



Autorità per l'energia elettrica e il gas

**LINEE GUIDA PER LA REGOLAMENTAZIONE
DELLE TARIFFE DEI SERVIZI DI VETTORIAMENTO
E FORNITURA DELL'ENERGIA ELETTRICA
E DEI CONTRIBUTI DI ALLACCIAMENTO**

**Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti
di cui all'art. 2, comma 12, lett. e) della legge 14 novembre 1995, n. 481**

10 marzo 1998

Premessa

Il presente documento per la consultazione illustra le proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per un nuovo ordinamento tariffario per i servizi di vettoriamento e fornitura dell'energia elettrica ed i relativi allacciamenti. Le proposte vengono presentate al fine dell'emanazione di provvedimenti dell'Autorità, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481. Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di formulare osservazioni prima che l'Autorità proceda alla definizione di provvedimenti in materia. I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, possibilmente entro il 10 aprile 1998 e comunque non oltre il 30 aprile 1998, osservazioni, commenti e suggerimenti sulle modalità applicative dei meccanismi di regolamentazione tariffaria delineati nel presente documento, o su altri meccanismi che si volessero proporre. Nel documento sono posti in speciale evidenza alcuni argomenti ed opzioni sui quali l'Autorità sollecita il contributo propositivo di tutti i soggetti interessati. Per approfondire quanto proposto nel presente documento per la consultazione, l'Autorità terrà, nel corso del prossimo mese di aprile 1998, audizioni delle associazioni dei consumatori e degli utenti, delle associazioni ambientaliste, delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori ed audizioni speciali.

Indirizzo a cui far pervenire osservazioni, commenti e suggerimenti:

*Divisione tariffe elettricità
Autorità per l'energia elettrica e il gas
piazza Cavour 5 - 20121 Milano
tel. 02 – 65565.202
fax 02 – 65565.222 o 65565.266
e-mail: milano@autorita.energia.it
sito [www: autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)*

INDICE

	<i>pag.</i>
1 Introduzione	4
1.1 Finalità generali.....	4
1.2 Contesto normativo	5
1.3 Un nuovo ordinamento tariffario.....	5
1.4 Struttura del documento	6
2 Articolazione e attuazione della nuova regolamentazione tariffaria	7
2.1 Articolazione verticale della regolamentazione	7
2.2 Gradualità nella transizione.....	7
3 Vettoriamento dell'energia elettrica	9
3.1 Il regime vigente	9
3.2 Il nuovo sistema	10
3.3 Oneri di sistema.....	11
3.4 Vettoriamento dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione.....	12
3.5 Vettoriamento dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione	17
3.6 Vettoriamento misto.....	18
3.7 Vettoriamento internazionale	18
3.8 Aggiornamento dei corrispettivi.....	18
4 Fornitura di energia elettrica	20
4.1 Fornitura: distribuzione e vendita.....	20
4.2 Il regime vigente	20
4.3 Il nuovo sistema	21
4.4 Tipologie di utenza.....	22
4.5 Oneri di sistema.....	22
4.6 Formazione e copertura dei costi totali di fornitura dell'energia elettrica.....	23
4.7 Regolamentazione tariffaria della fornitura.....	26
4.8 Uniformità tariffaria e perequazione	40
4.9 Aggiornamento tariffario.....	43
5 Allacciamento alla rete	50
5.1 Allacciamento dei clienti idonei alla rete	50
5.2 Allacciamento degli utenti finali alla rete	51
Appendice A - Glossario dei principali termini tecnici utilizzati nel documento	52
Appendice B - Elenco dei provvedimenti amministrativi richiamati nel documento	55
Appendice C - Elenco dei soggetti interessati che hanno fatto pervenire all'Autorità osservazioni e commenti scritti ai documenti "Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario" del giugno 1997	59

Note per una più agevole lettura del documento

L'appendice A contiene il glossario dei principali termini tecnici usati nel documento.

L'appendice B contiene l'elenco dei provvedimenti amministrativi richiamati, in forma sintetica, nel documento, ciascuno corredato dai relativi riferimenti completi.

1 Introduzione

1.1 Finalità generali

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato nel mese di giugno 1997 la consultazione con i soggetti interessati nell'ambito di un procedimento avviato allo scopo di definire un nuovo ordinamento tariffario, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/1995), diffondendo il documento sui "Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario" contenente gli obiettivi del nuovo ordinamento ed i criteri che si intendono seguire. Nello stesso mese di giugno si sono tenute le audizioni speciali delle associazioni di consumatori e utenti, delle associazioni ambientaliste e delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori, nonché gli incontri con gli esercenti.

Nel documento sui "Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario" si invitavano i soggetti interessati a far pervenire all'Autorità, entro il 21 luglio, osservazioni e commenti su quanto prospettato nel documento stesso. La lista dei soggetti che hanno provveduto ad inviare osservazioni e commenti è presentata nell'appendice C di questo documento.

Avendo acquisito e valutato tale materiale, l'Autorità diffonde il presente documento contenente proposte per un nuovo ordinamento tariffario per i servizi di vettoriamento e fornitura di energia elettrica e di allacciamento degli utenti alla rete. Si tratta del primo tempo di un processo che dovrà portare, con opportuna gradualità, ad un nuovo ordinamento tariffario per l'intero servizio elettrico. Sarà infatti affrontata in un secondo tempo, e si ritiene possa essere oggetto di separato documento per la consultazione, l'introduzione di un nuovo regime di regolamentazione delle fasi di generazione e trasmissione. In quell'occasione si procederà anche ad una revisione della disciplina dello scambio¹.

Audizioni ed incontri si terranno nel prossimo mese di aprile per approfondire quanto nel seguito esposto.

La regolamentazione tariffaria del settore elettrico non può prescindere da considerazioni sulla qualità del servizio erogato agli utenti. Il tema della qualità del servizio elettrico ha peraltro una rilevanza molto maggiore delle sole implicazioni tariffarie a cui si fa riferimento nel presente documento. Per questo motivo, il tema è approfondito in un documento separato, "Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica" che viene diffuso congiuntamente al presente ed al quale si farà riferimento nel seguito.

¹ L'istituto dello scambio è previsto dagli articoli 20 e 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9. In particolare saranno rideterminati i parametri, attualmente fissati dal titolo IX del provvedimento CIP n. 6/1992.

1.2 Contesto normativo

L'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/1995 dispone 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.

L'articolo 1, comma 1 della medesima legge identifica gli obiettivi da perseguire nella definizione del nuovo sistema di regolamentazione tariffaria. In particolare, il nuovo ordinamento tariffario dovrà:

- essere “certo, trasparente e basato su criteri predefiniti”;
- tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso “la promozione della concorrenza e dell'efficienza”;
- assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio elettrico con adeguati livelli di qualità su tutto il territorio nazionale;
- “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.

L'articolo 2, comma 17, stabilisce che le tariffe dovranno essere intese come prezzi massimi dei servizi al netto delle imposte, mentre l'articolo 3, comma 2, precisa che per le tariffe relative ai servizi di fornitura dell'energia elettrica, i prezzi (massimi) unitari da applicarsi per tipologia di utenza dovranno essere identici sull'intero territorio nazionale.

1.3 Un nuovo ordinamento tariffario

L'opportunità di un nuovo ordinamento tariffario per il servizio elettrico va peraltro ben oltre l'ottemperanza al citato disposto di legge. Il sistema tariffario attualmente vigente, risalente nell'impianto all'epoca della nazionalizzazione del settore elettrico, mal si adegua ad una prospettiva di graduale liberalizzazione ed apertura al mercato del settore elettrico, così come anche delineato dalla direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica³ di prossimo recepimento nella legislazione nazionale.

² Tra le altre indicazioni in materia, una recente deliberazione del CIPE (n. 211/1997) individua la necessità di incrementare l'efficienza energetica presso i settori produttivi e gli utenti civili, al fine di limitare le emissioni di gas serra.

³ Direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: direttiva europea 96/92/CE).

Un sistema di prezzi dei servizi fissati in via amministrativa non permette infatti quei margini di flessibilità ed imprenditorialità necessari per una seppur graduale liberalizzazione dell'offerta del servizio. La regolamentazione di tali prezzi è peraltro necessaria laddove il servizio stesso non sia offerto in regime di vera concorrenza. Lo sviluppo di tale concorrenza, possibile in alcune fasi del servizio elettrico, richiederà tempo e cambiamenti di assetto, mentre altre fasi, in primo luogo la trasmissione, avendo forti connotazioni di monopolio tecnico, difficilmente potranno essere caratterizzate, anche in prospettiva, dalla presenza di più operatori in concorrenza tra loro.

Infine, il sistema tariffario vigente è caratterizzato da prezzi dei servizi che, da un lato, nei confronti della singola tipologia di utenza, raramente rispecchiano i costi della fornitura del servizio alla tipologia stessa; dall'altro lato, hanno, per l'intera utenza, mirato a coprire i costi complessivi dei servizi forniti come dichiarati dagli esercenti. Questa situazione è chiaramente non ottimale rispetto al perseguimento degli obiettivi di efficienza sia nell'utilizzazione del servizio da parte degli utenti, sia nella fornitura dello stesso da parte degli esercenti.

Il nuovo ordinamento tariffario proposto nel presente documento introduce:

- margini di flessibilità contrattuale tra imprese fornitrici ed utenti del servizio elettrico, assicurando comunque un elevato grado di tutela dell'utenza, in particolare quella domestica, ed il mantenimento di una tariffa, intesa come prezzo massimo unitario dei servizi al netto delle imposte, identica per ciascuna tipologia di utenza sull'intero territorio nazionale;
- stimoli per i gestori delle reti e le imprese fornitrici all'uso efficiente delle risorse rispettivamente nella trasmissione e fornitura dell'energia elettrica, che vanno ad affiancarsi a quelli già introdotti per la produzione dell'energia elettrica con la deliberazione dell'Autorità n. 70/97;
- stimoli all'uso efficiente dell'energia elettrica da parte degli utenti.

1.4 Struttura del documento

Il presente documento contiene quattro ulteriori capitoli. Nel capitolo 2 viene presentata l'articolazione che l'Autorità intende dare al processo di riordino tariffario, in termini sia di struttura per fasi e attività del servizio elettrico, che di sequenza degli interventi. Nel capitolo 3 viene illustrata la proposta relativa ai nuovi corrispettivi per il vettoriamento dell'energia elettrica. Nel capitolo 4 viene presentata la proposta di regolamentazione tariffaria per la fornitura all'utenza finale. Infine, il capitolo 5 descrive il riordino proposto per i contributi di allacciamento. Per facilitare la lettura del documento, l'appendice A contiene un glossario dei termini tecnici più frequentemente utilizzati nel testo; l'appendice B contiene l'elenco dei provvedimenti amministrativi richiamati sinteticamente nel documento, con i relativi riferimenti completi.

2 Articolazione e attuazione della nuova regolamentazione tariffaria

2.1 Articolazione verticale della regolamentazione

Il sistema di regolamentazione tariffaria che l'Autorità intende introdurre è caratterizzato da un'articolazione verticale tra le principali fasi del servizio elettrico: generazione, trasmissione e fornitura (comprendente distribuzione e vendita). Ciò:

- consente il perseguimento degli obiettivi di sviluppo più adeguati per ciascuna fase del servizio elettrico;
- assicura flessibilità al sistema di regolamentazione tariffaria rispetto a mutamenti di assetto del settore elettrico;
- assegna chiare responsabilità agli operatori delle diverse attività e fasi del servizio elettrico;
- facilita l'estensione selettiva della regolamentazione tariffaria ai servizi (come quello di utilizzo del sistema di trasmissione) rilevanti per lo sviluppo, in prospettiva, del mercato libero dell'energia elettrica, anche in relazione al prossimo recepimento nella legislazione italiana della direttiva europea 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica.

L'articolazione verticale della regolamentazione offre l'ulteriore vantaggio di consentire l'adozione di un approccio graduale nell'introduzione di meccanismi di regolamentazione che presentano elementi radicalmente innovativi rispetto al passato.

2.2 Gradualità nella transizione

L'introduzione del nuovo ordinamento tariffario per il servizio elettrico sarà articolata in due insiemi di interventi; essi costituiscono due tempi di un unico processo, e i meccanismi dei quali si propone l'introduzione in un primo tempo sono coerenti con il sistema di regolamentazione definitivo.

Si propone in un primo tempo l'introduzione, anche in diversi momenti e con più provvedimenti, di un nuovo regime di regolamentazione:

- dei corrispettivi di vettoriamento, cioè per l'utilizzo delle reti di trasmissione e distribuzione per il trasporto di energia per conto di terzi aventi diritto;
- dei prezzi di cessione dell'energia elettrica tra esercenti, in particolare, dalle imprese produttrici-fornitrici alle imprese fornitrici;

- dei prezzi praticati dalle imprese fornitrici agli utenti finali;
- dei contributi di allacciamento;

nonché l'introduzione di un sistema di perequazione dei costi di fornitura tra i diversi esercenti il servizio elettrico.

Sarà invece affrontata in un secondo tempo l'introduzione del nuovo regime di regolamentazione tariffaria delle fasi di generazione e trasmissione.

Va considerato a questo proposito che in un mercato competitivo della produzione di energia elettrica non sarebbe necessaria una regolamentazione diretta dei prezzi. L'Autorità auspica che si possa, in tempi brevi, sviluppare in questo segmento concorrenza tra gli operatori, esistenti e nuovi. In questo contesto costituirà tappa fondamentale il recepimento nella legislazione nazionale della direttiva europea 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica e le decisioni relative all'assetto del settore elettrico che verranno adottate in quella sede, per cui l'Autorità ritiene opportuno rimandare ad un tempo successivo la definizione del nuovo regime di regolamentazione tariffaria della generazione e della trasmissione.

Si tratta comunque di una materia complessa e la portata dei cambiamenti necessari per definire un regime tariffario compatibile con l'introduzione di concorrenza nella generazione di energia elettrica rende necessarie ulteriori elaborazioni e un più articolato processo di consultazione con gli operatori.

Nel frattempo, il regime di regolamentazione della generazione di energia elettrica attualmente in vigore non sarà modificato nella sua logica di funzionamento e i costi variabili riconosciuti alla generazione di energia elettrica continueranno ad essere determinati secondo quanto disposto nella deliberazione dell'Autorità n. 70/97. L'articolazione verticale della regolamentazione rende però necessario rinnovare i meccanismi attraverso i quali i costi riconosciuti alla generazione vengono trasferiti, attraverso le fasi a valle del servizio elettrico, agli utenti.

Infine, non si introduce nell'immediato una regolamentazione esplicita dei prezzi di trasferimento dell'energia elettrica tra le diverse fasi della filiera per i soggetti verticalmente integrati operanti nel settore: ciò avverrà in un secondo tempo. Rimane comunque indispensabile che le imprese verticalmente integrate, e quelle che operano in altri settori oltre che in quello elettrico, adottino fin da subito procedure di separazione contabile tra le diverse attività, secondo direttive che l'Autorità si appresta ad emanare (ai sensi del combinato disposto dell'articolo 2, comma 12, lettera f), e dell'articolo 3, comma 8, della legge n. 481/1995).

3 Vettoriamento dell'energia elettrica

Per servizio di vettoriamento si intende l'utilizzo del sistema di trasmissione nazionale e delle reti di distribuzione per il trasporto dell'energia elettrica da un impianto di produzione (punto di consegna) ad un impianto di utilizzazione di un cliente idoneo (punto di riconsegna)⁴.

L'energia elettrica può essere vettoriata sulla sola rete di trasmissione, sulla sola rete di distribuzione o su entrambe, a seconda del livello di tensione nei punti di consegna e riconsegna e della distanza tra gli stessi.

3.1 Il regime vigente

L'istituto del vettoriamento di energia elettrica è presente nella normativa vigente, ma limitato a specifiche destinazioni dell'energia elettrica⁵. I corrispettivi per il vettoriamento dell'energia elettrica sulle reti di media, alta ed altissima tensione sono fissati dal titolo VIII del provvedimento CIP n. 6/1992⁶ ed includono pedaggi e perdite di energia elettrica⁷.

I pedaggi sono riferiti:

- al livello di tensione di consegna e di riconsegna;
- alla distanza in linea d'aria tra il punto di consegna ed il punto di riconsegna, assumendo distanze massime convenzionali per le diverse tensioni di trasporto;

⁴ Ai soli fini della regolamentazione dei corrispettivi di vettoriamento, gli utenti che, in base alla normativa vigente, avranno diritto al vettoriamento di energia elettrica saranno equiparati ai clienti idonei, come individuati in sede di recepimento nella legislazione nazionale della direttiva europea 96/92/CE.

