

Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE AIR

TESTO INTEGRATO
DELLA REGOLAZIONE DELLA QUALITA' DEI SERVIZI DI
DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA

Periodo di regolazione 2012-2015

(deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11)

INDICE

Premessa	4
1) Contesto normativo.....	6
1.1) Quadro normativo generale e procedurale	6
1.2) Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura.....	8
1.2.1 Regolazione incentivante continuità del servizio di distribuzione.....	11
1.2.2 Regolazione individuale delle interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT.....	12
1.2.3 Contratti per la qualità.....	13
1.2.4 Regolazione della qualità della tensione sulla rete di distribuzione MT e BT	14
1.2.5 Regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura	15
2) Motivazioni alla base dell'intervento e obiettivi dell'Autorità	16
2.2) Motivazioni tecniche, economiche e sociali	16
2.2.1 Regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione.....	16
2.2.2 Regolazione individuale delle interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT: estensione alle interruzioni brevi degli standard specifici di continuità	17
2.2.3 Disciplina dei contratti per la qualità	18
2.2.4 Regolazione della qualità della tensione sulla rete di distribuzione MT e BT	19
2.2.5 Regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura	19
2.3) Obiettivi dell'Autorità.....	20
3) I destinatari dell'intervento e il processo di consultazione	24
3.1) I destinatari dell'intervento	24
3.2) Il processo di consultazione	24
3.2.1 Ricognizione preliminare.....	26
3.2.2 Primo documento per la consultazione	26
3.2.3 Secondo documento per la consultazione	26
3.2.4 Terzo documento per la consultazione.....	27
3.2.5 Quarto documento per la consultazione.....	27
3.2.6 Quinto documento di consultazione con schema di articolato.....	27
4) Opzioni esaminate, valutazione e risultati della consultazione.....	28
4.1) Obiettivo: nuovi standard specifici relativi al numero massimo annuo di interruzioni brevi per i clienti MT	28
4.1.1 Opzioni presentate nel primo documento di consultazione e valutazione preliminare...	28
4.1.2 Principali osservazioni ricevute a seguito del primo documento di consultazione.....	31
4.1.3 Valutazione delle opzioni del primo documento di consultazione e proposte del terzo documento di consultazione	33
4.1.8 Principali osservazioni ricevute a seguito del terzo documento di consultazione	36
4.1.7 Proposte del quinto documento di consultazione.....	38
4.1.8 Principali osservazioni ricevute a seguito del quinto documento di consultazione.....	39

4.2)	Obiettivo: Tutelare e informare gli utenti MT e BT rispetto a problematiche di qualità della tensione, tenendo presente la sostenibilità degli interventi	40
4.2.1	Opzioni presentate nel secondo documento per la consultazione e valutazione preliminare	40
4.2.2	Osservazioni ricevute a seguito della prima fase di consultazione	41
4.2.3	Valutazione delle opzioni e proposte nel terzo documento per la consultazione	42
4.2.4	Successive fasi della consultazione	42
5)	Provvedimento finale	43
5.1)	Parte I: Regolazione della continuità del servizio di distribuzione	43
5.1.1	Titolo 1 – Disposizioni generali	44
5.1.2	Titolo 2 – Obblighi di registrazione delle interruzioni	45
5.1.3	Titolo 3 – Indicatori di continuità del servizio	49
5.1.4	Titolo 4 – Regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso	50
5.1.5	Titolo 5 – Regolazione individuale per utenti MT	52
5.1.6	Titolo 6 – Interruzioni con preavviso	57
5.1.7	Titolo 7 – Regolazione delle interruzioni prolungate o estese	57
5.1.8	Titolo 8 – Qualità della tensione	58
5.1.9	Titolo 9 – Contratti per la qualità	65
5.2)	Parte II: Regolazione della qualità commerciale	65
5.2.1	Titolo 1 – Disposizioni generali	66
5.2.2	Titolo 2 – Indicatori di qualità commerciale	67
5.2.3	Titolo 3 – Livelli specifici e generali di qualità commerciale	72
5.2.4	Titolo 4 – Indennizzi automatici	73
5.2.5	Titolo 5 – Obblighi di registrazione e di informazione	73
5.2.6	Titolo 6 – Modalità di effettuazione dei controlli dei dati di qualità	74
Appendice 1:	Piano di lavoro AIR per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel periodo 2012-2015	75

PREMESSA

La presente relazione di Analisi di Impatto della Regolazione (di seguito: AIR) illustra i contenuti della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas (di seguito: l’Autorità) 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11, e dell’Allegato A alla medesima “*Testo integrato della Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica*” per il periodo di regolazione 2012-2015 (di seguito: TIQE 2012-2015).

Tale provvedimento è stato emanato dall’Autorità nel quadro del procedimento avviato con la deliberazione 27 settembre 2010, ARG/elt 149/10 “*Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015*” (di seguito: procedimento sulla qualità dei servizi elettrici 2012-2015).

Nell’ambito del procedimento sulla qualità dei servizi elettrici 2012-2015 è stata pubblicata la deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11 in materia di “*Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015*”.

Il procedimento sulla qualità dei servizi elettrici 2012-2015 si è svolto in parallelo all’analogo procedimento per le tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il medesimo periodo di regolazione, avviato con la deliberazione 31 gennaio 2011, ARG/elt 6/11, parimenti oggetto di AIR, e concluso con l’adozione del provvedimento del 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 “*Disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione*”.

La presente relazione AIR illustra gli obiettivi, le motivazioni, i contenuti delle opzioni e delle proposte di regolazione avanzate dall’Autorità nell’ambito del procedimento sulla qualità dei servizi elettrici 2012-2015, nel corso del quale sono stati emanati i seguenti documenti per la consultazione¹ riferiti ai servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica:

- 1) il documento per la consultazione 15 novembre 2010, DCO 40/10 (di seguito: DCO 40/10 o primo DCO) che ha sviluppato una prima opzione di regolazione e formulato prime proposte in materia di estensione alle interruzioni brevi degli standard individuali di continuità del servizio per i clienti alimentati in media tensione (MT) e di semplificazione di alcuni aspetti di tale regolazione individuale; il documento ha inoltre sviluppato un approfondimento sui contratti per la qualità in prospettiva della revisione della disciplina al fine di favorirne la diffusione; in tale DCO sono state richiamate consultazioni precedenti su tematiche di qualità del servizio ritenute funzionali allo sviluppo delle opzioni e proposte di regolazione ivi presentate²;
- 2) il documento per la consultazione 30 novembre 2010, DCO 42/10 (di seguito: DCO 42/10 o secondo DCO) che ha formulato prime proposte in materia di qualità della tensione (QT) sulle reti di distribuzione dell’energia elettrica in MT e bassa tensione (BT), sviluppando, in

¹ Tali documenti sono disponibili sul sito internet dell’Autorità e accessibili dalla pagina della delibera ARG/elt 198/11 <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/198-11arg.htm>.

² Per l’approfondimento dei temi si rimanda, per maggior completezza, al paragrafo 1.3 del DCO 40/10.

materia di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti MT, una seconda opzione di regolazione;

- 3) il documento per la consultazione 28 aprile 2011, DCO 15/11 (di seguito: DCO 15/11 o terzo DCO) che ha sviluppato proposte iniziali di regolazione in materia di regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica (Parte I), di regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica (Parte III); il documento ha inoltre approfondito la discussione sui temi illustrati nel primo e secondo DCO, formulando già in alcuni casi l'orientamento finale dell'Autorità (Parte II);
- 4) il documento per la consultazione 26 maggio 2011, DCO 20/11 (di seguito: DCO 20/11 o quarto DCO) che ha sviluppato prime proposte e una opzione di regolazione in materia di regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione, nonché proposte riguardanti il consolidamento della disciplina dei servizi di mitigazione;
- 5) il documento per la consultazione 6 ottobre 2011, DCO 39/11 (di seguito: DCO 39/11 o quinto DCO) che ha presentato gli orientamenti finali dell'Autorità per il periodo di regolazione 2012-2015 per le opzioni AIR e le proposte di regolazione sviluppate nei primi quattro DCO; in allegato al documento è stato inoltre fornito uno schema di provvedimento per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e uno schema di provvedimento per la regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica il periodo di regolazione 2012-2015.

Nell'ambito del procedimento per la definizione delle tariffe di trasmissione, distribuzione e misura per il periodo 2012-2015 sono stati pubblicati vari DCO tra i quali:

- 1) il DCO 34/11, che ha presentato, tra l'altro, gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai meccanismi di regolazione mirati al perseguimento dell'obiettivo generale dell'adeguatezza, efficienza e sicurezza delle infrastrutture di rete, affrontando le tematiche inerenti i meccanismi di incentivazione finalizzati alla promozione degli investimenti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- 2) il DCO 45/11 nel quale sono stati presentati gli orientamenti finali dell'Autorità in relazione ai criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012 – 2015.

Nel quinto DCO l'Autorità ha preannunciato che nel corso del periodo regolatorio 2012-2015 intende affinare e meglio focalizzare i vari meccanismi incentivanti nonché la progressiva integrazione tra gli stessi, mirando a commisurare gli effetti della regolazione ai benefici per gli utenti.

1) CONTESTO NORMATIVO

Questa sezione della Relazione AIR illustra il contesto normativo e i vincoli di natura giuridica dell'intervento regolatorio. Nei paragrafi seguenti è riportata la normativa rilevante che disciplina le materie oggetto del provvedimento e che è stata considerata nella formulazione e definizione del provvedimento finale; essa definisce il quadro normativo generale, comunitario e nazionale, nonché procedurale; si è dato richiamo inoltre alla disciplina preesistente relativa alla qualità dei servizi di distribuzione e misura:

- normativa comunitaria e nazionale;
- normativa tecnica;
- normativa procedurale.

1.1) Quadro normativo generale e procedurale

Il provvedimento si inserisce coerentemente nel quadro normativo comunitario delineato per il settore elettrico dalla direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE. In particolare, a livello comunitario, la direttiva 2009/72/CE elenca fra gli obblighi delle autorità di regolazione quello di monitorare il rispetto delle norme relative alla sicurezza e all'affidabilità delle reti, rivederne le prestazioni passate e definire o approvare, eventualmente in cooperazione con altre autorità competenti, standard e obblighi in materia di qualità del servizio.

A livello nazionale, la legge 14 novembre 1995, n. 481/95, all'art. 2, comma 12, lettere *d*), *e*), *g*) e *h*), attribuisce all'Autorità, tra le varie funzioni, quella di emanare le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi, definendo in particolare i livelli generali di qualità riferiti al complesso delle prestazioni e i livelli specifici di qualità riferiti alla singola prestazione da garantire all'utente. La legge attribuisce altresì all'Autorità il compito di determinare i casi di indennizzo automatico da parte del soggetto esercente il servizio nei confronti dell'utente ove il medesimo soggetto non rispetti le clausole contrattuali o eroghi il servizio con livelli qualitativi inferiori a quelli stabiliti dalla stessa.

I fondamenti normativi della regolazione della qualità del servizio trovano nella legge italiana anche i necessari collegamenti con la regolazione tariffaria. In particolare, l'Autorità rivede la regolazione della qualità del servizio in fase con la cadenza quadriennale della regolazione tariffaria, rispettando in tal modo il dettato della medesima legge n. 481/95 per "*standard almeno triennali*" (all'art. 2, comma 19, lettera a).

Il Riquadro 1 compendia il quadro normativo generale, sopra in parte richiamato, rilevante per delineare il quadro normativo in cui si è inserita la formazione del provvedimento.

Riquadro 1 – quadro normativo generale

Norme Comunitarie

- risoluzione 85/C 136/01, del Consiglio Europeo del 7 maggio 1985, relativa ad una *nuova strategia in materia di armonizzazione tecnica e normalizzazione*;
- direttiva 2005/89/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 gennaio 2006 concernente *misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture (Testo rilevante ai fini del SEE)*;

- direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 *relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE (Testo rilevante ai fini del SEE)*;

Norme Statali

- legge 8 marzo 1949, n. 105 recante “*Normalizzazione delle reti di distribuzione di energia elettrica a corrente alternata, in derivazione, a tensione compresa fra 100 e 1000 volt*”;
- legge 14 novembre 1995, n. 481, recante “*Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità*”;
- decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, recante “*Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*”;
- legge 23 agosto 2004, n. 239, recante “*Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*”;
- decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22, *relativa agli strumenti di misura e i relativi allegati, nonché le pertinenti norme europee armonizzate alla medesima direttiva 2004/22/CE*;
- decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 recante “*Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia*”, convertito con modificazioni in legge 3 agosto 2007, n. 125;
- decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 “*Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*”;
- decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 “*Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE*”;
- decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 22 gennaio 2008, n. 37 “*Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici*”;
- decreto del Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali 4 febbraio 2011 “*Definizione dei criteri per il rilascio delle autorizzazioni di cui all'articolo 82, comma 2), lettera c), del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81 e successive modifiche ed integrazioni*”;

Norme Tecniche

- documento CENELEC “*Corrigendum to HD 472S1:1989*” del febbraio 2002;
- norma del Comitato Elettrotecnico Italiano (di seguito: CEI) CEI 8-6 “*Tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione pubblica a bassa tensione*” ripubblicata nell'aprile 1998;
- norma CEI 0-15 “*Manutenzione delle cabine elettriche MT/BT dei clienti finali*” dell'aprile 2006;
- norma CEI EN 50160, terza edizione, del 1° aprile 2008;
- norma CEI 0-16 “*Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica*”, del luglio 2008;
- norma CEI EN 61000-4-30 del giugno 2010;
- norma CEI 8-9 CEI EN 50160 (Inglese) “*Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica*” del maggio 2011;
- norma CEI 17-126 dell'ottobre 2011 “*Interruttori di Manovra Sezionatori combinati con Fusibili equipaggiati con relè di guasto a terra (IMS-FGT-R)*”;
- progetto di norma del CENELEC FprEN 50160:2009 del marzo 2009;
- linee guida CEI 0-17 “*Linee guida per la predisposizione dei piani di emergenza dei distributori di energia elettrica*” del maggio 2008;

Il quadro normativo generale non esaurisce la normativa che è alla base della definizione del provvedimento³. Si richiamano nel Riquadro 2 le principali norme di carattere procedurale applicabili.

Riquadro 2 – quadro normativo procedurale

- deliberazione dell’Autorità 20 maggio 1997, n. 61/97 recante “Avvio di procedimento per la definizione di direttive agli esercenti l’attività di vendita di energia elettrica al dettaglio ai clienti finali ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481/95”;
- legge del 29 luglio 2003 n. 229, recante “Interventi in materia di qualità della regolazione, riassetto normativo e codificazione - Legge di semplificazione 2001”, in particolare art. 12;
- la deliberazione dell’Autorità 3 ottobre 2008, GOP 46/08 e in particolare l’Allegato A alla medesima deliberazione recante “Guida per l’analisi dell’impatto della regolazione nell’Autorità per l’energia elettrica e il gas”;
- deliberazione dell’Autorità 30 ottobre 2009, GOP 46/09 recante “Disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas” in particolare l’Allegato A alla medesima deliberazione;
- deliberazione dell’Autorità ARG/elt 149/10 recante “Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015”;

I procedimenti generali dell’Autorità sono disciplinati dalle norme di cui alla deliberazione dell’Autorità 20 maggio 1997, n. 61/07. Come anticipato in premessa, il procedimento sulla qualità dei servizi elettrici è stato indicato dall’Autorità tra quelli da sottoporre ad AIR per gli aspetti maggiormente rilevanti.

1.2) Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura

La normativa vigente fino al 31 dicembre 2011 riguardante la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica è stata disciplinata dal “Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011”⁴, approvato con la deliberazione dell’Autorità del 19 dicembre 2007, n. 333/07 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: TIQE 2008-2011).

Il TIQE 2008-2011 è suddiviso in due Parti: la Parte I contenente l’insieme delle norme finalizzate alla regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell’energia elettrica; la Parte II contenente l’insieme delle norme finalizzate alla regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica. Nel dettaglio:

- a) obblighi di registrazione delle interruzioni (Parte I - Titolo 2);
- b) indicatori di continuità del servizio (Parte I - Titolo 3);

³ Per l’elenco completo si veda il provvedimento pubblicato sul sito internet dell’Autorità alla pagina <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/11/198-11arg.pdf>

⁴ Il provvedimento, completo di relazione AIR, è disponibile sul sito internet dell’Autorità alla pagina <http://www.autorita.energia.it/it/docs/07/333-07.htm>.

- c) regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso (Parte I - Titolo 4);
- d) regolazione individuale per clienti MT e altre utenze MT (Parte I – Titolo 5);
- e) interruzioni con preavviso (Parte I – Titolo 6);
- f) regolazione delle interruzioni prolungate o estese (Parte I – Titolo 7);
- g) qualità della tensione e contratti per la qualità (Parte I – Titolo 8);
- h) indicatori di qualità commerciale (Parte II – Titolo 1);
- i) livelli specifici e generali di qualità commerciale (Parte II – Titolo 3);
- j) indennizzi automatici (Parte II – Titolo4);
- k) obblighi di registrazione e informazione (Parte II – Titolo 5);
- l) modalità di effettuazione dei controlli dei dati di qualità commerciale (Parte II – Titolo 6);

Nel 2008 sono state stralciate dal TIQE 2008-2011 tutte le norme relative alla qualità del servizio di vendita di energia elettrica e di gas, confluite nel “*Testo integrato della qualità della vendita*” approvato con la deliberazione 18 novembre 2008, ARG/com 164/08⁵ (di seguito: TIQV), che compendia anche le norme in materia di qualità dei servizi telefonici resi dai *call center* commerciali degli esercenti il servizio di vendita.

Il Riquadro 3 compendia il quadro normativo relativo alla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura richiamando le deliberazioni dell’Autorità rilevanti per la formazione del provvedimento.

Riquadro 3 – Quadro normativo relativo alla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica

- la deliberazione dell’Autorità 5 ottobre 2005, n. 210/05 “*Approvazione del piano di rilevazione della qualità della tensione sulla rete di trasmissione nazionale e obblighi di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell’energia elettrica in alta tensione*”;
- l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06, come successivamente modificato e integrato “*Direttive per l’installazione di misuratori elettronici di energia elettrica predisposti per la telegestione per i punti di prelievo in bassa tensione*”;
- la deliberazione dell’Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07, “*Obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e del gas*” come successivamente modificata e integrata e l’Allegato A alla medesima deliberazione, come successivamente modificato e integrato;
- l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07 “*Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011*”, come successivamente modificato e integrato (TIQE 2008-2011) e la relazione AIR alla medesima deliberazione;
- l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2007, n. 341/07 “*Regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011*”, come successivamente modificato e integrato, e la relazione AIR alla medesima deliberazione;

⁵ Dal 2008 la regolazione della qualità commerciale tiene conto dell’estensione della liberalizzazione a tutti i clienti BT avvenuta il 1° luglio 2007 e del nuovo assetto di separazione societaria e funzionale previsto dalla normativa.

- gli Allegati A e B alla deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 “*Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione*”, come successivamente modificati e integrati;
- gli Allegati A, B, C alla deliberazione dell’Autorità 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08 “*Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell’energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV*”, come successivamente modificati e integrati;
- l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 42/08 “*Regolazione del servizio di dispacciamento e del servizio di trasporto (trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica) nei casi di successione di un utente del dispacciamento ad un altro sullo stesso punto di prelievo attivo o di attribuzione ad un utente del dispacciamento di un punto di prelievo nuovo o precedentemente disattivato (switching)*”.
- la deliberazione dell’Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 “*Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA)*” e l’allegato A alla medesima deliberazione recante, come successivamente modificato e integrato;
- l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08 “*Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale*”, come successivamente modificato e integrato;
- l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 10 dicembre 2009, ARG/elt 190/09 “*Integrazioni alle disposizioni di cui all’articolo 12 della deliberazione 18 dicembre 2006, n. 292/06, e disposizioni preliminari concernenti i controlli relativi all’erogazione dell’incentivo per l’utilizzo dei misuratori elettronici ai fini della continuità del servizio di distribuzione dell’energia elettrica*”, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell’Autorità 22 settembre 2010, deliberazione ARG/com 147/10 “*Integrazioni e modifiche alle deliberazioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 18 ottobre 2001, n. 229/01, 18 dicembre 2006, n. 294/06, 19 dicembre 2007, n. 333/07, 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 e 18 novembre 2008, ARG/com 164/08*”
- la deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2010, ARG/elt 149/10 “*Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015*” (di seguito: deliberazione ARG/elt 149/10 o procedimento sulla qualità dei servizi elettrici);
- la deliberazione dell’Autorità 31 gennaio 2011, ARG/elt 6/11 “*Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica e di condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione, per il periodo di regolazione 2012 –2015*” (di seguito: deliberazione ARG/elt 6/11);
- la deliberazione dell’Autorità 23 giugno 2011, ARG/com 82/11 “*Differimento dei termini previsti per l’entrata in vigore dello standard specifico di tempestività di trasmissione da parte dei venditori di energia elettrica e gas ai distributori delle richieste di prestazioni di qualità commerciale dei clienti finali*”;
- la deliberazione dell’Autorità 4 agosto 2011, GOP 43/11 “*Adozione delle Linee strategiche dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per il triennio 2011-2013*”;
- la segnalazione dell’Autorità 2 febbraio 2011, PAS 5/11 “*Segnalazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas al Parlamento e al Governo circa la necessità di abrogare la Legge 8 marzo 1949, n. 105 in materia di tensioni normali per la distribuzione di energia elettrica in bassa tensione*”;

Di seguito viene brevemente sintetizzato il quadro regolatorio per i singoli temi affrontati nel corso del procedimento.

1.2.1 Regolazione incentivante continuità del servizio di distribuzione

La normativa riguardante la regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione è definita nella Parte I del TIQE 2008-2011, al Titolo 4.

I due meccanismi incentivanti in vigore per il periodo regolatorio 2008-2011 sono stati:

- a) la regolazione incentivante, per ambiti territoriali, della durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe;
- b) la regolazione incentivante, per ambiti territoriali, del numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi.

Entrambe queste regolazioni si basano su obblighi di registrazione delle interruzioni definiti al Titolo 2 del TIQE 2008-2011 e su obblighi di comunicazione all'Autorità del registro delle interruzioni e degli indicatori di continuità del servizio disciplinati dal Titolo 3 dello stesso TIQE 2008-2011.

La regolazione incentivante, per ambiti territoriali, della durata e del numero di interruzioni è basata sull'individuazione di "livelli tendenziali" di continuità del servizio, differenziati per ogni ambito territoriale in relazione al livello effettivo misurato all'inizio del periodo di regolazione (cioè il livello di partenza, calcolato come media mobile biennale ponderata sul numero di clienti BT del biennio precedente il periodo di regolazione per il quale vengono determinati i livelli tendenziali) e "convergenti" verso livelli obiettivo, secondo una funzione di miglioramento, differenziati solo per grado di concentrazione (25, 40 e 60 minuti persi per cliente BT per la durata delle interruzioni e 1, 2 e 4 interruzioni per cliente BT per il numero di interruzioni, rispettivamente per alta, media e bassa concentrazione).

