefficiente dell'energia elettrica oltre che provocare una complicazione amministrativa in capo al distributore e al venditore. A tal fine è stato introdotto un meccanismo che intende garantire un graduale riassorbimento degli sconti sui consumi di elettricità ed un'adeguata trasparenza sull'onere effettivo sostenuto alle imprese di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.
- 29.4 Il meccanismo di integrazione dei ricavi a copertura di oneri in capo alle imprese distributrici e alla società Terna per lo sconto energia ai dipendenti, disciplinato dall'articolo 44, prevede per detto onere l'esclusione dalla base di costo per il terzo periodo di regolazione (COR_{08}) ed il suo riconoscimento a consuntivo, entro il 31 dicembre 2008 e, successivamente, entro il 31 dicembre di ciascun anno con riferimento all'anno $n-2$, nella misura di seguito indicata:
- a) per l'anno 2008 la copertura dell'onere effettivo a consuntivo sostenuto nel 2006, ridotto di un dodicesimo;
 - b) per gli anni successivi al 2008, l'onere massimo riconoscibile è via via ridotto di un'ulteriore dodicesimo del valore dell'onere riconosciuto nell'anno 2006, fino ad essere azzerato nel 2019; qualora, in ciascun anno successivo al 2008, l'onere effettivo a consuntivo risulti inferiore al massimo riconoscibile così determinato, l'onere riconosciuto è pari alla media tra l'onere effettivo e l'onere massimo riconoscibile.

- 29.5 Ai fini della riconoscibilità dello sconto energia:
- l'onere deve fare riferimento esclusivamente a dipendenti assegnati a funzioni rientranti nelle attività tariffate, delimitate come da deliberazione n. 11/07;
 - nel caso di ex-dipendenti (inclusi i casi di reversibilità), l'ex-dipendente all'atto della cessazione del rapporto di lavoro doveva essere assegnato a mansioni/strutture organizzative oggi chiaramente e univocamente riconducibili alle attività tariffate;
 - a partire dall'anno 2008, l'onere deve far riferimento ad uno sconto riconosciuto in maniera esplicita nei documenti di fatturazione nella forma di "componente compensativa" e deve esserne garantita la separata evidenza contabile.
- 29.6 In relazione a quanto indicato nel precedente paragrafo 29.5 lettera c) ed alle disposizioni di cui al comma 44.6 del Testo integrato tariffe, dal punto di vista applicativo le imprese distributrici potranno ottemperare anche ricorrendo alla messa a disposizione del venditore di documentazioni di accompagnamento che esplicitino il dettaglio dei punti di prelievo oggetto dello sconto (e del relativo sconto), a fronte di una fattura di distribuzione che preveda una detrazione complessiva degli importi da scontare. In questo caso l'indicazione dello sconto dovrà trovare evidenza nel documento di fatturazione del cliente finale.
- 29.7 Resta inteso che le modalità di gestione dello sconto energia dovranno risultare non discriminatorie tra i diversi venditori (siano essi il venditore di maggior tutela o venditori del libero mercato).

30 Prestazioni patrimoniali imposte

- 30.1 Il Testo integrato tariffe prevede alcune modifiche relativamente alla denominazione dei conti istituiti presso la Cassa e al loro utilizzo, nonché alle componenti tariffarie che alimentano detti conti e alla loro modalità di esazione. Dette modifiche si sono rese necessarie:
- alla luce dell'evoluzione del processo di liberalizzazione e dell'esigenza di coerenza con le relative disposizioni normative;
 - alla luce delle novità introdotte con il nuovo periodo regolatorio nella regolazione tariffaria;
 - in ragione degli obiettivi di coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione della qualità (TIQE);
 - in vista della revisione dei criteri di deroga all'imposizione delle componenti tariffarie A, con decorrenza dal 1 aprile 2008;
 - in vista delle modifiche normative relative ai meccanismi di tutela dei clienti del settore elettrico in stato di disagio.

Principali modifiche apportate

- 30.2 Il Testo integrato tariffe prevede l'introduzione del "Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela" (comma 54.1, lettera s)). Detto conto è utilizzato ai fini della copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela di cui al Titolo 2 del TIV (comma 70.1), ed è alimentato dalla componente PPE di cui al comma 7.1 del TIV. Sono altresì definite le modalità di esazione di detta componente (comma 51.1).
- 30.3 Presso la Cassa è ancora aperto il conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato (ora denominato "Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato e ai clienti

del servizio di maggior tutela nel periodo 1 luglio 2007 – 31 dicembre 2007”) (comma 54.1, lettera g)), ai fini di gestire le residue competenze relative al mercato vincolato e al servizio di maggior tutela fino al 31 dicembre 2007 (comma 61.1). Detto conto è alimentato dalla componente tariffaria UC1, pagata dagli utenti il servizio di maggior tutela di cui al Titolo 2 del TIV (comma 50.2).