⁵ Il terzo capoverso, n. 6), dell'articolo 4 della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, come modificato dall'articolo 20, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito: legge n. 9/1991), prevede che:

- sia consentita alle imprese la produzione di energia elettrica da impianti che utilizzano fonti convenzionali per uso proprio e, per le imprese costituite in forma societaria, per uso delle società controllate, della società controllante o delle altre società controllate dalla medesima società controllante;
- a tal fine, questi soggetti potranno stipulare con l'Enel convenzioni per il vettoriamento dell'energia elettrica.

L'articolo 23 della legge n. 9/1991 prevede, per l'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili e assimilate, la libera circolazione all'interno di consorzi e società consortili di imprese e fra dette imprese, consorzi per le aree ed i nuclei di sviluppo industriale di cui al testo unico delle leggi sugli interventi per il Mezzogiorno, aziende speciali degli enti locali e società concessionarie di pubblici servizi dagli stessi assunti. L'articolo 22 della stessa legge prevede infine che il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili e assimilate sia regolato da apposite convenzioni con l'Enel.

⁶ Dato il limitato campo di applicabilità dell'istituto del vettoriamento nella normativa vigente, questo non è previsto sulle linee di bassa tensione.

⁷ La normativa vigente non contiene peraltro una definizione di "vettoriamento". Non è quindi chiaro se i corrispettivi previsti coprano i costi di tutti i servizi connessi all'uso del sistema di trasmissione e delle reti di distribuzione, come specificati nelle sezioni 3.4 e 3.5.

- al numero convenzionale di trasformazioni della tensione;
- alla potenza massima convenzionale vettoriata.

Le perdite di energia elettrica sono riferite:

- alla distanza in linea d'aria tra il punto di consegna ed il punto di riconsegna, assumendo distanze massime convenzionali per le diverse tensioni di trasporto;
- al numero convenzionale di trasformazioni della tensione;

ma non vengono addebitate nel caso di vettoriamento in “controflusso”⁸ e per le trasformazioni da un livello di tensione inferiore ad uno superiore.

I corrispettivi previsti dalla vigente normativa, che era stata definita per specifiche e limitate destinazioni dell'energia elettrica, non possono formare le basi di una disciplina generale nella prospettiva di una graduale apertura del mercato elettrico con conseguente aumento dei quantitativi di energia elettrica vettoriata, anche su lunghe distanze, poiché non risulta diretta ed immediata la rispondenza degli attuali corrispettivi ai costi del servizio. Il sistema dei corrispettivi proposto supera, in generale, il riferimento alla distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna, che non rappresenta la determinante più importante dei costi del servizio⁹.

3.2 Il nuovo sistema

I corrispettivi di vettoriamento dovranno assicurare condizioni non discriminatorie per l'accesso alle reti da parte di tutti gli operatori abilitati (produttori e clienti idonei); ciò è essenziale, in prospettiva, per lo sviluppo della concorrenza nella fase di generazione e in quella di fornitura.

Il regime proposto per i corrispettivi di vettoriamento, che sostituirà la disciplina attualmente vigente e che si applicherà almeno inizialmente al vettoriamento su tutte le reti sul territorio nazionale, contiene già alcuni aspetti che si ritiene potranno essere utilizzati per la regolamentazione della trasmissione¹⁰; in questa prospettiva l'esperienza che sarà acquisita

⁸ Vettoriamento dell'energia elettrica sulla rete ad altissima tensione con flusso inverso a quello prevalente della trasmissione Enel.

⁹ Questo è anche l'orientamento seguito nella maggior parte dei paesi europei che hanno recentemente riordinato il regime dei corrispettivi per l'uso del sistema di trasmissione. Il regime proposto nel documento ha notevoli aspetti in comune con quello attualmente in vigore in Norvegia e Svezia, dove la sua applicazione ha dato positivi risultati.

¹⁰ Benché sia il vettoriamento che la trasmissione implicino il trasporto dell'energia elettrica sulle reti, vi è una fondamentale differenza tra i due servizi. Il primo si riferisce infatti al trasporto tra un punto di consegna alla rete ed un punto di riconsegna dalla rete, dove questo trasporto riflette un accordo bilaterale tra produttore e cliente idoneo. Il secondo si riferisce invece al trasporto dell'energia elettrica tra gli impianti di generazione e le

dall'applicazione del nuovo regime al vettoriamento fornirà preziose indicazioni per la regolamentazione della trasmissione che, come già delineato nella sezione 2.2, verrà introdotta in un secondo tempo.

Spunti per la consultazione: regolamentazione dei corrispettivi di vettoriamento

T.1. Si ritiene che possano essere esclusi dal regime di regolamentazione proposto i corrispettivi di vettoriamento sulle reti di soggetti diversi dal gestore della rete nazionale?

3.3 Oneri di sistema

Oltre ai corrispettivi di vettoriamento proposti, di cui si dirà nel seguito, l'Autorità fisserà dei sovrapprezzi ai corrispettivi stessi per assicurare la copertura degli oneri di sistema che si ritiene debbano gravare su tutti gli utenti del servizio elettrico, vincolati ed idonei. Questi sovrapprezzi saranno finalizzati:

- al ripianamento del conto per l'onere termico relativo agli anni 1994, 1995 e 1996, e al primo semestre 1997;
- alla reintegrazione degli oneri derivanti dalla sospensione e interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari;
- alla copertura dei contributi riconosciuti alle imprese fornitrici-acquirenti a fronte di acquisti di energia elettrica prodotta da operatori terzi e dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-fornitrici sull'energia elettrica prodotta dai loro impianti che utilizzano fonti rinnovabili o assimilate;
- alla copertura degli oneri derivanti dall'opzione tariffaria "sociale" DS per l'utenza domestica, di cui alla sezione 4.7.3.2;
- alla copertura degli oneri derivanti dai contributi sostitutivi degli attuali regimi tariffari speciali, di cui alla sezione 4.7.4;
- alla copertura di eventuali altri oneri di sistema, riconosciuti dall'Autorità, per interventi strategici nel settore elettrico, in tema di tutela ambientale, di ricerca e sviluppo e di innovazione tecnologica.

imprese fornitrici che servono l'utenza finale, senza necessariamente una identificazione di rapporti bilaterali tra singoli produttori e singole imprese fornitrici; le modalità contrattuali di trasferimento dell'energia elettrica variano in questo caso a seconda dell'assetto del settore (ad esempio, acquirente unico o mercato dell'energia elettrica).

Questi sovrapprezzi, anche se non riferibili a costi del vettoriamento, saranno incassati dal gestore della rete di trasmissione, che funge da agente esattore, e versati alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: CCSE). Nel caso in cui l'energia vettoriata non transiti sulla rete di trasmissione, bensì sulla rete di distribuzione, i sovrapprezzi saranno incassati dal gestore di quest'ultima rete e quindi versati alla CCSE.

Spunti per la consultazione: oneri di sistema e corrispettivi di vettoriamento

- T.2. *Quali sono i meccanismi più opportuni perché alla copertura degli oneri di sistema partecipino anche i clienti idonei, che acquisteranno energia elettrica sul mercato libero?*
- T.3. *Dovranno tali oneri essere fissati agli stessi livelli che saranno previsti per l'utenza finale, servita dalle imprese fornitrici?*
- T.4. *In particolare, dovranno gli oneri derivanti dall'opzione tariffaria "sociale" gravare anche sui clienti idonei che richiedono il vettoriamento?*
- T.5. *Con quali modalità dovranno essere riconosciuti dall'Autorità i costi relativi ad interventi strategici in tema di tutela ambientale, di ricerca e sviluppo e di innovazione tecnologica?*

3.4 Vettoriamento dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione

La struttura proposta per la regolamentazione tariffaria del vettoriamento sulla rete di trasmissione nazionale comprende:

- corrispettivi di potenza;
- corrispettivi per l'uso del sistema di trasmissione;
- pedaggi in energia a copertura delle perdite.

Spunti per la consultazione: vettoriamento di energia elettrica prodotta da nuovi impianti che utilizzano fonti rinnovabili

- T.6. *È opportuno mantenere un regime di favore per il vettoriamento di energia elettrica prodotta da nuovi impianti che utilizzano fonti rinnovabili?*

3.4.1 Corrispettivi di potenza

3.4.1.1 Struttura dei corrispettivi di potenza

Il corrispettivo di potenza (CP, espresso in lire) sarà destinato alla copertura dei costi

infrastrutturali (costruzione, manutenzione ed esercizio) delle reti e delle stazioni di trasformazione e sarà modulato in funzione del profilo temporale di prelievo del cliente.

Il corrispettivo di potenza sarà proporzionale alla potenza impegnata contrattualmente in ogni fascia oraria. Il valore unitario del corrispettivo sarà differenziato per fascia oraria, con valori maggiori nelle fasce a più alto carico del sistema. Per un cliente generico i , il corrispettivo di potenza, CP_i , sarà perciò strutturato come segue:

$$CP_i = \sum_t (KW_i^t \cdot \lambda_t)$$

dove KW_i^t denota la potenza impegnata dal cliente i nella fascia oraria t e λ_t (lire per kW) denota il corrispondente corrispettivo unitario.

I contratti di vettoriamento potranno prevedere diversi livelli di potenza impegnata nelle diverse fasce orarie.

Spunti per la consultazione: vettoriamento di energia elettrica su brevi distanze

T.7. Sarà opportuno prevedere che, in deroga alla disciplina generale dei corrispettivi di potenza, il concetto di distanza sia tenuto in conto nel caso in cui la distanza in linea d'aria tra punto di consegna alla rete di trasmissione e punto di riconsegna dalla stessa rete sia inferiore ad una soglia prefissata; e che in tal caso il corrispettivo di potenza sia ridotto in proporzione alla minor distanza?

I prezzi λ_t , uguali per tutti i clienti che richiedono il vettoriamento nella fascia oraria t , saranno fissati dall'azienda esercente il servizio di trasmissione nel rispetto di due vincoli:

- il primo impone che i prezzi λ_t crescano al crescere del livello medio di carico della rete di trasmissione nella fascia oraria;
- il secondo impone un tetto (T espresso in lire per kW) al ricavo medio unitario da corrispettivi di potenza:

$$\sum_i CP_i \leq T \cdot \sum_t \left(\sum_i KW_i^t \right)$$

3.4.1.2 Determinazione del vincolo ai ricavi da corrispettivi di potenza

Il vincolo al ricavo medio unitario sarà fissato dall'Autorità in modo da garantire la copertura della quota parte dei costi totali di infrastruttura riconosciuti al vettoriamento ed un'equa remunerazione del capitale.

3.4.2 Corrispettivi per l'uso del sistema di trasmissione

Il corrispettivo per l'uso del sistema di trasmissione coprirà i costi relativi a:

- servizi dinamici (o regolazione di frequenza);
- regolazione della tensione;
- sistemi di misura;
- disponibilità di riserva di potenza.

Le diverse parti del corrispettivo per l'uso del sistema saranno fissate dall'Autorità.

Potrà essere previsto l'obbligo per tutti gli impianti allacciati alla rete, e quindi anche per quelli che chiedono il vettoriamento dell'energia elettrica, di assicurare alla rete alcuni servizi, quali ad esempio la riserva istantanea che fornisce la regolazione primaria della frequenza.

Per quanto riguarda i servizi dinamici, la regolazione della tensione e i sistemi di misura, i corrispettivi verranno fissati dall'Autorità, con riferimento ai costi dei servizi. I corrispettivi per i servizi dinamici e per la regolazione della tensione saranno correlati all'energia elettrica vettoriata, mentre per i sistemi di misura sarà previsto un corrispettivo fisso.

La riserva di potenza sarà inizialmente garantita dal gestore della rete di trasmissione, con corrispettivi per unità di potenza di riserva richiesta fissati dall'Autorità. La potenza di riserva richiesta potrà essere inferiore alla potenza impegnata ai fini del vettoriamento. In prospettiva, parte della riserva potrà essere fornita da terzi operatori. Una volta che tale servizio venga fornito in regime di concorrenza, potrà essere non più necessaria una regolamentazione diretta dei corrispettivi da parte dell'Autorità.

Più in generale, l'Autorità provvederà ad una revisione del regime dei corrispettivi per i servizi dinamici, la regolazione della tensione, i sistemi di misura e la disponibilità di riserva di potenza, dopo il recepimento nella legislazione nazionale della direttiva europea 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica, alla luce delle determinazioni e delle indicazioni sull'assetto del settore elettrico, e delle fasi di generazione e trasmissione in particolare, che emergeranno in quella sede. In tale occasione si potrebbe eliminare la regolamentazione diretta di alcuni dei corrispettivi per l'uso del sistema di trasmissione, qualora fosse possibile introdurre concorrenza nella fornitura dei relativi servizi.

Spunti per la consultazione: corrispettivi a copertura dei costi della riserva di potenza, bilanciamento e qualità dell'energia vettoriata

T.8. Quali tipi di riserva di potenza dovranno essere forniti anche nel futuro dal gestore della rete di trasmissione e quali potranno, nel futuro, essere forniti in regime di concorrenza anche da altri operatori?

T.9. Quali sono gli impianti di generazione che dovranno essere presi a riferimento nella determinazione dei corrispettivi a copertura dei costi relativi alla riserva di potenza?

3.4.3 Pedaggi in energia a copertura delle perdite

Per quanto riguarda le perdite di energia elettrica sulla rete di trasmissione, sia i produttori che immettono in rete energia elettrica “da vettoriare”, sia i clienti idonei che prelevano energia elettrica “vettoriata” dalla rete saranno soggetti ad un “pedaggio in energia” a copertura delle perdite che la loro immissione o il loro prelievo genera. Il “pedaggio in energia” sarà differenziato su base geografica in modo da rispecchiare accuratamente le effettive perdite di energia elettrica sulla rete di trasmissione¹¹.

Il pedaggio sarà determinato in base al nodo del sistema di trasmissione in cui avverrà l'immissione o il prelievo. Il pedaggio per kWh immesso, β_k , a carico del generatore che immette energia nel nodo k sarà calcolato come segue:

$$\beta_k = \frac{\Delta_{perdite_k}}{\Delta_{immissione\ nel\ nodo\ k}},$$

dove $\Delta_{immissione\ nel\ nodo\ k}$ è la maggiore energia elettrica immessa nella rete al nodo k e $\Delta_{perdite_k}$ è la variazione delle perdite in corrispondenza della variazione di immissione al nodo k . $\Delta_{perdite_k}$ sarà determinato attraverso un modello dei flussi fisici di energia elettrica sulla rete nell'ipotesi che, in corrispondenza dell'immissione di un kWh aggiuntivo nel nodo k , l'immissione di energia elettrica in tutti gli altri nodi di immissione del sistema si modifichi per compensare, data la domanda, la maggiore immissione al nodo k . Quindi:

$$\Delta_{perdite_k} = \Delta_{immissione\ nel\ nodo\ k} + \sum_{z \neq k} \Delta_{immissione\ nel\ nodo\ z}$$

dove $\sum_{z \neq k} \Delta_{immissione\ nel\ nodo\ z}$ è la somma delle variazioni di immissione in tutti gli altri nodi di immissione del sistema derivanti dalla maggior immissione nel nodo k .

¹¹ Una struttura dei pedaggi differenziata geograficamente potrebbe anche fornire, nel medio-lungo termine, stimoli alla localizzazione degli impianti di produzione nelle aree con maggiore deficit energetico.

Così definito $\Delta\text{perdite}_k$ potrà assumere valori positivi o negativi, a seconda che l'immissione di energia elettrica nel nodo k aumenti o diminuisca le perdite complessive del sistema. Corrispondentemente anche il parametro β_k potrà assumere valori positivi o negativi¹².

Quindi al generatore che richiederà di immettere nella rete di trasmissione attraverso il nodo k la quantità "lorda" V di energia elettrica, verrà riconosciuta una quantità vettoriata $V(1-\beta_k)$.

Un meccanismo analogo opererà per i prelievi di energia elettrica dalla rete. In questo caso un cliente idoneo che preleverà dal nodo j la quantità "netta" J di energia elettrica, dovrà richiedere il vettoriamento della quantità $J(1+\beta_j)$, dove:

$$\beta_j = \frac{\Delta\text{perdite}_j}{\Delta\text{prelievo nel nodo } j}$$

e la variazione delle perdite in corrispondenza della variazione del prelievo al nodo j, $\Delta\text{perdite}_j$, sarà determinata nell'ipotesi che, in corrispondenza del prelievo di un kWh aggiuntivo nel nodo j, l'immissione di energia elettrica negli altri nodi del sistema si modifichi per bilanciare il maggiore prelievo. Quindi in questo caso:

$$\Delta\text{perdite}_j = \sum_{z \neq j} \Delta\text{immissione nel nodo } z - \Delta\text{prelievo nel nodo } j$$

dove $\sum_{z \neq j} \Delta\text{immissione nel nodo } z$ sarà la somma delle variazioni di immissione in tutti gli altri nodi di immissione del sistema, derivanti dal maggior prelievo nel nodo j.