Dopo aver fissato i livelli tendenziali per ciascun ambito territoriale, all'inizio del periodo regolatorio e per l'intera durata dello stesso, l'Autorità verifica ogni anno se tali livelli tendenziali sono stati raggiunti; nel caso siano stati raggiunti livelli effettivi (media biennale ponderata sul numero di clienti BT dell'anno in questione e di quello precedente) migliori dei livelli tendenziali, l'impresa di distribuzione riceve un incentivo proporzionale al miglioramento rispetto al livello tendenziale fissato, all'energia distribuita nell'ambito e ad un parametro unitario (detto parametro C), mentre se non sono stati raggiunti i livelli tendenziali l'impresa è tenuta a versare una penalità calcolata secondo le medesime modalità dell'incentivo. Le interruzioni oggetto della regolazione incentivante sono quelle di responsabilità dell'impresa distributrice con origine sulle reti di media e bassa tensione. Sono escluse le interruzioni con origine sulle reti di alta tensione, le interruzioni attribuite a forza maggiore e le interruzioni attribuite a cause esterne. Sono previsti tetti massimi agli incentivi e alle penalità con lo scopo di contenere il rischio economico per le imprese distributrici e per i clienti. È prevista la diluizione delle penalità ricevute in un dato anno del periodo negli anni successivi del periodo, con la possibilità di annullamento delle stesse in caso di raggiungimento dei livelli tendenziali in tali anni successivi.

Nel periodo 2008-2011 è stato in vigore inoltre un meccanismo opzionale di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne che ha inciso sulla determinazione dei livelli di partenza, dei livelli tendenziali e dei livelli effettivi e a cui hanno corrisposto livelli obiettivo pari a 28, 45 e 68 minuti persi per cliente BT per la durata delle interruzioni e 1,20, 2,25 e 4,30 interruzioni per cliente BT per il numero di interruzioni, rispettivamente per alta, media e bassa concentrazione.

La regolazione incentivante della durata delle interruzioni è in vigore dall'anno 2000. Dall'anno 2004 è stato adottato un sistema di determinazione dei livelli tendenziali convergenti verso i

livelli obiettivo, con orizzonte temporale a dodici anni nel 2004 per il periodo 2004-2007 e con orizzonte temporale a otto anni nel 2008 per il periodo 2008-2011. Il tasso annuo di miglioramento richiesto per gli ambiti con livelli di partenza superiori ai livelli obiettivo è a percentuale annua costante. Tale meccanismo presuppone che per il periodo 2012-2015 si fissino livelli tendenziali convergenti verso i livelli obiettivo, con orizzonte temporale a quattro anni, a partire dai livelli di durata del biennio 2010-11.

Nelle Tabelle 3, 4 e 5 della Parte I del TIQE 2008-2011 si rinvengono i valori dei parametri unitari C utilizzati per la valorizzazione degli incentivi e delle penalità, ai sensi di quanto disposto all'articolo 22 dello stesso TIQE 2008-2011.

La regolazione incentivante del numero di interruzioni lunghe e brevi è in vigore dall'anno 2008. Anche per tale regolazione è stato adottato un sistema di determinazione dei livelli tendenziali convergenti verso livelli obiettivo, determinati con orizzonte temporale a 12 anni nel 2008 per il periodo 2008-2011. Il miglioramento annuo richiesto per gli ambiti con livelli di partenza superiori ai livelli obiettivo è costante e pari al rapporto tra la distanza dei livelli di partenza dal livello obiettivo e l'orizzonte temporale. Tale meccanismo presuppone che per il periodo 2012-2015 si fissino livelli tendenziali convergenti verso i livelli obiettivo, con orizzonte temporale a 8 anni, a partire dai livelli del numero di interruzioni del biennio 2010-11.

Per entrambe le regolazioni i livelli tendenziali dell'intero quadriennio coincidono con i livelli obiettivo per gli ambiti che hanno livelli di partenza migliori o uguali ai livelli obiettivo.

1.2.2 Regolazione individuale delle interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT

Per il periodo 2008-2011 la regolazione individuale delle interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT è stata disciplinata dal Titolo 5 del TIQE 2008-2011. In estrema sintesi:

- a) dal 2006 sono in vigore standard specifici sul numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità delle imprese distributrici, aventi origine anche su reti interconnesse, differenziati per grado di concentrazione; dal 1° gennaio 2010 tali standard sono pari a:
 - 2 interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT serviti in ambiti territoriali in alta concentrazione (sino al 31 dicembre 2009 lo standard era pari a 3 interruzioni senza preavviso lunghe);
 - 3 interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT serviti in ambiti territoriali in media concentrazione (sino al 31 dicembre 2009 lo standard era pari a 4 interruzioni senza preavviso lunghe);
 - 4 interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT serviti in ambiti territoriali in bassa concentrazione (sino al 31 dicembre 2009 lo standard era pari a 5 interruzioni senza preavviso lunghe);
- b) in caso di mancato rispetto dello standard specifico l'impresa distributtrice è sottoposta ad una penalità per ogni interruzione che eccede lo standard stesso, fino ad un numero massimo di interruzioni indennizzabili pari a tre volte lo standard specifico; tale penalità è proporzionale al parametro V_p (valorizzazione economica della potenza media interrotta) moltiplicato per la potenza media interrotta PMI, calcolata in modo convenzionale sia per i clienti finali (pari al 70% della potenza disponibile) che per i clienti produttori (pari alla potenza effettivamente immessa in rete al momento dell'interruzione o, in mancanza di questa, pari al 70% della potenza per cui è stata richiesta la connessione o, in mancanza di

questa, pari al 70% della potenza nominale di impianto, al netto della potenza nominale dei generatori elettrici di riserva al momento dell'interruzione);

- c) il cliente finale, per il quale nel corso di un anno non sia stato rispettato lo standard specifico applicabile, ha diritto a ricevere, l'anno successivo, un indennizzo automatico pari alla penalità di cui alla lettera precedente, purché per l'anno cui si riferiscono le interruzioni i propri impianti risultino adeguati ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità;
- d) i clienti o altre utenze che non adeguano i propri impianti ai requisiti tecnici, oltre a non avere diritto all'eventuale indennizzo automatico, devono versare il corrispettivo tariffario specifico CTS. La deliberazione ARG/elt 33/08 ha successivamente introdotto una maggiorazione del CTS (il cosiddetto CTS maggiorato, CTSM) per i clienti che hanno richiesto la connessione prima del 16 novembre 2006 e non hanno inviato la dichiarazione di adeguatezza in alcuni casi specifici.

Al fine di favorire la massima consapevolezza e risposta da parte dei clienti MT all'iniziativa di adeguamento dei propri impianti, l'Autorità ha pubblicato nel 2009 la deliberazione ARG/elt 17/09 attraverso la quale sono stati introdotti nuovi obblighi informativi per le imprese distributrici e i venditori a favore dei clienti finali e altre utenze.

La disciplina relativa agli standard specifici sul numero massimo annuo di interruzioni prevista dal TIQE 2008-2011 si è applicata a tutte le imprese distributrici e ai clienti MT di qualsiasi dimensione, ad esclusione dei punti di consegna di emergenza e dei clienti MT con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW con consegna su palo o tramite cabina in elevazione con consegna agli amari.

1.2.3 Contratti per la qualità

I contratti per la qualità, disciplinati dal Titolo 8 del TIQE 2008-2011, sono stati introdotti nel 2004, con la pubblicazione del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo 2004-2007. I contratti per la qualità possono essere stipulati tra clienti e imprese distributrici, anche tramite i venditori. Tali contratti si configurano come un meccanismo di mercato per il quale l'Autorità ha fissato alcuni criteri, che devono essere rispettati e che sono i seguenti:

- a) non possono avere ad oggetto la pattuizione di livelli di qualità inferiori a quelli definiti dall'Autorità o, in mancanza, del peggiore livello di qualità registrato sul punto di consegna nell'ultimo anno;
- b) le parti definiscono il livello di qualità concordata che l'impresa distributtrice si impegna a rispettare, il corrispettivo da versare da parte del cliente e clausole penali in caso di inadempimento dell'impresa distributtrice, indicando i casi di esclusione;
- c) il livello di qualità è espresso come soglia applicata ad uno o più indicatori di continuità del servizio o di qualità della tensione. Con riferimento agli indicatori per i quali non vi è obbligo di misurazione individuale, le parti provvedono alla misura per un periodo di almeno un anno prima della stipula del contratto per la qualità. I costi di misura sono a carico della parte che intende usufruire di livelli di continuità del servizio o di qualità della tensione più elevati, che ha facoltà di installare un proprio strumento di misura;
- d) il corrispettivo può essere differenziato solo in relazione ai seguenti elementi:
 - durata del contratto, che non deve essere inferiore a un anno e superiore a quattro anni;

- livello di qualità concordato (in caso di durata superiore a un anno il livello è concordato anno per anno);
- risarcibilità del danno derivante dal mancato rispetto del livello di qualità concordato;
- livello di tensione e ogni altro parametro elettrico relativo alla fornitura, incluso il livello effettivo di qualità registrato sul punto di consegna;
- energia elettrica consumata o potenza installata dal cliente, anche come somma di più clienti connessi alla stessa linea MT o a linee diverse derivanti dalla stessa cabina di trasformazione AT/MT.

Per favorire la diffusione dei contratti per la qualità l'Autorità ha introdotto, sempre nel 2004, la registrazione individuale della continuità del servizio e della qualità della tensione, purchè in conformità agli standard CEI EN 50160 e CEI EN 61000-4-30. Tale registrazione, i cui costi sono a carico del cliente che la richiede, può essere utilizzata ai fini della stipula dei contratti per la qualità.

1.2.4 Regolazione della qualità della tensione sulla rete di distribuzione MT e BT

Il TIQE 2008-2011 prevede l'applicazione di quanto previsto dalla norma tecnica CEI EN 50160 per le caratteristiche di qualità della tensione. L'articolo 57 del TIQE 2008-2011 prevede:

- a) la facoltà per gli utenti AT e MT di approvvigionare, installare, mantenere e gestire un proprio registratore individuale di interruzioni che operi in modo conforme alla norma tecnica CEI EN 50160 o di altri parametri di qualità della tensione conforme alla norma tecnica CEI EN 61000-4-30, oppure di richiedere la misura all'impresa distributrice;
- b) l'obbligo per l'impresa distributrice di approvvigionare, installare, mantenere e gestire un registratore conforme alla norma tecnica CEI EN 50160 per il cliente che faccia richiesta di registrazione individuale delle interruzioni transitorie o un'apparecchiatura di misura che operi in modo conforme alla norma tecnica CEI EN 61000-4-30 per il cliente che faccia richiesta di registrazione individuale di altri parametri di qualità della tensione, con costi aggiuntivi della registrazione a carico del cliente;
- c) la facoltà di stipulare contratti per la qualità tra le imprese distributrici e i clienti finali relativamente a qualsiasi parametro di qualità della tensione.

L'articolo 71 del TIQE disciplina uno standard di qualità commerciale per i tempi di verifica della tensione di fornitura su richiesta del cliente finale MT o BT.

Per quanto riguarda le reti di distribuzione BT con la deliberazione n. 292/06, l'Autorità ha introdotto le seguenti disposizioni in materia di requisiti funzionali minimi per i misuratori elettronici di bassa tensione:

- a) al comma 4.2, lettera m), alinea vii, la rilevazione di informazioni sintetiche relative ai valori minimo e massimo registrati nella settimana e alla percentuale di campioni registrati nell'intervallo +10%/-10% del valore nominale della tensione di alimentazione;
- b) al comma 4.2, lettera o), l'effettuazione della misura del valore efficace della tensione in conformità alla norma CEI EN 50160.

Sempre per quanto riguarda la rete BT, il valore nominale della tensione a 220 V tra fase e neutro (e il valore collegato di 380 V tra fase e fase) è disciplinato dalla legge 8 marzo 1949, n. 105.

1.2.5 Regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura

La Parte II del TIQE 2008-2011 ha disciplinato per il periodo 2008-2011 la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura con riferimento alle prestazioni richieste da parte dei clienti finali. Le disposizioni prevedono standard di qualità, generali e specifici con indennizzi automatici, obbligatori per le imprese distributrici, volti a tutelare i clienti e a promuovere il miglioramento medio complessivo dei servizi resi su scala nazionale.

Alla regolazione della qualità commerciale sono funzionali le disposizioni del “*Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione*” Allegato A (TIT) e Allegato B (TIC) alla deliberazione n. 348/07.

Le disposizioni relative allo *switching* sono contenute nella delibera ARG/elt 42/08 “*Regolazione del servizio di dispacciamento e del servizio di trasporto*” (*trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica*) nei casi di *successione di un utente del dispacciamento ad un altro sullo stesso punto di prelievo attivo o di attribuzione ad un utente del dispacciamento di un punto di prelievo nuovo o precedentemente disattivato (switching)*”.

Nel “*Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica*” allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 sono previsti indennizzi automatici in relazione ai tempi previsti per la messa disposizione del preventivo al richiedente e per la realizzazione dei lavori.

Con la deliberazione ARG/com 147/10 “*Integrazioni e modifiche alle deliberazioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 18 ottobre 2001, n. 229/01, 18 dicembre 2006, n. 294/06, 19 dicembre 2007, n. 333/07, 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 e 18 novembre 2008, ARG/com 164/08*” sono state apportate modifiche, in vigore dal 1° luglio 2011, ai tempi di trasmissione delle richieste dei clienti e dei loro esiti tra distributori e venditori e alle disposizioni sulla durata di validità del preventivo.

Infine, con il DCO 4/11 del 16 marzo 2011 sono state formulate proposte in materia di completamento della disciplina relativa all’esecuzione dei contratti di vendita di energia elettrica e gas naturale nei casi di punti di prelievo/riconsegna già attivi e allineamento dei dati nella disponibilità dei diversi operatori.

2) MOTIVAZIONI ALLA BASE DELL'INTERVENTO E OBIETTIVI DELL'AUTORITÀ

Questa sezione della relazione AIR illustra gli obiettivi che l'Autorità ha inteso perseguire con l'adozione del provvedimento e le motivazioni alla base dell'intervento, tenendo conto anche degli effetti della regolazione dei servizi di distribuzione e misura registrati nel periodo 2008-2011.

2.2) Motivazioni tecniche, economiche e sociali

2.2.1 Regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione

Nel capitolo 4 del terzo DCO, nell'analizzare i dati quantitativi disponibili relativi alla regolazione incentivante della durata e del numero di interruzioni, aggiornati dell'anno 2010, è stato sottolineato come nel complesso la regolazione incentivante sembra essere efficace, essendo in atto la convergenza verso i livelli obiettivo sia per la durata che per il numero di interruzioni, ma come, nel contempo, vi siano alcuni elementi di criticità:

- a) il progressivo aumento della quota di durata delle interruzioni esclusa dalla regolazione incentivante nel triennio 2008-10 rispetto al quadriennio precedente, in particolare al Sud, che nel 2010 eguaglia la quota di durata delle interruzioni soggetta a regolazione incentivante (al Sud la quota di durata esclusa è circa una volta e mezza quella soggetta a regolazione incentivante)⁶;
- b) l'aumento del gap tra Nord e Sud del Paese per quanto riguarda la durata e il numero di interruzioni complessive a fronte di una diminuzione di tale gap per quanto riguarda la durata e il numero di interruzioni soggette a regolazione incentivante.

La conferma dei meccanismi incentivanti della durata e del numero di interruzioni è apparsa necessaria per assicurare la stabilità dell'azione regolatoria e dare continuità ai segnali a medio-lungo termine che sono stati forniti alle imprese distributrici con i TIQE 2004-2007 e 2008-2011, segnali tali da consentire alle imprese distributrici di pianificare e realizzare gli investimenti sulla rete in modo adeguato e graduale. Le proposte sviluppate sono state orientate a promuovere il completamento della convergenza verso i livelli obiettivo e la riduzione del gap tra Nord e Sud del Paese per la quota parte di durata e del numero di interruzioni soggette alla regolazione incentivante, obiettivo che l'Autorità ha identificato sin dall'anno 2000.

Quanto alla durata e numero di interruzioni escluse dalla regolazione incentivante, l'Autorità ha ritenuto che gli stimoli forniti alle imprese distributrici per la durata e il numero delle interruzioni soggette a regolazione incentivante possano in parte contribuire anche alla prevenzione dei fenomeni osservati alle precedenti lettere a) e b).

Per quanto riguarda la regolazione incentivante della durata sono due gli elementi su cui si è concentrata l'attenzione dell'Autorità:

⁶ Nel quinto DCO è stato evidenziato come tale quota di durata delle interruzioni nel Sud Italia sia dovuta soprattutto all'aumento sistematico dei furti.

- a) una pluralità di ambiti che al 2010 presentano livelli di durata delle interruzioni ancora lontani dai livelli obiettivo (detti anche ambiti peggio serviti) e per i quali è necessaria la convergenza verso i livelli obiettivo entro il 2015;
- b) una pluralità di ambiti che hanno registrato livelli di durata migliori del livello obiettivo per un lungo periodo (detti anche ambiti meglio serviti).

Quanto analizzato in relazione alla regolazione incentivante della durata delle interruzioni non è mutuabile alla regolazione incentivante del numero di interruzioni, in vigore dal 2008, per la quale considerazioni analoghe potranno essere sviluppate solamente nel corso dei prossimi anni, una volta disponibili serie più lunghe degli indicatori del numero di interruzioni soggetti alla regolazione incentivante.

L'Autorità ha preannunciato che, terminato il periodo di convergenza di dodici anni (nel 2015 per la durata e nel 2019 per il numero di interruzioni), il meccanismo incentivante di miglioramento della continuità del servizio possa rientrare negli ordinari meccanismi di remunerazione tariffaria. A decorrere dal 2016 per la durata e dal 2020 per il numero, la regolazione della continuità del servizio potrebbe prevedere livelli di mantenimento delle interruzioni dovute ad altre cause e cause esterne, differenziati per grado di concentrazione e orientativamente pari agli attuali livelli obiettivo (quelli elevati, che tengono conto della quota di interruzioni dovute a cause esterne), e penalità nel caso di superamento di tali livelli di mantenimento.

2.2.2 Regolazione individuale delle interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT: estensione alle interruzioni brevi degli standard specifici di continuità

Per quanto riguarda l'estensione alle interruzioni brevi degli standard specifici di continuità del servizio per i clienti MT si rimanda all'analisi del Capitolo 4 del DCO 40/10 che descrive dettagliatamente la disciplina previgente della regolazione individuale delle interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT e delle precedenti proposte dell'Autorità di estensione alle interruzioni brevi degli standard specifici di continuità per i clienti MT, nonché delle iniziative sviluppate su questi temi.

In estrema sintesi, visti i livelli di continuità del servizio relativi ai singoli clienti MT, è stato registrato che dall'introduzione nel 2004 di tale regolazione (in vigore dal 2006) la percentuale di clienti peggio serviti in relazione alle interruzioni lunghe è inizialmente diminuita, ma è poi rimasta sostanzialmente stabile nel quadriennio 2006-2009⁷.

Le motivazioni tecnico economiche dell'intervento trovano giustificazione sia nell'analisi degli effetti della regolazione individuale delle interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT⁸ sia nelle considerazioni emerse dall'analisi dei dati individuali di continuità del servizio relativi alle interruzioni lunghe e brevi per i clienti MT ottenuti dall'Autorità sulla base di richieste di informazioni effettuate alle imprese distributrici di maggiori dimensioni in relazione al triennio 2008-2010. L'Autorità ha ritenuto prioritario ed irrinunciabile l'obiettivo di estendere la

⁷ Si veda una descrizione analitica dei dati relativi alla regolazione individuale delle interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT nei punti da 4.1 a 4.16 del DCO 40/10.

⁸ Si veda l'analisi dei dati e le relative considerazioni relativamente alle interruzioni brevi per i clienti MT nei punti da 4.17 a 4.26 del DCO 40/10.

regolazione individuale del numero di interruzioni per i clienti MT alle interruzioni brevi, per le quali l'obbligo di registrazione in assetto reale di rete è in vigore dall'anno 2006. L'Autorità ha inoltre sottolineato il motivo per cui tale obiettivo doveva essere considerato complementare a quello mirato alla revisione della disciplina dei contratti per la qualità⁹, rappresentando tale doppia azione un ragionevole *trade-off* tra:

- a) la necessità di introdurre forme di protezione per i clienti peggio serviti anche per le interruzioni del servizio elettrico diverse dalle interruzioni lunghe;
- b) l'esigenza di fissare standard specifici relativi alle interruzioni brevi corrispondenti ad un livello di qualità minimo da garantire a tutti i clienti, ma tale da limitare l'impatto tariffario;
- c) la necessità di prevedere forme contrattuali personalizzabili, più efficienti rispetto a quelle attualmente previste dal TIQE 2008-2011, per i clienti maggiormente sensibili alle interruzioni.

2.2.3 Disciplina dei contratti per la qualità

L'Autorità si è posta l'obiettivo di rivedere la disciplina dei contratti per la qualità, al fine di pervenire alla formulazione di un quadro regolatorio che possa realmente favorirne lo sviluppo, visti i dati relativi alle comunicazioni obbligatorie che registrano un mancato utilizzo dello strumento e viste le considerazioni emerse dallo studio svolto per conto dell'Autorità dal Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano.¹⁰ L'Autorità ha introdotto sin dal periodo regolatorio 2004-2007 i contratti per la qualità nella regolazione per fornire uno strumento ulteriore ai clienti finali più sensibili, con particolare esigenze di qualità che le attività produttive da essi svolte richiedono. E' preferibile infatti per questa tipologia di problematiche introdurre una soluzione individuale per tali clienti piuttosto che fissare standard per tutti i clienti, evitando in tal modo il rischio di far ricadere su tutti i clienti costi di miglioramento della qualità per ogni punto di prelievo, anche laddove non necessario o non richiesto.

Il mancato ricorso a tale strumento è stato colto dall'Autorità come una incompletezza della regolazione che può avere impattato negativamente sul possibile instaurarsi di condizioni di fornitura migliorative, quantomeno per i clienti più sensibili. In sintesi, nel suo studio, il Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano ha individuato le motivazioni che possono essere state alla base del mancato sviluppo dei contratti per la qualità:

- a) le condizioni di monopolio in cui esercita una delle controparti (l'impresa distributrice);
- b) di conseguenza, l'elevato livello dei costi di transazione (che può avere origini diverse, tra cui l'asimmetria informativa tra le parti coinvolte) e soprattutto dei prezzi che potrebbero essere negoziati per il servizio;
- c) l'assenza, per alcune dimensioni della qualità, di obblighi o responsabilità specifici da parte del distributore nei confronti del consumatore (o viceversa) che valgano al di fuori di quanto stabilito in un eventuale contratto individuale (le cosiddette *penalty default rules*);

⁹ Si veda inoltre la Parte III del DCO 40/10 – *Approfondimenti sui contratti per la qualità*.

¹⁰ Appendice 3 del DCO 40/10: Aspetti economici della regolazione della Power Quality – Approfondimento del tema dei contratti per la qualità.

- d) la natura puramente assicurativa del contratto (ad esempio, tra i criteri minimi introdotti dall'Autorità non è previsto un impegno da parte dell'impresa a risolvere un problema o a migliorare il livello qualitativo offerto).