- 30.4 Il “Conto per la perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione dell’energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi e per i meccanismi di integrazione” è stato rinominato “Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi”, destinato alla copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di distribuzione dell’energia elettrica, ma anche alla copertura degli oneri derivanti dai meccanismi di promozione delle aggregazioni (articolo 43 del Testo integrato tariffe) sia di integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto ai dipendenti (articolo 44 del Testo integrato tariffe).
- 30.5 È stato introdotto il “Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione”, alimentato ai sensi del comma 9bis del TIV (comma 54.1, lettera t)) e utilizzato per la copertura degli oneri sostenuti da Terna, derivanti dall’applicazione della componente di dispacciamento relativa ai punti di prelievo di clienti finali connessi in bassa tensione diversi da quelli serviti nell’ambito del servizio di salvaguardia (comma 71.1).
- 30.6 Sono stati aggiornati:
- a) i corrispettivi che alimentano il “Fondo eventi eccezionali”, già introdotto con deliberazione n. 172/07 (articolo 53), nonché il suo utilizzo (articolo 69), ai sensi delle novità introdotte dal TIQE in materia di regolazione delle interruzioni prolungate o estese;
 - b) i corrispettivi che alimentano il “Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell’efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica”. In particolare, è previsto che tale conto venga alimentato dai corrispettivi per i prelievi di energia reattiva, previsti dai commi 8.1 e 15.2 del Testo integrato tariffe (comma 49.1). Sono stati aggiornati anche gli utilizzi del suddetto Conto ai sensi di quanto previsto dalle deliberazioni n. 235/05, n. 4/06 e n. 36/07 (comma 60.1);
 - c) gli utilizzi del “Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità”, per tener conto delle proroghe fino al 2010 previste dalle delibere n. 289/06 e n. 122/07 (articolo 67);
 - d) gli utilizzi del “Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate”, ai sensi di quanto previsto dalle deliberazioni n. 280/07 e 312/07 (comma 56.2, lettere i) e j)). Sono stati conseguentemente modificati gli obblighi di separazione delle partite economiche di cui al comma 56.8.
- 30.7 Il “Conto oneri per recuperi di continuità di servizio” è stato rinominato “Conto qualità dei servizi elettrici” (comma 54.1, lettera f)), in quanto utilizzato per una pluralità di obiettivi legati alla qualità del servizio sia di distribuzione che di trasmissione, secondo quanto previsto dalla deliberazione n. 341/07 e dal TIQE. Sono state conseguentemente aggiornate le disposizioni relative sia all’esazione degli importi destinati al suddetto Conto (articolo 48), sia al suo utilizzo, sempre in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione n. 341/07 e dal TIQE (comma 59.1).
- 30.8 Si è infine provveduto alla cancellazione degli articoli riguardanti l’esazione e gli utilizzi dei relativi conti:
- a) della componente tariffaria UC5, che nell’attuale contesto liberalizzato è sostituita dal corrispettivo di cui all’articolo 47 della deliberazione n. 111/06;
 - b) dell’elemento VE, la cui aliquota è stata fissata pari a zero a partire dal 1 luglio 2005 dalla deliberazione n. 133/05, in quanto la consistenza del relativo conto era sufficiente ai fini della copertura degli oneri conseguenti all’applicazione delle disposizioni di cui

all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 per gli anni 2001 – 2002, come determinati dall'Autorità.

Sono stati mantenuti presso la Cassa i rispettivi Conti, al fine di gestire eventuali partite economiche di competenza degli anni precedenti o contenziosi.

- 30.9 Inoltre è stato introdotto il “Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio”, destinato alla gestione dei meccanismi di tutela dei clienti del settore elettrico in stato di disagio (comma 54.1, lettera u) e comma 72.1), in vista dell'attivazione di tali meccanismi.

31 Deroghe e regimi tariffari speciali

Revisione dei meccanismi di deroga all'imposizione delle componenti tariffarie A

- 31.1 Il comma 73.1 apporta alcune modifiche rispetto alla normativa vigente al 31 dicembre 2007, necessarie in vista della revisione dei meccanismi di deroga all'imposizione delle componenti tariffarie A, a far data dal 1 aprile 2008.
- 31.2 Detta revisione prevede, in sintesi, di applicare uno sconto pari al 50% sulle aliquote unitarie espresse in centesimi di euro/kWh su tutti i consumi che eccedono la soglia di 4 GWh/mese e fino a 12 GWh al mese, e la completa esenzione per i consumi eccedenti quest'ultima. La redistribuzione degli oneri derivanti dalla estensione dei meccanismi di deroga è previsto sia applicata all'interno delle tipologie contrattuali interessate dalla revisione.
- 31.3 Al fine di garantire una certa gradualità al processo di revisione, in una fase transitoria gli scaglioni di differenziazione delle aliquote risulteranno comunque essere quattro. La deliberazione n. 348/07 prevede infatti che, a partire dall'1 aprile 2008, le componenti tariffarie A₂, A₃, A₄ e A₅, almeno in relazione ad utenze in alta e altissima tensione, saranno differenziate prevedendo scaglioni di consumo mensile:
- a) fino a 4 GWh;
 - b) oltre 4 GWh fino a 8 GWh;
 - c) oltre 8 GWh fino a 12 GWh;
 - d) oltre 12 GWh.
- 31.4 La differenziazione dei corrispettivi assorbirà le variazioni in aumento e in diminuzione delle componenti tariffarie A citate in precedenza, registrate a partire dall'1 gennaio 2008.
- 31.5 Fino al 31 marzo 2008, la soglia di consumo mensile di cui al comma 73.1 è posta pari a 8 GWh, in continuità con la regolazione vigente nel periodo 2004-2007.