Pertanto il vettoriamento di energia elettrica dal nodo di immissione k a quello di prelievo j comporterà un pedaggio in energia (CE), pari alla differenza tra energia immessa ed energia prelevata, in termini di energia "netta" J prelevata dalla rete, pari a^{13,14}:

$$CE = \frac{\beta_j + \beta_k}{1 - \beta_k} J$$

Una analisi preliminare della variabilità dei valori β , permetterà di valutare l'opportunità di:

¹² In generale ci si può attendere che il parametro β_k assuma valori positivi se il nodo k è situato in un'area caratterizzata da surplus energetico (cioè immissioni in rete maggiori dei prelievi). Nodi situati in aree caratterizzate da deficit (immissioni inferiori ai prelievi) evidenzieranno generalmente valori negativi del parametro β_k .

¹³ La rappresentazione del pedaggio in energia presentato nel testo può essere derivata notando che $CE = V - J$ e che $V(1-\beta_k) = J(1+\beta_j)$.

¹⁴ Se espresso in termini di energia "lorda" V immessa nella rete, il pedaggio in energia (CE) sarà pari a

$$CE = -\frac{\beta_j + \beta_k}{1 + \beta_j} V$$

- differenziare i valori di β_n per fascia oraria;
- adottare lo stesso valore di β_n per tutti i nodi situati nella medesima area geografica, nonché di determinare l'estensione ottimale di tale area;
- adottare valori di β_n identici in valore assoluto per i nodi di immissione ed i nodi di prelievo in una determinata area geografica.

3.5 Vettoriamento dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione

Oltre che sulla rete nazionale di trasmissione, il vettoriamento dell'energia elettrica potrà avvenire anche sulle reti locali di distribuzione.

Per l'energia elettrica vettoriata sulle reti di distribuzione sarà introdotta una struttura tariffaria che, analogamente a quanto previsto per l'uso della rete di trasmissione, includerà:

- corrispettivi di potenza, a copertura dei costi infrastrutturali;
- corrispettivi per l'uso del sistema di distribuzione;
- pedaggio in energia a copertura delle perdite.

Il corrispettivo per l'uso del sistema di distribuzione coprirà i costi relativi:

- ai servizi dinamici (o regolazione di frequenza);
- alla regolazione della tensione;
- ai sistemi di misura;
- alla disponibilità di riserva di potenza.

Il corrispettivo di potenza varierà in ragione della distanza in linea d'aria tra punto di consegna (o di passaggio dalla rete di trasmissione) e punto di riconsegna (o punto di passaggio alla rete di trasmissione) e ai livelli di tensione a cui avvengono la consegna e la riconsegna.

La struttura dei corrispettivi per l'uso del sistema di distribuzione ed i criteri che verranno seguiti per la loro determinazione saranno in generale simili a quelli utilizzati per i corrispondenti corrispettivi riferiti al sistema di trasmissione; la parte relativa ai costi dei servizi dinamici farà riferimento alla regolazione della frequenza effettuata dal sistema di trasmissione.

Il pedaggio in energia a copertura delle perdite sulla rete di distribuzione farà riferimento al

livello di tensione nei punti di consegna (o di passaggio dalla rete di trasmissione) e di riconsegna (o di passaggio alla rete di trasmissione), dal momento che si registrano sostanziali perdite nella trasformazione da un livello di tensione ad un altro.

3.6 Vettoriamento misto

Per ogni vettoriamento che interessi sia la rete di trasmissione che la rete di distribuzione, il corrispettivo di potenza rifletterà l'utilizzo delle diverse reti. Il corrispettivo per l'uso del sistema sarà addebitato solo una volta, facendo riferimento al corrispettivo relativo all'uso del sistema di trasmissione. Il pedaggio in energia rifletterà l'utilizzo delle diverse reti e delle relative trasformazioni di tensione.

Per ogni vettoriamento, qualora siano possibili più percorsi nozionali (definiti da distanze percorse su reti a diversa tensione e dalle relative necessarie trasformazioni di tensione), la determinazione del pedaggio sarà effettuata facendo riferimento al percorso che comporta il corrispettivo totale minore.

3.7 Vettoriamento internazionale

Il recepimento nella legislazione nazionale della direttiva europea 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica, e la conseguente liberalizzazione a livello europeo della vendita di energia elettrica ai clienti idonei, renderà necessaria la fissazione di corrispettivi per il vettoriamento internazionale dell'energia elettrica e per l'uso delle reti di trasmissione di diversi Stati membri.

L'Autorità provvederà a tempo debito a formulare proposte in merito, che potranno anche prevedere una revisione dei corrispettivi per il vettoriamento nazionale, anche alla luce delle determinazioni e delle indicazioni di assetto del settore elettrico che emergeranno in sede di recepimento nella legislazione nazionale della direttiva europea 96/92/CE. Tali proposte faranno riferimento, per quanto possibile, ai criteri utilizzati per la determinazione del regime dei corrispettivi di vettoriamento sulla rete di trasmissione, eventualmente modificati sulla base dell'esperienza acquisita con la loro applicazione a livello nazionale. In ogni caso, sarà necessario il coordinamento dei regimi a livello europeo per evitare una doppia imposizione di corrispettivi per servizi che vengono offerti in maniera integrata dalla rete di trasmissione interconnessa.

3.8 Aggiornamento dei corrispettivi

3.8.1 Corrispettivi di potenza

Il vincolo ai corrispettivi di potenza (T) verrà aggiornato automaticamente con cadenza annuale in funzione dell'andamento dell'indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati e dei recuperi attesi di produttività, su un periodo triennale.

Formalmente, indicato con \hat{X} il recupero atteso di produttività su base annuale (espresso in termini percentuali) fissato dall'Autorità per un periodo triennale e con (I) il tasso annuale di variazione dei prezzi al consumo, la regola di aggiornamento annuale del vincolo può essere espressa come segue:

$$T_p = T_{p-1} (1 + I_{p-1} - \hat{X})$$

dove T_p e T_{p-1} sono rispettivamente i ricavi medi unitari massimi ammessi nel periodo p e $p-1$.

Spunti per la consultazione: aggiornamento dei corrispettivi di vettoriamento

T.10. Quali sono i criteri da utilizzare nella fissazione del parametro \hat{X} che definisce il recupero atteso di produttività nella gestione del sistema di trasmissione?

3.8.2 Corrispettivi per l'uso del sistema

I corrispettivi a copertura dei costi relativi ai servizi dinamici, alla regolazione della tensione, ai sistemi di misura ed alla disponibilità di riserva di potenza saranno aggiornati annualmente dall'Autorità.

Spunti per la consultazione: aggiornamento dei corrispettivi per l'uso del sistema

T.11. È opportuno prevedere un sistema di aggiornamento basato sul metodo del price-cap anche per i corrispettivi per l'uso del sistema?

3.8.3 Pedaggi in energia a copertura delle perdite

Per quanto riguarda i pedaggi in energia a copertura delle perdite, i valori β saranno fissati per un periodo di durata almeno triennale e aggiornati dall'Autorità utilizzando la metodologia di determinazione descritta nella sezione 3.4.2. Per garantire stabilità nelle condizioni di vettoriamento offerte ai produttori e ai clienti idonei, i parametri in vigore alla stipula di un contratto di vettoriamento potranno applicarsi per tutta la durata del contratto stesso, anche nel caso in cui tale durata ecceda il periodo di aggiornamento dei parametri.

4 Fornitura di energia elettrica

4.1 Fornitura: distribuzione e vendita

La fornitura rappresenta la fase più a valle del servizio elettrico e comprende le attività di:

- a. trasporto e consegna dell'energia elettrica all'interno di un'area di distribuzione fino ai singoli utenti (attività di distribuzione);
- b. vendita dell'energia elettrica: stipulazione del contratto di fornitura, misurazione dell'energia, fatturazione ed esazione (attività di vendita).

Queste attività hanno caratteristiche economiche e di costo molto diverse. Mentre la distribuzione ha caratteristiche di monopolio tecnico locale che rendono necessario un intervento di regolamentazione da parte dell'Autorità anche nel lungo termine, la vendita potrebbe in futuro essere liberalizzata e aperta alla concorrenza. La disciplina del mercato ridurrebbe, fino forse a rimuoverla, la necessità di una regolamentazione diretta. Tuttavia, fino ad allora, tutte le attività che costituiscono la fornitura di energia elettrica dovranno essere regolamentate.

Il meccanismo di regolamentazione proposto prevede che la distribuzione e la vendita siano sottoposte ad un insieme comune di vincoli.

4.2 Il regime vigente

Il regime attualmente vigente prevede tariffe all'utenza finale fissate in via amministrativa. Tali tariffe non appaiono, in generale, rispecchiare accuratamente i costi. Di conseguenza per alcune classi di utenza la tariffa non arriva a coprire il costo del servizio fornito, mentre per altre essa consente ampi margini di profitto. Un fornitore unico può sopportare tali disparità, compensandole mediante impliciti "trasferimenti interni" tra le varie classi di utenza. Anche se non compromettono l'equilibrio economico del fornitore, le disparità non sono razionali, creano distorsioni nel sistema produttivo e non hanno ragione di esistere nell'ambito di una regolamentazione economica del servizio il cui obiettivo sia l'uso efficiente delle risorse.

D'altra parte la rigidità di un sistema di prezzi amministrati costringe il regolatore a disegnare una disciplina tariffaria minuziosa e complessa, nel tentativo di prevedere e disciplinare singolarmente situazioni molto diverse; e tuttavia questo tentativo non riesce mai completamente e restano quindi regolamentate in modo insoddisfacente situazioni in cui il fornitore potrebbe disegnare una diversa articolazione della tariffa con vantaggio sia proprio che dell'utente.

4.3 Il nuovo sistema

Conseguentemente, il sistema di regolamentazione tariffaria proposto risponde a un duplice obiettivo:

- da un lato, una maggiore aderenza delle tariffe ai costi del servizio, in modo che ciascun utente sostenga un onere economico commisurato al costo per il sistema elettrico di cui esso è responsabile. Tale criterio risponde sia alla logica di funzionamento del mercato, le cui principali caratteristiche la regolamentazione mira a riprodurre, sia al dettato della legge n. 481/1995 che, all'articolo 1, impone di "armonizzare gli equilibri economico - finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse". Infatti l'equilibrio economico - finanziario delle imprese che forniscono il servizio è tanto meglio tutelato quanto minori sono i trasferimenti interni loro richiesti, dato che diverse imprese fornitrici hanno composizioni di utenza diverse, e un sistema tariffario fortemente squilibrato finirebbe per generare rendite presso alcune imprese fornitrici a danno di altre. Il criterio fondamentale di aderenza delle tariffe ai costi è quello che meglio assicura in generale l'uso efficiente delle risorse, sia nell'offerta del servizio elettrico che nelle decisioni di impiego dell'elettricità da parte dei clienti. Richiedono invece qualche scostamento da tale criterio gli obiettivi sociali e di tutela ambientale. L'obiettivo della solidarietà sociale viene considerato nella sezione 4.7.3.2 che disegna la proposta di opzione tariffaria "sociale". La tutela dell'ambiente deve essere perseguita, con separata strumentazione, nella generazione di energia elettrica e nel suo impiego. La generazione non è oggetto del presente documento: l'Autorità ha introdotto, con la deliberazione n. 70/97, un sistema di copertura del costo variabile di generazione che incentiva il risparmio di combustibile, mentre una considerazione del diverso effetto inquinante dei diversi combustibili è allo studio e deve essere oggetto di intervento coordinato con la normativa fiscale. Per quanto riguarda il risparmio energetico da parte dell'utenza, per ragioni di tutela ambientale, la disciplina della fornitura può esercitare un effetto incentivante mediante il ricorso a tecniche di controllo e gestione della domanda, che dovranno essere introdotte a cura degli esercenti e che potranno essere riconosciute in tariffa, in fase di aggiornamento, attraverso il parametro Z come spiegato nella sezione 4.9;
- dall'altro lato, aprire spazi di flessibilità nell'offerta del servizio elettrico da parte delle imprese fornitrici, mantenendo comunque un elevato grado di tutela degli utenti. Si confida che questa maggiore flessibilità stimoli le imprese fornitrici ad offrire opportunità di scelta agli utenti, anche in mancanza di concorrenza nella vendita di energia elettrica. L'esperienza che ne deriverà sarà estremamente interessante nella prospettiva di liberalizzazione di questo segmento della filiera elettrica.

4.4 Tipologie di utenza

L'Autorità intende definire, ai fini della regolamentazione, un numero limitato di classi di fornitura, denominate tipologie di utenza¹⁵. Si propone quindi una suddivisione dei consumatori basata su due criteri: a) sul livello di tensione a cui avviene la fornitura; e b) sul tipo di uso, limitatamente alla distinzione tra usi domestici, usi di illuminazione pubblica e altri usi. I due criteri permettono l'individuazione di classi di utenti sufficientemente omogenei in termini di profilo e di elasticità della domanda, ai fini dell'efficacia del meccanismo di regolamentazione tariffaria proposto, per indurre l'offerta di opzioni tariffarie che riflettano i costi del servizio e per limitare le possibilità di discriminazione di prezzo.

Le tipologie di utenza proposte sono le seguenti:

- utenza alimentata in bassa tensione per uso di illuminazione pubblica;
- utenza alimentata in bassa tensione per usi domestici;
- utenza alimentata in bassa tensione per tutti gli altri usi;
- utenza alimentata in media tensione per uso di illuminazione pubblica;
- utenza alimentata in media tensione per tutti gli altri usi;
- utenza alimentata in alta tensione.

Spunti per la consultazione: tipologie di utenza

T.12. La classificazione dell'utenza proposta è la più appropriata ai fini della regolamentazione tariffaria?

4.5 Oneri di sistema

Nel regime attualmente vigente, alcuni oneri di sistema sono coperti con le tre componenti inglobate nella parte A della tariffa elettrica, come definite dalla deliberazione dell'Autorità n. 70/97:

- componente A1 destinata al ripianamento dei disavanzi del conto onere termico relativi agli anni 1994, 1995, 1996 e al primo semestre dell'anno 1997;
- componente A2 destinata alla reintegrazione degli oneri derivanti dalla sospensione e interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari;
- componente A3 destinata alla copertura dei contributi ai prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da terzi operatori e dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-

¹⁵ Questa è la stessa terminologia utilizzata nell'articolo 3, comma 2, della legge n. 481/1995.

fornitrici per l'energia elettrica prodotta dai loro impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate.

I fornitori attualmente riscuotono dagli utenti finali la parte A della tariffa e versano alla CCSE le componenti A1, A2 e A3.

Nel regime proposto, alle attuali componenti A1, A2 e A3, se ne aggiungeranno altre, il cui gettito sarà destinato alla:

- copertura degli oneri derivanti dalla tutela delle fasce di utenza economicamente più deboli, attraverso l'opzione tariffaria "sociale" descritta nella sezione 4.7.3.2 (componente A4);
- copertura degli oneri derivanti dai contributi sostitutivi degli attuali regimi tariffari speciali, con le modalità descritte nella sezione 4.7.4 (componente A5);
- copertura di eventuali altri oneri di sistema, riconosciuti dall'Autorità, per interventi strategici nel settore elettrico in tema di tutela ambientale, di ricerca e sviluppo e di innovazione tecnologica (componente A6).

L'Autorità fisserà i valori medi delle componenti da A1 a A6 per ciascuna tipologia di utenza. I fornitori saranno tenuti a versare alla CCSE le componenti da A1 a A6 relative all'energia elettrica fornita a ciascuna tipologia di utenza. I vincoli tariffari permetteranno ai fornitori di riscuotere, in complesso dagli utenti appartenenti ad una stessa tipologia, le componenti da A1 ad A6 relative alla tipologia stessa; peraltro gli stessi vincoli non determineranno, nei dettagli, come l'onere relativo a queste componenti sarà ripartito tra gli utenti appartenenti alla stessa tipologia.

Spunti per la consultazione: oneri di sistema

T.13. La componente A4 dovrà gravare su tutta l'utenza, o solo sull'utenza domestica?

T.14. Con quali modalità dovranno essere riconosciuti dall'Autorità i costi relativi ad interventi strategici in tema di tutela ambientale, di ricerca e sviluppo e di innovazione tecnologica?

4.6 Formazione e copertura dei costi totali di fornitura dell'energia elettrica

L'attività delle altre fasi del servizio elettrico rappresentano per la fornitura di energia elettrica un input del processo produttivo. I costi totali di fornitura sono quindi composti da elementi che hanno origine nelle fasi della filiera a monte (costi di acquisto dell'energia elettrica e costi di trasmissione sulla rete nazionale) e da altri che invece sono generati direttamente dalle attività di distribuzione e vendita dell'energia elettrica. Le modalità con cui i costi di generazione e trasmissione si trasferiscono alle imprese fornitrici sono diverse per

operatori verticalmente integrati e per fornitori che acquistano tutta o parte dell'energia elettrica da altre imprese. Nel primo caso, si tratta di trasferimenti interni alla stessa impresa, il cui prezzo non influisce sulla determinazione del risultato reddituale dell'impresa nel suo insieme; nel secondo caso, i rapporti sono in parte regolati da tariffe di vendita che sono oggi fissate in via amministrativa.