2.2.4 Regolazione della qualità della tensione sulla rete di distribuzione MT e BT

Le motivazioni economiche, tecniche e sociali alla base dell'intervento dell'Autorità in materia di QT sono state declinate al capitolo 4 (punti da 4.1 a 4.17) del secondo DCO:

- a) gli utenti del sistema elettrico italiano sopportano costi significativi associati a problemi di QT (in tale capitolo 4 sono stati sintetizzati i risultati di uno studio sulle microinterruzioni commissionato nel 2006 dalla Direzione Consumatori e Qualità del Servizio al Politecnico di Milano);
- b) gli utenti del sistema elettrico italiano mostrano elementi di soddisfazione ma anche elementi di insoddisfazione relativamente alla QT (sempre nel capitolo 4 del secondo DCO sono stati presentati i risultati di indagini demoscopiche svolte dall'Istituto nazionale di statistica - Istat - per conto dell'Autorità);
- c) sono praticabili soluzioni tecniche per il monitoraggio della QT (si veda il capitolo 7 del secondo DCO) elaborate anche sulla base dell'esperienza di monitoraggio QuEEN;
- d) sono disponibili elementi tecnici e standard tecnici internazionali per la definizione e la misura di potenziali indicatori (si vedano i capitoli 6 e 8 e l'Appendice D del secondo DCO; in particolare il capitolo 6 descrive il concetto di responsabilizzazione del cliente, a fronte di buchi di tensione poco severi e le relative curve di immunità);
- e) è disponibile, a seguito dell'avvio del sistema di monitoraggio promosso dall'Autorità, un ampio set di dati storici relativi alla QT (si veda in particolare l'Appendice D del secondo DCO).

2.2.5 Regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura

Uno degli aspetti principali affrontati per la revisione quadriennale della regolazione della qualità commerciale ha riguardato la disciplina dei lavori ad ammontare predeterminabile.

La separazione tra attività di distribuzione e attività di vendita ha implicato che i clienti richiedano le prestazioni tipiche delle attività di distribuzione e misura non più direttamente all'impresa distributrice, ma attraverso il proprio venditore, di norma tramite chiamata telefonica. Le conseguenze più macroscopiche sono state circoscritte a disomogeneità di processazione delle richieste dei clienti sia da parte delle imprese distributrici sia da parte dei venditori, e ad una potenziale dilatazione dei tempi per la preventivazione e l'esecuzione di alcune prestazioni, in particolare per i lavori ad ammontare predeterminabile. L'Autorità ha inteso perciò intervenire per garantire ai clienti parità di trattamento e tempi certi nell'adempimento delle loro richieste, in particolare tramite una armonizzazione dei lavori ad ammontare predeterminabile.

Ulteriori azioni dell'Autorità per la revisione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione si sono focalizzate sul possibile aggiornamento degli standard in vigore; sulla necessità di introdurre maggiori garanzie per i clienti finali nel caso in cui dalla verifica richiesta

dal cliente risulti che il gruppo di misura sia guasto o che la tensione di fornitura risulti al di fuori dal range di tolleranza previsto dalla normativa tecnica; sull'estensione di alcuni standard ai clienti produttori e sull'armonizzazione del trattamento dei reclami alla disciplina del TIQV.

2.3) Obiettivi dell'Autorità

Nel Piano strategico triennale 2010-2012, approvato con la deliberazione 8 gennaio 2010, GOP 1/10, l'Autorità ha indicato nell'ambito dell'obiettivo strategico "C3 Sviluppare i livelli di qualità e sicurezza dei servizi" l'obiettivo operativo "Migliorare la qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura di energia elettrica", da perseguire:

- a) intervenendo per la riduzione dei divari qualitativi tra Nord e Sud del Paese;
- b) monitorando l'attuazione dei meccanismi regolatori;
- c) prevedendo indennizzi anche per interruzioni brevi per la clientela industriale;
- d) sviluppando nuove iniziative in materia di qualità della tensione.

Nella deliberazione ARG/elt 149/10 l'Autorità ha indicato i seguenti *obiettivi generali* per lo sviluppo del procedimento sulla qualità dei servizi elettrici:

- a) necessità di garantire che standard di qualità, indennizzi ai clienti e incentivi per la qualità dei servizi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione delle tariffe e dei corrispettivi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e di misura dell'energia elettrica;
- b) opportunità di migliorare la regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione e la valorizzazione dei servizi di mitigazione, prevedendone un'applicazione uniforme a tutta la rete di trasmissione nazionale;
- c) necessità di rafforzare i livelli di tutela dei clienti finali tramite interventi di miglioramento della regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione ed estendendo gli standard specifici sul numero di interruzioni per i clienti alimentati in media tensione alle interruzioni brevi;
- d) necessità di adottare nuove iniziative in materia di qualità della tensione;
- e) opportunità di migliorare la regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura alla luce dei risultati della regolazione vigente e del mutato scenario di mercato dell'energia elettrica.

Nelle Tabelle da 1 a 5 sono riassunti gli obiettivi specifici, le opzioni di regolazione e le proposte illustrate per le varie tematiche trattate nel procedimento sulla qualità dei servizi elettrici 2012-2015, durante il processo di consultazione.

Tabella 1 – Obiettivi specifici e proposte in materia di regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione

Obiettivo (terzo DCO)	Opzione o proposta	Valutazione complessiva*
Confermare lo schema di regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni, riducendo i divari qualitativi tra Nord e Sud del Paese.	<ul style="list-style-type: none"> - Adottare un regime di incentivazione speciale relativo alla durata delle interruzioni per gli ambiti “peggio serviti”; - Decelerare l’incentivazione della durata delle interruzioni per gli ambiti “meglio serviti”; - Rendere facoltativa la regolazione incentivante per le imprese distributrici di minori dimensioni. 	N/A
Promuovere ulteriormente il meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne.	<ul style="list-style-type: none"> - Confermare il regime opzionale di incentivazione speciale. 	N/A
Consolidare le regole di registrazione delle interruzioni	<ul style="list-style-type: none"> - Migliorare la qualità del registro delle segnalazioni e delle chiamate telefoniche dei clienti per pronto intervento; - Definire le modalità di registrazione dell’istante di inizio delle interruzioni con origine BT per le imprese che utilizzano i misuratori elettronici per la registrazione della continuità del servizio; - Adeguare l’indice ISR allo sviluppo della regolazione; - Rendicontare le interruzioni dovute a eventi di particolare severità. 	N/A

N/A: proposte non sottoposte ad AIR

Tabella 2 – Obiettivi specifici, opzioni di regolazione e proposte in materia di regolazione individuale delle interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT: estensione alle interruzioni brevi degli standard specifici di continuità

Obiettivo (primo DCO)	Opzione o proposta	Valutazione complessiva
Aumentare la tutela dei clienti finali che subiscono troppe interruzioni, estendendo alle interruzioni brevi gli standard specifici di continuità del servizio per i clienti MT	Opzione #1.0 (<i>opzione nulla</i>): mantenere l’attuale regolazione: standard specifico sulle sole interruzioni senza preavviso lunghe, differenziato per grado di concentrazione	Medio
	Opzione #1.A: introdurre un nuovo standard specifico per le interruzioni brevi, differenziato per grado di concentrazione, aggiuntivo e indipendente da quello attualmente in vigore per le interruzioni senza preavviso lunghe	Medio
	Opzione #1.B: aggiornare lo standard specifico in vigore per le interruzioni senza preavviso lunghe, estendendolo alle interruzioni brevi	Medio-alto
Semplificazione della disciplina della regolazione individuale del numero di interruzioni per i clienti MT	<ul style="list-style-type: none"> - Modifica della formula di calcolo del Corrispettivo Tariffario Specifico (CTS) - Fatturazione del CTS - Calcolo della potenza effettiva interrotta ai fini della valorizzazione delle penalità e degli indennizzi - Affinamento della valorizzazione economica della potenza interrotta per 	N/A

	produttori e per clienti produttori - Utilizzo dell'IMS-FGT (Interruttore di Manovra Sezionatore con Fusibili e relè di Guasto a Terra) per la conformità ai requisiti semplificati - Riferimento alla deliberazione ARG/elt 33/08 per la conformità ai requisiti strutturali - Sostituzione dell'IMS con fusibili	
--	---	--

Tabella 3 – Obiettivi specifici e proposte in materia di contratti per la qualità

Obiettivo (primo DCO)	Opzione o proposta	Valutazione complessiva
Approfondire i contratti per la qualità e favorirne la diffusione	- Studio di un modello di contratto standard per le interruzioni lunghe e brevi	N/A

Tabella 4 – Obiettivi specifici, opzioni di regolazione e proposte in materia di regolazione della qualità della tensione sulle reti di distribuzione MT e BT

Obiettivo specifico (secondo DCO)	Opzione o proposta	Valutazione complessiva
Promuovere il miglioramento della <i>performance</i> delle imprese tramite la pubblicazione comparativa dei dati di qualità	- Pubblicazione periodica dei dati nazionali e locali (regionali/provinciali) relativi alle interruzioni transitorie - Pubblicazione comparativa dei dati relativi alle interruzioni transitorie per i clienti serviti dalle principali imprese distributrici	N/A
Aumentare l'informazione per gli utenti in materia di qualità del servizio, anche al fine di una maggiore consapevolezza delle proprie responsabilità	- Comunicazione individuale dei buchi di tensione a ogni cliente MT - Comunicazione dei livelli storici di interruzioni lunghe, brevi e transitorie e dei buchi di tensione ai richiedenti connessione MT - Responsabilizzazione dei clienti MT in merito all'immunizzazione dei propri impianti a fronte dei buchi di tensione meno severi	N/A
Tutelare e informare gli utenti MT e BT rispetto a problematiche di qualità della tensione, tenendo presente la sostenibilità degli interventi	Opzione #2.0 (<i>opzione nulla</i>): mantenere il sistema di monitoraggio QuEEN sostanzialmente nell'attuale configurazione: monitoraggio di circa 400 semisbarre MT statisticamente rappresentative e ulteriori 200 siti su iniziativa sia di clienti MT sia di imprese distributrici	Medio

	Opzione #2.A: sospendere il monitoraggio QuEEN delle reti di media tensione al termine del 2011	Medio-basso
	Opzione #2.B: effettuare un monitoraggio esteso a tutte le semisbarre MT di CP	Medio-alto
	Opzione #2.C: effettuare un monitoraggio esteso a tutti i punti di consegna MT	Medio-basso
Monitorare l'andamento nel tempo dei più importanti parametri di qualità della tensione, anche nella prospettiva di avere disponibile una solida base di misure per possibili sviluppi della regolazione e per favorire lo sviluppo di contratti per la qualità	<ul style="list-style-type: none"> - Definizione di indicatori sintetici per il monitoraggio della <i>performance</i> di rete in materia di buchi di tensione - Responsabilizzazione delle imprese distributrici in merito ai buchi di tensione più severi - Pubblicazione periodica di indicatori sintetici su base nazionale e locale (regione/provincia/cabina primaria) relativi ai buchi di tensione - Pubblicazione comparativa di indicatori sintetici relativi ai buchi di tensione sulle reti MT delle principali imprese distributrici <hr/> <ul style="list-style-type: none"> - Campagna di monitoraggio tramite i misuratori elettronici - Modifica dello standard di qualità commerciale relativo alla verifica delle variazioni di tensione 	N/A

Tabella 5 – *Obiettivi specifici e proposte in materia di regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura*

Obiettivi specifici (terzo DCO)	Opzione o proposta	Valutazione complessiva
Rafforzare la tutela dei clienti per gli aspetti di qualità commerciale	<ul style="list-style-type: none"> - Armonizzare la disciplina dei lavori ad ammontare predeterminabile; - Catalogare, laddove applicabile, anche in coerenza con il Testo integrato delle tariffe, le prestazioni più comuni, riconducibili agli standard, richieste dai clienti finali; - Aggiornare alcuni standard in vigore in relazione ai livelli di qualità effettivi e all'avvenuta separazione della vendita dalla distribuzione; - Trasformare lo standard generale sulle richieste di preventivo per l'esecuzione di lavori sulla rete MT a standard specifico; - Estendere alcuni standard ai produttori di energia elettrica; - Armonizzare lo standard relativi ai reclami e alle richieste scritte di informazioni a quello in vigore per la regolazione della qualità della vendita. 	N/A

3) I DESTINATARI DELL'INTERVENTO E IL PROCESSO DI CONSULTAZIONE

Questa sezione della relazione AIR illustra i destinatari dell'intervento e le modalità con cui i soggetti interessati sono stati sentiti nel corso del processo di consultazione.

3.1) I destinatari dell'intervento

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

- a) le imprese di distribuzione di energia elettrica;
- b) l'impresa di trasmissione e dispacciamento.

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

- c) gli utenti connessi alle reti di distribuzione dell'energia elettrica, sia per gli effetti tecnici (modifica delle condizioni di continuità del servizio e qualità della tensione) sia per gli aspetti inerenti la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, sia per gli aspetti economici di impatto tariffario delle disposizioni regolatorie;
- d) le associazioni dei consumatori e degli utenti, dalle associazioni imprenditoriali che raggruppano imprese produttive in qualità di utenze finali non domestiche sino alle utenze domestiche rappresentate dalle maggiori associazioni afferenti al Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti (CNCU);
- e) le associazioni dei soggetti esercenti i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- f) i soggetti esercenti il servizio di vendita dell'energia elettrica e le loro associazioni;
- g) i produttori di energia elettrica e le loro associazioni;
- h) le società che svolgono attività di sviluppo di sistemi informativi e attività di produzione di apparecchiature tecniche, e le loro associazioni;
- i) le società di consulenza e impiantistica operanti nel settore;
- j) gli esperti del mondo della consulenza, della ricerca e dell'accademia.

3.2) Il processo di consultazione

Si rimanda all'ampia trattazione del paragrafo 2 nel primo DCO per quanto riguarda illustrazione dell'inquadramento del procedimento sulla qualità dei servizi elettrici ai fini dell'analisi di impatto della regolazione.

Le opzioni AIR e le proposte di regolazione sviluppate nei DCO 40/10, 42/10, 15/11, 20/11 e 39/11 sono state coerenti con gli obiettivi generali delineati nella deliberazione ARG/elt 149/10 e sono state formulate:

- a) tenendo conto della regolazione in vigore della qualità del servizio e dei suoi effetti, sia per quanto riguarda la continuità del servizio di distribuzione che per quanto riguarda gli aspetti di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura;
- b) a seguito dell'esame di informazioni puntuali fornite dalle imprese distributrici nell'ambito del procedimento;
- c) per quanto riguarda la qualità della tensione, dei dati resi disponibili nel periodo 2006-2010 dal sistema di monitoraggio della qualità della tensione gestito da Ricerca sul Sistema Energetico - RSE Spa e della analisi degli stessi (pubblicata nell'Appendice D al secondo DCO).

In coerenza con la metodologia AIR, il procedimento sulla qualità dei servizi elettrici 2012-2015 ha offerto a tutti i soggetti interessati (destinatari diretti e indiretti individuati nel precedente paragrafo) diverse occasioni per intervenire nel procedimento; tutti i soggetti hanno fornito elementi utili alla formazione delle decisioni dell'Autorità.

Successivamente alla pubblicazione dei primi due DCO sono stati effettuati incontri tematici con i soggetti interessati dall'intervento.

I contributi alle consultazioni, per le parti non coperte da riservatezza, sono stati pubblicati e sono disponibili nel sito internet dell'Autorità, nelle pagine dei DCO 40/10, 42/10, 15/11, 20/11 e 39/11¹¹.

Nel corso del processo di consultazione, inoltre, i soggetti interessati sono stati continuamente informati delle attività condotte e del piano AIR, pubblicato in appendice a ognuno dei DCO¹², periodicamente aggiornato in relazione allo sviluppo del processo e in esito a ogni consultazione.

L'Autorità ha rilevato in passato un limitato grado di partecipazione al processo di consultazione di alcune categorie di destinatari, tipicamente le associazioni di utenti-consumatori e gli operatori di minori dimensioni. Tale fenomeno è stato riscontrato soprattutto quando i documenti di consultazione sono caratterizzati da una forte componente tecnica. A tale scopo l'Autorità ha effettuato un'indagine demoscopica (qualitativa e quantitativa) per la rilevazione delle aspettative e della conoscenza degli standard di qualità del servizio e la rilevazione della soddisfazione nella fruizione dei servizi erogati in relazione alle tematiche affrontate nel processo di consultazione per acquisire direttamente anche l'opinione dei clienti domestici e non domestici del servizio elettrico.

¹¹ Si vedano i documenti di consultazione disponibili sul sito internet alla pagina <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/198-11arg.htm>

¹² Si veda a titolo di esempio l'Appendice 1 "Aggiornamento del piano di lavoro AIR per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel periodo 2012-2015" al DCO 39/10. In ogni DCO è stato riportato in Appendice in piano AIR aggiornato.

3.2.1 Ricognizione preliminare

La fase ricognitiva preliminare ha incluso l'analisi dei dati di qualità del servizio¹³. Nei mesi di gennaio, febbraio e marzo 2011, in previsione della pubblicazione del terzo e quarto DCO per la consultazione, si sono svolti incontri tematici con i destinatari dell'intervento. Gli incontri tematici sono proseguiti nei mesi di luglio, settembre e ottobre 2011, in previsione della pubblicazione del quinto DCO, cui è stato allegato uno schema di provvedimento, nonché del provvedimento finale. Agli incontri tematici hanno partecipato i soggetti di cui alle lettere da a) a h) del precedente punto 3.1).

3.2.2 Primo documento per la consultazione

Il DCO 40/11 ha individuato i primi obiettivi specifici, sviluppato la prima opzione di regolazione e formulato proposte in materia di estensione degli standard individuali di continuità del servizio per i clienti alimentati in media tensione alle interruzioni brevi, nonché proposte di semplificazione di alcuni aspetti generali della regolazione individuale del numero di interruzioni; il documento ha inoltre fornito un approfondimento sui contratti per la qualità in prospettiva della revisione della disciplina al fine di favorirne la diffusione. Allo scopo è stato commissionato uno studio al Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano pubblicato nell'appendice 3 "Aspetti economici della regolazione della Power Quality – Approfondimento del tema dei contratti per la qualità".

Le osservazioni pervenute al DCO 40/10 sono pubblicate sul sito internet dell'Autorità¹⁴.

3.2.3 Secondo documento per la consultazione

Con il DCO 42/10 è proseguita la consultazione con lo sviluppo di una ulteriore opzione di regolazione e la formulazione di numerose proposte dedicate alle nuove iniziative in materia di QT sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica, con particolare riferimento ai buchi di tensione per quanto riguarda la rete MT e le variazioni della tensione di alimentazione per quanto riguarda la rete BT. L'opzione di regolazione si è concentrata sul monitoraggio esteso della QT all'intera rete di media tensione. Le altre iniziative si sono focalizzate sulla pubblicazione, anche comparativa, dei dati relativi alle interruzioni transitorie; sulla comunicazione individuale agli utenti MT (sia dei dati storici - anche di continuità del servizio - da comunicare all'utente all'atto di una nuova connessione o della riattivazione di una connessione esistente, che dei dati annuali, con particolare riferimento ai buchi di tensione, una volta disponibili – i dati di continuità vengono già comunicati annualmente agli utenti MT); sul concetto di responsabilizzazione in materia di buchi di tensione, sia per gli utenti che per le imprese distributrici; sulla pubblicazione della performance di rete relativamente ai buchi di tensione sulle reti MT; sul monitoraggio della performance delle reti BT relativamente alle variazioni della tensione di alimentazione mediante

¹³ Si vedano i punti da 4.1 a 4.26 Parte II del DCO 40/10, i capitoli 4 e 5 e le Appendici C e D del DCO 42/10, i punti da 14.22 a 14.29 e le Appendici 4, 5 e 6 del DCO 15/11.

¹⁴ Le osservazioni pervenute in esito al DCO 40/10 sono pubblicate nella relativa pagina internet e sono consultabili all'indirizzo: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/10/040-10dco.jsp>

i misuratori elettronici. Relativamente ai buchi di tensione il documento ha riportato nell'allegato D un rapporto di RSE - Ricerca sul Sistema Energetico intitolato "Rapporto sintetico sulle prestazioni della rete di distribuzione italiana in media tensione con riferimento ai buchi di tensione".

Le osservazioni pervenute al DCO 42/10 sono pubblicate sul sito internet dell'Autorità¹⁵.

3.2.4 Terzo documento per la consultazione

Il terzo DCO ha sviluppato proposte iniziali in materia di regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica (Parte I) e di regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica (Parte III); il documento ha inoltre riportato gli orientamenti finali dell'Autorità in relazione alla maggior parte delle opzioni e proposte di regolazione formulate nel primo e secondo DCO (Parte II).

Le osservazioni pervenute al DCO 15/11 sono pubblicate sul sito internet dell'Autorità¹⁶

3.2.5 Quarto documento per la consultazione

Il quarto DCO ha sviluppato una opzione di regolazione e proposte in materia di regolazione della qualità del servizio di trasmissione, con risvolti sulle attività delle imprese distributrici relativamente ai soli servizi di mitigazione. Per tale motivo si rimanda alla relazione tecnica alla deliberazione ARG/elt 197/11.

Le osservazioni pervenute al DCO 20/11 sono pubblicate sul sito internet dell'Autorità¹⁷

3.2.6 Quinto documento di consultazione con schema di articolato

Il quinto DCO ha illustrato gli orientamenti finali dell'Autorità per il periodo di regolazione 2012-2015 su tutte le opzioni e proposte di regolazione in materia di regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica; regolazione individuale della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per gli utenti alimentati in media tensione e contratti per la qualità; qualità della tensione sulle reti di distribuzione MT e BT; regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica; regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica. Al documento per la consultazione sono stati allegati uno schema di Testo integrato per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015

¹⁵ Le osservazioni pervenute in esito al DCO 42/10 sono pubblicate nella relativa pagina internet e sono consultabili all'indirizzo: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/10/042-10dco.jsp>

¹⁶ Le osservazioni pervenute in esito al DCO 15/11 sono pubblicate nella relativa pagina internet e sono consultabili all'indirizzo: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/11/015-11dco.jsp>

¹⁷ Le osservazioni pervenute in esito al DCO 20/11 sono pubblicate nella relativa pagina internet e sono consultabili all'indirizzo: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/11/020-11dco.jsp>

ed uno schema di provvedimento per la regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.

Le osservazioni pervenute al DCO 39/11 sono pubblicate sul sito internet dell'Autorità¹⁸.

4) OPZIONI ESAMINATE, VALUTAZIONE E RISULTATI DELLA CONSULTAZIONE

Nella deliberazione di avvio del procedimento ARG/elt 149/10 l'Autorità ha disposto che l'AIR dovesse essere applicata "agli aspetti più rilevanti". Tale previsione trova motivazione nel fatto che nel procedimento sulla qualità dei servizi elettrici confluiscono diversi servizi (trasmissione, distribuzione e misura) e per ciascuno di questi servizi gli aspetti considerati sono numerosi, ed in molti casi di dettaglio.

Per quanto riguarda la distribuzione, l'AIR si è concentrata su due opzioni di regolazione, la prima nell'ambito dell'obiettivo generale volto alla necessità di rafforzare i livelli di tutela dei clienti finali tramite interventi di miglioramento della regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione, tramite l'estensione degli standard specifici sul numero massimo annuo di interruzioni per gli utenti MT alle interruzioni brevi (di seguito: opzione AIR #1 - sviluppata nel DCO 40/10), la seconda nell'ambito dell'obiettivo generale che ha individuato la necessità di adottare nuove iniziative in materia di qualità della tensione (di seguito: opzione AIR #2 – sviluppata nel DCO 42/10).

Per ciascuna opzione AIR sono state condotte attraverso analisi multi-criteri, valutazioni quantitative e qualitative ampiamente descritte nei suddetti DCO, e sono state sollecitate ai soggetti interessati osservazioni per la scelta dell'opzione preferibile.