Modifiche relative ai regimi tariffari speciali

- 31.6 La Commissione europea, con la decisione C(2007)5400, ha ritenuto incompatibile con le norme del Trattato la misura di proroga del regime tariffario speciale esistente per la società Terni e sue aventi causa, di cui all'articolo 11, comma 11, della legge n. 80/05 ed ha imposto il recupero delle somme eventualmente erogate, a tale titolo, nel corso degli anni 2005, 2006 e 2007.
- 31.7 In applicazione delle summenzionate decisioni della Commissione europea è stata espunta dall'elenco di cui al comma 73.2 del Testo integrato tariffe l'energia elettrica ceduta dall'Enel Spa alla società Terni Spa e sue aventi causa ai sensi dell'articolo 6 del decreto del Presidente della Repubblica 21 agosto 1963, n. 1165.
- 31.8 Con i commi dal 74.5 al 74.6 del Testo integrato tariffe sono state inoltre aggiornate in via transitoria le modalità di calcolo della componente compensativa di cui al comma 74.4. Nel corso

del 2008 si procederà a una riforma generale di detta disciplina, coerente con il nuovo assetto della vendita.

32 Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione

- 32.1 Con riferimento alle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, come evidenziato nel capitolo 14, il provvedimento oggetto della presente relazione prevede un "semplice" riordino della normativa con minimi interventi di revisione rispetto alla disciplina vigente, rimandando a successivi provvedimenti modifiche più rilevanti.
- 32.2 Il riordino della disciplina riflette anche le modifiche dell'assetto, in particolare a quelle conseguenti la piena apertura del mercato disposta a partire dall'1 luglio 2007, con decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73.
- 32.3 Le Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione sono riportate nell'Allegato B della deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: TIC). Il TIC è suddiviso in quattro parti:
- la Parte I, di carattere introduttivo, reca le definizioni e l'ambito di applicazione;
 - la Parte II contiene le Disposizioni per il servizio di connessione alle reti elettriche;
 - la Parte III contiene le regole per le Altre prestazioni specifiche;
 - la Parte IV, che si sviluppa in un solo articolo, contiene le Disposizioni finali.

Ambito di applicazione

- 32.4 Il TIC definisce le regole per le connessioni dei punti di prelievo alle reti di distribuzione e trasmissione. In questo senso, per quanto riguarda la connessione di punti di prelievo, le indicazioni contenute nel TIC devono ritenersi prevalenti sulle disposizioni stabilite nella deliberazione n. 281/05 e successive modifiche e integrazioni. Le disposizioni del TIC non trovano invece applicazione nel caso di connessioni che riguardano punti di immissione e punti misti.
- 32.5 Il TIC regola altresì alcune prestazioni specifiche, quali gli spostamenti di impianti di rete richiesti da clienti finali o altri soggetti, anche non utenti della rete, verifiche di tensione, verifiche sul corretto funzionamento dei gruppi di misura, richieste di attivazione e disattivazione, subentri, voltture, cambi di fornitore e altre variazioni contrattuali.
- 32.6 Sul piano soggettivo, sono tenuti all'applicazione delle disposizioni del TIC:
- Terna e i soggetti gestori di porzioni limitate della rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99;
 - le imprese distributrici;
 - i richiedenti (siano essi clienti finali o il venditore per conto del cliente finale).
- 32.7 Per quanto riguarda i punti di prelievo nella titolarità di soggetti che hanno diritto di accedere al servizio di maggior tutela, di norma le richieste di prestazioni alle imprese di distribuzione, vengono veicolate tramite le società di vendita o tramite l'esercente il servizio di maggior tutela. Nel TIC, per ragioni espositive, viene in taluni casi impiegato il termine cliente finale. Ciò non va in alcun modo interpretato come una restrizione rispetto alla possibilità che il cliente finale deleghi, mediante opportuno mandato, il venditore o l'esercente il servizio di maggior tutela a interfacciarsi con l'impresa di distribuzione.