4.6.1 Costi variabili di generazione e trasmissione

Nel regime attualmente vigente, disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità n. 70/97, i costi variabili riconosciuti di generazione e le perdite di energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione sono coperti attraverso la parte B della tariffa, fissata dall'Autorità per ogni tipologia di utenza. Di conseguenza l'impresa fornitrice agisce come un esattore, raccogliendo la parte B dagli utenti e trasferendola alla CCSE, che ripartisce il gettito tra le aziende produttrici-fornitrici sotto forma di contributi ai costi di energia. Tale soluzione non è completamente soddisfacente in termini di efficienza economica per due motivi. Da un lato, per la parte di energia elettrica non autoprodotta, i fornitori sono indifferenti rispetto all'effettivo costo variabile di generazione dell'energia elettrica nelle diverse fasce orarie. Dall'altro lato, la determinazione diretta da parte dell'Autorità delle aliquote per classi di utenza toglie ai fornitori la possibilità di modificare i segnali di prezzo inviati agli utenti in funzione dell'effettiva responsabilità alla formazione dei costi variabili di generazione. Invece è proprio il fornitore il soggetto che dispone delle migliori informazioni circa il profilo del carico e le elasticità della domanda delle diverse tipologie di utenza. Sarebbe quindi opportuno delegare ai fornitori l'articolazione della parte dei prezzi di fornitura destinata alla copertura dei costi variabili di generazione, salvo fornire ad essi, attraverso i meccanismi di regolamentazione, i giusti segnali sul costo dell'energia elettrica nelle diverse fasce orarie.

Il meccanismo proposto rafforza lo "sganciamento" tra le modalità e i criteri con cui sono determinati i ricavi dei generatori e i costi di acquisto dell'energia dei fornitori. Ciò consente, dal lato della generazione, di introdurre incentivi alla minimizzazione del costo totale di generazione e di controllare l'esercizio di potere di mercato da parte dell'operatore dominante, lasciando invariato il meccanismo di riconoscimento dei costi stabilito dalla deliberazione dell'Autorità n. 70/97; dal lato dei fornitori, di trasmettere segnali circa il valore dell'energia elettrica nelle diverse fasce orarie.

Dal lato dei fornitori si propone che l'importo da versare alla CCSE per la copertura dei costi variabili di generazione di energia elettrica e delle perdite di energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale, per ogni kWh prelevato dalla rete di trasmissione nella fascia oraria t , sia pari a:

$$CV_t = \sigma_t C_t$$

dove CV_t denota il “costo variabile unitario di generazione” nella fascia oraria t . tenuto conto delle perdite di energia sulla rete di trasmissione, Ct è il costo variabile della produzione termoelettrica nazionale¹⁶, e σ_t è un coefficiente determinato in modo che CV_t dia luogo ad un gettito pari ai costi variabili riconosciuti al mix di impianti attivato tipicamente nella fascia oraria t ¹⁷. Pertanto σ_t sarà maggiore nelle fasce orarie in cui più alta è la quota di energia generata da fonte termoelettrica o importata rispetto a quella prodotta da impianti idroelettrici.

Anticipando quanto sarà esposto nella sezione 4.7.2, si noti che CV costituisce una componente di costo per i fornitori. Tale componente di costo non si tradurrà direttamente in una specifica componente tariffaria per ciascun utente, ma verrà tenuta in conto nei vincoli tariffari, per tipologia di utenza, ai quali dovranno conformarsi i prezzi che i fornitori praticeranno agli utenti finali.

4.6.2 Costi fissi di generazione e di trasmissione

La copertura dei costi fissi di generazione e di trasmissione avviene oggi attraverso la porzione della tariffa praticata agli utenti finali al netto delle componenti inglobate nella parte A della tariffa e della parte B; tale porzione viene riscossa e trattenuta direttamente dal fornitore. Per quanto riguarda l’energia elettrica venduta all’utenza finale da fornitori non produttori, la copertura dei costi fissi di generazione e di trasmissione avviene attraverso la tariffa di cessione dell’energia dal produttore (generalmente l’Enel) al fornitore. Tale tariffa è determinata secondo il criterio del *net-back*. In termini semplificati, il fornitore paga al produttore una quota dei ricavi che esso ottiene dalla fornitura, alle tariffe fissate in via amministrativa, dell’energia elettrica ai propri utenti finali.

4.6.3 Cessioni di energia elettrica alle imprese fornitrici

La tariffa per le cessioni di energia elettrica alle imprese fornitrici è prevista solo per il primo periodo del processo che porterà al nuovo ordinamento tariffario, cioè fino a quando non verrà introdotto il nuovo sistema di regolamentazione delle fasi di generazione e trasmissione, e si applicherà alle cessioni di energia tra le imprese produttrici-fornitrici e le altre imprese fornitrici di energia elettrica. Tale tariffa rifletterà la struttura dei costi fissi di generazione e trasmissione (fino al punto di consegna dell’energia elettrica all’impresa fornitrice) nelle diverse fasce orarie; non rifletterà invece i costi variabili di generazione e quelli relativi alle perdite di energia elettrica sulla rete di trasmissione, in quanto questi saranno coperti attraverso il meccanismo illustrato nella sezione 4.6.1.

Per la fase transitoria si propone quindi una tariffa per fornitori fissata direttamente dall’Autorità. Questa tariffa sarà strutturata in modo da rendere simili le strutture di costo di

¹⁶ Come definito dall’articolo 6, comma 6.5, della deliberazione dell’Autorità n. 70/97.

¹⁷ In particolare il mix di impianti utilizzati nella specifica fascia oraria nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti.

generazione e trasmissione per tutti i fornitori, produttori e non, affinché questi possano essere assoggettati allo stesso insieme di vincoli sui prezzi praticati agli utenti finali¹⁸.

La tariffa per i fornitori si comporrà di due parti¹⁹. La prima parte, destinata alla copertura dei costi fissi di generazione, dipenderà dalla quantità di energia elettrica acquistata e sarà diversificata per fascia oraria. Nella fascia oraria t il prezzo per kWh sarà pari a R_t^v , differenziato in funzione della tensione di consegna dell'energia elettrica v dove i prezzi R_t praticati nelle diverse fasce orarie saranno determinati dall'Autorità annualmente in modo da:

- garantire la copertura della quota dei costi fissi di generazione corrispondente all'energia elettrica venduta alle imprese fornitrici;
- fornire alle imprese fornitrici segnali circa il costo e la scarsità relativa di capacità della generazione di energia elettrica nelle diverse fasce orarie. Tali prezzi saranno quindi minimi nelle ore vuote e massimi nella fascia di punta.

La seconda parte della tariffa per i fornitori sarà destinata alla copertura dei costi fissi di trasmissione dell'energia elettrica (fino al punto di consegna dell'energia elettrica all'impresa fornitrice) e dipenderà dal massimo prelievo di potenza in ogni fascia oraria.

Il fornitore f pagherà $\sum a_t^v \overline{KW}^f$ dove:

- a_t^v è il prezzo (lire per kW) della potenza massima prelevata al livello di tensione v nella fascia oraria t . Per dare ai fornitori segnali circa la scarsità relativa di capacità di trasmissione tale prezzo sarà minimo nelle ore vuote e massimo nella fascia di punta;
- \overline{KW}_t^f è la potenza massima prelevata nella fascia oraria t dal fornitore f .

4.7 Regolamentazione tariffaria della fornitura

Il meccanismo di regolamentazione proposto intende superare il sistema attualmente vigente, basato su prezzi dei servizi fissati amministrativamente, per introdurre nel sistema margini di flessibilità nell'offerta del servizio elettrico, assicurando comunque la tutela degli utenti. Il meccanismo proposto sarà articolato per tipologia di utenza, con un regime generale applicabile a tutte le tipologie, ad eccezione delle utenze domestiche alimentate in bassa tensione per le quali è previsto un regime di maggiore salvaguardia.

¹⁸ In presenza anche di una perequazione dei costi di distribuzione, come descritto nella sezione 4.8.

¹⁹ La tariffa per fornitori verrà aggiornata con il metodo del *price-cap*, utilizzando criteri simili a quelli previsti per l'aggiornamento dei vincoli tariffari per la fornitura agli utenti finali, come descritto nella sezione 4.9.

Il regime generale prevederà che ciascun fornitore sia obbligato ad offrire, in maniera non discriminatoria a tutti gli utenti appartenenti alla stessa tipologia, almeno una opzione tariffaria “regolamentata”, caratterizzata da adeguati livelli specifici di qualità del servizio fissati dall’Autorità²⁰.

I ricavi del fornitore soggetti a regolamentazione saranno quindi, per ciascuna tipologia di utenza, quelli derivanti dalla fornitura di energia elettrica con opzioni tariffarie regolamentate. Sarà lasciata facoltà ai fornitori di offrire, sempre in maniera non discriminatoria a tutti gli utenti di una stessa tipologia, altre opzioni tariffarie, i cui ricavi non saranno soggetti a regolamentazione.

Tutte le opzioni tariffarie, regolamentate e non, dovranno soddisfare le condizioni di erogazione del servizio fissate dall’Autorità²¹.

4.7.1 Condizioni di fornitura

Fatta salva la possibilità per i fornitori di offrire ulteriori varianti, verrà fissato, per quanto concerne le condizioni di fornitura, un insieme minimo di valori di potenza impegnata, tra cui ciascun utente appartenente ad una determinata tipologia potrà scegliere:

- per le forniture in bassa tensione: potenze in multipli di 1,5 kW fino a 6 kW; 10 kW; potenze in multipli di 5 kW, oltre 10 kW;
- per le forniture in media e alta tensione, le condizioni previste dai provvedimenti CIP n. 36/1979, n. 58/1982 e n. 32/1986.

4.7.2 Fornitura agli utenti finali ad eccezione dell’utenza domestica alimentata in bassa tensione

Per ciascuna tipologia di utenza, esclusi gli utenti domestici alimentati in bassa tensione, si imporrà ai fornitori l’obbligo di offrire, a condizioni non discriminatorie e a tutti gli utenti appartenenti alla stessa tipologia, una o più opzioni tariffarie “regolamentate”. Tali opzioni, che dovranno garantire la fornitura ad adeguati livelli qualitativi fissati dall’Autorità²², dovranno soddisfare due vincoli, V1 e V2, identici per tutte le imprese fornitrici. Come illustrato nella sezione 4.7.2.1, l’introduzione di due vincoli, anziché un unico, è resa necessaria dal duplice obiettivo, già richiamato, di offrire elementi di flessibilità nell’offerta

²⁰ Come descritto nel capitolo 3, sezione 3.4, del documento “Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell’energia elettrica”.

²¹ Come illustrato nel capitolo 3, sezione 3.3, del documento “Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell’energia elettrica”.

²² Condizioni di erogazione del servizio e livelli specifici di qualità, come proposti nel capitolo 3, rispettivamente sezioni 3.3 e 3.4, del documento “Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell’energia elettrica”.

del servizio elettrico, pur mantenendo un elevato livello di tutela dell'utente, e di garantire la rispondenza dei prezzi ai costi del servizio elettrico.

I vincoli V1 e V2 si applicheranno per ciascuna tipologia di utenza, in generale a livello di impresa fornitrice, salvo che per le imprese operanti in più ambiti territoriali per le quali si potrebbero applicare a livello di zona di distribuzione.

Spunti per la consultazione: applicazione dei vincoli tariffari

T.15. Nel caso di imprese fornitrici operanti in più ambiti territoriali, i vincoli dovranno intendersi comunque applicabili a livello di impresa, o a livello di singola zona di distribuzione?

Con riferimento ad ogni tipologia di utenza, nel rispetto dei vincoli V1 e V2, il fornitore sarà libero di:

- a. differenziare le opzioni tariffarie regolamentate in funzione delle caratteristiche del prelievo (ad esempio: potenza impegnata, livello dei consumi, profilo temporale del prelievo);
- b. stabilire per ogni opzione tariffaria regolamentata sia la struttura (ad esempio: tariffa monomia, binomia, a più parti, forfettaria, multioraria) che il livello.

Verrà inoltre lasciata la facoltà ai fornitori di offrire, in maniera non discriminatoria a tutti gli utenti appartenenti alla medesima tipologia, ulteriori opzioni tariffarie non regolamentate, diversificate anche in base alla qualità e non soggette ai vincoli V1 e V2.

4.7.2.1 Opzioni tariffarie regolamentate

Le opzioni tariffarie regolamentate definite dal fornitore dovranno:

- essere offerte a tutti gli utenti della medesima tipologia serviti dalla stessa impresa fornitrice. Nel caso di imprese fornitrici operanti su più ambiti territoriali, le opzioni tariffarie regolamentate potrebbero doversi offrire a tutti gli utenti appartenenti alla stessa tipologia e localizzati nella stessa zona di distribuzione;
- garantire la fornitura del servizio nel rispetto delle condizioni di erogazione del servizio e con caratteristiche qualitative non inferiori ai livelli specifici di qualità fissati dall'Autorità²³;

²³ Come proposti nel capitolo 3, rispettivamente sezioni 3.3 e 3.4, del documento "Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica".

- essere preventivamente sottoposte all'approvazione dell'Autorità, che verifica il rispetto dei vincoli V1 e V2.

Spunti per la consultazione: opzioni tariffarie regolamentate

T.16. Nel caso di imprese fornitrici operanti su più ambiti territoriali, le opzioni tariffarie regolamentate dovranno essere offerte a tutti gli utenti della stessa tipologia serviti dall'impresa, o solo a quelli localizzati nella stessa zona di distribuzione?

Il vincolo V1 prevede, per ciascuna tipologia di utenza, un tetto al ricavo (al netto delle imposte) che il fornitore otterrà dalle opzioni tariffarie regolamentate. La definizione di un vincolo ai ricavi ottenuti dalle opzioni tariffarie regolamentate per ogni tipologia di utenza consente alle imprese fornitrici, cioè ai soggetti meglio informati sulla struttura e sul livello dei costi del servizio, di definire tali opzioni tariffarie in modo da inviare agli utenti segnali corretti sul costo sostenuto per soddisfare la loro domanda. Il vincolo di opzionalità lascia all'utente la possibilità di selezionare la variante tariffaria per lui più conveniente.

Ciascuna opzione tariffaria regolamentata sarà inoltre soggetta al vincolo V2, che definisce un prezzo massimo (al netto delle imposte) per tutti i possibili livelli di potenza impegnata e di consumo. L'imposizione di questo vincolo evita che, per utenti caratterizzati da condizioni di domanda particolari, in termini sia di livello che di elasticità al prezzo, le opzioni tariffarie regolamentate si discostino sensibilmente dai costi del servizio, comportando quindi una discriminazione a sfavore degli stessi utenti. La presenza del vincolo V2 tutela anche quegli utenti che scelgono un'opzione tariffaria regolamentata diversa da quella che, date le loro caratteristiche di consumo, offre il prezzo totale minimo.

Più dettagliatamente, per ciascuna tipologia di utenza c e nell'ambito di ciascuna impresa fornitrice, o zona di distribuzione, i vincoli saranno così strutturati:

- **Vincolo V1.** Il vincolo V1 pone un tetto al ricavo tariffario che il fornitore può realizzare dal complesso degli utenti appartenenti ad una medesima tipologia c che scelgono di usufruire delle opzioni tariffarie regolamentate. Tale vincolo identifica una tariffa di riferimento composta da:
 - corrispettivo fisso, indipendente sia dalla quantità di energia elettrica venduta che dalla potenza impegnata;
 - prezzo per la potenza impegnata;
 - prezzo per l'energia elettrica venduta;
 - componente a copertura dei costi variabili di generazione e delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e distribuzione;
 - componenti a copertura degli oneri di sistema;

e prescrive che il ricavo totale ottenuto dagli utenti appartenenti alla tipologia c che

scelgono opzioni tariffarie regolamentate non sia superiore a quello che il fornitore avrebbe ottenuto praticando ai medesimi utenti ed a parità di consumi, un'opzione tariffaria pari a quella stabilita dal vincolo. Quest'ultima rappresenta quindi il riferimento per il calcolo dei ricavi massimi ammessi, ma non costituisce un'opzione tariffaria che l'impresa fornitrice è tenuta ad offrire agli utenti.

Per l'applicazione del vincolo V1, la struttura dei consumi degli utenti che scelgono opzioni tariffarie regolamentate è quella relativa all'anno precedente a quello di applicazione del vincolo, mentre le opzioni tariffarie regolamentate utilizzate sono quelle che il fornitore intende offrire nell'anno di applicazione del vincolo. In questo senso, il vincolo V1 si applica con riferimento a ricavi "teorici" dell'impresa, cioè riferiti a consumi dell'anno precedente rispetto a quello di applicazione del vincolo.