Come già indicato nel DCO 40/10, le opzioni di regolazione alternative sono state valutate in modo preliminare alla luce dei criteri qualitativi contenuti nell'Allegato A¹⁹ alla deliberazione 3 ottobre 2008 GOP 46/08 "Guida per l'analisi dell'impatto della regolazione nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" (di seguito: Guida AIR).

4.1) Obiettivo: nuovi standard specifici relativi al numero massimo annuo di interruzioni brevi per i clienti MT

4.1.1 Opzioni presentate nel primo documento di consultazione e valutazione preliminare

Dal 2006 sono in vigore per gli utenti MT standard individuali sul numero massimo annuo di interruzioni lunghe e indennizzi automatici nel caso in cui tali standard non vengano rispettati dall'impresa distributrice. L'esame del numero di interruzioni brevi che subisce ogni anno una percentuale significativa di utenti MT è stato oggetto di opzioni di regolazione sottoposte ad

¹⁸ Le osservazioni pervenute in esito al DCO 39/11 sono pubblicate nella relativa pagina internet e sono consultabili all'indirizzo: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/11/039-11dco.jsp>

¹⁹ Si veda la deliberazione GOP 46/08 Introduzione della metodologia "Air" - *Analisi di impatto della regolazione nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas* - in particolare l'allegato A <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/08/046-08gopall.pdf>

AIR, per nuovi standard individuali o aggiornamento degli esistenti, che sono state sviluppate nel DCO 40/10.

Come già accennato, le opzioni²⁰ sviluppate nel primo DCO in materia di estensione alle interruzioni brevi degli standard specifici di continuità del servizio e di contratti per la qualità per i clienti MT sono dettate dalla necessità di pervenire ad un ragionevole *trade-off* tra i seguenti aspetti complementari:

- a) la necessità di introdurre forme di protezione per i clienti peggio serviti²¹ anche per le interruzioni del servizio elettrico diverse dalle interruzioni lunghe;
- b) l'esigenza di fissare standard specifici relativi alle interruzioni brevi corrispondenti ad un livello di qualità minimo da garantire a tutti i clienti, ma tale da limitare l'impatto tariffario;
- c) la necessità di prevedere forme contrattuali personalizzabili, più efficienti rispetto a quelle previste dal TIQE 2008-2011, per i clienti maggiormente sensibili alle interruzioni.

Le opzioni relative alle ipotesi valutate sono state 3:

- Opzione #1.0 (opzione nulla) mantenere l'attuale regolazione: standard specifico sulle sole interruzioni senza preavviso lunghe, differenziato per grado di concentrazione;
- Opzione #1.A: introdurre un nuovo standard specifico per le interruzioni brevi, differenziato per grado di concentrazione, aggiuntivo e indipendente da quello attualmente in vigore per le interruzioni senza preavviso lunghe;
- Opzione #1.B: aggiornare lo standard specifico in vigore per le interruzioni senza preavviso lunghe, estendendolo alle interruzioni brevi;

In base ai dati di continuità del servizio individuali del 2008 e 2009 richiesti alle imprese distributrici di maggiori dimensioni è stata ipotizzata la fissazione dei nuovi standard all'interno delle seguenti forchette:

Nel caso dell'opzione #1.A a:

- 3÷5 interruzioni brevi per gli ambiti territoriali in alta concentrazione;
- 6÷8 interruzioni brevi per gli ambiti territoriali in media concentrazione;
- 7÷9 interruzioni brevi per gli ambiti territoriali in bassa concentrazione.

Nel caso dell'opzione #1.B a:

- 5÷7 interruzioni lunghe+brevi per gli ambiti territoriali in alta concentrazione;
- 9÷12 interruzioni lunghe+brevi per gli ambiti territoriali in media concentrazione;
- 10÷13 interruzioni lunghe+brevi per gli ambiti territoriali in bassa concentrazione.

Nella definizione dei nuovi standard specifici l'Autorità ha annunciato che avrebbe inteso adottare l'approccio utilizzato per l'introduzione degli standard specifici sulle interruzioni lunghe, individuando per ogni grado di concentrazione una percentuale di clienti peggio serviti

²⁰ Nel capitolo 3 del DCO 40/10 sono state illustrate, preliminarmente alle opzioni valutate, le proposte precedenti dell'Autorità relative all'estensione alle interruzioni brevi degli standard specifici di continuità per i clienti MT.

²¹ Per clienti peggio serviti si intendono i clienti che subiscono un numero di interruzioni superiore allo standard applicabile.

pari al 10-15% circa, e confermando le modalità di esclusione attualmente vigenti per le interruzioni lunghe.

Le opzioni sono state valutate alla luce dei seguenti criteri:

- a) efficacia (cioè la capacità dell'opzione stessa di raggiungere gli obiettivi individuati);
- b) efficienza (ovvero massimizzazione del rapporto tra risultati ottenuti e risorse impiegate);
- c) semplicità amministrativa (cioè la capacità di un'opzione di minimizzare le attività amministrative degli operatori nonché le attività di vigilanza e controllo che devono essere eseguite in relazione ad essa).

Di seguito la Tabella 6, riporta la sintesi della valutazione preliminare, con le opzioni preferibili #1.A e #1.B; per la descrizione dei dettagli attuativi delle opzioni (standard fissati per le opzioni, tetto alle penalità, struttura dell'indennizzo e del parametro Vp, quota di CTS trattenibile dalle imprese distributrici, etc.) e degli effetti economici, valutati quantitativamente, si rimanda al capitolo 5 del DCO 40/11.

Tabella 6 – Valutazione qualitativa delle opzioni relative all'ipotesi di regolazione #1 (tratta dalla Tabella 8 del DCO 40/10)

Criteri di valutazione qualitativa	Opzione #1.0	Opzione #1.A	Opzione #1.B
Criterio 1: Efficacia	Basso	Alto	Medio
Criterio 2: Efficienza	Medio-basso	Medio	Medio
Criterio 3: Semplicità amministrativa	Alto	Medio	Alto
Valutazione qualitativa complessiva	Medio	Medio-alto	Medio-alto

L'Autorità ha proposto inoltre di affiancare una incentivazione specifica alla regolazione individuale, allo scopo di ridurre con maggiore velocità il numero di utenti peggio serviti identificando due possibili meccanismi, tra loro alternativi, utilizzando parte del gettito del CTS versato dagli utenti MT non adeguati ed accantonato ogni anno.

Le due alternative presentate erano così delineate:

- a) un meccanismo di incentivi e penalità, anche asimmetrico, finalizzato alla riduzione, anno per anno, del numero di clienti peggio serviti che prevedeva una quota unitaria annua per cliente (diversa a seconda che l'opzione adottata fosse la #1.A piuttosto che #1.B) da moltiplicarsi per la differenza tra il numero di clienti peggio serviti di un anno e il numero di clienti peggio serviti dell'anno successivo, assumendo come base iniziale il numero di clienti peggio serviti al 31 dicembre 2009; il meccanismo proposto poteva essere simmetrico, cioè prevedere un incentivo unitario annuo pari ad una penalità unitaria annua, oppure essere asimmetrico, mantenendo la stessa regola sopra illustrata in caso di incentivazione, e una diversa regola in caso di penalizzazione, ad esempio maggiorando la

quota delle penalità da versare annualmente alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE) (prima alternativa);

- b) un meccanismo che prevedeva l'erogazione di un incentivo a fine periodo regolatorio in caso di riduzione del numero di clienti peggio serviti al 31 dicembre 2015 rispetto al numero di clienti peggio serviti al 31 dicembre 2009 di una percentuale fissa pari al 40-60%; anche in tale caso si doveva prevedere una quota unitaria annua per cliente e sempre diversa a seconda che l'opzione adottata sia la #1.A piuttosto che #1.B; in caso di performance peggiore rispetto all'obiettivo percentuale sopra indicato all'impresa distributrice non sarebbe stato erogato alcun incentivo; in caso di miglioramento dell'obiettivo percentuale, l'ammontare dell'incentivo sarebbe stato costante e indipendente dall'entità dell'extra miglioramento (seconda alternativa).

Dopo la pubblicazione del documento DCO 40/10, nei mesi di febbraio e marzo 2011, come previsto dal Piano AIR, sono stati effettuati incontri tematici, per illustrare le opzioni presentate ed approfondire alcuni aspetti specifici, con:

- Enel distribuzione;
- Federutility e imprese associate;
- Terna;
- Confindustria;
- Assoelettrica, Anev, Aper, GIFI, Assosolare, Federpern;
- Confcommercio, Confartigianato, Confapi, Confagricoltura, Confesercenti, CNA.

4.1.2 Principali osservazioni ricevute a seguito del primo documento di consultazione

Alla consultazione DCO 40/10 hanno risposto i seguenti soggetti:

- Acea distribuzione;
- Aiget (Associazione Italiana di Grossisti di Energia e Trader);
- Anie (Federazione Nazionale Imprese Elettrotecniche ed Elettroniche - Associazione Energia);
- Assoelettrica;
- Confindustria;
- Edison Spa;
- Enel Spa;
- Eni Spa - Gas & Power;
- E.ON Italia Spa;
- Federutility;
- Set distribuzione Spa.

La consultazione non ha espresso posizioni contrarie alla inclusione delle interruzioni brevi negli standard specifici di continuità del servizio. Tuttavia i contributi ricevuti hanno messo in luce i seguenti elementi:

- a) Enel distribuzione ha affermato che una proposta basata solo su penalità appare poco efficace e non darebbe gli adeguati stimoli alle imprese distributrici; sarebbe opportuno introdurre una regolazione incentivante anche sul lato MT che potrebbe favorire i contratti per la qualità, senza concentrarsi solo sui clienti peggio serviti; l'opzione #1.B appare preferibile, senza necessità di ponderazione delle interruzioni tra lunghe e brevi; anche i meccanismi incentivanti proposti dall'Autorità andrebbero a concentrarsi solo sulle code dei clienti peggio serviti;
- b) Federutility ha dichiarato che molte interruzioni brevi provengono dagli impianti di utenza MT: è necessario che i clienti facciano uno sforzo per completare l'adeguamento degli impianti; gli interventi per ridurre il numero di interruzioni brevi sono diversi da quelli per ridurre il numero di interruzioni lunghe (influenza climatica specie su linee rurali, che potrebbe richiedere la necessità di nuovi impianti primari); è necessario prevedere un tempo congruo per l'implementazione delle proposte (almeno un anno); favorevole all'introduzione di un sistema incentivante mirato a ridurre il numero di clienti peggio serviti (anche di natura diversa da quelli proposti dall'Autorità): meglio la prima alternativa, preferibilmente completamente asimmetrico (solo incentivi) perché correla il miglioramento tecnico ad un incentivo; la seconda alternativa distanzierebbe troppo il momento dell'investimento da quello del riconoscimento dell'incentivo e non riconoscerebbe nulla per miglioramenti comunque sopra la soglia minima proposta; l'introduzione di uno standard sulle interruzioni brevi dovrebbe essere accompagnato da una revisione degli obiettivi di durata delle interruzioni al 2019, come attualmente previsto per il numero di interruzioni; l'opzione #1.B appare preferibile perché minimizza l'impatto economico e sui sistemi informativi;
- c) Acea, a complemento di quanto dichiarato come associata a Federutility, ha affermato che i clienti MT appaiono poco reattivi alla regolazione e che in un territorio come quello romano il problema delle interruzioni brevi potrebbe non essere importante per i clienti; è stata favorevole all'introduzione di un sistema incentivante finalizzato a ridurre rapidamente il numero di clienti peggio serviti;
- d) Set distribuzione ha sottolineato che le interruzioni brevi sono localizzate sulle linee lunghe e rurali e la loro riduzione comporterebbe la costruzione di impianti primari, con conseguente sforzo economico; l'opzione #1.B appare preferibile;
- e) Confindustria ha sottolineato come urge ridurre il divario tra Nord e Sud, potenziare le reti e promuovere l'adeguamento degli impianti dei clienti; l'opzione #1.A appare preferibile perché consoliderebbe il regime regolatorio per interruzioni lunghe e ne introdurrebbe uno nuovo per quelle brevi che meritano una regolazione specifica nella fase iniziale; è stata favorevole all'introduzione di una regolazione incentivante mirata a ridurre il numero di clienti peggio serviti, ma con una metodologia simile a quella in vigore per i clienti BT;
- f) Anie ha preferito l'opzione #1.A per le stesse motivazioni di Confindustria, mentre ha sottolineato come nel periodo medio/lungo l'opzione #1.B potrebbe essere preferibile; è stata favorevole ad una regolazione incentivante mirata a ridurre rapidamente il numero di clienti peggio serviti: la prima alternativa è preferibile perché maggiormente stimolante per il distributore;
- g) durante gli incontri tematici Confapi ha manifestato una preferenza per l'opzione #1.B.

4.1.3 Valutazione delle opzioni del primo documento di consultazione e proposte del terzo documento di consultazione

L'analisi dell'AIR del terzo documento di consultazione si è concentrata ancora sull'opzione #1. Durante gli incontri tematici Enel distribuzione ha proposto una soluzione alternativa alle opzioni #1.A (quindi anche allo standard specifico già vigente sul numero di interruzioni lunghe) e #1.B affiancate da uno dei due schemi incentivanti proposti per la riduzione del numero di utenti peggio serviti (punto 7.6 del DCO 40/10). La soluzione alternativa proposta da Enel distribuzione può essere così riassunta (punti da 7.20 a 7.31 del DCO 15/11):

- a) fissazione ex-ante di livelli tendenziali quadriennali per ogni cliente MT convergenti verso livelli obiettivo, differenziati per grado di concentrazione, utilizzando come livelli di partenza i livelli effettivi annuali registrati nel 2011²²;
- b) confronto ex-post, anno per anno, per ogni cliente MT, del livello effettivo con il livello tendenziale e versamento di un indennizzo al cliente (o penalità alla CCSE se il cliente non è adeguato) in caso di livello effettivo peggiore del livello tendenziale oppure erogazione di un incentivo al distributore in caso di livello effettivo migliore del livello tendenziale.

Alla luce della proposta avanzata da Enel Distribuzione l'Autorità ha espresso le sue valutazioni:

- a) l'opzione di estendere gli standard specifici di continuità alle interruzioni brevi è stata largamente condivisa; l'Autorità ha inteso perciò dare seguito all'opzione;
- b) l'opzione #1.B è stata maggiormente preferita dalle imprese distributrici rispetto alla #1.A e, per quanto riguarda le associazioni dei consumatori, anche da Confapi; poichè le due opzioni, in base all'AIR, sono risultate di pari valutazione complessiva (medio-alta), l'Autorità ha proposto per l'adozione dell'opzione #1.B;
- c) il meccanismo incentivante per la rapida riduzione dei clienti peggio serviti proposto dall'Autorità è stato apprezzato, in particolare ha riscosso maggiori consensi quello di cui al punto 7.6, lettera a), del DCO 40/10 (prima alternativa) ragione per la quale l'Autorità ha ritenuto di dare seguito a questa soluzione (punti da 7.13 a 7.19 del DCO 15/11); allo scopo l'Autorità ha accolto l'osservazione secondo la quale il sistema dovrebbe essere asimmetrico, prevedendo solo incentivi in caso di riduzione dei clienti peggio serviti, considerato che le penalità versate dalle imprese distributrici per il mancato rispetto dei nuovi standard specifici sono stimate in aumento;
- d) la proposta formulata da Enel distribuzione sarebbe stata valutata alla luce dell'AIR, ponendo a confronto l'opzione #1.B e la proposta formulata da Enel distribuzione che, per comodità, è stata identificata come opzione #1.C.

Per quanto riguarda il confronto AIR tra le opzioni #1.B e #1.C è stato stimato l'impatto economico dell'opzione #1.B: circa 53 milioni di penalità annue a carico delle imprese distributrici nelle ipotesi specificate.

In realtà, l'utilizzo della potenza effettiva interrotta in luogo della potenza convenzionale per la valorizzazione delle penalità (si vedano i punti da 8.16 a 8.19 del DCO 15/11), secondo stime effettuate dall'Autorità, potrebbe ridurre le penalità (gli indennizzi) fino a 1/3 delle suddette stime. I valori finali degli standard specifici, differenziati per grado di concentrazione, sono stati

²² Sistema analogo al sistema di determinazione dei livelli tendenziali della regolazione incentivante della durata e del numero di interruzioni.

poi proposti nel quinto documento per la consultazione, a valle dell'analisi dei dati individuali di continuità del servizio MT dell'anno 2010 che, su richiesta dell'Autorità, sono stati forniti dalle maggiori imprese distributrici a fine giugno 2011.

Per quanto riguarda l'opzione #1.B è stato valutato l'impatto del meccanismo incentivante per la riduzione rapida dei clienti peggio serviti. Come detto l'Autorità ha inteso affiancare al nuovo standard specifico il sistema di cui al punto 7.6, lettera a) del DCO 40/10 (prima alternativa).

L'Autorità ha sottolineato come la valutazione della riduzione degli utenti peggio serviti verrà effettuata anno per anno, utilizzando il numero annuo di utenti peggio serviti e, come base di partenza, il dato annuale del 2011. Per ogni anno del nuovo quadriennio, per ogni impresa distributtrice, per quantificare l'incentivo verrà valutato il numero di utenti peggio serviti dell'anno in questione rispetto al minimo numero di utenti peggio serviti registrato negli anni precedenti. Ciò per evitare di riconoscere più di una volta l'incentivo per la riduzione di medesimi gruppi di utenti peggio serviti.

L'Autorità ha inteso introdurre anche una pesatura degli utenti peggio serviti per tenere conto del fatto che, a seguito di interventi sulle reti da parte delle imprese distributrici, per una porzione di utenti peggio serviti si possa verificare una riduzione del numero di interruzioni subite, pur rimanendo gli stessi nelle condizioni di peggio serviti²³.

Per rendere efficiente il meccanismo e incentivare maggiormente la riduzione degli utenti peggio serviti con tante interruzioni si è introdotto il concetto di numero equivalente di utenti peggio serviti. Tale numero equivalente può essere ottenuto assegnando un peso crescente agli utenti peggio serviti al crescere del numero di interruzioni che subiscono²⁴.

Con riferimento ai dati dell'anno 2009 richiesti ad Enel distribuzione e alle maggiori imprese distributrici, ai punti da 7.17 a 7.19 del DCO 15/11 è stata illustrata l'analisi che ha condotto alla stima della valorizzazione unitaria del cliente peggio servito equivalente, e delle penalità per le imprese distributrici.

Sono state inoltre illustrate ai punti da 7.20 a 7.23 del DCO 15/11, per quanto riguarda l'opzione #1.C, le simulazioni economiche effettuate da Enel distribuzione per permettere la valutazione qualitativa²⁵ delle due opzioni #1.B e #1.C (vedi Tabella 7).

²³ Per esemplificare è stato fornito il seguente esempio: detto s lo standard e considerati per ipotesi 20 clienti peggio serviti, di cui 10 con numero di interruzioni subite compreso tra s e $2s$ e 10 con numero di interruzioni subite compreso tra $2s$ e $3s$, potrebbe verificarsi che i 10 clienti peggio serviti con numero di interruzioni comprese tra $2s$ e $3s$ in un anno, in quello successivo si trovino ugualmente nella condizione di peggio serviti, ma con numero di interruzioni ridotto, compreso tra s e $2s$. Supponendo che i 10 clienti peggio serviti che avevano un numero interruzioni compreso tra s e $2s$ rimanga tale, il numero di clienti peggio serviti non cambierebbe pur essendo per la metà di essi migliorata la condizione.

²⁴ Per esemplificazione è stato fornito il seguente esempio: peso 1 ai clienti peggio serviti con numero di interruzioni subite compreso tra s e $2s$, peso 2 ai clienti peggio serviti con numero di interruzioni subite compreso tra $2s$ e $3s$ e peso 3 ai clienti peggio serviti con numero di interruzioni subite superiore a $3s$. Con riferimento all'esempio precedente, il numero equivalente di clienti peggio serviti passerebbe dai 30 del primo anno ai 20 del secondo, tenendo conto che per la metà dei clienti si è registrato un effettivo miglioramento.

²⁵ Per la valutazione qualitativa, inoltre, sono stati aggiunti ulteriori criteri rispetto a quelli contenuti nella Guida AIR.

Tabella 7 – Valutazione qualitativa delle opzioni #1.B e #1.C (tratta dalla Tabella 15 del DCO 15/11)

Criteri di valutazione qualitativa	Opzione #1.B	Opzione #1.C
Criterio 1: Efficacia	Media	Medio-alta (bassa nel breve termine, ma potenzialmente molto alta nel lungo termine)
Criterio 2: Efficienza	Media	Medio-bassa
Criterio 3: Semplicità amministrativa	Alta	Bassa
Criterio 4: Concordezza	Medio-alta	Medio-alta
Criterio 5: Tempestività	Media	Medio-bassa
Criterio 6: Impatto tariffario	Medio-alta <i>Trade-off</i> ragionevole tra costi socializzati e costi sopportabili individualmente con contratti per la qualità	Medio-bassa Costi socializzati potenzialmente elevati
Criterio 7: Benefici	Media	Alta Benefici elevati nel lungo termine
Valutazione qualitativa complessiva	Medio-alta	Media

La valutazione qualitativa complessiva ha indicato l'opzione #1.B complessivamente come medio-alta, mentre l'opzione #1.C come media.

Efficacia. L'opzione #1.C è apparsa poco efficace nel breve termine e molto efficace nel lungo termine: la si è valutata nel complesso di efficacia medio-alta. Per l'opzione #1.B si è confermata la valutazione media fatta nel DCO 40/10.

Efficienza. L'opzione #1.C è apparsa poco efficiente tenuto conto che, a fronte di risultati che sembrerebbero ottimali (il teorico raggiungimento dei livelli obiettivo per ogni cliente MT), potrebbe richiedere risorse economiche ingenti. Inoltre è apparsa ingiustificabile l'erogazione di un incentivo consistente alle imprese distributrici per il solo mantenimento dei livelli di continuità individuali, che nel 2011 risultano uguali o migliori dei livelli obiettivo, per tutta la durata della regolazione. Anche la potenziale volatilità dei risultati economici (evidenziata al punto 7.23 del DCO 15/11) aumenta i rischi economici per l'impresa distributtrice e di conseguenza il successo del meccanismo regolatorio. Per l'opzione #1.B si è confermata la valutazione media fatta nel DCO 40/10.

Semplicità amministrativa. L'opzione #1.C è apparsa di bassa semplicità amministrativa dal momento che comporterebbe la gestione di livelli di partenza, di livelli tendenziali, di livelli effettivi e di recuperi annui di continuità per circa 90.000²⁶ clienti costituendo un onere amministrativo non indifferente per l'Autorità. Analogamente se tale il meccanismo venisse attuato da ogni impresa distributrice per i clienti di propria competenza. Comporterebbe inoltre oneri aggiuntivi dovuti all'effettuazione di ulteriori controlli da parte dell'Autorità mirati a garantire il rispetto della regolazione. Per l'opzione #1.B si conferma la valutazione alta fatta nel DCO 40/10.