Disposizioni generali per il servizio di connessione alle reti elettriche

- 32.8 Sul piano strutturale la parte II riflette in linea di massima lo schema del provvedimento Cip n. 42/86.
- 32.9 Le disposizioni generali disciplinano gli aspetti di tipo procedurale relativi alla presentazione delle richieste di erogazione del servizio di connessione, definiscono le tipologie cui è riferibile il servizio di connessione, precisano diritti e obblighi procedurali e stabiliscono i principi generali in relazione all'unicità del punto di prelievo, alla tensione di alimentazione, alla localizzazione del punto di misura e alle modalità di determinazione della distanza convenzionale
- 32.10 Sul piano definitorio, l'Autorità ha individuato tre tipologie di connessione, in relazione alle quali ha sviluppato nei capitoli successivi disposizioni specifiche:
- connessioni permanenti ordinarie;
 - connessioni permanenti particolari;
 - connessioni temporanee.
- 32.11 Per quanto riguarda le connessioni permanenti particolari, rifacendosi alla normativa precedente e in attesa di una revisione della materia, il comma 7.2 del TIC precisa quali sono le connessioni che rientrano in tale tipologia. Si tratta di:
- installazioni non presidiate in permanenza, situate fuori dagli abitati;
 - insegne luminose e pubblicitarie;
 - impianti di illuminazione di monumenti e simili;
 - impianti di risalita e simili
 - installazioni mobili e precarie (roulottes e simili)
 - singole costruzioni non abitate in permanenza o comunque non di residenza anagrafica del proprietario (ville, case di caccia, rifugi di montagna e simili) situati oltre 2000 metri dalla cabina media/bassa tensione di riferimento;
 - costruzioni che non siano raggiungibili con strada percorribile da automezzi o che siano separate dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o laguna.
- 32.12 Le connessioni sono invece considerate temporanee se la loro durata prevista è inferiore a tre anni, prorogabili in caso di richiesta motivata fino ad un massimo di sei anni.
- 32.13 In linea generale nell'ambito delle disposizioni generali c'è continuità con la regolazione precedente, anche se con riferimento ad alcuni punti della disciplina pre-vigente si è ritenuto di apportare alcune modifiche.
- 32.14 E' stato previsto che l'obbligo in capo al richiedente una connessione di mettere a disposizione locali e/o porzioni di terreno adeguati alla realizzazione delle eventuali cabine di trasformazione, viga solo nel caso di connessioni con più di quattro unità immobiliari. Nei casi di connessione di non più di quattro unità immobiliari, infatti, si ritiene che la necessità di realizzazione di una cabina di trasformazione non possa essere messa in esclusiva relazione con la singola richiesta di connessione. L'impresa di distribuzione potrà naturalmente chiedere la realizzazione di una cabina, ma tale richiesta dovrà essere concordata come con qualsiasi altro soggetto che disponga di terreni o locali in siti che la medesima impresa reputa idonei per la realizzazione di una cabina di trasformazione.
- 32.15 Sempre in relazione alle richieste di rendere disponibili locali e/o porzioni di terreno adeguati alla realizzazione di eventuali cabine di trasformazione, si è ritenuto opportuno prevedere che le

medesime richieste siano presentate in forma scritta, al fine di evitare che le imprese di distribuzione possano imporre gravami non giustificati su singoli utenti del servizio elettrico.

- 32.16 Per quanto riguarda la possibilità di limitare i prelievi di potenza, è prevista una specifica norma che consente alle imprese di distribuzione di posare limitatori per qualsiasi livello della potenza disponibile qualora sussistano esigenze di sicurezza.
- 32.17 Le disposizioni in materia di unità del punto di prelievo e localizzazione del punto di misura riflettono sostanzialmente la disciplina pre-vigente. Per quanto riguarda la localizzazione del punto di misura, pur considerando l'attuale evoluzione tecnologica, che consente alle imprese di distribuzione di svolgere da remoto una buona parte delle operazioni di gestione utenza, si è ritenuto opportuno mantenere la regola generale per la posa del gruppo di misura in posizione accessibile per il gestore della rete anche in assenza del cliente finale. Questo aspetto, in vista del successivo riordino della materia, sarà oggetto di specifica approfondita valutazione.
- 32.18 Rispetto alla soglia per l'individuazione dell'alimentazione in bassa tensione, l'Autorità, coerentemente con la proposta di regola tecnica di connessione alle reti elettriche di distribuzione sviluppata nell'ambito del procedimento di cui alla deliberazione n. 136/04, ha fissato tale limite di potenza pari a 100 kW.
- 32.19 Per ciascuna connessione o richiesta di aumento di potenza è prevista, tra l'altro, l'applicazione di un contributo in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi. Tale contributo si applica anche a richieste di diminuzione delle potenza, di modifiche contrattuali che non comportino aumenti di potenza come ad esempio passaggi da alimentazione monofase ad alimentazione trifase e nei casi di rinnovi contrattuali per le connessioni temporanee.

Disposizioni per le connessioni permanenti ordinarie in bassa tensione

- 32.20 Per le connessioni permanenti ordinarie in bassa tensione viene ribadito un sistema di contributi a forfait, determinati in funzione della distanza convenzionale del punto di prelievo dalla cabina MT/BT di riferimento e alla potenza richiesta.
- 32.21 Per la copertura dei costi amministrativi relativi alle richieste di connessione, è richiesto un contributo in quota fissa.
- 32.22 Le disposizioni per le connessioni plurime e le disposizioni particolari per le connessioni di clienti finali domestici in bassa tensione riflettono sostanzialmente le disposizioni della disciplina pre-vigente.
- 32.23 In particolare è previsto che quando la realizzazione delle infrastrutture per la connessione è effettuata in un momento diverso dalla connessione dei singoli clienti finali, il richiedente corrisponde al gestore della rete, per ciascun punto di fornitura, gli importi relativi alla quota distanza, mentre i singoli clienti finali all'atto della connessione corrispondono l'importo relativo alla quota potenza e il contributo in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi.