Formalmente il vincolo V1 richiede che, per ogni tipologia di utenza c , il totale dei ricavi teorici da opzioni tariffarie regolamentate (RT^c) non sia superiore a quanto il fornitore avrebbe ottenuto applicando a ciascun utente che ha scelto, nell'anno precedente, tali opzioni e a parità di consumi, la tariffa $TV1^c = \{\rho_1^c, \rho_2^c(kW), \rho_3^c(kWh), CV^c, A_1^c, A_2^c, A_3^c, A_4^c, A_5^c, A_6^c\}$, cioè:

$$RT^c \leq \sum_{i=1}^{N^c} \{\rho_1^c + \rho_2^c(kW_i) + \rho_3^c(kWh_i) + CV^c kWh_i\} + (A_1^c + A_2^c + A_3^c + A_4^c + A_5^c + A_6^c) kWh_i\};$$

dove:

- N^c è il numero di utenti della tipologia c che hanno optato, nell'anno precedente, per le opzioni tariffarie regolamentate;
- kW_i e kWh_i sono rispettivamente i kW impegnati ed i kWh consumati, nell'anno precedente, dall'utente i appartenente alla tipologia c ;
- A_i^c sono i valori delle componenti a copertura degli oneri di sistema²⁴ per la tipologia di utenza c ;
- ρ_1^c è un corrispettivo fisso, indipendente sia dalla quantità di energia elettrica consumata che dalla potenza impegnata;
- $\rho_2^c(kW)$ è un prezzo per la potenza impegnata²⁵;
- $\rho_3^c(kWh)$ è un prezzo per l'energia elettrica²⁶;

²⁴ Come definite nella sezione 4.5.

²⁵ Il prezzo unitario della potenza impegnata può anche non essere costante, al variare dell'impegno di potenza.

- CV^c è una componente tariffaria per l'energia elettrica consumata a copertura dei costi variabili unitari di generazione e delle perdite sulle reti di trasmissione e distribuzione imputati alla tipologia di utenza.

Il vincolo V1, essendo imposto sul totale dei ricavi teorici da opzioni tariffarie regolamentate, consente al fornitore flessibilità nell'offerta di tali opzioni. Più alti livelli di prezzo delle opzioni tariffarie regolamentate scelte da un certo gruppo di utenti di una data tipologia sono compatibili con il rispetto del vincolo, purché opportunamente compensati da opzioni tariffarie con prezzi più bassi scelte da altri utenti della stessa tipologia.

- **Vincolo V2:** Il vincolo V2 è introdotto per limitare eventuali discriminazioni di prezzo tra utenti appartenenti alla stessa tipologia che scelgono opzioni tariffarie regolamentate. Il vincolo V2 pone pertanto un tetto al ricavo che il fornitore può realizzare da ciascun utente. Il vincolo richiede che nessuna opzione tariffaria regolamentata comporti per l'utente un prezzo complessivo superiore al massimo fissato dall'Autorità, per ogni livello di consumo di energia elettrica e di impegno di potenza.

Formalmente il vincolo V2 richiede che, per ciascuna delle opzioni tariffarie regolamentate s offerte alla tipologia di utenza c , i ricavi tariffari ($RT_s^c(kW, kWh)$) relativi ad ogni possibile combinazione di potenza impegnata (kW) e consumo (kWh) non siano superiori a quanto sarebbero stati applicando la tariffa $TV2^c = \{ \alpha_1^c, \alpha_2^c(kW), \alpha_3^c(kWh), \overline{CV}^c, A_1^c, A_2^c, A_3^c, A_4^c, A_5^c, A_6^c \}$ definita dall'Autorità, cioè:

$$RT_s^c \leq \alpha_1^c + \alpha_2^c(kW) + \alpha_3^c(kWh) + \overline{CV}^c kWh + (A_1^c + A_2^c + A_3^c + A_4^c + A_5^c + A_6^c) kWh ,$$

dove:

- α_1^c è un corrispettivo fisso, indipendente sia dalla quantità di energia elettrica consumata che dalla potenza impegnata;
- $\alpha_2^c(kW)$ è un prezzo per la potenza impegnata²⁷;
- $\alpha_3^c(kWh)$ è un prezzo per l'energia elettrica²⁸;
- \overline{CV}^c è una componente tariffaria per l'energia elettrica venduta relativa ai costi variabili unitari di generazione e delle perdite sulle reti di trasmissione e distribuzione imputati alla tipologia di utenza.

²⁶ Il prezzo unitario dell'energia elettrica può anche non essere costante al variare dei consumi.

²⁷ Il prezzo unitario della potenza impegnata può anche non essere costante, al variare dell'impegno di potenza.

²⁸ Il prezzo unitario dell'energia elettrica può anche non essere costante al variare dei consumi.

Il vincolo V2, uguale su tutto il territorio nazionale, dovrebbe assicurare una tariffa, intesa come prezzo massimo dei servizi all'utenza, identica per tipologia di utenza, così come richiesto dall'articolo 2, comma 17, della legge n. 481/95. Questo vincolo può essere riformulato come tetto al prezzo massimo unitario (al netto delle imposte) che il fornitore può praticare ad ogni utente di una tipologia, qualora questo utente scelga una opzione tariffaria regolamentata²⁹.

4.7.2.2 Determinazione dei vincoli V1 e V2

I parametri e le forme funzionali che descrivono il vincolo V1, saranno fissati dall'Autorità in modo da coprire i costi riconosciuti al fornitore per ciascuna tipologia di utenza, ivi compresa un'equa remunerazione del capitale investito³⁰.

I costi rilevanti nella determinazione del vincolo sono quelli relativi alla gestione caratteristica³¹ del servizio elettrico, al netto delle quote di ammortamento eccedenti gli ammortamenti calcolati sulla base delle aliquote economico-tecniche, degli oneri finanziari e degli oneri tributari, ma comprensivi della remunerazione del capitale investito sulla base di un tasso di rendimento ritenuto congruo. I costi variabili riconosciuti alle imprese fornitrici sono pari all'ammontare CV che l'impresa stessa è tenuta a versare alla CCSE per il finanziamento dei contributi riconosciuti ai produttori di energia elettrica, come specificato alla sezione 4.6.1.

L'attribuzione dei costi variabili di energia CV alle tipologie di utenza avviene in base al loro tipico profilo di carico. Il parametro CV^c del vincolo V1 per la tipologia di utenza c rappresenta quindi una stima del costo medio variabile di generazione attribuibile a quella tipologia, aumentato per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e distribuzione. Formalmente questo parametro sarà calcolato come media ponderata dei costi variabili di energia, CV_t , nelle diverse fasce orarie t ³², aumentata per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione. La ponderazione sarà data dalla proporzione del consumo totale della tipologia di utenza collocabile in ciascuna fascia oraria.

²⁹ Se il prezzo unitario è definito come rapporto tra esborso totale e quantità di energia elettrica consumata, essendo il vincolo V2 solo in parte variabile in funzione dei consumi, il prezzo unitario massimo imposto dal vincolo varierà con le quantità di energia elettrica consumata.

³⁰ Il capitale investito corrisponde alle attività dell'impresa (immobilizzazioni e capitale circolante netto) al netto delle poste passive rettificative. La copertura di tale capitale avviene attraverso i mezzi propri dell'impresa e l'indebitamento.

³¹ Cioè al netto degli oneri straordinari.

³² Determinati come proposto nella sezione 4.6.1.

Tra i costi riconosciuti per la determinazione del vincolo sono inoltre comprese le componenti da A1 a A6³³, le cui aliquote sono fissate, per ciascuna tipologia di utenza, dall’Autorità e che i fornitori devono versare alla CCSE.

Il vincolo V2, che definisce un limite massimo alle opzioni regolamentate, è fissato, per ogni tipologia di utenza, ad un livello più alto rispetto al vincolo V1 ai ricavi medi. La “distanza” tra i vincoli V1 e V2 dipende dal grado di flessibilità che si ritiene opportuno lasciare ai fornitori nella differenziazione delle tariffe per utenti appartenenti alla stessa tipologia. In particolare, i parametri α^c e $\overline{CV^c}$ che identificano, insieme alla componenti a copertura degli oneri di sistema, il vincolo V2 verranno fissati dall’Autorità in termini di incremento percentuale dei parametri ρ^c e CV^c del vincolo V1.

4.7.2.3 Opzioni tariffarie non regolamentate

Le imprese fornitrici saranno libere di offrire agli utenti opzioni tariffarie non regolamentate. Queste opzioni non saranno soggette ai vincoli V1 e V2.

Le opzioni tariffarie non regolamentate dovranno:

- essere offerte, a condizioni non discriminatorie, a tutti gli utenti della stessa tipologia serviti dalla stessa impresa fornitrice, salvo che per le imprese operanti in più ambiti territoriali per le quali si potrebbero applicare a livello di zona di distribuzione;
- garantire la fornitura del servizio nel rispetto delle caratteristiche di erogazione del servizio fissate dall’Autorità³⁴;
- essere preventivamente notificate all’Autorità.

³³ Come definite nella sezione 4.5.

³⁴ Come descritto nel capitolo 3, sezione 3.3, del documento “Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell’energia elettrica”.

Spunti per la consultazione: opzioni tariffarie non regolamentate

- T.17. Nel caso di imprese fornitrici operanti su più ambiti territoriali, le opzioni tariffarie non regolamentate dovranno intendersi comunque applicabili a livello di impresa, o a livello di singola zona di distribuzione?*
- T.18. Le opzioni tariffarie non regolamentate dovranno essere solamente notificate all’Autorità, o è opportuno che l’Autorità eserciti qualche tipo di controllo sulla loro effettiva differenziazione dalla opzioni tariffarie regolamentate e sulla congruità dei prezzi dei servizi offerti?*
- T.19. Quali dovranno essere gli elementi di differenziazione delle opzioni tariffarie non regolamentate: qualsiasi aspetto della qualità, unicamente quegli aspetti della qualità esplicitamente indicati dall’Autorità, o unicamente i profili di prezzo (ad esempio, struttura multioraria dei prezzi, fissazione dei prezzi per un periodo di tempo predeterminato)?*
- T.20. Le opzioni tariffarie non regolamentate potranno essere caratterizzate solo da livelli di qualità superiori, o caratteristiche di qualità ulteriori, rispetto a quelli applicabili alle opzioni tariffarie regolamentate, o potranno offrire anche livelli di qualità inferiori rispetto a quelli fissati dall’Autorità per le opzioni tariffarie regolamentate, comunque rispettando le condizioni di erogazione del servizio fissate dall’Autorità?*
- T.21. Potrà essere opportuno prevedere, anche solo in via transitoria, specifici strumenti di tutela degli utenti che scelgono di passare da un’opzione tariffaria regolamentata ad una opzione tariffaria non regolamentata?*

4.7.2.4 Scelte delle opzioni tariffarie da parte di singoli utenti

Per la corretta scelta da parte degli utenti delle opzioni tariffarie regolamentate per loro più convenienti sarà previsto un periodo di “transizione”, al termine del quale, sulla base dei consumi riscontrati, il fornitore applicherà a ciascun utente che non abbia nel frattempo scelto una opzione tariffaria non regolamentata, l’opzione regolamentata che minimizza l’esborso monetario per i consumi realizzati. Tale applicazione avrà effetto retroattivo: la differenza tra le somme pagate dall’utente durante il periodo di transizione e quelle da questi dovute applicando l’opzione tariffaria più conveniente verrà liquidata dal fornitore con conguaglio.

Successivamente al periodo di transizione, dovrà essere mantenuta dal fornitore l’assegnazione individuata, salvo che l’utente non richieda il passaggio ad altra opzione, regolamentata o non. Il fornitore dovrà tuttavia segnalare ogni anno agli utenti che hanno scelto una opzione tariffaria regolamentata, se, dati i consumi dell’anno, l’utente avrebbe ottenuto risparmi maggiori di una data percentuale degli ammontari pagati qualora avesse scelto un’opzione tariffaria regolamentata diversa.

4.7.3 Fornitura agli utenti domestici

La tariffa elettrica per gli utenti domestici è stata per molto tempo utilizzata come strumento di redistribuzione del reddito attraverso la definizione, per alcuni profili di consumo, di livelli tariffari inferiori ai costi del servizio: oggi oltre i due terzi dell'utenza domestica beneficia almeno in parte di queste condizioni tariffarie più favorevoli. Tali condizioni, intese per una fascia economicamente disagiata dell'utenza, si sono quindi rivelate strumento generalizzato di redistribuzione dell'onere del servizio, non finalizzata a chiari obiettivi.

L'Autorità ritiene prioritario assicurare particolare tutela alle fasce più bisognose della popolazione, mantenendo condizioni di fornitura dell'energia elettrica più favorevoli per le fasce di utenza economicamente più deboli³⁵. Occorre peraltro rendere progressivamente più mirato l'intervento, in modo che a queste condizioni più favorevoli possano in futuro accedere solo gli utenti in reali condizioni di disagio economico.

L'Autorità propone quindi di introdurre per l'utenza domestica un doppio regime:

- un regime destinato alla generalità dell'utenza domestica, illustrato nella sezione 4.7.3.1, comunque caratterizzato da un maggior livello di tutela rispetto a quello previsto per le altre tipologie di utenza;
- un regime speciale riservato all'utenza domestica economicamente disagiata, descritto nella sezione 4.7.3.2.

4.7.3.1 Regolamentazione tariffaria per le forniture all'utenza domestica

Anche per l'utenza domestica, con la sola eccezione dei consumi ammessi all'opzione tariffaria "sociale" di cui si dirà nel seguito, il principio generale che guida la regolamentazione tariffaria è quello della rispondenza ai costi. Data la maggiore tutela che si intende riservare all'utenza domestica, il meccanismo di regolamentazione assumerà la forma di un'opzione tariffaria D1 trinomica³⁶, definita dall'Autorità, che il fornitore dovrà obbligatoriamente offrire a tutti gli utenti. L'opzione tariffaria D1 sarà fissata in modo da coprire i costi del servizio imputabili alla tipologia di utenza. Sarà ovviamente lasciata al fornitore la facoltà di offrire altre opzioni tariffarie, oltre a quella definita dall'Autorità.

L'opzione tariffaria D1 rappresenta un sostanziale cambiamento rispetto all'attuale tariffa per utenti domestici residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW; quest'ultima è

³⁵ In linea di principio la tutela delle fasce di utenza economicamente più deboli dovrebbe passare attraverso l'erogazione di contributi non collegati al consumo di energia elettrica, così da lasciare invariati i segnali di costo del servizio anche per questi utenti. Questa soluzione, benché auspicabile, non appare tuttavia praticabile nel breve periodo.

³⁶ L'opzione tariffaria D1 è composta da una parte fissa, da una parte variabile in funzione della potenza impegnata e da una parte variabile in funzione dei consumi di energia elettrica.

caratterizzata da forti variazioni nel prezzo unitario dell'energia elettrica al variare dei consumi, dovute alle condizioni tariffarie più favorevoli accordate su livelli medio-bassi di consumo ed al meccanismo di recupero delle stesse in concomitanza con livelli di consumo più elevati.

L'Autorità ritiene che la transizione verso il nuovo regime debba essere gestita con gradualità. L'Autorità definirà, in via transitoria, due ulteriori opzioni tariffarie, D2 e D3, che dovranno essere obbligatoriamente offerte rispettivamente agli attuali utenti residenti con potenza impegnata fino a 3 kW (opzione tariffaria D2) ed agli altri attuali utenti domestici (opzione tariffaria D3). Inizialmente, la struttura dell'opzione tariffaria D2 sarà simile a quella attualmente in vigore per l'utenza residente con potenza impegnata non superiore a 3 kW. Il suo livello sarà progressivamente aumentato ed i consumi relativi ai diversi scaglioni ridotti, in modo da eliminare gradualmente le condizioni più favorevoli (c.d. "di fascia sociale") e convergere quindi verso l'opzione tariffaria D1. Allo stesso tempo, l'opzione tariffaria D3 verrà progressivamente ridotta, garantendo comunque la copertura dei costi del servizio per l'utenza domestica. Anche l'opzione tariffaria D3 andrà a convergere verso l'opzione tariffaria D1³⁷.