Concordanza. Si è ritenuto che l'opzione #1.B ottenesse una valutazione medio-alta per le considerazioni già espresso dall'Autorità nel DCO 40/10. Per quanto riguarda l'opzione #1.C il criterio di concordanza ha indicato da un lato una duplicazione della regolazione incentivante del numero di interruzioni, dall'altro una possibile maggiore spinta alla stipula dei contratti per la qualità, dato che ogni cliente MT potrà conoscere con anticipo i "propri livelli tendenziali". Peraltro l'obiettivo di tale regolazione, che è quello di spingere i livelli di continuità di ogni cliente MT verso i valori obiettivo, potrebbe sortire un effetto contrario dal momento che la stipula di un contratto potrebbe essere considerata superflua, visto il probabile raggiungimento del livello obiettivo nel giro di qualche anno. Pertanto nel complesso l'opzione #1.C è stata valutata medio-alta secondo il criterio di concordanza.

Tempestività. Si è ritenuto che l'opzione #1.B potesse essere di valutazione media, mentre l'opzione #1.C di valutazione medio-bassa per via dello scenario di miglioramento ipotizzato come maggiormente realistico che, come già osservato, comporterebbe inizialmente un miglioramento contenuto, poi un miglioramento sostenuto. A svantaggio dell'opzione #1.C è stato sottolineato come gli utenti con molte interruzioni (parecchie decine) nel 2011, per i primi anni di applicazione del meccanismo potrebbero non beneficiare di indennizzi pur subendo molte interruzioni, poiché queste costituirebbero un livello effettivo in linea con il livello tendenziale.

Costi e benefici. Per quanto riguarda la valutazione comparativa dei costi e dei benefici, si veda quanto sintetizzato nella Tabella 7.

L'Autorità ha infine proposto sia in caso di adozione dell'opzione #1.B che dell'opzione #1.C che la nuova regolazione entrasse in vigore dal 1° gennaio 2012.

4.1.8 Principali osservazioni ricevute a seguito del terzo documento di consultazione

Le osservazioni degli operatori ricevute a seguito del terzo documento di consultazione sono state esaminate dall'Autorità. Enel distribuzione ha illustrato approfonditamente le proprie argomentazioni a favore dell'opzione #1.C, proponendo un orizzonte temporale per la determinazione dei livelli tendenziali per ogni utente MT a 12 anni, ed esprimendo disaccordo sulle valutazioni AIR dell'Autorità (sulla semplicità amministrativa, l'efficienza e lo scenario di miglioramento ipotizzato dall'Autorità). Per quanto riguarda le osservazioni degli altri soggetti che hanno partecipato alla consultazione:

²⁶ Da confrontarsi con i circa 350 ambiti per la regolazione incentivante della durata e per altrettanti ambiti per la regolazione incentivante del numero di interruzioni; l'attività è svolta attualmente.

- a) Federutility ha manifestato preferenza per l'opzione #1.B, per la maggiore semplicità di implementazione, affiancata dal sistema incentivante asimmetrico per la riduzione del numero di clienti peggio serviti (punti da 7.13 a 7.19 del DCO 15/11 – prima alternativa), con gradualità di applicazione; ha proposto l'affiancamento di un sistema incentivante ulteriore, parallelo a quello proposto dall'Autorità, basato sull'opportunità di premiare le imprese distributrici in funzione del numero di clienti meglio serviti;
- b) Acea ha manifestato preferenza per l'opzione #1.B, con l'adozione in fase di prima attuazione di scelte cautelative;
- c) Confindustria si è mostrata favorevole all'opzione #1.C solamente se affiancata, prima dell'avvio del nuovo periodo di regolazione, *“da una pianificazione concordata di interventi prioritari di adeguamento/manutenzione delle cabine primarie/secondarie individuate dall'AEEG con l'ausilio della collaborazione delle associazioni datoriali dei Distributori (cd. Mappa degli Hot Points QSE) e da un programma di divulgazione (ROAD SHOW QSE)”*²⁷. Nel caso tale pianificazione di azioni di supporto al miglioramento della qualità non fossero realizzabile entro il 2011, Confindustria ha confermato l'assenso già dato alla prima consultazione per l'opzione #1.B;
- d) Anie ha manifestato preferenza per l'opzione #1.B.

L'Autorità ha confermato le considerazioni espresse nel DCO 15/11 in merito alla possibile adozione dell'opzione #1.C, anche in ragione dal recente avvio (2008) della regolazione incentivante del numero di interruzioni lunghe più brevi mirata al raggiungimento dei livelli obiettivo entro dodici anni (entro il 2019). L'Autorità ha inoltre osservato che per evitare una ulteriore duplicazione di incentivi, l'adozione dell'opzione #1.C dovrebbe anche prevedere lo scorporo delle interruzioni con origine MT dalla vigente regolazione incentivante del numero di interruzioni lunghe e brevi, e focalizzarsi esclusivamente sulla riduzione del numero di interruzioni lunghe (e brevi) con origine BT, venendosi a manifestare altresì l'esigenza di determinare nuovi livelli obiettivo per la regolazione incentivante del numero di interruzioni limitati alla sola parte di interruzioni con origine BT.

In ragione anche del recente avvio della regolazione incentivante del numero di interruzioni in vigore, l'Autorità ha ritenuto inopportuno e prematuro un cambio così repentino del quadro regolatorio, e ha inteso dare seguito all'opzione #1.B, anche in virtù delle considerazioni espresse nei contributi pervenuti alla consultazione.

Le condizioni poste da Confindustria a favore dell'opzione #1.C, anche se non vincolanti ai fini di una decisione, sono apparse tuttavia non realizzabili, quantomeno nel breve termine. L'Autorità inoltre ha ritenuto che l'opzione #1.C proposta da Enel, anche migliorata in base alla proposta di Federutility, potrà essere riconsiderata nel corso del prossimo periodo di regolazione, una volta disponibile una serie storica più lunga dell'indicatore di numero delle interruzioni sottoposto a regolazione incentivante.

²⁷ Confindustria ha richiesto formalmente la *“costituzione di un tavolo di confronto sulle singole realtà locali segnalate dalle associazioni datoriali e dai Distributori affinché termini i propri lavori con la redazione di una Mappa concordata”*.

4.1.7 Proposte del quinto documento di consultazione

Nella Parte II del quinto DCO è proseguita la consultazione sull'opzione #1 e sulle proposte ad essa connesse, alla luce dei contributi pervenuti e degli esiti degli incontri tematici che si sono svolti nel mese di settembre 2011. Considerate le osservazioni pervenute dagli operatori nella Parte II del quinto DCO sono stati declinati e illustrati gli orientamenti finali per ogni aspetto collegato all'opzione #1.B.

L'Autorità ha ritenuto opportuno accogliere le richieste relative all'introduzione graduale delle nuove disposizioni anche in base alla elaborazione dei dati individuali 2010 degli utenti MT forniti dalle maggiori imprese distributrici; come preannunciato, sono stati fissati gli standard specifici, considerando una percentuale di utenti peggio serviti pari a circa il 10-15%:

- a) 6 interruzioni lunghe più brevi per gli ambiti in alta concentrazione;
- b) 9 interruzioni lunghe più brevi per gli ambiti in media concentrazione;
- c) 10 interruzioni lunghe più brevi per gli ambiti in bassa concentrazione.

In merito agli aspetti attuativi dell'opzione #1.B, tenuto conto dei contributi pervenuti, nella prospettiva di una introduzione graduale delle nuove disposizioni, l'Autorità ha individuato le interruzioni indennizzabili identificando quelle oltre lo standard fino al doppio dello standard per il biennio 2012-13, oltre lo standard fino al triplo dello standard per il biennio 2014-15.

E' stato proposto che dal 1° gennaio 2012 venga utilizzata la potenza effettiva interrotta, media aritmetica delle potenze effettive interrotte in tutte le interruzioni subite dagli utenti in prelievo o in immissione nel corso dell'anno, ai fini della valorizzazione degli indennizzi automatici.

E' stata proposta inoltre la deroga su base volontaria sino al 31 dicembre 2012 per l'utilizzo della PMI pari al 70% della potenza disponibile.

Per il parametro V_p , applicato anche per utenti in immissione, sono stati proposti: valore indifferenziato su tutta la banda di potenza in prelievo interrotta e pari a 2,50 €/kW per il 2012 e 2,70 €/kW per il triennio 2013-15 per il prelievo; valore indifferenziato su tutta la banda di potenza in immissione interrotta e pari a 0,1 €/kW interrotto per l'immissione. Si sono registrate contrarietà da parte delle imprese distributrici, condivisione da parte di Confindustria ed Anie; condivisione, ma con richiesta di maggiorazione del parametro V_p , da parte di Edison.

A seguito delle osservazioni pervenute sono state fatte alcune precisazioni sul valore del parametro V_p . Esso non potrebbe essere differenziato tra interruzioni lunghe e brevi dal momento che viene indennizzato il numero di interruzioni e non la durata delle stesse; inoltre il valore proposto di 2,7 €/kW interrotto su tutta la banda di potenza a partire dal 2013 appare giustificabile dal fatto che anche i valori attualmente in vigore, sono decisamente più contenuti del valore proposto nel DCO del 13 gennaio 2004 (4-5 €/kW interrotto - Tabella 3)²⁸.

L'ampio consenso espresso a seguito del DCO 40/10 è venuto a mancare nel DCO 15/11 con la conferma del parametro V_p pari a 0,1 €/kW interrotto per l'immissione; l'Autorità ha precisato

²⁸ Valore che in sede di adozione del TIQE 2004-2007 fu ridotto per tenere conto dell'innovatività della regolazione e per contenere il rischio economico/finanziario per le imprese distributrici.

che tale valore non costituisce ristoro per il danno subito dal produttore e conferma le motivazioni espresse nel DCO 15/11 (punti da 8.27 a 8.29) a sostegno della nuova proposta, sottolineando che per tali utenti il parametro in vigore nel periodo 2008-2011 è di 2,5-2 €/kW interrotto.

Per quanto riguarda il tetto massimo alle penalità: si è preferito, anche per ragioni di immediatezza e semplicità, riferire il tetto ad un valore unitario per utente MT moltiplicato per il numero di utenti MT serviti dall'impresa distributrice e fissato in 450 €/utente per il 2012, 600 €/utente per il 2013, 700 €/utente per il biennio 2014-15.

Per quanto riguarda l'ammontare delle penalità, ipotizzando le percentuali di utenti MT di Tabella 3 del DCO 15/11 per ogni anno del nuovo periodo, gli standard specifici proposti e le altre condizioni declinate nei precedenti paragrafi, l'utilizzazione media annua della potenza disponibile pari al 20% (1.752 ore), un coefficiente di maggiorazione pari a 1,5 per tener conto dell'accadimento delle interruzioni nelle ore di maggior carico, l'Autorità ha stimato un gettito di penalità di 15,7 €milioni per il 2012, di 17,0 €milioni per il 2013 e di 23,0 per il biennio 2014-15.

Anche per quanto riguarda il CTS trattenibile dalle imprese distributrici si è preferito, per ragioni di immediatezza e semplicità, riferirlo ad un valore unitario per utente MT (100 €/utente MT) moltiplicato per il numero di utenti MT serviti dall'impresa distributrice.

Per quanto riguarda il regime di incentivazione speciale per la riduzione del numero di utenti peggio serviti (si vedano i punti da 7.14 a 7.18 del DCO 15/11) la valorizzazione dell'utente peggio servito equivalente è stata proposta pari a 5.300 €/(utente peggio servito equivalente); si è previsto un indicatore effettivo su base annua per ogni anno del periodo 2012-15, un valore pari alla media biennale 2010-11 per la fissazione del livello di partenza, nonché una erogazione annua dell'incentivo, se dovuto, a partire dal 2013, sulla base delle comunicazioni al 31 marzo da parte delle imprese distributrici.

4.1.8 Principali osservazioni ricevute a seguito del quinto documento di consultazione

Le osservazioni degli operatori ricevute sono state esaminate nel corso del processo di consultazione. Per quanto riguarda l'obiettivo di aumentare la tutela dei clienti finali che subiscono troppe interruzioni, estendendo alle interruzioni brevi gli standard specifici di continuità del servizio per i clienti MT (opzione AIR #1) è stato osservato che la regolazione dovrebbe essere estesa alle interruzioni brevi fissando standard specifici meno sfidanti per le imprese distributrici, tenendo conto di elementi di gradualità, limitando le penalità dovute dalle imprese distributrici per il superamento degli standard specifici ed il tetto massimo alle stesse penalità.

Dopo aver valutato attentamente le osservazioni dei soggetti interessati sopra sintetizzate nei principali profili critici, l'Autorità ha deciso di dare seguito agli orientamenti finali contenuti nel DCO 39/11, ritenendo condivisibili alcune osservazioni, dando luogo al provvedimento finale approvato con la deliberazione del 29 dicembre 2011 ARG/elt 198/11. In particolare sono stati aggiustati i seguenti parametri:

- a) il parametro Vp per il prelievo è stato posto a 2,40 €/(kW interrotto) per il biennio 2012-13 e 2,70 €/(kW interrotto) per il biennio 2014-15;
- b) il tetto massimo alle penalità è stato posto a 450 €/utente MT per il biennio 2012-13 e 650 €/utente per il biennio 2013-14.

4.2) Obiettivo: Tutelare e informare gli utenti MT e BT rispetto a problematiche di qualità della tensione, tenendo presente la sostenibilità degli interventi

Con il DCO 6 aprile 2005 l'Autorità ha promosso il monitoraggio a campione della QT sulle reti di distribuzione in media tensione; a seguito della pubblicazione di tale documento la società Ricerca sul Sistema Energetico - RSE (in precedenza denominata CESI RICERCA, poi ERSE), nell'ambito della Ricerca di Sistema, ha messo in servizio nel febbraio 2006 il sistema QuEEN (Qualità dell'Energia Elettrica) che, tuttora operativo, consente il monitoraggio dei parametri della QT sulle reti di distribuzione in media tensione (circa 400 semisbarre MT di cabina primaria statisticamente rappresentative e ulteriori 200 siti selezionati su iniziativa sia di utenti MT sia di imprese distributrici). La pubblicazione di tali parametri è effettuata *on-line*²⁹.

L'Autorità ha indicato nel medesimo DCO che *“la conoscenza della reale entità del problema permetterà di definire nuove iniziative di regolazione, inclusa l'introduzione di obblighi di misurazione della qualità della tensione in capo alle imprese distributrici”* e che *“l'Autorità intende inoltre valutare nuovi obblighi di misurazione di QT in capo alle imprese distributrici che potranno essere introdotti successivamente alla fase di monitoraggio”*.

4.2.1 Opzioni presentate nel secondo documento per la consultazione e valutazione preliminare

L'Autorità ha individuato i suddetti obblighi di misurazione della qualità della tensione della ritiene come la proposta di intervento più rilevante nel contesto delle nuove iniziative relative alla QT. Essa è stata perciò analizzata sia in termini di costi e benefici, sia in termini di analisi di impatto della regolazione.

Per la valutazione preliminare AIR, sono state considerate tre opzioni (oltre al caso di nessuna modifica):

- a) opzione AIR #2.0 (opzione nulla): mantenere il sistema di monitoraggio MT sostanzialmente nell'attuale configurazione: monitoraggio di circa 400 semisbarre MT statisticamente rappresentative e ulteriori 200 siti su iniziativa sia di clienti MT sia di imprese distributrici;
- b) opzione AIR #2.A: sospendere il monitoraggio QuEEN delle reti di media tensione al termine del 2011;
- c) opzione AIR #2.B: effettuare un monitoraggio esteso a tutte le semisbarre MT di CP;
- d) opzione AIR #2.C: effettuare un monitoraggio esteso a tutti i punti di consegna MT.

Le opzioni sono state valutate alla luce dei seguenti criteri:

²⁹ I dati monitorati dal QuEEN sono consultabili on-line all'indirizzo: <http://queen.rse-web.it/>.

- *efficacia* (cioè la capacità dell'opzione stessa di raggiungere gli obiettivi individuati);
- *efficienza* (cioè la massimizzazione del rapporto tra risultati ottenuti e risorse impiegate);
- *concordanza* (cioè la minimizzazione dei trade-off presenti tra diversi obiettivi);
- *semplicità amministrativa* (cioè la capacità di un'opzione di minimizzare le attività amministrative degli operatori nonché le attività di vigilanza e controllo che devono essere eseguite in relazione a ciascuna opzione);
- *tempestività* (cioè la distribuzione temporale degli effetti dell'opzione e, dunque, della sua efficacia);
- *costo* di acquisizione e di installazione delle apparecchiature di misura e costi operativi per realizzazione del sistema centrale, di trattamento dei dati e di rendicontazione/reporting, per operatività e aggiornamento del sistema centrale, per trasmissione dei dati dalle apparecchiature di misura al sistema centrale, per manutenzione e riparazione delle apparecchiature di misura e interventi sull'hardware del sistema centrale (valutazione quantitativa);
- *benefici* associati a ciascuna opzione di monitoraggio della QT (valutazione qualitativa).

La valutazione complessiva ha evidenziato preliminarmente una preferenza per l'opzione di regolazione #2.B, come sintetizzato nella Tabella 8.

Tabella 8 – Valutazione AIR dell'opzione di regolazione #2 (tratta dalla Tabella 15 del DCO 42/10)

Criteri di valutazione	Opzione #2.0	Opzione #2.A	Opzione #2.B	Opzione #2.C
Criterio 1: Efficacia	Medio	Basso	Alto	Alto
Criterio 2: Efficienza	Medio	Alto	Alto	Medio
Criterio 3: Concordanza	Medio	Basso	Medio	Basso
Criterio 4: Semplicità	Alto	Alto	Basso	Basso
Criterio 5: Tempestività	Medio	Basso	Medio	Basso
Criterio 6: Costi	Circa 0,15 M€/anno	Trascurabili	<= 12 M€ + <= 1 M€/anno	<= 300 M€ + <= 25 M€/anno
Criterio 7: Benefici	Limitati	Trascurabili	Notevoli	Massimi
Valutazione complessiva	Medio	Medio-basso	Medio-alto	Medio-basso

4.2.2 Osservazioni ricevute a seguito della prima fase di consultazione

La Tabella 9 sintetizza le osservazioni ricevute relativamente alle opzioni AIR e alle altre valutazioni e proposte espresse dall'Autorità nel capitolo 7 del DCO 42/10. Tali ulteriori proposte riguardavano principalmente la tempistica di adempimento degli obblighi, la copertura dei costi correlati all'approvvigionamento delle apparecchiature di misura, soluzioni implementative di tipo associativo o consorziale, aspetti tecnici associati alle modalità di

registrazione dei buchi di tensione e alla priorità temporale di installazione delle apparecchiature di misura.

Tabella 9 – Sintesi delle osservazioni scritte relative all'opzione AIR #2 (tratta dalla Tabella 17 del DCO 15/11)

Soggetto	Opzione di regolazione preferita	Aspetti che sono stati oggetto di ulteriori osservazioni
Confindustria	#2.B 'monitoraggio esteso alla totalità della rete'	<i>Analisi costi-benefici Finanziamento mediante Ricerca di Sistema Maggiore divulgazione dei dati rispetto al sistema QuEEN</i>
Enel	'estensione ragionevole'	<i>Analisi costi-benefici Finanziamento mediante Ricerca di Sistema Evoluzione nella direzione delle smart grid, nell'ambito della Ricerca di Sistema</i>
Eni	Nessuna osservazione	<i>Rapporti diretti tra cliente finale MT e distributore</i>
ANIE	#2.B	<i>+ Analisi di punti critici della rete</i>
FederUtility	Se estensione, #2.B	<i>Ponderare i benefici per la collettività rispetto ad individuali Per alcuni aspetti, demandare a contrattualistica tra le parti Considerazioni in termini economici 'condivisibili' Copertura costi investimento mediante quota CTS Extra-remunerazione +2% WACC come progetti innovativi</i>

4.2.3 Valutazione delle opzioni e proposte nel terzo documento per la consultazione

Sulla base del consenso riscontrato nelle osservazioni ricevute a seguito del DCO 42/10, l'Autorità ha individuato l'opzione preferita #2.B di estensione al monitoraggio di tutte le semisbarre MT di cabina primaria (con il mantenimento del sistema QUEEN).

4.2.4 Successive fasi della consultazione

L'Autorità non ha ricevuto ulteriori osservazioni relative alle opzioni AIR #2 nel seguito del procedimento. L'opzione preferita è stata riconfermata nel DCO 39/10 e nel provvedimento adottato.

5) PROVVEDIMENTO FINALE

Questa sezione della relazione AIR illustra il provvedimento finale, incluse le principali soluzioni adottate per gli aspetti non sottoposti ad AIR, dando maggiore evidenza agli aspetti cui sono stati apportati modifiche rispetto al TIQE 2008-2011. Per ragioni di semplicità viene fatto riferimento alle proposte formulate nell'ultimo documento per la consultazione, il DCO 39/11.

5.1) Parte I: Regolazione della continuità del servizio di distribuzione

Le osservazioni degli operatori ricevute a seguito della diffusione del DCO 39/11 sono state esaminate prima dell'approvazione della deliberazione ARG/elt 198/11. Alcuni tra i soggetti partecipanti alla consultazione hanno sollevato perplessità o profili critici verso alcuni degli orientamenti finali dell'Autorità, di seguito sintetizzati.

Per quanto riguarda l'obiettivo mirato a confermare lo schema di regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni, riducendo i divari qualitativi tra Nord e Sud del Paese è stato osservato che la decelerazione dell'incentivazione della durata delle interruzioni per gli ambiti meglio serviti comporterebbe una modifica ex-post del quadro regolatorio, con possibile impatto negativo sulla percezione del rischio nell'ambito delle decisioni di investimento, nonché uno spostamento di risorse tra imprese distributrici.

Per quanto riguarda l'obiettivo di aumentare la tutela dei clienti finali che subiscono troppe interruzioni, estendendo alle interruzioni brevi gli standard specifici di continuità del servizio per i clienti MT (opzione AIR #1) è stato osservato che la regolazione dovrebbe essere estesa alle interruzioni brevi fissando standard specifici meno sfidanti per le imprese distributrici, tenendo conto di elementi di gradualità, limitando le penalità dovute dalle imprese distributrici per il superamento degli standard specifici ed il tetto massimo alle stesse penalità;

Per quanto riguarda l'obiettivo di tutelare e informare gli utenti MT e BT rispetto a problematiche di qualità della tensione, tenendo presente la sostenibilità degli interventi è stata espressa la contrarietà al restringimento dei limiti di variazione ammessi per le variazioni della tensione di alimentazione BT, soprattutto in presenza di una sempre maggiore penetrazione di generazione diffusa ed è stato sostenuto che i limiti di variazione della tensione della CEI EN 50160 dovrebbero essere introdotti solo dopo l'abrogazione della legge 105/49. Dalla consultazione è anche emerso che la anticipazione al 1° gennaio 2012 della applicazione della nuova edizione della norma CEI EN 50160 (invece che dal marzo 2013) sarebbe contraria ad un principio internazionalmente riconosciuto.

Dopo aver valutato attentamente le osservazioni dei soggetti interessati sopra sintetizzate nei principali profili critici l'Autorità ha deciso di dare seguito agli orientamenti finali illustrati nel DCO 39/11, ritenendo condivisibili alcune osservazioni e non condivisibili altre, dando luogo al provvedimento finale approvato con la deliberazione del 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11, nel quale sono stati motivati gli accoglimenti o i mancati accoglimenti dei profili critici espressi dai soggetti consultati.

Nel DCO 39/11 sono stati anche riassunti gli effetti economici attesi per la regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni e per la regolazione individuale del numero massimo annuo di interruzioni per gli utenti MT:

- a) per l'intero periodo 2012-2015, per la regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni sono attesi miglioramenti corrispondenti a premi netti compresi tra 115 e 205

milioni di Euro, mentre per la regolazione premi-penalità del numero di interruzioni sono attesi miglioramenti corrispondenti a premi netti compresi tra 165 e 370 milioni di Euro.