Disposizioni per le connessioni permanenti ordinarie in media tensione

- 32.24 In linea generale le disposizioni per le connessioni permanenti ordinarie in media tensione sono in continuità con la regolazione precedente.
- 32.25 La struttura dei contributi per connessioni permanenti ordinarie in media tensione è del tutto analoga a quella prevista per le connessioni permanenti ordinarie in bassa tensione. E' previsto infatti un sistema di contributi a forfait, determinati in funzione della distanza convenzionale del punto di prelievo dalla cabina AT/MT di riferimento e alla potenza disponibile ed un contributo in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi.

32.26 Per la regolazione delle connessioni plurime, in continuità con la precedente normativa, è previsto che quando la realizzazione delle infrastrutture per la connessione è effettuata in un momento diverso dalla connessione dei singoli clienti finali, il richiedente corrisponde al gestore della rete per ciascun punto di fornitura, gli importi relativi alla quota distanza, mentre i singoli clienti finali all'atto della connessione corrispondono l'importo relativo alla quota potenza e il contributo in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi.

Disposizioni per le connessioni temporanee in media e bassa tensione

32.27 Anche le disposizioni per le connessioni temporanee in media e bassa tensione sono in sostanziale continuità con la regolazione precedente.

32.28 Nel caso di connessioni temporanee in bassa e media tensione è prevista l'applicazione di un corrispettivo in quota potenza ed un contributo in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi. Fanno eccezione alcuni tipi di connessione particolari in bassa tensione, individuate dal comma 18.3, relativamente alle quali, nel caso in cui non sia richiesta la realizzazione di nuovi impianti o il potenziamento di impianti già esistenti, in luogo del corrispettivo in quota potenza, è previsto il pagamento di un corrispettivo a forfait differenziato in base alla potenza impegnata richiesta.

32.29 Per le connessioni temporanee è previsto anche il pagamento di un contributo in quota fissa per le operazioni di connessione o distacco richieste fuori orario di lavoro.

Disposizioni in materia di corrispettivi a copertura dei costi delle connessioni permanenti particolari

32.30 Nel caso di connessioni particolari di cui al comma 7.2 del TIC il contributo per la connessione è fissato in funzione della spesa relativa pari al costo documentato dei materiali a piè d'opera e della manodopera oltre alle spese generali, assunte pari al 20% degli importi predetti²⁵. Anche in questi casi si applica un contributo in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi.

32.31 E' qui opportuno segnalare come tale impostazione abbia parzialmente innovato, semplificandola, la disciplina pre-vigente del provvedimento Cip 42/86. In particolare si è ritenuto di superare la distinzione prevista dal Titolo V di detto provvedimento tra fattispecie nelle quali era previsto un contributo pari al 70% della spesa relativa e fattispecie con contributo a totale copertura della medesima.

32.32 Relativamente alle installazioni mobili o precarie di cui al comma 7.2, lettera e) del TIC, situate nei centri abitati e provviste di concessione di occupazione di suolo pubblico, le connessioni sono regolate dalle disposizioni previste per le connessioni permanenti ordinarie.

32.33 Nel caso di connessioni particolari il gestore della rete, in luogo di allacciare un impianto elettrico alla propria rete, può optare per l'alimentazione tramite un impianto di generazione locale, utilizzando, ove possibile, impianti alimentati da fonti rinnovabili. In questi casi è prevista l'applicazione di contributi forfetari in quota fissa e in quota potenza.

Contributi per le connessioni in alta tensione

32.34 Nei casi di connessione in alta tensione il contributo è fissato nella misura del 50% della spesa relativa alla realizzazione degli impianti di rete per la connessione.

32.35 Nel costo sostenuto per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione vanno considerate tutte le opere necessarie alla connessione, ivi comprese quelle anticipate dal

²⁵ Le spese generali garantiscono la copertura degli oneri amministrativi, degli eventuali oneri relativi all'ottenimento di servitù ed espropri e degli oneri connessi con le pratiche di elettrodotto in genere, purché rientranti nei limiti di norma e non conseguenti a particolari istanze del richiedente che non ne consentano il mantenimento entro tali limiti di norma

distributore, da imputare pro quota in proporzione alla potenza disponibile per il richiedente, purché relativa ad impianti allo stesso livello di tensione al quale viene effettuata la fornitura.

32.36 Per la quota parte di costi anticipati dal distributore, quest'ultimo è tenuto a fornire evidenza dei costi totali sostenuti, del criterio di ripartizione dei medesimi e della quota parte non ancora coperta da contributi pregressi.

Disciplina della interconnessione tra reti

32.37 Nel caso di interconnessione tra reti il richiedente copre il costi sostenuti per la realizzazione degli impianti di connessione, vale a dire i costi documentati per i materiali a piè d'opera e per la manodopera oltre alle spese generali, assunte pari al 20% del costo sostenuto.

32.38 Il costo sostenuto di cui al precedente alinea viene ripartito equamente fra i gestori della rete nel caso in cui il punto di interconnessione risulti funzionale alle esigenze di entrambi i gestori.

Altre prestazioni specifiche

32.39 La parte III del TIC fissa i contributi dovuti nei casi di:

- disattivazione e riattivazione delle forniture per morosità;
- riallacciamento delle utenze stagionali;
- voltture, subentri, cambi di fornitore;
- richieste di spostamento dei gruppi di misura in bassa tensione e di impianti di rete;
- richieste di verifica del corretto funzionamento dei gruppi di misura e della tensione di alimentazione;
- servizi di connessione valutati a preventivo.