4.7.3.2 Tutela delle fasce di utenza economicamente più deboli

L'esperienza con il vigente regime tariffario per l'utenza domestica evidenzia quanto sia difficile individuare fasce di utenza economicamente deboli, e quindi meritevoli di speciale

³⁷ Come indicato nel testo, la transizione dall'attuale tariffa per utenze domestiche residenti con potenza impegnata non superiore a 3kW alla opzione tariffaria D1 comporterà, tra le altre cose, un superamento della forte non-linearità dell'attuale tariffa, dovuta alle condizioni tariffarie più favorevoli (c.d. di "fascia sociale") concesse sui primi due scaglioni di consumo (per complessivi 150 kWh mensili) ed al meccanismo di recupero delle condizioni stesse in concomitanza con livelli di consumo più alti. Questa forte progressività verrà sostituita da un prezzo dell'energia che, benché non necessariamente costante, rifletterà più fedelmente i costi del servizio. La progressività del sistema vigente è stata da alcuni considerata utile anche al fine di scoraggiare consumi di energia elettrica ritenuti non essenziali e, per questa via, contribuire all'uso efficiente dell'energia e quindi alla tutela ambientale. Infatti, in un sistema senza un chiaro ruolo previsto per interventi di controllo e gestione della domanda, la progressività tariffaria rappresenta lo strumento principale, anche se non specifico, di controllo dei consumi elettrici degli utenti domestici a fini ambientali. Il nuovo regime prevede invece un ruolo esplicito per gli interventi di controllo e gestione della domanda, benché con modalità ancora in via di definizione, come illustrato nella sezione 4.9.

Infine, premesso che l'effetto netto del nuovo regime di regolamentazione tariffaria per l'utenza domestica sulla domanda di energia elettrica non può essere preventivamente stimato con precisione, occorre notare che tale effetto non sembra necessariamente positivo, dal momento che, ad eccezione che per le utenze economicamente disagiate, il nuovo regime:

- prevede prezzi dell'energia per l'utenza domestica più in linea con i costi del servizio, qualsiasi sia il livello dei consumi, dando quindi i corretti stimoli all'uso efficiente dell'energia elettrica;
- rimuove le condizioni tariffarie più favorevoli attualmente associate a livelli medio-bassi di consumo. Tali condizioni hanno alquanto ridotto gli stimoli all'efficienza nell'uso dell'energia elettrica nei limiti di tali livelli di consumo;
- implica effetti differenziati per utenze caratterizzate da diversi livelli di consumo, con un aumento del costo totale dell'energia per livelli di consumo medio-bassi ed una flessione del costo totale per livelli maggiori.

tutela, unicamente sulla base dei profili di consumo di energia elettrica. L'associazione di livelli di reddito a specifiche caratteristiche della domanda di energia elettrica è infatti un'operazione che presenta ineliminabili margini di errore. L'Autorità intende quindi definire un meccanismo esplicito di regolamentazione dell'accesso alle condizioni di fornitura più favorevoli destinate all'utenza disagiata.

A tal fine potrebbero essere utilizzati i “criteri unificati di valutazione della situazione economica dei soggetti che richiedono prestazioni sociali agevolate” (il c.d. “riccometro”), prendendo a riferimento i decreti legislativi di cui è prevista l'emanazione da parte del Governo e che dovrebbero entrare in vigore a partire dall'1 luglio 1998³⁸.

A tali utenti sarà consentito l'accesso, su richiesta, ad una opzione tariffaria “sociale” DS che sarà costruita in modo da risultare vantaggiosa per livelli di consumo ritenuti essenziali.

Spunti per la consultazione: accesso a condizioni di fornitura più favorevoli per l'utenza domestica

T.22. Quali meccanismi e strumenti possono essere utilizzati per regolamentare l'accesso alle condizioni di fornitura più favorevoli che verranno previste per la fascia di utenza domestica economicamente più debole?

T.23. Il meccanismo di regolazione dell'accesso alle condizioni di fornitura più favorevoli dovrà essere applicato a tutta l'utenza domestica, o ad alcune fasce (ad esempio, utenti disabili) dovrà essere consentito in ogni caso l'accesso a tali condizioni?

L'opzione tariffaria DS, uguale su tutto il territorio nazionale, sarà contraddistinta da:

- potenza impegnata pari a 1,5 o 3 kW;
- assenza della componente fissa per forniture con potenza impegnata pari a 1,5 kW, e con componente fissa fortemente ridotta rispetto ai costi per forniture con potenza impegnata pari a 3 kW;
- componente proporzionale ai consumi di energia elettrica caratterizzata da:
 - per consumi di energia elettrica inferiori ad una prima soglia prefissata, un prezzo unitario dell'energia elettrica notevolmente inferiore a quello applicato alla generalità dell'utenza domestica;

³⁸ Come previsto dalla delega contenuta nell'articolo 59, comma 51, della legge 27 dicembre 1997, n. 449. Nel caso in cui il Governo non dovesse provvedere alla definizione del riccometro, o di altro strumento equivalente, prima dell'entrata in vigore del nuovo ordinamento tariffario della fornitura, l'Autorità definirà uno specifico meccanismo di regolamentazione dell'accesso all'opzione tariffaria “sociale”, anche sulla base delle indicazioni che emergeranno dalla consultazione dei soggetti interessati (si vedano gli Spunti per la consultazione in questa sezione).

- per consumi di energia elettrica compresi tra la prima ed una seconda soglia, un prezzo unitario dell'energia elettrica in linea con quello applicato alla generalità dell'utenza domestica per corrispondenti livelli di consumo;
- per consumi di energia elettrica superiori alla seconda soglia, un prezzo unitario dell'energia elettrica sensibilmente maggiore a quello applicato alla generalità dell'utenza domestica per corrispondenti livelli di consumo, fino al raggiungimento dei livelli di prezzo complessivo previsti dall'opzione tariffaria D1, applicabile alla generalità dell'utenza domestica.

Le soglie, che potrebbero essere diversificate in relazione al numero dei componenti del nucleo familiare e ad altre caratteristiche rilevanti dell'utenza, saranno fissate dall'Autorità e terranno conto dei livelli di consumo corrispondenti alla fruizione dei servizi essenziali alimentati da energia elettrica³⁹.

Spunti per la consultazione: opzione tariffaria “sociale”

T.24. Quali sono i parametri più importanti caratterizzanti l'utente domestico che richiede l'accesso all'opzione tariffaria DS che l'Autorità dovrà considerare nella determinazione delle soglie di consumo?

L'onere derivante dalle condizioni di fornitura più favorevoli previste per l'opzione tariffaria DS sarà ripartito tra tutte le tipologie di utenza o sulla rimanente utenza domestica, attraverso la componente tariffaria A4⁴⁰.

4.7.3.3 Ulteriori opzioni tariffarie

Oltre alle opzioni tariffarie D1, D2, D3 e DS definite dall'Autorità, i fornitori saranno liberi di offrire agli utenti domestici ulteriori opzioni tariffarie.

Tali opzioni tariffarie dovranno:

- essere offerte, a condizioni non discriminatorie, a tutti gli utenti domestici serviti dalla stessa impresa fornitrice, salvo che per le imprese operanti su più ambiti territoriali per le quali si potrebbero applicare a livello di zona di distribuzione;
- garantire la fornitura del servizio nel rispetto delle caratteristiche di erogazione del servizio fissate dall'Autorità⁴¹;

³⁹ Ad esempio, per una famiglia di quattro persone con potenza impegnata di 3 kW le soglie potrebbero essere fissate rispettivamente a 75 e 150 kWh al mese.

⁴⁰ Come definita nella sezione 4.5.

- essere preventivamente notificate all’Autorità.

Spunti per la consultazione: ulteriori opzioni tariffarie per l’utenza domestica

- T.25. *Nel caso di imprese fornitrici operanti su più ambiti territoriali, le ulteriori opzioni tariffarie per l’utenza domestica dovranno intendersi comunque applicabili a livello di impresa, o a livello di singola zona di distribuzione?*
- T.26. *Le ulteriori opzioni tariffarie per l’utenza domestica dovranno essere solamente notificate all’Autorità, o è opportuno che l’Autorità eserciti qualche tipo di controllo sulla loro effettiva differenziazione rispetto alle opzioni tariffarie D1, D2, D3 e DS definite dall’Autorità e sulla congruità dei prezzi dei servizi offerti?*
- T.27. *Quali dovranno essere gli elementi di differenziazione delle ulteriori opzioni tariffarie offerte all’utenza domestica: qualsiasi aspetto della qualità, unicamente quegli aspetti della qualità esplicitamente indicati dall’Autorità, o unicamente i profili di prezzo (ad esempio, struttura multioraria dei prezzi, fissazione dei prezzi per un periodo di tempo predeterminato)?*
- T.28. *Le ulteriori opzioni tariffarie per l’utenza domestica potranno essere caratterizzate solo da livelli di qualità superiori, o caratteristiche di qualità ulteriori, rispetto ai livelli relativi alle opzioni tariffarie D1, D2, D3 e DS definite dall’Autorità, o potranno offrire anche livelli di qualità inferiori rispetto a quelli che caratterizzano queste ultime opzioni tariffarie, nel rispetto comunque delle condizioni di erogazione del servizio fissate dall’Autorità?*
- T.29. *Potrà essere opportuno prevedere, anche solo in via transitoria, specifici strumenti di tutela degli utenti domestici che scelgono di passare dalle opzioni tariffarie D1, D2, D3 e DS definite dall’Autorità ad una opzione tariffaria non regolamentata?*

4.7.4 Regimi tariffari speciali

Fermo restando che il sistema di regolamentazione tariffaria proposto intende stimolare gli esercenti a praticare tariffe all’utenza che rispecchino i costi del servizio, vi sono categorie di utenza e singole utenze, che attualmente godono di particolari condizioni tariffarie per la fornitura di energia elettrica⁴². Tali condizioni più favorevoli sono o stabilite per legge e/o caratterizzate da una limitata vita residua.

⁴¹ Come descritto nel capitolo 3, sezione 3.3, del documento “Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell’energia elettrica”.

⁴² Si tratta in particolare di:

- aziende produttrici di zinco elettrolitico operanti nel Mezzogiorno, stabilimenti per la produzione specializzata di ferroleghe al forno elettrico con particolare composizione e per la produzione di silicio di

L'Autorità non ritiene pertanto possibile per le une, né opportuno per le altre, intervenire su queste condizioni di fornitura, ma propone di esplicitare e separare il trattamento speciale riservato a queste utenze dalla tariffa elettrica. Queste utenze verranno quindi assoggettate alle normali condizioni tariffarie, ricevendo al contempo un contributo, in misura decrescente nel tempo, determinato dall'Autorità e finanziato dalla generalità dell'utenza attraverso la componente tariffaria A5⁴³.

Il meccanismo proposto:

- rende trasparenti i regimi tariffari speciali ed i relativi oneri per la generalità dell'utenza;
- assicura identiche condizioni tariffarie agli utenti idonei che optassero per forniture su un eventuale mercato libero, stimolando la crescita di quest'ultimo e l'introduzione di un maggior grado di concorrenza nella produzione e vendita dell'energia elettrica.

4.8 Uniformità tariffaria e perequazione

Le attività di distribuzione e di vendita, sono caratterizzate da costi diversi in diversi ambiti territoriali. Queste differenze possono, in parte, attribuirsi ai modelli organizzativi e gestionali adottati dalle imprese fornitrici, ma dipendono anche dalle caratteristiche dell'utenza e del territorio servito. Il sistema di regolamentazione tariffaria deve riconoscere le differenze di costo dovute a queste caratteristiche, in quanto non soggetti al controllo delle imprese, provvedendo allo stesso tempo a fornire stimoli al miglioramento del servizio ed a una organizzazione e gestione efficiente delle attività di distribuzione e vendita.

In presenza di una differenziazione dei costi del servizio tra diversi ambiti territoriali non imputabile a scelte o comportamenti delle imprese fornitrici, l'Autorità intende introdurre vincoli tariffari uniformi, per tipologia di utenza, sull'intero territorio nazionale, così come

calcio, silicio di carbonio, di silicio metallico o metallurgico, di carburo di calcio e di corindone artificiale, nonché per l'elettrolisi dei cloruri alcalini, per i quali, ai sensi dei provvedimenti CIP n. 58/1982, n. 12/1984, n. 26/1984 e n. 15/1993, sono previste decrescenti riduzioni di tariffa fino al 30 giugno 1999;

- produzione di alluminio primario, per la quale il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato n. 39/1995, estende fino al 31 dicembre 2005 l'applicazione delle speciali aliquote di sovrapprezzo previste dal provvedimento CIP n. 13/1992. La deliberazione dell'Autorità n. 70/97 ha mantenuto lo speciale regime per la produzione di alluminio primario;
- Ferrovie dello Stato, per le quali si applicano le speciali condizioni di fornitura previste dall'articolo 4 del d.P.R. 22 maggio 1963, n. 730;
- Società Terni e sue aventi causa, per le quali l'articolo 20, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, ha esteso fino al 31 dicembre 2001 le speciali condizioni di fornitura che il d.P.R. 21 agosto 1963, n. 1165 aveva previsto per il periodo fino al 31 dicembre 1991;
- utenze per le quali era previsto l'esonero dal pagamento dei sovrapprezzi e per le quali la deliberazione dell'Autorità n. 70/97 ha previsto l'esonero dalle componenti inglobate nella parte A della tariffa e/o dalla parte B della tariffa.

⁴³ Come definita nella sezione 4.5.

stabilito dall'articolo 3, comma 2, della legge n. 481/95, ricorrendo ad un apposito sistema di perequazione.

Tale sistema intende:

- assorbire le differenze nei costi del servizio non imputabili alle imprese fornitrici, inclusi quelli relativi alla fornitura di energia elettrica con opzione tariffaria "sociale" DS, ai contributi sostitutivi degli attuali regimi tariffari speciali⁴⁴ e agli obblighi di servizio universale ai quali i fornitori saranno sottoposti;
- assicurare analoghi stimoli all'efficienza ed al miglioramento della qualità del servizio per gli esercenti, indipendentemente dall'ambito territoriale in cui questi operano.

Il sistema di perequazione proposto, che verrà gestito attraverso una Cassa centrale di perequazione (di seguito: CCP), si basa sulla determinazione, da parte dell'Autorità, dei costi da riconoscere, in ciascun ambito territoriale, per le attività di distribuzione e vendita per le principali imprese fornitrici.

Il sistema potrebbe trovare automatica applicazione per l'Enel e le altre maggiori imprese fornitrici⁴⁵. Verrà data la possibilità alle altre imprese fornitrici di presentare apposita domanda all'Autorità al fine di rientrare nel meccanismo di perequazione.

Spunti per la consultazione: inclusione nel sistema di perequazione

T.30. Quali sono le imprese fornitrici che dovranno essere automaticamente incluse nel sistema di perequazione?

Per tutte le imprese che rientreranno nel meccanismo di perequazione, i costi riconosciuti terranno conto delle caratteristiche dell'utenza e del territorio servito e faranno riferimento al livello di qualità adeguati⁴⁶.

I costi riconosciuti si baseranno su un livello medio di efficienza nell'organizzazione e gestione del servizio. Per i primi tre anni di applicazione del nuovo sistema di perequazione, i costi riconosciuti terranno anche conto, con pesi decrescenti nel tempo, di eventuali maggiori costi imputabili alle caratteristiche degli impianti di distribuzione esistenti e alla configurazione della rete di distribuzione.

⁴⁴ Come descritto nella sezione 4.7.4.

⁴⁵ Nel momento in cui venisse liberalizzata la vendita di energia elettrica a determinate categorie di utenza, il sistema di perequazione dovrebbe applicarsi, con modalità che verranno al tempo determinate, a tutti gli operatori che operano nel medesimo ambito locale.

⁴⁶ Nella fase iniziale si prevede che la continuità del servizio rappresenti la più importante caratteristica qualitativa considerata nel sistema di perequazione. Questo aspetto è sviluppato nella sezione 4.6 del documento "Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica".

Una volta determinato il costo riconosciuto per la fornitura, l'Autorità procederà alla fissazione di valori di perequazione per ciascuna impresa. Per le imprese che operano in più ambiti territoriali, i valori di perequazione potranno essere definiti a livello di ambito.

Spunti per la consultazione: ambiti territoriali di perequazione

T.31. Come dovranno essere definiti gli ambiti territoriali? In particolare, dovranno gli ambiti corrispondere alle zone di distribuzione alle quali si potrà far riferimento per l'applicazione dei vincoli tariffari, come prospettato nella sezione 4.7.2?

I valori di perequazione saranno determinati come differenza tra i costi riconosciuti per l'impresa che opera nell'ambito territoriale considerato ed il valore medio nazionale dei costi riconosciuti.

I valori di perequazione potranno essere strutturati in:

- componente fissa;
- componente proporzionale al numero di utenti serviti;
- componente proporzionale alla quantità di energia elettrica fornita all'utenza;
- componente a copertura degli oneri relativi alla fornitura di energia elettrica con opzione tariffaria "sociale" DS e ai contributi sostitutivi degli attuali regimi tariffari speciali;
- maggiorazioni derivanti dal meccanismo di aggiornamento dei vincoli tariffari a fronte di miglioramenti della qualità, interventi tesi al controllo e gestione della domanda ed al meccanismo di ripartizione all'utenza dei profitti delle imprese fornitrici, come meglio specificato nella sezione 4.9.