- b) per la regolazione individuale del numero massimo annuo di interruzioni per gli utenti MT, sono state stimate penalità di 15,7 milioni di Euro per il 2012, di 17,0 milioni di Euro per il 2013 e di 23,0 milioni di Euro per ciascun anno del biennio 2014-15, nella quasi totalità a carico delle imprese distributrici, in misura limitata a carico di Terna; è stato anche stimato che la metà di tale gettito quadriennale di circa 79 milioni sarà destinato ad indennizzare gli utenti MT peggio serviti, l'altra metà a finanziare i premi della regolazione premi-penalità.

Con le decisioni finali assunte con la deliberazione ARG/elt 198/11, le attese di cui al precedente punto a) sono da considerarsi confermate, mentre le attese di cui al precedente punto b) sono da prevedersi leggermente più basse per il biennio 2012-2013, pari a circa 15,1 milioni di Euro, e invariate per il biennio successivo.

5.1.1 Titolo 1 – Disposizioni generali

Al Titolo 1 della Parte I vengono definite le disposizioni generali e declinate le definizioni utilizzate per la regolazione della continuità; sono altresì enunciate le finalità e i principi generali a cui si ispira la regolazione per la continuità del servizio.

All'articolo 1 che elenca le definizioni, sono state modificate o aggiunte le definizioni in allineamento alle novità introdotte (ad es.: buco di tensione, interruzione, utenti della rete, fondo utenti MT, variazione della tensione di alimentazione). In particolare è stata introdotta la definizione di utente della rete di distribuzione (in prelievo, in immissione, in prelievo e immissione)³⁰, in sostituzione di quella di cliente finale o altra utenza, cui deve essere fatto riferimento anche per il calcolo degli indicatori di continuità del servizio.

Al fine di chiarire la condizione di interruzione, si precisa che, per i sistemi polifase, la tensione sul punto di prelievo o immissione dell'energia elettrica per un utente deve essere inferiore al 5% della tensione dichiarata³¹ su tutte le fasi di alimentazione.

Nei sistemi monofase si considera interruzione la condizione in cui la tensione di alimentazione risulti inferiore al 5% della tensione dichiarata.

Si considera buco di tensione il caso in cui, per i sistemi polifase, almeno una fase del sistema di alimentazione ha una tensione residua minore del 90% della tensione dichiarata per un periodo superiore o uguale a 10 millisecondi e non superiore a 1 minuto, ove non sussistano le condizioni di interruzione. Ad esempio sono da considerarsi buchi di tensione per i sistemi polifase i seguenti casi nei quali la condizione persista per un periodo superiore o uguale a 10 millisecondi e non superiore a 1 minuto:

- a) due fasi con tensione superiore al 90% della tensione dichiarata e la terza fase con tensione inferiore al 90% della tensione dichiarata (esempio: 0% oppure 6% della tensione dichiarata);

³⁰ In particolare si vedano all'articolo 1 le definizioni da jj) a mm).

³¹ La tensione dichiarata è la tensione di alimentazione concordata tra l'operatore della rete di distribuzione e l'utente della rete; generalmente, la tensione di alimentazione dichiarata è la tensione nominale ma può essere diversa secondo l'accordo tra l'operatore della rete di distribuzione e l'utente della rete. Nelle reti BT la tensione dichiarata coincide con la tensione nominale.

- b) una fase con tensione superiore al 90% della tensione dichiarata e le altre due fasi con tensione inferiore al 90% della tensione dichiarata (esempio: 0% oppure 6% della tensione dichiarata);
- c) una fase con tensione superiore al 5% della tensione dichiarata e le altre due fasi con tensione inferiore al 5% della tensione dichiarata.

Per effetto di quanto sopra esposto, e in particolare per la bassa tensione, è da considerarsi interruzione il caso in cui almeno una fase di alimentazione abbia una tensione inferiore al 5% della tensione dichiarata per un tempo superiore al minuto.

Per effetto del combinato disposto del comma 1, lettera ee) e jj), le disposizioni di cui alla Parte I non si applicano ai soggetti allacciati a reti senza obbligo di connessione a terzi.

All'articolo 2, che già nel TIQE 2008-2011 elencava le finalità perseguite dalla regolazione della continuità del servizio di distribuzione (promozione del miglioramento della continuità del servizio a livello nazionale, riducendo le differenze regionali a parità di grado di concentrazione) la finalità riguardante l'obiettivo di limitare il numero annuo delle interruzioni subite dagli utenti è stata estesa anche alle interruzioni brevi, prevedendo un rimborso forfetario in caso di superamento degli standard specifici di continuità fissati dell'Autorità, mentre la facilitazione delle stipula di contratti per la qualità è stata riferita alla formulazione di un modello di contratto semplificato.

Sono state confermate le disposizioni che impediscono le discriminazioni di trattamento tra utenti alimentati dallo stesso livello di tensione e analoga localizzazione ed è stata confermata la facoltà di definire livelli personalizzati di qualità del servizio attraverso contratti per la qualità o specifici accordi in fase di connessione stipulati tra l'impresa distributrice e gli utenti o venditori interessati.

5.1.2 Titolo 2 – Obblighi di registrazione delle interruzioni

All'articolo 3, comma 3.3, è stato specificato che il sistema di telecontrollo o la strumentazione per la registrazione della continuità del servizio devono essere installati anche in corrispondenza di organi di manovra installati lungo le linee MT asserviti a protezioni o automatismi o per i quali è possibile effettuare aperture o chiusure a distanza.

L'articolo 4, comma 4.5 è stato aggiornato con la lettera f) che prevede la registrazione del numero di utenti BT, distinti per grado di concentrazione, coinvolti nelle interruzioni transitorie.

Le cause di registrazione delle interruzioni all'articolo 7, comma 7.1, vengono definite come cause di primo livello, mentre viene specificato al comma 7.3 che l'impresa distributrice documenta l'attribuzione delle interruzioni anche alle cause di secondo livello secondo la classificazione riportata nella Tabella 10. La comunicazione di cui al comma 7.2 è riferita sia alle cause di primo livello che alle cause di secondo livello.

Tabella 10 – classificazione delle cause di interruzione di secondo livello per la distribuzione (tratta dalla Tabella 3 del TIQE 2012-2015)

Causa di primo livello	Acronimo	Causa di secondo livello	Acronimo
Origine	SE	Alleggeritori automatici del carico (EAC)	EAC

sistema elettrico		Banco Manovra di Emergenza (BME)	BME
		Elaboratore di distacco automatico (EDA)	EDA
		Ordine di PESSE con preavviso previsto dall'Allegato A.20 al Codice di rete	PES
		Ordine di PESSE in tempo reale	DTR
		Altri ordini di disalimentazione da Terna	DTE
		Incidenti rilevanti	IR
		Intervento delle protezioni degli impianti di generazione (isole non interconnesse)	GEN
Forza maggiore	FM	Apertura linee (ordini da Terna o da altri esercenti)	APL
		Atti di autorità pubblica (non di esercenti)	AUP
		Furti	FUR
		Interruzioni dovute a eventi eccezionali con superamento dei limiti di progetto degli impianti	FMD
		Interruzioni eccezionali (metodo statistico)	FMS
		Scioperi indetti senza il preavviso previsto dalla legge	SCP
Cause esterne	CE	Contatti fortuiti o danneggiamenti di conduttori provocati da terzi	TER
		Guasti provocati da utenti	GUT
		Guasti su impianti di produzione	GPR
Altre cause	AC	Interruzioni in condizione di traslazione preventiva del carico	TPC
		Interruzioni in condizione di traslazione correttiva del carico	TCC
		Altre cause accertate	ACA
		Cause non accertate	CNA

Qualora una impresa con meno di 25.000 utenti (ad esclusione di quelle operanti nelle reti di distribuzione di piccole isole non interconnesse al sistema elettrico) operante in una provincia servita da almeno un altro distributore avente più di 25.000 utenti non riesca ad identificare periodi di condizione perturbate (PCP), può richiedere al distributore di maggiore dimensione operante nella medesima provincia se nel corso dell'anno a cui si riferiscono le interruzioni ha individuato PCP ed eventualmente attribuire le proprie interruzioni a interruzioni eccezionali e quindi a causa di forza maggiore. La richiesta deve essere effettuata entro il 15 gennaio dell'anno successivo quello cui si riferiscono le interruzioni. L'impresa di maggiori dimensioni risponde alla impresa distributrice richiedente entro 45 giorni solari, informando l'Autorità della richiesta.

All'articolo 8, comma 8.4 è stato specificato che le imprese distributrici che adottano il sistema di cui al comma 11.1, lettera c), realizzato tramite i misuratori elettronici di bassa tensione, registrano l'istante di inizio delle interruzioni originate sulla rete BT con preavviso e senza preavviso dovute a manovre dell'impresa distributrice tramite i misuratori elettronici di bassa tensione.

All'articolo 12, comma 3, è stato specificato che le imprese distributrici che adottano il sistema di cui al comma 11.1, lettera c), realizzato tramite i misuratori elettronici di bassa tensione,

registrano l'istante di fine di tutte le interruzioni originate sulla rete BT tramite i misuratori elettronici di bassa tensione

All'*articolo 13, comma 3*, è stato introdotto l'elenco delle informazioni che devono essere rese disponibili nel registro delle segnalazioni per ogni chiamata telefonica nella quale l'utente riesca a parlare con un operatore di un centralino di pronto intervento:

- a) data e ora di ogni segnalazione pervenuta, con granularità pari al minuto;
- b) registrazione vocale della chiamata;
- c) motivo della segnalazione;
- d) nominativo dell'utente chiamante;
- e) numero di telefono dell'utente chiamante (ove inviato dai gestori telefonici);
- f) Comune per il quale è riferita la segnalazione;
- g) indirizzo stradale al quale è riferita la segnalazione;
- h) codice dell'interruzione nel caso in cui alla chiamata dell'utente corrisponda effettivamente una interruzione (l'assenza di interruzione deve essere documentata da un accesso a vuoto delle squadre di intervento o altra modalità);
- i) codice della/e linea/e BT coinvolta/e nell'interruzione;
- j) campo note.

Con riferimento alla lettera h), in caso di guasto sulla rete di livello MT o superiore, deve essere indicato il codice di interruzione registrato relativo all'evento interruttivo e l'indicazione del livello di tensione della rete su cui si è originato il guasto (es: GUAMT0001, MT); in questi casi il campo di cui alla lettera i) non deve essere compilato.

L'*articolo 13, comma 13.4*, specifica invece le informazioni che devono essere rese disponibili nel registro delle segnalazioni per ciascun caso in cui l'utente non riesca parlare con un operatore di un centralino di pronto intervento³²:

- a) data e ora di ogni segnalazione pervenuta, con granularità pari al minuto;
- b) numero di telefono dell'utente chiamante (ove inviato dai gestori telefonici).

Si chiarisce che per le chiamate giunte al centralino di pronto intervento per le quali non sussistano le condizioni di pronto intervento (es.: richieste di carattere informativo, reclami, etc.) non si applicano le disposizioni di cui ai commi 13.3 e 13.4.

E' stato previsto all'*articolo 13, comma 13.6*, un nuovo termine di 5 anni per la conservazione della documentazione necessaria per la verifica della correttezza delle registrazioni effettuate a partire dai dati relativi all'anno 2010. Il termine decorre dal 1° gennaio dell'anno successivo a quello cui la registrazione si riferisce.

All'*articolo 13, comma 13.7* viene confermato l'indice ISR (Tabella 11) da calcolarsi in occasione di controlli; rispetto al TIQE 2008-2011 sono state introdotte nuove conformità e sono stati modificati i punteggi da attribuire ad alcune non conformità.

³² Ad esempio nel caso in cui a seguito di un disservizio già segnalato da un utente, l'impresa distributrice attiva una comunicazione automatica che informa il chiamante di essere già al corrente del disservizio nella sua zona.

Tabella 11 – Indice di sistema di registrazione (tratta dalla Scheda n. 3 del TIQE 2012-2015)

Punti p_i	Non conformità di sistema
10	<ul style="list-style-type: none"> • Mancata registrazione sistematica di interruzioni lunghe o brevi • Errore nell'applicazione della modalità di calcolo per l'identificazione di Periodi di Condizioni Perturbate di cui alla Scheda n. 1
7	<ul style="list-style-type: none"> • Non corretta tenuta dell'elenco delle segnalazioni o chiamate telefoniche degli utenti, per la determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT (dal 1° gennaio 2013) • Mancanza di una procedura aziendale per la registrazione delle interruzioni
5	<ul style="list-style-type: none"> • Attribuzione di interruzioni a origine "sistema elettrico" senza che ne ricorrano i presupposti • Insufficienza di documentazione • Impossibilità di accedere al registro per ricostruire il momento delle interruzioni esaminate
4	<ul style="list-style-type: none"> • Errori sistematici di classificazione delle interruzioni (es.: brevi invece di lunghe e viceversa) • Errori sistematici di attribuzione dell'origine delle interruzioni • Errori sistematici di attribuzione della causa delle interruzioni
3	<ul style="list-style-type: none"> • Calcolo del numero di utenti disalimentati con criteri difformi da quelli previsti
2	<ul style="list-style-type: none"> • Mancata documentazione sistematica dell'istante di inizio per guasto al sistema di telecontrollo, inclusa indisponibilità dei vettori di comunicazione • Non corretta tenuta dell'elenco delle segnalazioni o chiamate telefoniche degli utenti, per la determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT (sino al 31 dicembre 2012)
1	<ul style="list-style-type: none"> • Incoerenza nell'applicazione sistematica di criteri tecnici dichiarati dall'impresa distributrice ove non specificati dal provvedimento

Note:

1. Per "sistematico" si intende una non conformità rilevata almeno due volte nel corso del controllo o desumibile dalla verifica delle procedure dell'esercente.
2. Non comportano penalizzazione dell'indice ISR:
 - l'attribuzione alla responsabilità dell'impresa distributrice anche per interruzioni che dovrebbero essere attribuite a cause o origini diverse dalla responsabilità dell'impresa;
 - l'adozione di criteri di accorpamento che utilizzano la durata lorda in luogo di quella netta;
 - la mancata applicazione del criterio di unicità dell'origine in caso di cambi di origine da BT a MT, se gli impianti coinvolti sono di proprietà della medesima impresa.

Infine per quanto riguarda la gradualità dell'entrata in vigore degli obblighi di registrazione delle interruzioni, all'articolo 14, è stato previsto che:

- per le imprese distributrici con numero di utenti BT inferiore a 5.000 alla data del 31 dicembre 2010 che adottano i sistemi di cui al comma 11.1, lettere a) e b) (regimi A o B), l'aggiornamento dello schema di rete BT può avvenire con cadenza trimestrale sino al 31 dicembre 2012;

- per le imprese distributrici che hanno richiesto e successivamente rinunciato all'incentivo di cui all'articolo 12 dell'Allegato A alla deliberazione 18 dicembre 2006, n. 292/06, sino al 31 dicembre 2013 hanno la facoltà di utilizzare la modalità di registrazione delle interruzioni prevista al comma 11.6 dell'Allegato A alla deliberazione 19 dicembre 2007, n. 333/07 (media di utenti per trasformatore MT/BT).

L'articolo 14, comma 14.3, prevede che la registrazione vocale delle chiamate decorra dal 1° gennaio 2013 per le sole imprese distributrici con numero di utenti superiore a 5.000 alla data del 31 dicembre 2010.

5.1.3 Titolo 3 – Indicatori di continuità del servizio

Gli articoli da 15 a 17 sono dedicati agli indicatori di continuità del servizio. Rispetto al TIQE 2008-2011 è previsto che l'impresa distributtrice calcoli l'indicatore di continuità "numero medio interruzione per utente" per gli utenti BT, anche per le interruzioni transitorie, con la facoltà di utilizzare l'assetto di rete standard.

All'articolo 15, comma 15.6, è stata soppressa la registrazione degli indicatori di distribuzione degli utenti MT e AT (schede 2b, 2c e 2d del TIQE 2008-2011).

All'articolo 16, comma 16.1, nelle disposizioni relative alle comunicazioni all'Autorità, viene specificato che l'energia distribuita da comunicare è da intendersi come somma delle energie prelevate. Tra le informazioni da comunicare ed elencate al comma 16.3 viene aggiunta l'informazione riguardante la causa dell'interruzione di secondo livello, secondo la Tabella 3 del TIQE 2012-2015³³.

In tale comunicazione entro il 31 marzo 2012 le imprese informano l'Autorità dell'eventuale adesione al meccanismo di riduzione delle interruzioni con origine MT o BT attribuibili a cause esterne (articolo 24). Le imprese con numero di utenti BT inferiore o uguale a di 25.000 al 31 dicembre 2010 possono comunicare la partecipazione, anche in forma aggregata, alla regolazione premi-penalità (anche aderendo al meccanismo di riduzione delle interruzioni con origine MT o BT attribuibili a cause esterne). Le imprese con numero di utenti MT inferiore a 25 al 31 dicembre 2010 possono comunicare la partecipazione alla regolazione incentivante finalizzata alla riduzione del numero di utenti peggio serviti di cui all'articolo 42.

Sempre con riferimento all'articolo 16, al comma 16.5 viene introdotta una nuova disposizione che impone alle aziende distributrici di inviare un rapporto sintetico all'Autorità entro 10 giorni dalla data di accadimento dell'evento (inteso come interruzioni o sequenze di interruzioni che per numero di utenti coinvolti e per durata dell'interruzione superino le condizioni definite alla Tabella 4 del TIQE 2012-2015). La relazione deve contenere almeno:

- a) una descrizione sintetica degli eventi, anche allegando articoli pubblicati dalla stampa;
- b) la miglior stima del numero di utenti coinvolti;
- c) la miglior stima della durata delle interruzioni per i vari gruppi di utenti rialimentati progressivamente.

³³ Si veda anche il comma 7.3 del TIQE 2012-2015.

Si specifica che le condizioni di cui alla Tabella 12 devono essere soddisfatte a livello di provincia; oppure a livello di province tra loro confinanti o di regione qualora l'impresa distributrice serva più province.

Tabella 12 – Condizioni tali da comportare l'invio all'Autorità del rapporto sintetico di cui al comma 16.5 (tratta dalla Tabella 4 del TIQE 2012-2015)

N. utenti disalimentati	Durata dell'interruzione
Oltre 25.000	24 h
Oltre 50.000	12 h
Oltre 100.000	6 h
Oltre 150.000	4 h
Oltre 300.000	2 h

All'articolo 17, comma 17.2, è prevista una nuova disposizione che prescrive che in occasione di riattivazioni di connessioni preesistenti o di nuove richieste di connessione, l'impresa distributrice comunichi all'utente MT o AT richiedente il numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie registrate nel triennio precedente quello della richiesta:

- sul punto in cui viene riattivata la connessione in caso di riattivazione di una connessione preesistente;
- sul tratto di linea sul quale verrà realizzata la nuova connessione in caso di nuova connessione.

Contestualmente è fatto obbligo al distributore di fornire all'utente spiegazioni di possibili variazioni rispetto ai valori registrati in tale punto (ad es. dovute al cambio della linea che ha alimentato l'utente nel corso del triennio che precede la comunicazione).

5.1.4 Titolo 4 – Regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso

Gli articoli da 18 a 33 disciplinano la regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso.

Con l'articolo 22, comma 22.2 si definiscono i livelli tendenziali per gli anni 2012-2015 per l'indicatore "durata delle interruzioni senza preavviso lunghe". La formula di calcolo prevede che nel 2015 si raccordino al livello obiettivo applicabile³⁴.

Con l'articolo 22, comma 22.3 si definiscono i livelli tendenziali per gli anni 2012-2015 per l'indicatore "numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi" che saranno calcolati

³⁴ L'Autorità ha confermato i livelli obiettivo già individuati nel periodo regolatorio 2004-2007 in relazione alla durata delle interruzioni e nel periodo regolatorio 2008-2011 in relazione al numero di interruzioni.

rimuovendo il limite al miglioramento massimo pari a 6% che era stato introdotto poiché la regolazione del numero aveva un carattere innovativo.

L'articolo 22, comma 22.4 prevede l'invio all'Autorità, entro il 31 maggio 2012, dei dati di continuità del periodo 2008-2011 ricalcolati (anche in base ad accorpamenti o fusioni), che serviranno per la determinazione dei livelli di partenza e dei livelli tendenziali per il periodo 2012-15. La comunicazione del 31 maggio 2012 verrà utilizzata anche per la comunicazione da parte delle imprese distributrici degli indicatori del numero di utenti peggio serviti del biennio 2010-11 di cui all'articolo 42, comma 42.1, ai sensi dell'articolo 42, comma 42.2.

L'articolo 24, comma 24.1, ha confermato come facoltativo il meccanismo di riduzione delle interruzioni con origine MT o BT attribuibili a cause esterne; l'adesione al meccanismo deve essere comunicata all'Autorità entro il 31 marzo 2012.

L'articolo 26, integralmente innovativo rispetto al TIQE 2008-2011, introduce le disposizioni relative al regime di incentivazione speciale per gli ambiti territoriali con livello di partenza della durata delle interruzioni superiore a una volta e mezza il livello obiettivo applicabile (cioè con o senza il contributo delle interruzioni con origine MT o BT attribuibili a cause esterne) e deve considerarsi complementare alle disposizioni previste dall'articolo 27 relative alla decelerazione dell'incentivazione per gli ambiti territoriali che per ogni anno del periodo 2008-2011 hanno registrato un indicatore D1 annuale uguale o migliore del livello obiettivo.

Il comma 26.1 prevede che per ogni ambito territoriale con livello di partenza superiore a 1,5 volte il livello obiettivo applicabile, qualora il livello annuale D1 nell'anno 2015 sia pari o inferiore al livello obiettivo applicabile è riconosciuto all'impresa distributtrice un premio corrispondente ad un recupero di continuità di:

- a) 25 minuti per gli ambiti territoriali in alta concentrazione;
- b) 40 minuti per gli ambiti territoriali in media concentrazione;
- c) 60 minuti per gli ambiti territoriali in bassa concentrazione,

con applicazione dei valori dei parametri C_{1d} e C_{2d} della fascia centrale della Tabella 5 del TIQE 2012-2015 moltiplicati per 0,75.

Come sopra detto, il confronto con il livello obiettivo applicabile deve essere effettuato con l'indicatore D1 annuale per il quale non è applicabile l'istituto della franchigia.

Il comma 26.2 prevede per gli ambiti interessati dal regime di incentivazione speciale l'applicazione di una franchigia applicabile in aumento al livello tendenziale pari al valore massimo tra il 5% del livello tendenziale e:

- a) 2 minuti per il 2012, 4 minuti per il 2013, 6 minuti per il 2014, 8 minuti per il 2015 per gli ambiti territoriali in alta concentrazione;
- b) 4 minuti per il 2012, 6 minuti per il 2013, 8 minuti per il 2014, 10 minuti per il 2015 per gli ambiti territoriali in media concentrazione;
- c) 6 minuti per il 2012, 8 minuti per il 2013, 10 minuti per il 2014, 12 minuti per il 2015 per gli ambiti territoriali in bassa concentrazione.

L'articolo 27, integralmente innovativo rispetto al TIQE 2008-2011, definisce le disposizioni relative alla decelerazione dell'incentivazione per gli ambiti territoriali che per ogni anno del periodo 2008-2011 hanno registrato un indicatore D1 annuale uguale o migliore del livello obiettivo.