32.40 Nel caso di disattivazione e riattivazione della fornitura per morosità e di distacco e riallacciamento delle utenze stagionali i corrispettivi previsti dal TIC si applicano una sola volta, al momento della disattivazione o del distacco.

32.41 E' disposta la riduzione del 50% del contributo in quota fissa a tutte le utenze alimentate in bassa tensione già predisposte per la telegestione. Tale trattamento si applica in tutti i casi in cui, ai sensi delle disposizioni della deliberazione 18 dicembre 2006, n. 292/06, deve essere prevista la possibilità di interrompere e successivamente ripristinare l'alimentazione del punto di prelievo mediante transazioni remote.

Aggiornamento annuale dei contributi previsti per l'erogazione del servizio di connessione

32.42 Nelle more del riordino complessivo della disciplina in materia di condizioni economiche di connessione, è previsto l'aggiornamento annuale dei contributi disciplinati dal TIC con il meccanismo del *price-cap*, in coerenza con le disposizioni relative all'aggiornamento della quota parte dei corrispettivi del servizio di distribuzione a copertura dei costi operativi.

32.43 Detto meccanismo, già previsto dalla disciplina in vigore nel periodo 2004-2007, discende dall'aver convenzionalmente trattato i contributi di connessione e i contributi in quota fissa (esclusi i contributi a preventivo), ai fini tariffari, quali contributi destinati alla copertura dei costi operativi.

33 Disposizioni transitorie

- 33.1 Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica prevede che le imprese distributrici continuino ad applicare, per un periodo transitorio che si conclude il 31 marzo 2008, le opzioni tariffarie di distribuzione in vigore al 31 dicembre 2007, riducendo i corrispettivi in quota fissa, in quota potenza ed in quota energia del 10% per le altre utenze in bassa tensione e del 5% per le altre utenze in media tensione. Nel calcolo del ricavo effettivo si terrà conto di tali riduzioni.
- 33.2 La proroga delle opzioni nel periodo transitorio non riguarda i corrispettivi per prelievi di energia reattiva, in relazione ai quali l'articolo 8 del Testo integrato tariffe risulta immediatamente applicabile, salvo quanto precisato al successivo paragrafo 33.4.
- 33.3 Qualora successivamente al 31 marzo 2008 l'esercente continui ad applicare le opzioni tariffarie di distribuzione in vigore al 31 dicembre 2007, sebbene ridotte nella misura di cui al precedente comma, sarà tenuto ad emettere fatture di conguaglio sulla base delle tariffe obbligatorie determinate dall'Autorità e a ridurre l'ammontare dei ricavi da V1 dell'1% per ogni mese di ritardo.
- 33.4 Sono previste deroghe transitorie anche in relazione all'applicazione dei corrispettivi per prelievi di energia reattiva. Nei casi in cui il misuratore correntemente installato presso il cliente non sia in grado di misurare i prelievi di energia reattiva, alle sole utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW e per prelievi di energia con insufficiente fattore di potenza, i prelievi di energia reattiva vengono posti pari a zero, fino a quando il distributore non provvederà ad installare i misuratori elettronici predisposti per la telegestione.

APPENDICE A1

ELENCO DEI SOGGETTI CHE HANNO FORMULATO OSSERVAZIONI

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE ATTO N. 34/07

IMPRESE

Acciaieria Arvedi SpA
Acea SpA
Acea Electrabel SpA
AEM SpA (AEM Milano)
AEM Torino Distribuzione SpA
Brulli Energia Srl
Dalmine Energie SpA
Edipower SpA
Edison SpA
Endesa Italia SpA
Enel SpA
ENI SpA (Divisione Gas&Power)
Exergia SpA
Sorgenja SpA
TERNA SpA
Bayerische Hypo- und Vereinsbank AG (UniCredit Market & Investment Banking)
Gestore Servizi Elettrici – GSE SpA
Odoardo Zecca Srl

ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA

AICEP (Associazione Italia Consumatori Energia di Processo)
ANIE (Associazione Nazionale Imprese Elettrotecniche ed Elettroniche)
Assoelettrica
Assoenergia (Consorzio Assindustria Energia Trento)
Consorzio Brutium Energy
Consorzio Assoutility
Confindustria
Consorzio Energia Lecco
Energi.Va (Consorzio per l'energia Varese)
Consorzio Friuli Energia
Consorzio Granda Energia
Consorzio Prato Energia
Renergy (Consorzio per l'approvvigionamento di fonti energetiche)
C.E.F. (Consorzio Energia Firenze)
Consorzio Energia Assindustria Trieste
Consorzio Cremona Energia est
Consorzio Energia Teodolinda
Pordenone Energia (S.Cons.p.A.)
C.U.RA. (Consorzio Utilities Ravenna)

Energindustria (Consorzio Energia Assindustria Vicenza)
FederUtility
UNIEM (Unione Nazionale Imprese Elettriche Minori)
Consorzio Savona Energia
Consorzio Siena Energia

CENTRI DI RICERCA

CESI Ricerca

PRIVATI

Zanetti Alberto e Ceresa Liliana

ENTI LOCALI

Regione Siciliana (Assessorato Regionale Industria)