Le componenti proporzionali potranno essere differenziate tra le diverse tipologie di utenza. La struttura dei valori di perequazione sarà mantenuta invariata per un periodo almeno triennale. A cadenza annuale:

- saranno aggiornati i coefficienti utilizzati per la determinazione dei valori di perequazione, secondo un meccanismo predefinito per un periodo almeno triennale che faccia riferimento ai recuperi attesi di efficienza in ciascun ambito territoriale;
- saranno calcolati per ciascuna impresa i valori di perequazione in relazione: all'utenza servita ed all'energia elettrica fornita; ai risultati conseguiti in tema di miglioramenti della qualità e di interventi tesi al controllo e gestione della domanda; nonché alla ripartizione all'utenza dei profitti delle imprese fornitrici.

I valori di perequazione, se positivi, rappresenteranno gli ammontari di perequazione che la CCP riconoscerà all'impresa fornitrice; se negativi, rappresenteranno gli ammontari di perequazione che l'impresa fornitrice dovrà versare alla CCP.

Il sistema di perequazione dovrà essere strutturato ed organizzato in modo che gli ammontari versati alla CCP dalle imprese che operano in ambiti territoriali caratterizzati da costi di fornitura minori siano sufficienti a coprire gli ammontari di perequazione che la CCP riconosce ad imprese operanti in aree caratterizzate da elevati costi di fornitura⁴⁷. Agli eventuali squilibri verrà fatto fronte nell'anno successivo, tramite opportuna variazione della quota tariffaria destinata alla copertura dei costi di fornitura⁴⁸.

4.9 Aggiornamento tariffario

L'aggiornamento tariffario opererà sui vincoli V1 e V2 per la generalità dell'utenza ad esclusione di quella domestica alimentata in bassa tensione, e sulle opzioni tariffarie D1, D2, D3 e DS per quest'ultima.

I criteri da seguire per l'aggiornamento delle tariffe, intese come prezzo massimo unitario, sono contenuti nell'articolo 2, commi 18 e 19, della legge n. 481/95, mentre le modalità di aggiornamento sono indicate nell'articolo 3, commi 4 e 5 della stessa legge, dove si differenzia tra:

- aggiornamento della tariffa per la parte connessa ai costi relativi all'utilizzo dei combustibili fossili e all'acquisto di energia elettrica da produttori nazionali ed esteri, per il quale si prevedono “meccanismi automatici sulla base di criteri predefiniti dall'Autorità e correlati all'andamento del mercato”⁴⁹;
- aggiornamento della tariffa per la parte al netto di:
 - a. “voci derivanti dai costi connessi all'utilizzazione dei combustibili fossili e agli acquisti di energia da produttori nazionali e agli acquisti di energia importata”,
 - b. “voci derivanti dagli oneri connessi all'incentivazione della nuova energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili ed assimilate”, e
 - c. “voci derivanti dalla reintegrazione degli oneri connessi alla sospensione ed alla interruzione dei lavori per la realizzazione delle centrali nucleari ed alla chiusura definitiva delle centrali nucleari” (oneri nucleari),

per il quale si applica il metodo del *price-cap*⁵⁰.

⁴⁷ Ciò dovrebbe avvenire automaticamente se le quantità di energia elettrica fornita (per tipologia di utenza) nei diversi ambiti territoriali utilizzate come pesi nella determinazione dei costi medi nazionali, e quindi dei valori di perequazione, risulteranno essere uguali o proporzionali alle quantità di energia elettrica effettivamente fornite negli stessi ambiti.

⁴⁸ Operata in sede di aggiornamento tariffario (parametro W), come delineato nella sezione 4.9.

⁴⁹ Articolo 3, comma 5, della legge n. 481/1995.

⁵⁰ Articolo 3, comma 4, della legge n. 481/1995.

Pertanto, ai fini dell'aggiornamento tariffario, all'interno dei vincoli V1 e V2, e delle opzioni tariffarie D1, D2, D3 e DS per l'utenza domestica, saranno individuate e specificate tre componenti, corrispondenti rispettivamente a:

- costi relativi all'utilizzo dei combustibili ed all'acquisto dell'energia da produttori nazionali ed esteri (parte CV);
- oneri di sistema (componenti da A1 a A6);
- costi fissi della fornitura di energia elettrica agli utenti finali (cioè tutti i costi della fornitura di energia elettrica ad eccezione di quelli relativi all'utilizzo dei combustibili e all'acquisto di energia elettrica da produttori nazionali ed esteri).

L'aggiornamento della parte CV sarà operato direttamente dalle imprese fornitrici sulla base del meccanismo introdotto con la deliberazione dell'Autorità n. 70/97. Tale meccanismo determina il contributo alla produzione termoelettrica e all'energia importata (Ct) riconoscendo un costo per la caloria di combustibile uguale per tutti i tipi di combustibili e determinato dal prezzo sui mercati internazionali di un paniere di combustibili, e considerando un livello standard per il consumo specifico di combustibile in impianti termoelettrici.

L'aggiornamento bimestrale di Ct secondo tale meccanismo verrà traslato automaticamente nell'aggiornamento delle parti CV:

- delle opzioni tariffarie D1, D2, D3 e DS per l'utenza domestica;
- dei parametri CV^c (nei vincoli V1) e \overline{CV}^c (nei vincoli V2) per le altre tipologie di utenza;

secondo la relazione tra Ct e CV, per ciascuna tipologia di utenza, proposta nelle sezioni 4.6.1 e 4.7.2.2.

Le componenti A1, A2, A3 e A6 saranno aggiornate dall'Autorità sulla base delle necessità di gettito⁵¹. Per le componenti A4 e A5, l'aggiornamento sarà effettuato annualmente dall'Autorità in modo da assicurare la copertura, a livello nazionale, degli oneri derivanti,

⁵¹ In realtà, in relazione all'energia che produttori terzi cedono alle imprese fornitrici-acquirenti ed all'energia che queste ultime imprese producono da nuovi impianti che utilizzano fonti rinnovabili ed assimilate ed immettono nella rete pubblica, l'attuale componente A3, inglobata nella parte A della tariffa elettrica, provvede alla copertura sia dei contributi relativi al costo evitato di combustibile, sia di quelli incentivanti. Nella misura in cui la componente relativa al costo evitato di combustibile è correlata al contributo ai costi di energia introdotto dalla deliberazione dell'Autorità n. 70/97 (come nel caso di cessione di eccedenze di energia elettrica), l'aggiornamento della componente A3 potrà avvenire, almeno in parte, in base al meccanismo previsto dalla deliberazione stessa (cioè con modalità simili a quelle previste per la parte CV).

rispettivamente, dall'opzione tariffaria "sociale" e dai contributi sostitutivi degli attuali regimi tariffari speciali⁵².

Per la restante parte, definita come tariffa base⁵³, l'aggiornamento verrà effettuato annualmente dall'Autorità, su proposta degli esercenti, utilizzando il metodo del *price-cap*. Nella fissazione della variazione annuale massima della tariffa base si farà anche uso di una regola di ripartizione agli utenti di una quota dei profitti delle imprese fornitrici in eccesso rispetto ad una soglia predefinita, e si terrà conto della necessità di copertura di eventuali squilibri emersi nel sistema di perequazione nell'anno precedente.

Il tasso di aumento massimo ammesso della tariffa base, per ciascuna tipologia di utenza, sarà determinato da una formula del tipo $I-X+K+Y+Z-S+W$. Di seguito si discute il ruolo di ciascuno dei parametri inclusi in questa formula.

Spunti per la consultazione: aggiornamento dell'opzione tariffaria "sociale"

T.32. L'aggiornamento dell'opzione tariffaria "sociale" DS per l'utenza domestica dovrà seguire il criterio generale, o dovrà essere previsto un meccanismo specifico?

Il parametro I denota il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati⁵⁴.

Il parametro X, espresso in termini percentuali, rappresenta l'obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività nell'attività di fornitura. Tale parametro verrà fissato dall'Autorità per ogni anno all'interno di un periodo almeno triennale, sulla base dei recuperi attesi di efficienza a livello nazionale. Eventuali differenze tra i recuperi attesi di efficienza di imprese fornitrici operanti in diversi ambiti geografici potranno essere gestite attraverso il sistema di perequazione.

Spunti per la consultazione: recuperi di efficienza ed aggiornamento tariffario

T.33. A quali parametri si dovrà far riferimento, e quali meccanismi si dovranno utilizzare, per individuare i recuperi attesi di efficienza delle imprese fornitrici, e dell'attività di fornitura su scala nazionale?

Il parametro K, espresso in termini percentuali, rappresenta il margine di aumento tariffario ammesso collegato a recuperi attesi di qualità del servizio rispetto a standard prefissati. L'Autorità ritiene che la continuità del servizio sia il fattore tecnico di qualità più importante

⁵² Tale aggiornamento avverrà in parallelo con l'aggiornamento dei sovrapprezzi ai corrispettivi di vettoriamento, destinati alla copertura degli oneri di sistema, come descritto nella sezione 3.3.

⁵³ Di cui all'articolo 2, comma 12, lettera e), della Legge n. 481/1995.

⁵⁴ Come previsto dall'articolo 2, comma 18, lettera a), della legge n. 481/1995.

per gli utenti⁵⁵. Intende pertanto concentrare inizialmente su questo fattore gli stimoli al recupero di qualità che il sistema tariffario proposto può fornire agli esercenti.

La situazione attuale è caratterizzata da una notevole eterogeneità nei criteri di misura utilizzati per la rilevazione dei dati di continuità. Occorre quindi uno sforzo preventivo di definizione di criteri di misura e sistemi di indicatori comuni⁵⁶.

Una volta che la continuità del servizio potrà essere misurata con indicatori comparabili su scala nazionale, potrà essere introdotto nel sistema di perequazione dei costi di fornitura un meccanismo incentivante i miglioramenti di continuità. Più specificamente, a quel tempo, i valori di perequazione che l'Autorità attribuirà ad ogni impresa e ad ogni ambito territoriale dipenderanno non solo dalle caratteristiche dell'utenza e del territorio serviti, ma anche dai livelli di continuità raggiunti nell'anno precedente. Pertanto, imprese che conseguiranno una continuità del servizio più elevata si vedranno riconosciute, a parità di utenza e territorio serviti, maggiorazioni dei valori di perequazione, ossia valori più alti (se positivi) o più bassi (se negativi). E ciò in base a criteri determinati in modo che sia certo, per ogni impresa, quale sia la maggiorazione dei valori di perequazione collegata a miglioramenti nella continuità del servizio.

Tali maggiorazioni nei valori di perequazione saranno finanziate da un aumento della tariffa base, determinata appunto dal parametro K. Pertanto, ogni anno l'Autorità, sulla base dei risultati raggiunti nell'anno precedente in ciascun ambito territoriale determinerà le maggiorazioni dei valori di perequazione da riconoscere a ciascuna impresa e fisserà il valore K in modo che la tariffa base aumenti di un ammontare sufficiente alla copertura, su scala nazionale, di tali maggiorazioni.

Dal momento che è probabile che i recuperi di qualità avvengano nei diversi ambiti territoriali in momenti diversi, l'approccio proposto potrà comportare che anche utenti che non usufruiranno del miglioramento effettivo del servizio fornito dal proprio esercente saranno chiamati a contribuire ai costi di miglioramenti del servizio in altri ambiti territoriali. L'Autorità ritiene che, nonostante tali possibili inconvenienti redistributivi, comunque transitori, un intervento di stimolo tariffario per miglioramenti della continuità del servizio sia comunque giustificato, data la forte valenza strategica di questo fattore di qualità per l'intero Paese.

⁵⁵ Come discusso nel capitolo 4, sezione 4.3, del documento "Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica".

⁵⁶ Come evidenziato nel capitolo 5 del documento "Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica".

Spunti per la consultazione: recuperi di qualità ed aggiornamento tariffario

T.34. Quali sono i meccanismi attraverso i quali sarà possibile riflettere recuperi di qualità del servizio nei valori di perequazione, e quindi nel tasso di aggiornamento tariffario?

Il parametro Y, espresso in termini percentuali, denota il margine di aumento tariffario ammesso collegato a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo (anche di natura ambientale) e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale. Questo parametro di aggiornamento verrà, di anno in anno, fissato dall’Autorità, tenendo conto degli eventi sopra citati verificatisi nell’anno precedente e dei maggiori costi che tali eventi hanno generato per il servizio elettrico.

Spunti per la consultazione: costi esogeni ed aggiornamento tariffario

T.35. Quali sono i meccanismi attraverso i quali dovranno essere riconosciuti, in sede di aggiornamento tariffario, i costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale?

Il parametro Z, espresso in termini percentuali, rappresenta il margine di aumento tariffario annuale ammesso collegato a costi derivanti da interventi tesi al controllo e gestione della domanda attraverso l’uso efficiente delle risorse. Questo parametro di aggiornamento verrà fissato, di anno in anno, dall’Autorità sulla base dei risultati raggiunti dagli esercenti in tema di controllo e gestione della domanda. Come già nel caso degli stimoli tariffari ai recuperi di qualità (parametro K), e con un meccanismo simile, potrà essere necessario redistribuire i ricavi tariffari che emergeranno da aggiornamenti dovuti al parametro Z tra le imprese fornitrici, in ragione dei risultati raggiunti da ciascuna di esse, utilizzando il sistema di perequazione.

Spunti per la consultazione: controllo della domanda ed aggiornamento tariffario

T.36. Quali sono i meccanismi attraverso i quali è possibile stimolare gli esercenti ad intraprendere interventi di controllo e gestione della domanda?

T.37. Secondo quali criteri i risultati di tali interventi possono essere valorizzati nella dinamica tariffaria?

Il parametro S, espresso in termini percentuali, denota il margine di riduzione tariffaria legata al meccanismo di ripartizione dei profitti delle aziende operanti nel settore. L’Autorità intende affiancare al meccanismo del *price-cap* un sistema che redistribuisca, agli utenti, attraverso riduzioni nella dinamica tariffaria, una quota degli utili delle imprese fornitrici in eccesso ad una soglia predeterminata. Gli utili rilevanti saranno solo quelli connessi all’attività di fornitura ed il sistema proposto prevede che, qualora il rendimento sul capitale investito

superi, in un anno, un tasso di riferimento, ovviamente non inferiore e generalmente maggiore di quello minimo congruo, una quota predefinita degli utili in eccesso sarà trasferita agli utenti. Tale quota sarà contabilizzata dall’Autorità e tenuta in considerazione nella determinazione dell’aggiornamento tariffario per il secondo anno successivo.

Anche in questo caso, come nel caso dei parametri K e Y, la necessità di mantenere una tariffa unica nazionale per tipologia di utenza implicherà il ricorso al sistema di perequazione, nella forma di maggiorazioni dei valori di perequazione, per redistribuire la quota di maggiori utili di alcune imprese fornitrici su tutta l’utenza. Contemporaneamente alla fissazione del parametro S, l’Autorità dovrà provvedere quindi anche alla modifica dei valori di perequazione per ciascuna impresa fornitrice.

Pertanto con il meccanismo proposto tutti gli utenti del servizio elettrico beneficeranno dei maggiori utili realizzati anche solo da una parte dalle imprese fornitrici.

Spunti per la consultazione: ripartizione degli utili delle imprese fornitrici ed aggiornamento tariffario

T.38. La quota di utili in eccesso ad una predeterminata soglia (definita in termini di rendimento sul capitale investito) che sarà oggetto del meccanismo proposto di redistribuzione agli utenti dovrà essere costante, progressiva al crescere degli utili o regressiva?

T.39. Il meccanismo dovrà applicarsi solo ad utili in eccesso ad una determinata soglia, o dovrà anche prevedere aumenti tariffari nel caso in cui gli esercenti non riescano a raggiungere un livello di rendimento minimo prefissato?

Infine, il parametro W, espresso in termini percentuali, denota l’aggiustamento tariffario necessario alla copertura di eventuali squilibri emersi nel sistema di perequazione nell’anno precedente⁵⁷.

Formalmente, per le tipologie di utenza diverse dalla domestica, le modalità proposte per l’aggiornamento della tariffa TV1 relativa al vincolo V1, al netto della parte relativa al costo variabile di generazione (*parteCV_{p-1}^c*) e delle componenti da A1 a A6 (*parteA_{p-1}^c*), stabiliscono la seguente relazione tra il la tariffa TV1, per la tipologia di utenza *c*, relativo all’anno *p* (*TV1_p^c*) e la stessa tariffa relativa all’anno precedente *p-1* (*TV1_{p-1}^c*):

$$TV1_p^c = [TV1_{p-1}^c - parteCV_{p-1}^c - parteA_{p-1}^c] (1 + I - X + K + Y + Z - S + W) + (parteCV_p^c + parteA_p^c)$$

⁵⁷ Come prospettato nella sezione 4.8.

dove,

$$parteCV_p^c = \sum_{i=1}^{N^c} \{CV_p^c kWh_i\}, e$$

$$parteA_p^c = \sum_{i=1}^{N^c} (A_1^c + A_2^c + A_3^c + A_4^c + A_5^c + A_6^c)_p kWh_i.$$

Corrispondentemente, la regola di aggiornamento della tariffa TV2 relativa al vincolo V2 può essere formalizzata come segue:

$$TV2_p^c = [TV2_{p-1}^c - parte\overline{CV}_{p-1}^c - parteA_{p-1}^c] (1 + I - X + K + Y + Z - S + W) + (parte\overline{CV}_p^c + parteA_p^c)$$

dove,

$$parte\overline{CV}_p^c = \sum_{i=1}^{N^c} \{\overline{CV}_p^c kWh_i\}.$$

Formulazioni simili saranno utilizzate per l'aggiornamento delle opzioni tariffarie D1, D2, D3 e DS per l'utenza domestica.