Il *comma 27.1* prevede che per ogni ambito territoriale il cui livello annuale D1 sia stato uguale o migliore del livello obiettivo applicabile in ogni anno del periodo 2008-2011 il valore dei parametri C_{1d} e C_{2d} (si veda la prima riga della Tabella 5 – *Valori dei parametri C_{1d} e C_{2d} per grado di concentrazione e per fasce dell'indicatore di riferimento* - del TIQE 2012-2015) è ridotto di un terzo.

L'elenco degli ambiti di cui agli articoli 26 e 27 sarà pubblicato con il provvedimento che determinerà i livelli di partenza e i livelli tendenziali per il periodo 2012-15. I premi per gli ambiti di cui all'articolo 26 verranno erogati nell'anno 2016 con il provvedimento che determinerà i recuperi di continuità del servizio per l'anno 2015.

All'*articolo 31* dove vengono definiti i valori presunti degli indicatori, il *comma 31.3*, integralmente aggiunto rispetto al TIQE 2008-2011, stabilisce che in caso di non corretta applicazione della modalità di calcolo per l'identificazione di Periodi di Condizioni Perturbate (di cui alla Scheda 1 del TIQE 2012-2015), i valori presunti degli indicatori di riferimento sono incrementati sulla base delle risultanze puntuali emerse dai controlli tecnici circa la corretta attribuzione delle interruzioni alle cause di cui all'articolo 7, comma 7.1, lettere a) e c).

Per quanto attiene alle disposizioni relative alle imprese minori (ovvero le imprese distributrici che alla data del 31 dicembre 2010 servivano un numero di utenti BT inferiore o uguale a 25.000) all'*articolo 33, comma 33.1* si specifica che l'applicazione del Titolo 4 è facoltativa. Le imprese distributrici che si avvalgono di tale facoltà lo comunicano all'Autorità con la comunicazione al 31 marzo 2012 dei dati di continuità dell'anno 2011 (comma 16.1). Per tali imprese si applicano le disposizioni di cui al comma 22.4 (comunicazione dei dati di continuità ricalcolati entro il 31 maggio 2012 per la definizione dei livelli di partenza e dei livelli tendenziali). Al *comma 33.2* è data facoltà alle imprese minori di partecipare in forma aggregata alla regolazione prevista dal Titolo 4 per tutti gli ambiti serviti dalle imprese, comunicando all'Autorità entro il 31 marzo 2012 l'esercizio di tale facoltà; nelle comunicazione dovranno essere indicati il nome della impresa distributtrice capogruppo, l'elenco delle imprese distributrici che si aggregano e dei relativi ambiti territoriali di pari grado di concentrazione che si aggregano, comprensivi del numero di utenti BT serviti alla data del 31 dicembre 2011.

5.1.5 Titolo 5 – Regolazione individuale per utenti MT

Gli *articoli da 34 a 49* del Titolo 5 disciplinano la regolazione individuale per gli utenti MT. Le modifiche principali rispetto al TIQE 2008-2011 attengono all'estensione alle interruzioni brevi degli standard di continuità per gli utenti MT e all'aggiornamento delle relative disposizioni, all'istituzione del "Fondo Utenti MT", al calcolo del Corrispettivo Tariffario Specifico (CTS), all'incentivo alla riduzione del numero di utenti MT con numero di interruzioni superiore ai livelli specifici, alle comunicazioni agli utenti MT, nonché all'incentivo alla riduzione del numero di utenti MT con consegna su palo e con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 100 kW.

L'*articolo 35* istituisce presso la CCSE il "Fondo utenti MT" destinato a finanziare iniziative a sostegno degli utenti MT. Il Fondo utenti MT è alimentato dal gettito del CTS del quadriennio 2012-2015, dal gettito del CTS di cui all'articolo 37 del TIQE 2008-2011 relativo all'anno 2011 e, come indicato al punto 2 della delibera ARG/elt 198/11, dal gettito del CTS di cui all'articolo 37 del TIQE 2008-2011 relativo all'anno 2010, già versato nel conto Qualità dei Servizi elettrici dalla CCSE.

All'articolo 36, comma 36.1 è definito l'indicatore di continuità, valutato per ogni singolo utente MT che non sia una impresa distributrice interconnessa, pari al numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi.

Al comma 36.1 sono definite le interruzioni escluse dall'indicatore di continuità di cui al punto precedente. Rispetto al TIQE 2008-2011, tra le esclusioni sono state aggiunte le interruzioni provocate dall'applicazione del servizio di interrompibilità o del servizio di riduzione istantanea e le interruzioni prolungate o estese di cui al Titolo 7 della Parte I che danno luogo a rimborsi a qualsiasi titolo.

All'articolo 37, comma 37.1 vengono definiti i livelli specifici di continuità, con riferimento all'indicatore numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi:

- a) ambiti territoriali ad alta concentrazione: 6 interruzioni senza preavviso lunghe più brevi all'anno;
- b) ambiti territoriali a media concentrazione: 9 interruzioni senza preavviso lunghe più brevi all'anno;
- c) ambiti territoriali a bassa concentrazione: 10 interruzioni senza preavviso lunghe più brevi all'anno.

Viene specificato al comma 37.2 che ogni impresa distributrice assicura il rispetto dei livelli specifici di continuità per ogni utente MT che sia rimasto nelle condizioni di prelievo o immissione o prelievo e immissione, anche potenziali, per l'intero anno cui si riferiscono le interruzioni, con esclusione degli utenti di cui al comma 34.2. Per le utenze in prelievo e in prelievo ed immissione il contratto di trasporto deve essere rimasto in vigore per l'intero anno; per le utenze in sola immissione la connessione alla rete di distribuzione deve essere rimasta contrattualmente attiva per l'intero anno.

All'articolo 38 relativo alle penalità a carico delle imprese distributrici e indennizzi automatici a favore degli utenti MT le modifiche apportate riguardano il comma 38.2, lettera b), d), ed e), e in particolare:

- alla lettera b) il parametro w , che fissa il tetto al numero massimo di interruzioni penalizzabili e che assume il valore $2s^{35}$ per il biennio 2012 -2013 e il valore $3s$ il biennio 2014-2015;
- alla lettera d) il parametro PEI_i , definito come la potenza effettiva interrotta, in prelievo o immissione, dell'utente MT relativa all'interruzione i , priva di segno ed espressa in kW misurata nel quarto d'ora precedente quello cui ha inizio l'interruzione;
- alla lettera e) il parametro V_p che assume il valore di 2,40 €/kW interrotto per il 2012-2013 e 2,70 €/kW interrotto per gli anni 2014 e 2015 nel caso in cui l'interruzione si verifica mentre l'utente MT sta prelevando energia dalla rete; 0,1 €/kW interrotto nel caso in cui l'interruzione si verifica mentre l'utente MT sta immettendo energia nella rete.

Ai fini dell'applicazione della formula di calcolo della penalità P, un esempio può essere di aiuto. Supponiamo che lo standard applicabile sia quello dell'alta concentrazione (6 interruzioni lunghe e brevi) e un utente MT subisca nel 2012 10 interruzioni, 6 mentre preleva (la 1a con $PEI=500$ kW, la 2a con $PEI=400$ kW, la 4a con $PEI=600$ kW, la 6a con $PEI=0$ kW, la 7a con $PEI=100$ kW e la 9a con $PEI=900$ kW) e 4 mentre immette (la 3a con $PEI=40$ kW, la 5a con $PEI=0$ kW, l'8a con $PEI=90$ kW e la 10a con $PEI=70$ kW). La penalità P diventa:

³⁵ s è il livello specifico di continuità di cui al comma 37.1.

$$P = 4/10 * (2,4*500 + 2,4*400 + 0,1*40 + 2,4*600 + 0,1*0 + 2,4*0 + 2,4*100 + 0,1*90 + 2,4*900 + 0,1*70) = 2.408\text{€}$$

Con il *comma 38.3* si dà facoltà delle imprese distributrici di utilizzare sino al 31 dicembre 2012, in luogo della *PEI*, la potenza media interrotta *PMI*, espressa in kW, determinata in via convenzionale pari al 70% del maggior valore tra la potenza disponibile in prelievo e la potenza disponibile in immissione. In mancanza della potenza disponibile in immissione l'impresa distributtrice può utilizzare la potenza nominale di impianto, espressa in kW, al netto della potenza nominale dei generatori elettrici di riserva al momento dell'interruzione.

Il *comma 38.4* definisce un tetto massimo alle penalità stabilendo che la somma delle penalità *P* non può eccedere il prodotto tra il numero di utenti MT serviti dall'impresa distributtrice, nelle condizioni di cui al *comma 37.2*, al 31 dicembre dell'anno cui si riferiscono le interruzioni, e 450 € per il biennio 2012- 2013, 650 € per biennio 2014-2015.

Al *comma 38.6* è specificato che l'indennizzo per ciascun utente MT è pari alla penalità *P* prevista dal *comma 38.2*, eventualmente calcolata tenendo conto della *PMI* invece che della *PEI*.

All'*articolo 39* sono definiti i requisiti tecnici degli impianti degli utenti MT per avere accesso agli indennizzi; al *comma 39.1* sono stati confermati in toto i requisiti strutturali applicabili a tutti gli impianti in solo prelievo, in prelievo e immissione e in sola immissione. Al *comma 39.2* sono stati confermati i requisiti semplificati per gli utenti con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 400 kW, con l'aggiunta di un interruttore "equivalente" all'IMS o all'IVOR (può quindi anche essere il DG del *comma 39.1*) ma equipaggiato con sola protezione di cortocircuito. Al *comma 39.3* si è disposta una ulteriore deroga ai requisiti strutturali per gli utenti MT con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 400 kW, purchè:

- a) risultino dotati di Interruttore di Manovra Sezionatore combinato con Fusibili equipaggiato con relè di guasto a terra (IMS-FGT-R) conforme alla norma CEI 17-126;
- b) risultano dotati di un unico trasformatore MT/BT con potenza non superiore a 400 kVA;
- c) con la connessione MT tra l'IMS-FGT-R e il trasformatore MT/BT è realizzata in cavo ed ha una lunghezza complessiva non superiore a 20 m.

L'utilizzo dell'IMS-FGT-R conforme alla norma CEI 17-126 fa decadere l'obbligo della manutenzione ai sensi della norma CEI 0-15.

All'*articolo 40* è stato aggiunto il *comma 40.4* che prevede che il rinnovo della dichiarazione di adeguatezza non è richiesto per gli utenti MT con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 400 kW che sostituiscono l'IMS con fusibili o l'IVOR con dispositivo di protezione per la sola corrente di cortocircuito o l'interruttore equivalente con dispositivo di protezione per la sola corrente di cortocircuito, con un IMS con fusibili o con un IMS-FGT-R. In tal caso l'utente MT deve dare semplice comunicazione all'impresa distributtrice dell'avvenuta sostituzione, elencando i dispositivi rimossi e quelli installati.

In analogia con quanto disciplinato dall'Allegato B alla delibera ARG/elt 33/08, si chiarisce che la dichiarazione di adeguatezza deve essere considerata valida in caso di subentro entro un anno.

All'*articolo 41* è stata modificata la formula di calcolo del CTS, al fine di tenere conto della complessità dell'impianto di utenza piuttosto che delle ore convenzionali di utilizzo della rete di distribuzione (dato dal rapporto E/P nel TIQE 2008-2011). La formula di calcolo di cui al *comma 41.2* è pertanto:

- a) 500,00 € per gli utenti MT con potenza disponibile pari o inferiore a 400kW;

- b) $(500+750*[(PD-400)/400]^{0,7})$ € per gli utenti MT con potenza disponibile superiore a 400kW e inferiore o uguale a 3.000 kW;
- c) 3.280,36 € per gli utenti MT con potenza disponibile superiore a 3.000 kW,

Tale formula consente di mantenere invariato il gettito annuo del CTS, a parità di utenti MT tenuti a corrisponderlo, e l'ammontare versato da ogni utente MT tenuto a corrispondere il CTS. In realtà per gli utenti MT tenuti a corrispondere il CTS con un rapporto E/P elevato potrebbe verificarsi un aumento del CTS, mentre per quelli con rapporto E/P basso potrebbe verificarsi una diminuzione del CTS. In ogni caso i parametri della nuova formula sono stati tarati in modo tale da rendere minime queste differenze.

È stato inoltre disposto che il CTS per gli utenti MT in prelievo e immissione è calcolato con una sola aliquota con riferimento al valore massimo tra la potenza disponibile in prelievo e la potenza disponibile in immissione valutate al 1° gennaio dell'anno cui il calcolo del CTS si riferisce.

Con l'*articolo 41, comma 41.5*, è stato modificato il gettito derivante dal CTS destinato alle imprese distributrici, nella misura massima del prodotto tra il numero di utenti MT serviti nelle condizioni di prelievo o immissione o prelievo e immissione, anche potenziali, per l'intero anno cui si riferiscono le interruzioni e 100,00 €. L'eventuale eccedenza raccolta dalle imprese distributrici rispetto a tale massimo dovrà essere versata dall'impresa distributtrice sul Fondo utenti MT.

All'*articolo 41, comma 41.7*, è stata disposta, con decorrenza 1 gennaio 2012, la fatturazione agli utenti MT in solo prelievo o in prelievo ed immissione tenuti alla corresponsione del CTS, di ogni importo mensile di CTS, pari ad 1/12 dell'importo annuo dovuto, indicando per ognuna di esse il mese e l'anno cui si riferisce. Tali importi mensili devono avere evidenza specifica nei documenti di fatturazione del trasporto. Il venditore è tenuto ad includere nella prima fatturazione utile ai propri utenti MT le medesime informazioni secondo il medesimo dettaglio. Con questa disposizione l'Autorità ha inteso rendere più trasparente la fatturazione del CTS, obbligando i distributori e i venditori a evidenziare nei documenti di fatturazione, secondo le ciclicità in uso (tipicamente mensili), il dettaglio mensile e il mese di riferimento di ogni quota di CTS fatturata.

All'*articolo 41, comma 41.8*, per gli utenti MT in sola immissione che devono corrispondere il CTS è richiesta, con decorrenza 1 gennaio 2012, una sola fattura annua del CTS da parte dell'impresa distributtrice, nel periodo novembre-dicembre, con l'obbligo di indicazione dell'anno cui il CTS si riferisce. Si tratta della fatturazione del CTS agli utenti MT che non hanno un contratto di trasporto e ai quali il distributore si deve rapportare direttamente, senza potersi avvalere del venditore e degli usuali documenti di fatturazione. Ragione per la quale si è preferito ricorrere ad una sola fattura annuale per minimizzare gli oneri amministrativi sia del distributore che dell'utente MT in sola immissione.

All'*articolo 41, comma 41.9* è stato disposto che entro il 28 febbraio di ogni anno ogni impresa distributtrice renda disponibile ai venditori che lo richiedono l'elenco degli utenti MT tenuti a corrispondere il CTS. Questa disposizione dovrebbe facilitare la sincronizzazione sugli utenti MT tenuti a corrispondere il CTS tra distributori e venditori.

Con l'*articolo 42* si dispone un incentivo, con effetti solo premianti e a valere sul Fondo utenti MT, alla riduzione del numero di utenti MT con numero di interruzioni superiore ai livelli specifici; si specifica che le interruzioni lunghe e brevi da considerare sono tutte quelle con origine sulla rete di media tensione attribuite ad altre cause, cioè oggetto di regolazione individuale per gli utenti MT, al netto, oltre che delle interruzioni di cui al comma 36.1, anche

delle interruzioni originatesi sulle reti MT o AT di imprese interconnesse e di responsabilità di dette imprese. Gli utenti MT oggetto di valutazione, esclusi i punti di consegna di emergenza, gli utenti MT con consegna su palo con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW e gli utenti MT alimentati tramite cabina in elevazione con consegna agli amarrati con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW, in entrambi i casi che non abbiano impianti di produzione con potenza nominale superiore a 50 kW, sono quelli cui si applica la regola di cui al comma 37.2, vale a dire gli utenti MT che siano rimasti nelle condizioni di prelievo o immissione o prelievo e immissione, anche potenziali, per l'intero anno cui si riferiscono le interruzioni (si veda la parte di relazione relativa all'articolo 37).

Le disposizioni dell'articolo 42 si applicano facoltativamente alle imprese distributrici con meno di 25 utenti MT alla data del 31 dicembre 2010; le imprese distributrici con meno di 25 utenti MT alla data del 31 dicembre 2010 che si avvalgono di tale facoltà ne danno comunicazione all'Autorità con la comunicazione dei dati di continuità dell'anno 2012 (riferita ai dati di continuità dell'anno 2011, scadenza prevista 31 marzo 2012). Le imprese distributrici comunicheranno all'Autorità entro il 31 maggio 2012, per grado concentrazione, il numero di utenti MT serviti con un numero annuo di interruzioni inferiore o uguale al livello specifico, il numero di utenti MT serviti con un numero annuo di interruzioni superiore al livello specifico ed inferiore o uguale al doppio del medesimo livello specifico, il numero di utenti MT serviti con un numero annuo di interruzioni superiore al doppio del livello specifico ed inferiore o uguale al triplo del medesimo livello specifico e il numero di utenti MT serviti con un numero annuo di interruzioni superiore al triplo del livello specifico. Sulla base di tale comunicazione l'Autorità pubblicherà i livelli di partenza con il provvedimento che determinerà i livelli di partenza e i livelli tendenziali di continuità del servizio per il periodo 2012-15. I premi saranno invece erogati annualmente con il provvedimento di determinazione dei recuperi di continuità del servizio.

Con l'*articolo 43* si dispone un incentivo, a valere sul Fondo utenti MT, alla riduzione del numero di utenti MT con consegna su palo e con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 100 kW; tale incentivo è pari al prodotto tra il numero di utenti MT con potenza disponibile in prelievo inferiore a 100 kW con consegna su palo che hanno dato l'assenso alla trasformazione del proprio punto di consegna in BT, poi effettivamente trasformato in BT, e 3.000,00 €. Ogni impresa distributtrice versa una penale sul Fondo utenti MT pari al prodotto tra la differenza tra il numero di utenti MT con potenza disponibile in prelievo inferiore a 100 kW con consegna su palo che hanno dato l'assenso alla trasformazione del proprio punto di consegna in BT, poi non trasformati in BT, e 3.000,00 €. L'incentivo o la penalità saranno riconosciuti alle imprese distributtrici con il provvedimento sui recuperi di continuità dell'anno 2015 previsto entro il 30 novembre 2016. Si specifica che, in caso di consenso dell'utente MT, l'impresa distributtrice potrà realizzare la trasformazione in BT del punto di consegna su palo anche prima del 2013 (ma non prima del 1° gennaio 2012); tale trasformazione sarà oggetto di incentivazione.

Con l'*articolo 44* si dispongono le modalità di trasmissione delle informazioni e comunicazioni agli utenti MT che, a decorrere dalla comunicazione del 30 giugno 2013, dovrà avvenire tramite internet (per le imprese che non l'hanno ancora adottata); al *comma 44.1* si dispongono gli obblighi in merito alle informazioni generali che il sito internet delle imprese distributtrici deve contenere mentre al *comma 44.3* si dispongono gli obblighi in merito alle informazioni personali da comunicare ad ogni utente MT entro il 30 giugno di ogni anno, sempre tramite il sito internet. L'obbligo di utilizzo del sito internet è stato reso obbligatorio per le imprese distributtrici con almeno 25 utenti MT. Le imprese con meno di 25 utenti MT possono utilizzare ancora il formato cartaceo.

L'articolo 45 prevede, a decorrere dal 2013, la pubblicazione, anche comparativa, di indicatori di continuità delle interruzioni transitorie. Per tener conto delle diverse modalità di esercizio delle reti tra impresa e impresa, la pubblicazione dovrà includere anche indicatori di continuità delle interruzioni lunghe e brevi.

L'articolo 46 specifica le comunicazioni da effettuare all'Autorità in merito al Titolo 5: al comma 46.1 vengono indicati i dati da comunicare entro il 31 marzo di ogni anno e relativi in generale alle penalità versate, agli indennizzi erogati, alla raccolta del CTS ed ai versamenti sul Fondo Utenti MT mentre al comma 46.2 vengono indicati i dati da comunicare entro il 31 maggio di ogni anno relativi ad ogni utente MT con il dettaglio delle caratteristiche tecniche, del numero di interruzioni subite e dell'adeguamento o meno ai requisiti tecnici di cui all'articolo 39.

5.1.6 Titolo 6 – Interruzioni con preavviso

Gli articoli 48 e 49 disciplinano gli obblighi di servizio in merito alle interruzioni con preavviso le cui disposizioni sono rimaste invariate rispetto al TIQE 2008-2011. Si precisa che, nel caso in cui l'interruzione con preavviso coinvolga un'impresa distributrice, è necessario fornire il preavviso all'impresa sottesa con almeno 1 giorno in più di anticipo per permettere alla stessa di rispettare i termini nei confronti dei propri utenti (quindi, all'impresa sottesa deve essere dato preavviso con 3 giorni lavorativi di anticipo salvo i casi di ripristino di situazioni conseguenti a guasti o emergenze in cui l'anticipo deve essere di 2 giorni). Qualora non venga rispettato tale anticipo l'impresa sottesa registrerà tale interruzione come senza preavviso, origine reti interconnesse e causa altre cause; pertanto in questo caso l'interruzione sarà conteggiata ai fini della verifica degli standard sul numero massimo annuo di interruzioni per utente MT e in caso di superamento di tali standard l'impresa sottesa si potrà rivalere sull'impresa interconnessa; viceversa se l'impresa sottesa, seppur preavvisata per tempo, non provvede a preavvisare i propri utenti non potrà registrare l'interruzione con origine interconnessa ma con origine coincidente con il livello di tensione della rete interrotta e causa altre cause.

5.1.7 Titolo 7 – Regolazione delle interruzioni prolungate o estese

Gli articoli da 50 a 59 disciplinano la regolazione delle interruzioni prolungate o estese. Le modifiche apportate attengono al trasferimento nella regolazione della qualità della trasmissione delle preesistenti disposizioni del TIQE 2008-2011 in materia di interruzioni prolungate o estese, che sono confluiti negli articoli da 14 a 18 dell'Allegato A alla deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11 recante "Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015" con particolare riferimento alla procedura per l'erogazione dei rimborsi nel caso di interruzioni di vasta estensione che coinvolgono più di 2 milioni di utenti su base nazionale, alla compartecipazione di Terna ai rimborsi e al versamento o al prelievo dal Fondo eventi eccezionali da parte di Terna.

Si evidenzia che il diritto a ricevere un rimborso (di entità pari all'importo indicato nella Tabella 10 del TIQE 2012-2015) è stato esteso a tutti i titolari di impianti di produzione in BT o in MT. I titolari di impianti di produzione in MT sono tenuti alla contribuzione al Fondo per eventi eccezionali con una aliquota pari a 10 € per punto di prelievo. Anche per questi utenti la raccolta

delle aliquote ed il loro trasferimento al Fondo eventi eccezionali deve essere effettuato dalle imprese distributrici (*comma 56.3, lettera b*)).

In relazione al *comma 51.1* si specifica che sono considerate come un'unica interruzione il susseguirsi di interruzioni con e senza preavviso (o viceversa) in cui l'inizio di una successiva interruzione avviene entro un'ora dal ripristino provvisorio della precedente interruzione. In questo caso gli standard applicabili sono quelli riferiti alle interruzioni senza preavviso se la somma della durata complessiva delle interruzioni supera lo standard applicato per le interruzioni senza preavviso.