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE ATTO N. 47/07

IMPRESE

Acciaieria Arvedi SpA
AEM Gestioni Srl Cremona
Acea SpA
AEM SpA (AEM Milano)
AEM Torino Distribuzione
Dalmine Energie SpA
E.ON Vendita Srl
Edipower SpA
Edison SpA
Endesa Italia SpA
Enel SpA
Eni SpA (Divisione Gas & Power)
EniPower SpA
Exergia SpA
Hera SpA
Odoardo Zecca Srl
Sorgenia SpA
Terna SpA
Tirreno Power SpA

ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA

AICEP (Associazione Italia Consumatori Energia di Processo)
ANIE (Associazione Nazionale Imprese Elettrotecniche ed Elettroniche)
ANEV (Associazione Nazionale Energia del Vento)
APER (Associazione Produttori Energia da Fonti Rinnovabili)
Assocarta
Assoelettrica

Confindustria
Federconsumatori
FederUtility
UPER (Unione Produttori Energia Rinnovabile)

APPENDICE A2

Quadro di sintesi delle grandezze di settore relative al costo riconosciuto e stima del valore di meccanismi di perequazione

1 Premessa

- 1.1 Il presente allegato riporta dati aggregati di settore relativi:
- nel capitolo 2, alla ripartizione dei costi riconosciuti per i servizi di trasmissione, distribuzione (esclusi i costi commerciali) e misura;
 - nei capitoli 3 e 4, ad alcune delle grandezze economiche e tecniche rilevanti per operare una stima degli effetti della perequazione generale.

2 Ripartizione dei costi riconosciuti

- 2.1 La tabella 1 riporta la ripartizione dei costi riconosciuti di settore per i servizi di trasmissione, distribuzione (al netto dei costi commerciali, in relazione ai quali si rimanda al paragrafo 17.58 e successivi della Relazione AIR) e misura dell'energia elettrica. La copertura di tali costi è garantita, in parte, dai corrispettivi tariffari per l'uso della rete (tariffe di trasmissione, distribuzione e di misura) e, in parte, dai contributi a *forfait* per il servizio di connessione (per un importo atteso pari a circa 570 milioni di euro, a livello di settore).

Tabella 1: Ripartizione costo riconosciuto

| <i>Dati in milioni di euro</i> | Trasmissione | Distribuzione (al netto dei costi commerciali) | Misura |
|--|---------------------|---|---------------|
| Costi operativi | 341 | 2.066 | 262 |
| Ammortamento | 259 | 1.013 | 322 |
| Remunerazione del Capitale | 432 | 1.506 | 230 |
| <i>di cui con extra remunerazione ex deliberazione n. 5/04</i> | <i>50</i> | <i>-</i> | <i>-</i> |
| Piano di difesa (ammortamento e remunerazione del capitale) | 24 | - | - |
| Totale costo riconosciuto | 1.056 | 4.585 | 814 |

PARTE II

Perequazione generale

3 Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione

- 3.1 I meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione hanno la finalità di compensare scostamenti nei ricavi conseguiti o nei costi sostenuti rispetto alla media nazionale, che non dipendono da scelte organizzative dei distributori, ma sono imputabili a fattori esogeni, quali differenze delle caratteristiche delle aree o della clientela servita, nonché a tener conto dell'effettiva consistenza delle infrastrutture gestite. I meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione comprendono:
- a) perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione;
 - b) perequazione dei costi di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione;
 - c) perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e di bassa tensione.
- 3.2 La seguente tabella 2 riporta una stima delle consistenze della rete di alta tensione a livello nazionale, termine N_k della formula di cui al comma 36.1 del Testo integrato tariffe, effettuata sulla base dei dati (provvisori) forniti dalle imprese per la perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione per l'anno 2006, che può essere utilizzata per stimare l'effetto del medesimo meccanismo per l'anno 2008.

Tabella 2 - Stima della consistenza delle componenti delle linee di distribuzione ad alta tensione

| Componenti k delle linee di distribuzione di alta tensione | Dati espressi in km |
|--|---------------------|
| Linee 380 kV ST | - |
| Linee 380 kV DT | - |
| Linee 220 kV ST | 2 |
| Linee 220 kV DT | 34 |
| Linee 150/130 kV ST | 15.530 |
| Linee 150/130 kV DT | 1.694 |
| Linee 220 kV in cavo | 3 |
| Linee 130 kV in cavo | 646 |
| Cavo SACOI | - |
| Linee 200 kV - corrente continua | - |
| Linee 60 kV ST | 1.929 |
| Linee 60 kV DT | 270 |
| Linee 60 kV in cavo | 94 |

- 3.3 Il termine $\sum_m \sum_c \rho'_c (disAT) * qe^{c,m}$ di cui al comma 36.1 del Testo integrato tariffe, per l'anno 2008 si stima assumerà valore pari a circa 150 milioni di euro.
- 3.4 La seguente tabella 3 riporta una stima delle consistenze a livello nazionale delle stazioni di trasformazione dall'alta tensione alla media tensione, termine N_k della formula di cui al comma 37.1 del Testo integrato, effettuata sulla base dei dati (provvisori) forniti dalle imprese per la perequazione dei costi di distribuzione relativi alla trasformazione dal livello

di alta al livello di media tensione per l'anno 2006, che può essere utilizzata per stimare l'effetto del medesimo meccanismo per l'anno 2008.