5 Allacciamento alla rete

I contributi di allacciamento rappresentano il prezzo pagato dall'utente per il servizio di allacciamento alla rete di distribuzione, attraverso la derivazione della linea di distribuzione dalla rete al punto di prelievo dell'utente, o per la modifica di allacciamenti esistenti. L'allacciamento non è un servizio continuativo ed il relativo corrispettivo può essere interpretato come il prezzo di accesso al servizio (ed in prospettiva al mercato) da parte dell'utente.

Nel regime vigente, i contributi di allacciamento sono disciplinati dal titolo V del provvedimento CIP n. 42/1986, aggiornato ed integrato dal titolo IV del provvedimento CIP n. 15/1993. Tale normativa prevede contributi determinati in maniera forfettaria solo per le utenze alimentate in bassa tensione e per quelle alimentate in media tensione fino a 50 kV. Per le altre utenze, i contributi di allacciamento sono basati su una quota parte dei relativi costi, preventivati dall'impresa fornitrice ed accettati dall'utente.

Il principio che l'Autorità intende seguire nella regolamentazione dei contributi di allacciamento è la rispondenza ai costi. Pertanto, i corrispettivi rifletteranno, di norma, parametri come:

- potenza richiesta;
- tensione di alimentazione;
- distanza dell'utente dalla più vicina cabina di trasformazione o linea elettrica.

5.1 Allacciamento dei clienti idonei alla rete

I contributi di allacciamento alla rete, per produttori o clienti idonei che intendono richiedere il vettoriamento dell'energia elettrica, dovranno riflettere i costi delle infrastrutture necessarie per l'allacciamento stesso. I contributi saranno fissati dall'azienda esercente il servizio, con riconoscimento di congruità del livello dei contributi, rispetto a quello dei costi, da parte dell'Autorità. Verrà inoltre offerta la possibilità di rateizzare il versamento del corrispettivo.

In alternativa, il produttore o il cliente idoneo potranno provvedere direttamente alla realizzazione delle infrastrutture tecniche necessarie per l'allacciamento, osservando le specifiche tecniche fissate dal soggetto gestore della rete a cui si allacciano.

Qualora il produttore o il cliente idoneo che richiedono il vettoriamento di energia elettrica siano già allacciati alla rete di trasmissione, non sarà dovuto nessun contributo di

allacciamento, ma dovrà essere riconosciuto al soggetto gestore della rete un corrispettivo pari alla parte dei costi sostenuti per l'allacciamento non ancora recuperati. Tale corrispettivo sarà determinato dall'Autorità.

Spunti per la consultazione: contributi di allacciamento dei clienti idonei alla rete

T.40. È opportuno prevedere un regime speciale (più favorevole) dei contributi di allacciamento per determinate tipologie di produttori o impianti di produzione (ad esempio, nuovi impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabile) ?

T.41. Quali criteri dovranno essere utilizzati per determinare la parte dei costi di allacciamento del cliente idoneo non ancora recuperata dall'impresa distributrice?

5.2 Allacciamento degli utenti finali alla rete

L'Autorità ritiene essenziale che i contributi di allacciamento degli utenti alla rete riflettano i costi effettivi dell'intervento (o quelli medi della tipologia di intervento). In particolare, saranno considerati i costi relativi alle opere necessarie all'allacciamento.

Per ragioni di equità e semplificazione, l'Autorità propone che i contributi di allacciamento e per la modifica di allacciamenti esistenti continuino ad essere, per quanto possibile, fissati in maniera forfettaria, per tipologia omogenea di interventi, anche in relazione al livello di tensione e dell'impegno di potenza richiesto. Questo è senz'altro il caso per le utenze alimentate in bassa tensione e localizzate nelle aree urbane, o comunque ove l'allacciamento o la modifica di allacciamento non comportino significativi interventi di derivazione dalla rete di distribuzione. In questi casi, il contributo richiesto ad un utente rifletterà i costi medi degli interventi della medesima tipologia.

Nonostante i costi di allacciamento emergano una tantum all'atto dell'accesso o della modifica delle modalità di accesso dell'utente al servizio elettrico, il pagamento del relativo contributo in un'unica soluzione può costituire una barriera all'accesso, specialmente nel caso di passaggio da un livello di potenza impegnata ad uno più elevato. Pertanto verrà prevista per gli utenti la possibilità di rateizzare il versamento del contributo.

Appendice A - Glossario dei principali termini tecnici utilizzati nel documento

Cliente idoneo (articolo 19, par. 3, direttiva 96/92/CE)	Utente abilitato ad acquistare energia elettrica da operatori diversi dall'impresa fornitrice locale e ad ottenere il trasporto di tale energia sulla rete di trasmissione e distribuzione, secondo quanto sarà previsto in sede di recepimento nella legislazione nazionale della direttiva europea 96/92/CE ⁵⁸ .
Condizioni di erogazione del servizio (articolo 2, comma 12, lettera i), legge n. 481/95)	Condizioni tecniche, economiche e giuridiche di svolgimento e di erogazione del servizio.
Distributore o impresa distributrice	Impresa che esercita l'attività di distribuzione.
Distribuzione	Trasporto dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione all'interno di un'area di distribuzione e consegna ai singoli utenti.
Fasi del servizio elettrico	Gruppi di attività del servizio elettrico. Le fasi del servizio elettrico sono: generazione, trasmissione, distribuzione e vendita.
Fornitura	L'insieme delle attività di distribuzione e vendita.
Fornitore o impresa fornitrice	Impresa che esercita l'attività di fornitura (distribuzione e vendita dell'energia elettrica).
Generazione	L'attività di produzione di energia elettrica.
Livelli specifici di qualità (articolo 2, comma 12, lettera h), legge n. 481/95)	Livelli di qualità del servizio riferiti alla singola prestazione all'utente.

⁵⁸ Direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, pubblicata nella Gazzetta ufficiale delle Comunità europee del 30 gennaio 1997.

Oneri di sistema	Oneri relativi al ripianamento del conto onere termico per gli anni 1994, 1995, 1996 e primo semestre 1997, alla sospensione e interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari, alla incentivazione della nuova produzione di energia elettrica da impianti che utilizzano fonti rinnovabili ed assimilate, all'opzione tariffaria DS, ai contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali e al sostegno della ricerca e sviluppo e dell'innovazione tecnologica.
Opzione tariffaria	Struttura di prezzi che determina l'esborso a carico dell'utente per la fruizione del servizio elettrico, al netto degli oneri fiscali.
Opzione tariffaria D1 definita dall'Autorità	Opzione tariffaria definita dall'Autorità che tutte le imprese fornitrici devono offrire agli utenti domestici. L'opzione tariffaria D1 è identica sull'intero territorio nazionale, soddisfacendo così il dettato dell'articolo 3, comma 2, della legge n. 481/95.
Opzione tariffaria D2 definita dall'Autorità	Opzione tariffaria transitoria definita dall'Autorità che tutte le imprese fornitrici devono offrire agli attuali utenti domestici "residenti" con potenza impegnata non superiore a 3 kW. L'opzione tariffaria D2 converge nel tempo all'opzione tariffaria D1.
Opzione tariffaria D3 definita dall'Autorità	Opzione tariffaria transitoria definita dall'Autorità che tutte le imprese fornitrici devono offrire agli attuali utenti domestici non residenti o con potenza impegnata superiore a 3 kW. L'opzione tariffaria D3 converge nel tempo all'opzione tariffaria D1.
Opzioni tariffarie regolamentate	Opzioni tariffarie, definite dal fornitore ed offerte a tutti gli utenti appartenenti alla stessa tipologia ad eccezione degli utenti domestici ai quali si applicano le opzioni tariffarie D1, D2, D3 e DS, tali che: a) ogni opzione soddisfi il vincolo V2 relativo alla tipologia di utenza; b) l'insieme delle opzioni tariffarie offerte a ciascuna tipologia di utenza soddisfi il vincolo V1 ad essa relativo. Il soddisfacimento dei vincoli da parte delle opzioni tariffarie regolamentate è verificato dall'Autorità.
Opzioni tariffarie non regolamentate	Opzioni tariffarie ulteriori rispetto a quelle regolamentate o, per l'utenza domestica, rispetto a quelle definite dall'Autorità.
Perequazione (articolo 3, comma 6, legge n. 481/95)	Sistema di compensazione delle differenze tra i costi di fornitura in diversi ambiti territoriali non imputabili agli esercenti e da questi non controllabili.
Price-cap (articolo 2, comma 18, legge n. 481/95)	Metodo di fissazione e aggiornamento tariffario. L'aggiornamento avviene secondo regole predeterminate per un periodo pluriennale.

Servizio elettrico	L'insieme delle attività di generazione, trasmissione e vettoriamento, distribuzione e vendita dell'energia elettrica.
Tariffa (articolo 2, comma 17, legge n. 481/95)	Prezzo massimo unitario dei servizi (al netto delle imposte). La tariffa è identica, per ogni tipologia di utenza, sull'intero territorio nazionale, come richiesto dall'articolo 3, comma 2, della legge n. 481/95. Nello schema di regolamentazione proposto la tariffa prende la forma del vincolo V2 e, per le utenze domestiche, delle opzioni tariffarie D1, D2, D3 e DS.
Tariffa base (articolo 2, comma 12, lettera e), legge n. 481/95)	Parte della tariffa e delle opzioni tariffarie al netto di: <ul style="list-style-type: none"> • quota relativa ai costi di combustibile e dell'energia acquistata da produttori terzi o importata; • oneri di sistema. La tariffa base è aggiornata con il criterio del <i>price-cap</i> .
Tipologia di utenza (articolo 3, comma 2, legge n. 481/95)	Classe di utenti ai quali dovranno essere offerte, in maniera non discriminatoria, le stesse opzioni tariffarie, e sulla quale, nel caso di utenti non domestici, si applicheranno i vincoli V1 e V2.
Trasmissione	Il trasporto dell'energia elettrica sulla rete interconnessa, generalmente ad alta ed altissima tensione, al fine della fornitura ad utenti finali da parte di imprese fornitrici.
Utente	Fruitore del servizio elettrico.
Vendita	Commercializzazione dell'energia elettrica all'utenza (fissazione delle opzioni tariffarie, misurazione dell'energia, fatturazione ed esazione).
Vettoriamento	Trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione e/o sulle reti di distribuzione da un impianto di produzione ad un cliente idoneo.
Vincolo V1	Vincolo ai ricavi medi tariffari che ogni impresa fornitrice può ricevere da utenti che scelgono opzioni tariffarie regolamentate. Il vincolo V1 è uniforme, per ogni tipologia di utenza, sull'intero territorio nazionale. Il vincolo V1 non si applica all'utenza domestica alimentata in bassa tensione per la quale è previsto un regime di maggiore tutela (opzioni tariffarie D1, D2, D3 e DS definite dall'Autorità).
Vincolo V2	Vincolo massimo al ricavo tariffario che ogni impresa fornitrice può ricevere da ciascun utente che abbia scelto un'opzione tariffaria regolamentata. Il vincolo V2 è uniforme, per ogni tipologia di utenza, sull'intero territorio nazionale. Il vincolo V2 non si applica all'utenza domestica alimentata in bassa tensione per la quale è previsto un regime di maggiore tutela (opzioni tariffarie D1, D2, D3 e DS definite dall'Autorità).

Appendice B - Elenco dei provvedimenti amministrativi richiamati nel documento

Riferimento	Data provvedimento	Materia	Pubblicazione
<i>CIPE (Comitato interministeriale per la programmazione economica - Deliberazioni)</i>			
n. 211/1997	3 dicembre 1997, n. 122	Approvazione delle linee generali della Seconda comunicazione nazionale alla convenzione sui cambiamenti climatici	Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 18 del 25 gennaio 1998
<i>CIP (Comitato interministeriale dei prezzi) – Provvedimenti</i>			
n. 36/1979	14 settembre 1979, n. 36	Modificazioni ai provvedimenti vigenti in materia di forniture di energia elettrica	Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 263 del 25 settembre 1979
n. 58/1982	23 dicembre 1982, n. 58	Modificazioni ai provvedimenti vigenti in materia di prezzi, sovrapprezzi e condizioni di fornitura dell'energia elettrica e di contributi di allacciamento	Supplemento straordinario alla Gazzetta Ufficiale n. 358 del 30 dicembre 1982
n. 12/1984	6 aprile 1984, n. 12	Modificazioni ai provvedimenti vigenti in materia di prezzi, sovrapprezzi e condizioni di fornitura dell'energia elettrica	Supplemento straordinario alla Gazzetta Ufficiale n. 104 del 13 aprile 1984
n. 26/1984	3 agosto 1984, n. 26	Modificazioni ai provvedimenti vigenti in materia di sovrapprezzi e tariffe dell'energia elettrica	Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 220 del 10 agosto 1984

Riferimento	Data provvedimento	Materia	Pubblicazione
<i>CIP (Comitato interministeriale dei prezzi) – Provvedimenti (continua)</i>			
n. 32/1986	23 maggio 1986, n. 32	Modificazioni ai provvedimenti vigenti in materia di prezzi e condizioni di fornitura dell'energia elettrica. Cassa conguaglio per il settore elettrico	Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 121 del 27 maggio 1986
n. 42/1986	30 luglio 1986, n. 42	Norme in materia di contributi di allacciamento alle reti di distribuzione di energia elettrica	Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 181 del 6 agosto 1986
n. 6/1992	29 aprile 1992, n. 6	Prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione per conto dell'Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche generali per l'assimilabilità a fonte rinnovabile	Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992
n. 13/1992	24 luglio 1992, n. 13	Aliquota di sovrapprezzo termico	Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 177 del 29 luglio 1992
n. 15/1993	14 dicembre 1993, n. 15	Modificazioni ai provvedimenti vigenti in materia di prezzi, di condizioni di fornitura e di contributi di allacciamento	Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 301, del 24 dicembre 1993
<i>Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato – Decreti Ministeriali</i>			
n. 39/1995	19 dicembre 1995	Prezzi dell'energia elettrica per i settori industriali	Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996

Riferimento	Data provvedimento	Materia	Pubblicazione
<i>Autorità per l'energia elettrica e il gas – Deliberazioni</i>			
n. 70/97	26 giugno 1997, n. 70	Razionalizzazione e inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato	Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997

Appendice C - Elenco dei soggetti interessati che hanno fatto pervenire all’Autorità osservazioni e commenti scritti ai documenti “Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario” del giugno 1997

1. ABI - Associazione Bancaria Italiana
2. Acciai Speciali Terni s.p.a.
3. ADICONSUM – Associazione Italiana Difesa Consumatori e Ambiente
4. AEM s.p.a. (Milano)
5. AICEP – Associazione Italiana Consumatori Energia di Processo
6. AIRU – Associazione Italiana Riscaldamento Urbano
7. Alcoa Italia s.p.a.
8. ANIDA – Associazione Nazionale Imprese Difesa Ambiente
9. APEI – Associazione Produttori Energia Idroelettrica
10. Associazione Consumatori Utenti
11. CGIL – Confederazione Generale Italiana del Lavoro – FNLE-CGIL
12. CISL – Confederazione Italiana Sindacati Lavoratori
13. COGENA – Associazione Italiana per la Promozione della Cogenerazione
14. Comitato Difesa Consumatori – Comitato Consumatori Altroconsumo
15. Confederazione Generale Italiana del Commercio, del Turismo e dei Servizi
16. Confetra
17. Confindustria
18. Consiglio Nazionale degli Ingegneri
19. ENEL s.p.a.

20. FEDERACCIAI – Federazione Imprese Siderurgiche Italiane
21. FEDERELETTRICA – Federazione Nazionale delle Imprese Locali dei Servizi Elettrici
22. Ferrovie dello Stato s.p.a.
23. FIRE – Federazione Italiana per l’uso Razionale dell’Energia
24. Greenpeace
25. Ministero del bilancio e della programmazione economica
26. Politecnico di Milano
27. Telecom Italia s.p.a.
28. UIL – Unione Italiana del Lavoro
29. UNIEM – Unione Nazionale Imprese Elettriche Minori
30. Unione Nazionale Consumatori
31. UNISA – Unione Nazionale Italiana Stampatori Acciaio
32. UPER – Unione Produttori Energia Rinnovabile
33. WWF – Fondo Mondiale per la Natura