Tabella 3 - Stima della consistenza delle componenti delle stazioni di trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione

| Componenti k delle stazioni di trasformazione AT/MT | Dati espressi in MVA installati |
|--|--|
| Trasformatori 220/MT | 7.615 |
| Trasformatori 150-130/MT | 94.651 |
| Trasformatori 150/120-60 | 3.811 |
| Altri trasformatori AT/MT | 5.535 |

3.5 Il termine $\sum_m \sum_c \rho_3^c(disMT) * qe^{c,m} + \sum_m \sum_c \rho_1^c(disMT) * ne^{c,m}$ di cui al comma 37.1 del Testo integrato, per l'anno 2008 si stima assumerà un valore pari a circa 277 milioni di euro.

4 Perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura in bassa tensione

- 4.1 La perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione, prevista dall'articolo 40 del Testo integrato tariffe, è finalizzata ad attribuire la remunerazione riconosciuta agli investimenti in misuratori elettronici in bassa tensione (inclusi i relativi ammortamenti), e le quote di ammortamento relative ai misuratori elettromeccanici in bassa tensione dismessi prima del termine della loro vita utile e sostituiti con misuratori elettronici, nonché ai sistemi elettronici di raccolta dei dati di misura di energia elettrica, alle sole imprese distributrici che hanno effettivamente realizzato tali investimenti.
- 4.2 La tabella 4 riporta la stima dei ricavi di sistema per le diverse componenti tariffarie relative al servizio di misura, per i punti di prelievo in bassa tensione, da ridistribuire tra le imprese di distribuzione mediante il meccanismo della perequazione di cui all'articolo 40 del Testo integrato ed una stima della loro attribuzione percentuale ai primi due operatori di distribuzione in termini di clienti serviti.
- 4.3 Il dimensionamento degli ammontari complessivi oggetto di perequazione deriva da dati nel loro insieme coerenti con la base di capitale determinata secondo quanto descritto nel capitolo 17 della relazione AIR ed è quindi da ritenersi attendibile. Per contro, le stime della ripartizione dei ricavi oggetto di perequazione tra i diversi operatori risente dalla limitata disaggregazione dei dati forniti da alcune imprese di distribuzione in fase di determinazione delle tariffe per il periodo di regolazione 2008-2011. Per tale ragione, le stime di seguito fornite circa il possibile esito dei meccanismi di perequazione di misura per i maggiori operatori non può costituire titolo di affidamento in relazione alla futura determinazione degli effettivi ammontari di perequazione.
- 4.4 In particolare, si evidenzia che in mancanza di dati sufficienti per la ripartizione del ricavo a copertura dei costi di capitale dei sistemi di raccolta dei dati di misura, per effettuare le stime dell'esito della perequazione si è fatto riferimento al valore dichiarato da ciascuna impresa per gli investimenti in misuratori elettronici. Tale approccio tende a sottostimare l'ammontare di perequazione nel caso in cui gli investimenti nel sistema di raccolta dei dati di misura abbiano preceduto l'installazione dei misuratori elettronici.

Tabella 4 - Perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione (articolo 40 del Testo integrato)

| <i>Descrizione del parametro</i> | | |
|--|----------------------|--|
| <p>Stima del ricavo complessivo di sistema, derivante dall'applicazione delle quote parti degli elementi MIS₁(INS), MIS₃(INS) e dell'elemento σ₁(mis) a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori elettronici di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione e a copertura dell'ammortamento delle dismissioni di misuratori elettromeccanici, sostituiti con misuratori elettronici aventi i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06, di cui alla tabella 20 dell'allegato n. 1 del Testo integrato.</p> <p>Di cui si stima attribuibili:</p> <p>Primo operatore</p> <p>Secondo operatore</p> | $\sum_m QME_m$ | <p>355 Mln di €</p> <p>96%</p> <p>2%</p> |
| <p>Stima del ricavo complessivo di sistema, derivante dall'applicazione delle quote parti degli elementi MIS₁(INS), MIS₃(INS) e dell'elemento σ₁(mis) a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori elettromeccanici di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione di cui alla tabella 21 dell'allegato n. 1 del Testo integrato.</p> <p>Di cui si stima attribuibili:</p> <p>Primo operatore</p> <p>Secondo operatore</p> | $\sum_m QMM_m$ | <p>40 Mln di €</p> <p>42%</p> <p>14%</p> |
| <p>Stima del ricavo complessivo di sistema, derivante dall'applicazione delle quote parti degli elementi MIS₁(RAC), MIS₃(RAC) e dell'elemento σ₁(mis) a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, dei sistemi di raccolta dei dati di misura di energia elettrica di cui alla tabella 22 dell'allegato n. 1 del Testo integrato.</p> <p>Di cui si stima attribuibili:</p> <p>Primo operatore</p> <p>Secondo operatore</p> | $\sum_m MIS'_m(RAC)$ | <p>120 Mln di €</p> <p>96%</p> <p>2%</p> |