Ai fini dell'interpretazione di quanto introdotto al *comma 53.2, lettera b*) (cioè il rimborso non viene erogato all'utente se è lui stesso causa dell'interruzione), si chiarisce che nel caso in cui l'impresa distributtrice concordi un appuntamento con l'utente (ad esempio per la messa in sicurezza dell'impianto di tale utente) e questi non si presenti entro l'orario concordato, l'impresa può attribuire tale eccedenza di interruzione a cause esterne.

Con riferimento al *comma 53.6*, la mancata richiesta del rimborso da parte dell'utente entro 8 mesi non fa venir meno il diritto a ricevere tale rimborso per le interruzioni per le quali ha diritto a riceverlo.

La richiesta di rimborso da parte dell'utente diventa particolarmente importante nei casi in cui cessi o vulturi la propria fornitura nelle settimane successive alle interruzioni prolungate. In tale caso il distributore, fallito ogni tentativo per rintracciare l'utente avente diritto, non avrebbe un venditore di riferimento cui erogare il rimborso (cessazione della fornitura) o lo erogherebbe erroneamente ad un altro utente (voltura).

L'*articolo 59* è stato modificato a seguito della pubblicazione da parte del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) delle Linee Guida 0-17³⁶ per la predisposizione da parte delle imprese distributrici dei piani di emergenza, ossia di piani operativi efficaci, finalizzati alla gestione delle situazioni di emergenza riguardanti il servizio di distribuzione dell'elettricità. In particolare le linee guida definiscono gli obiettivi, le attività, la struttura organizzativa e le competenze necessarie per assicurare una rapida ed efficace prevenzione e gestione di situazioni di emergenza che riguardano il servizio di distribuzione dell'elettricità.

5.1.8 Titolo 8 – Qualità della tensione

Gli *articoli da 60 a 73* trattano gli aspetti di QT. Le finalità del Titolo 8 sono:

- assicurare un livello adeguato di qualità della tensione e ridurre le differenze di prestazione tra le reti di distribuzione di energia elettrica nell'intero territorio nazionale;
- disporre di indicatori di qualità affidabili, comparabili e verificabili al fine di consentire una adeguata informazione agli utenti interessati dai disturbi di qualità della tensione;
- costituire un punto di partenza per la disponibilità e pubblicazione di dati, anche comparativa, di prestazione, e per la successiva introduzione di elementi di regolazione incentivante.

³⁶ Linee Guida 0-17 “Linee guida per la predisposizione dei piani di emergenza dei distributori di energia elettrica” pubblicate dal CEI http://www.autorita.energia.it/allegati/operatori/elettricit%C3%A0/CEI_0-17_LineeGuidaEmergenza.pdf

Nel presente paragrafo, la breve sintesi dei contenuti del Titolo 8 si focalizza sugli aspetti della regolazione di maggiore rilevanza e di nuova introduzione rispetto alle disposizioni già vigenti. Per questo motivo, dati l'innovatività della materia ed alcuni aspetti che hanno evidenziato differenze di vedute tra l'Autorità ed i soggetti intervenuti nella consultazione, tale sezione della relazione viene presentata facendo dettagliato riferimento a tutte le fasi del processo di consultazione:

- a) l'applicabilità delle norme del Comitato Elettrotecnico Italiano;
- b) i limiti alle variazioni di frequenza;
- c) i limiti alle variazioni della tensione di alimentazione nelle reti di distribuzione BT;
- d) la tempistica di messa in servizio delle apparecchiature di misura della qualità della tensione;
- e) il contributo per la messa in servizio delle apparecchiature di misura;
- f) le modalità di registrazione dei buchi di tensione e di comunicazione individuale dei buchi di tensione a ogni utente MT.

Per quanto riguarda l'applicabilità delle norme del Comitato Elettrotecnico Italiano il *comma 62.1* prevede che per le caratteristiche di qualità della tensione sulle reti di distribuzione in media e in bassa tensione diverse dalle interruzioni, dalle variazioni di frequenza e dalle variazioni della tensione di alimentazione nelle sole reti di distribuzione in bassa tensione, si applica quanto previsto dalla più recente edizione della norma CEI EN 50160.

A tale riguardo, l'Autorità ha osservato nel DCO 15/11 che la possibile coesistenza di due differenti set di regole (la precedente norma CEI EN 50160 annullata ma ancora applicabile sino all'1 marzo 2013³⁷ e la nuova norma CEI EN 50160 pubblicata nel 2011) sarebbe elemento di incertezza per gli attori del sistema elettrico. In assenza di osservazioni specifiche, l'Autorità ha confermato la predetta proposta come proprio orientamento finale nel DCO 39/11.

Enel, nelle osservazioni in esito al DCO 39/11 ha espresso contrarietà all'anticipazione al 1° gennaio 2012 dell'applicazione della nuova norma CEI EN 50160. Enel ha osservato che le regole vigenti in campo internazionale prevedono un periodo di sovrapposizione temporale tra vecchia e nuova norma proprio per consentire l'adeguamento degli impianti nella fase di transizione; e quindi l'intervento regolatorio proposto è contrario ad un principio internazionalmente riconosciuto.

L'Autorità nel provvedimento finale non ha condiviso l'osservazione dal momento che la fissazione di una regola unica evita incertezza per gli utenti rispetto ad una situazione in cui possono essere applicate due norme diverse.

Peraltro, tale situazione di incertezza della normativa vigente si riscontra nel caso dello standard di qualità commerciale in materia di verifica della tensione di fornitura su richiesta del cliente finale³⁸. Per il solo anno 2012, è infatti prorogata la disposizione dell'articolo 71 del TIQE 2008-

³⁷ Il CENELEC ha pubblicato nel dicembre 2010 il documento "Corrigendum to EN 50160:2010". Questa errata corrige indica che la data ultima in cui norme nazionali in conflitto con la EN 50160:2010 devono essere ritirate (cosiddetta date of withdrawal) è il 1° marzo 2013.

³⁸ Si osserva che non vi è incertezza nel caso di verifica del rispetto dei limiti di tensione su reti BT, poiché la terza edizione della CEI EN 50160 (Fascicolo 9300, aprile 2008), ora annullata, definiva gli stessi metodi di prova e gli stessi limiti della attuale edizione della norma CEI EN 50160 (Fascicolo 11266, maggio 2011) per le reti BT. L'incertezza di applicazione associata alla doppia regola CEI riguarda i metodi di prova dei limiti alle variazioni di tensioni su rete MT. La norma annullata prevede che in condizioni normali di esercizio, escludendo le interruzioni di tensione, durante qualsiasi periodo di una settimana il 95% dei valori efficaci della tensione di alimentazione,

2011. Il comma 71.2 prevede la verifica per il rispetto dei limiti di variazione della tensione fissati dalla norma CEI EN 50160.

Per quanto riguarda i limiti alle variazioni di frequenza il *comma 62.2* prevede che si applichino i limiti di variazione previsti dalla norma CEI 0-16, Allegato A alla deliberazione 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08 per le circostanze non già disciplinate dal Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete di cui al DPCM 11 maggio 2004 (quali i valori limite di variazione della frequenza in media tensione in esercizio in isola intenzionale).

Per quanto riguarda i limiti alle variazioni della tensione nelle reti di distribuzione in bassa tensione i *commi da 62.3 a 62.6* introducono limiti alle variazioni di tensione nelle reti BT, sia nel caso di vigenza della legge 8 marzo 1949, n. 105 (di seguito: legge n. 105/49), sia nel caso di abrogazione di questa legge. I limiti definiti dai *commi 62.3 e 62.4* (con vigenza della legge n. 105/49) entrano in vigore il 1° gennaio 2012. I limiti definiti dai *commi 62.5 e 62.6* entrano in vigore dal momento dell'abrogazione della legge n. 105/49.

Il processo di consultazione e decisione su questo aspetto è di particolare complessità e viene perciò illustrato in dettaglio.

La legge n. 105/49 di "Normalizzazione delle reti di distribuzione di energia elettrica a corrente alternata, in derivazione, a tensione compresa fra 100 e 1000 volt" ha previsto, all'articolo 1, che *"i valori normali delle tensioni delle reti di distribuzione comprese fra 100 e 1000 volt sono fissati in 125 e 220 volt nei circuiti monofasi e in 125-220 e 220-380 volt (rispettivamente tensioni di fase e tensioni concatenate) nei circuiti trifasi"* e, all'articolo 2, che *"a partire da un anno dall'entrata in vigore della presente legge, tutte le reti di nuova costruzione monofasi e trifasi di distribuzione di energia elettrica a tensione compresa fra 100 e 1000 volt dovranno essere predisposte e funzionare alle tensioni normali fissate dall'art. 1"*.

L'Autorità con la segnalazione 2 febbraio 2011 PAS 5/11 "Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Parlamento e al Governo circa la necessità di abrogare la legge 8 marzo 1949, n. 105 in materia di tensioni normali per la distribuzione di energia elettrica in bassa tensione" ha formulato le proprie osservazioni in merito agli effetti delle disposizioni della legge n. 105/49 sullo svolgimento del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, sottolineando la necessità di abrogare tale disposizione primaria che ostacola il pieno recepimento delle indicazioni provenienti dall'armonizzazione europea. L'Autorità ha infine segnalato come nel dispositivo di legge di abrogazione della legge n. 105/49 fosse altresì necessario assumere la norma³⁹ CEI 8-6 quale norma di riferimento per le tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione in bassa tensione⁴⁰.

mediato nei 10 minuti, deve essere compreso nell'intervallo tensione di alimentazione dichiarata +/- 10%. La attuale edizione della norma prevede invece che con un periodo di misura di almeno una settimana almeno il 99% dei valori efficaci della tensione di alimentazione, mediati nei 10 minuti, deve essere al di sotto dei limiti superiori di tensione dichiarata + 10%; e almeno il 99% dei valori efficaci della tensione di alimentazione, mediati nei 10 minuti, deve essere al di sopra dei limiti inferiori di tensione dichiarata - 10%; e nessuno dei valori efficaci della tensione di alimentazione, mediati nei 10 minuti, deve essere al di fuori dei limiti di tensione dichiarata +/- 15%.

³⁹ Norma CEI 8-6 "Tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione pubblica a bassa tensione", valida dal 15 aprile 1990.

⁴⁰ Successivamente alla data di pubblicazione del TIQE 2012-2015, la legge n. 27 del 24 marzo 2012 che ha convertito in legge il decreto legge n. 1 del 24 gennaio 2012, all'articolo 21, commi 4 e 5, ha previsto che "A far data dall'entrata in vigore del presente provvedimento [n.d.a.: 24 gennaio 2012], sono abrogate le disposizioni di cui alla legge 8 marzo 1949, n. 105, recante "Normalizzazione delle reti di distribuzione di energia elettrica a corrente alternata, in derivazione, a tensione compresa fra 100 e 1000 volt". Dalla medesima data, si intende quale normativa

L'armonizzazione europea prevede già dal 1989 l'unificazione dei livelli nominali di tensione a 230 V per la tensione di fase tra fase e neutro e 400 V per la tensione concatenata tra fase e fase.

Ciò premesso, l'Autorità ha analizzato nel DCO 15/11 il previgente quadro di legislazione, regolazione e standardizzazione, che può essere così sintetizzato:

- la responsabilità di definire le regole in materia di qualità della tensione, sulla base della legge 481 e della direttiva 2009/72/CE, è attribuita all'Autorità.
- il comma 54.2 del TIQE 2008-2011 prevedeva che per le caratteristiche di qualità della tensione diverse dalle interruzioni lunghe e brevi, fino all'emanazione di provvedimenti dell'Autorità in materia, si applicasse quanto previsto dalla norma CEI EN 50160;
- la terza edizione e la attuale edizione della norma CEI EN 50160 prevedono che la tensione nominale delle reti BT sia pari a 230 V tra fase e neutro per un sistema trifase a quattro conduttori e a 230 V tra le fasi per un sistema trifase a tre conduttori;
- i valori di variazione della tensione BT previsti dalla norma CEI EN 50160 sono riferiti alla tensione nominale;
- la tensione nominale di 230 V non poteva essere applicata in Italia, per effetto della legge 8 marzo 1949, n. 105.

A fronte di questa situazione, l'Autorità ha fatto riferimento alle disposizioni della norma CEI 8-6 per il periodo di transizione "verso il valore normale di 230/400 V" ed in particolare alla previsione che "le Aziende distributrici che hanno sistemi a 220/380 V dovrebbero portare la tensione nel campo: 230/400 V + 6% - 10%". L'Autorità ha quindi proposto nel DCO 15/11 di introdurre come soluzione regolatoria (auspicabilmente transitoria) i seguenti limiti di variazione della tensione:

- a) 207 V - 243,8 V per le reti esercite alla tensione nominale di 220 V (fra le fasi per le reti trifasi a tre conduttori e fra fase e neutro per le reti trifasi a quattro conduttori);
- b) 360 V - 424 V per le reti esercite alla tensione nominale di 380 V (fra le fasi per le reti trifasi a quattro conduttori).

Contestualmente, la proposta confermava l'applicazione dei limiti di variazione di tensione BT definiti dalla norma CEI 8-6 (+/- 10% della tensione nominale), a valle dell'eventuale abrogazione della legge n. 105/49.

Enel non ha espresso una posizione specifica sull'applicazione transitoria dei limiti previsti dalla norma CEI 8-6, richiamando però l'attenzione sul fatto che stringere il campo di variazione di tensione BT comporta ulteriori problemi di regolazione della tensione sulle reti di distribuzione in presenza di generazione distribuita. FederUtility ha indicato più opportuna la modifica della legislazione prima di azioni regolatorie. Acea non ha concordato con la proposta ed ha indicato che appare necessario attenersi a quanto prescritto dalla legislazione primaria. Anie e Confindustria hanno concordato con la proposta dell'Autorità.

L'Autorità nel DCO 39/11 ha confermato la propria proposta sui limiti di variazione della tensione BT, ribadendo l'auspicio che essa fosse rapidamente superata dall'abrogazione della disposizione della legge n. 105/49.

In esito al DCO 39/11, oltre alla ripetizione delle osservazioni suddette in esito al DCO 15/11 da parte degli stessi soggetti, Assoutenti, Codici e Federconsumatori hanno osservato che la

tecnica di riferimento per i livelli nominali di tensione dei sistemi elettrici di distribuzione in bassa tensione la norma CEI 8-6, emanata dal Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) in forza della legge 1° marzo 1968, n. 186."

fissazione della tensione minima a 207 V costituisce un elemento certo ed un beneficio per i consumatori.

Anche per tale motivo, l'Autorità ha confermato i propri orientamenti finali nel provvedimento.

Per quanto riguarda la tempistica di messa in servizio delle apparecchiature di misura della QT, l'*articolo 64* dispone obblighi per le imprese distributrici di monitorare la qualità della tensione in ogni semisbarra MT di cabina primaria⁴¹ di cui sono proprietarie con apparecchiature di misura conformi alla norma CEI EN 61000-4-30, da mettere in servizio secondo le seguenti tempistiche:

- 25% delle semisbarre MT di cabina primaria entro il 30 giugno 2013;
- 100% delle semisbarre MT di cabina primaria entro il 31 dicembre 2014.

A tale riguardo, l'Autorità ha prospettato nella prima fase di consultazione un tempo totale per l'adempimento dell'obbligo di tre anni a partire dal 2012, in caso di preferenza finale per l'opzione #2.B.

Enel ha osservato in risposta al DCO 42/10 che “il tempo di realizzazione di un sistema di misura esteso ipotizzato dall'AEEG sembra essere appena sufficiente al completamento dell'allestimento di quasi 4000 sbarre MT e sviluppo di uno strumento di monitoraggio e certificazione”. L'Autorità ha comunque confermato nel DCO 15/11 le previsioni per la durata dell'implementazione in tre anni a partire dal 2012. Infine, l'Autorità ha integrato la proposta prevedendo nel DCO 39/11 la tempistica di messa in servizio poi confermata nel provvedimento finale⁴².

Per quanto riguarda il contributo per la messa in servizio delle apparecchiature di misura l'*articolo 71* dispone che sia previsto un contributo per la messa in servizio delle apparecchiature di misura della qualità della tensione. Tale contributo, a valere sul Fondo Utenti MT, è pari al 50% del costo di ogni apparecchiatura di misura e comunque non superiore a 1.200,00 €. Il contributo è erogato per ogni apparecchiatura messa in servizio tra il 30 dicembre 2011 e il 31 dicembre 2014. Lo stesso articolo introduce inoltre un premio pari a 300,00 € per ogni apparecchiatura non afferente il sistema QUEEN messa in servizio prima del 30 dicembre 2011. Dualmente, l'*articolo 71* prevede una penalità pari a 1.200,00 € per ogni semisbarra MT che non venga equipaggiata con una apparecchiatura di misura in servizio entro il 31 dicembre 2014.

I contributi, le penalità e i premi previsti dall'*articolo 71* saranno definiti con provvedimento dell'Autorità entro il 30 novembre 2015.

L'Autorità aveva formulato nel DCO 42/10 la proposta iniziale che quote di CTS in forma forfetaria, oppure con una ulteriore quota da definire, potessero coprire parte dei costi correlati all'approvvigionamento delle apparecchiature di misura (rendicontati separatamente e non riconosciuti ai fini della remunerazione tariffaria).

Le posizioni espresse in risposta al DCO 42/10 sono state significativamente differenti: Confindustria ed Enel hanno indicato il finanziamento mediante i fondi di Ricerca di Sistema, mentre FederUtility ha indicato “che dal punto di vista finanziario vi possa essere una più

⁴¹ Il termine “semisbarra MT di cabina primaria” è definito dal comma 64.1.

⁴² Nel tavolo di lavoro di cui al punto 4, lettera b), della deliberazione ARG/elt 198/11 (specifiche delle AdM) sono emerse casistiche di semisbarra MT di Cabina Primaria e situazioni impiantistiche di semisbarra MT diverse da quelle disciplinate dal comma 64.1 del TIQE 2012-2015 che saranno oggetto di attenzione da parte dell'Autorità.

immediata copertura dei costi di investimento nel caso di un incremento ulteriore della quota CTS trattenuta dai distributori”.

L’Autorità, alla luce del decreto del Ministro dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato, di concerto con il Ministro del Tesoro, del bilancio e della programmazione economica, 26 gennaio 2000, ha indicato nel DCO 15/11 che le attività di implementazione su scala nazionale del sistema di monitoraggio esteso non possano essere definite come “attività di ricerca e sviluppo finalizzate all’innovazione tecnica e tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico” e quindi non possano essere finanziate dal cosiddetto ‘Fondo Ricerca di Sistema’. L’Autorità ha perciò proposto (punto 10.17 del medesimo DCO 15/11) due opzioni per la copertura dei costi per ciascuna apparecchiatura di misura messa in servizio, entrambe a valere su quote di CTS.

ACEA, Anie, Confindustria, Enel, FederUtility, Teamware, in risposta al DCO 15/11, hanno espresso preferenza per la seconda delle suddette opzioni.

L’Autorità ha perciò individuato nel DCO 39/11 il proprio orientamento finale (poi confermato) che il 50% del costo di investimento unitario associato all’approvvigionamento della singola apparecchiatura di misura da parte dell’impresa distributrice fosse coperto dal Fondo utenti MT, finanziato dalle quote di CTS, fino ad un massimo di 1.200 € per apparecchiatura.

Per quanto attiene alle modalità di registrazione e di comunicazione individuale dei buchi di tensione l’articolo 65 dispone che siano registrati secondo le seguenti modalità di registrazione dei buchi di tensione a ciascuna semisbarra MT di cabina primaria:

- numero progressivo dell’evento;
- indicazione delle tensioni interessate dall’evento;
- istante di inizio (data, ora, minuto, secondo e almeno centesimi di secondo);
- durata del buco di tensione, espressa almeno con precisione di centesimi di secondo;
- tensione residua (in percentuale della tensione nominale);
- origine del buco di tensione.
- tabella di sintesi dei buchi di tensione registrati nel formato descritto dalla norma CEI EN 50160 con evidenza, anche cromatica, delle soglie di immunità classe 2 e classe 3 di cui alle norme CEI EN 61000-4-11 e CEI EN 61000-4-34;
- numero totale di buchi di tensione più severi rispetto alla soglia di immunità classe 2 suddetta;
- numero totale di buchi di tensione più severi rispetto alla soglia di immunità classe 3 suddetta.

Per effetto dell’articolo 72, esse corrispondono alle modalità di comunicazione individuale dei buchi di tensione a ogni utente MT sotteso in assetto standard della rete di distribuzione alla semisbarra su cui avviene la misurazione della QT.

Le modalità coincidono con la proposta inizialmente formulata dall’Autorità, ad esclusione dell’origine del buco di tensione che non era elencata al punto 6.5 del DCO 42/10. Riguardo tale proposta iniziale di informazioni da comunicare all’utente, FederUtility ha commentato l’assenza dell’informazione su origine e responsabilità dei buchi di tensione. L’orientamento finale espresso dall’Autorità nel DCO 39/11 ha quindi incluso l’origine del buco di tensione.

L’individuazione della provenienza dei buchi di tensione sconta però delle criticità, peraltro già delineate dall’Autorità nel DCO 42/10 (punti 7.27 e 7.28). Nel DCO 15/11 l’Autorità ha esplicitato che l’individuazione della provenienza debba essere effettuata in un’ottica economicamente efficiente: in particolare, senza prevedere la collocazione di apparecchiature di

misura su tutte le sbarre AT di cabina primaria. Con il provvedimento finale, si è perciò definito uno specifico mandato per la preparazione di istruzioni al riguardo.

I seguenti argomenti saranno inoltre oggetto di approfondimento nel corso del periodo di regolazione 2012-2015:

- a) la definizione di indicatori aggregati sintetici per il monitoraggio della performance di rete in materia di buchi di tensione (*comma 67.1*);
- b) pubblicazione di dati di qualità della tensione, inclusi indicatori sintetici relativi ai buchi di tensione, anche comparativa tra le varie reti di distribuzione (*articolo 69*);
- c) comunicazione dei livelli storici dei buchi di tensione ai richiedenti connessione MT (*comma 72.2*);
- d) comunicazioni tra imprese distributrici in merito ai buchi di tensione (*articolo 73*).

Sono anche rinviati a successivi approfondimenti:

- e) la responsabilizzazione dei clienti MT in merito all'immunizzazione dei propri impianti a fronte dei buchi di tensione meno severi e delle imprese distributrici in merito ai buchi di tensione più severi (si vedano i punti da 11.19 a 11.25 del DCO 15/11);
- f) la possibile introduzione di un obbligo informativo agli utenti MT in materia di potenza di corto circuito (si veda il punto 11.80 del DCO 15/11).

Relativamente alla QT, il provvedimento finale identifica specifici mandati in materia di:

- g) istituzione di un tavolo di lavoro mirato alla definizione delle specifiche tecniche delle apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione per le reti MT;
- h) modalità di effettuazione delle campagne di monitoraggio delle variazioni della tensione di alimentazione BT tramite i misuratori elettronici;
- i) istruzioni per l'attribuzione dell'origine dei buchi di tensione registrati sulle sbarre MT di cabina primaria (come già anticipato in questo stesso paragrafo).

Il tavolo di lavoro si occuperà inizialmente dei seguenti aspetti individuati al punto 10.25 del DCO 15/11 (come poi confermato nel DCO 39/11):

- specifiche funzionali di massima (in particolare per le strutture dati e la loro disponibilità temporale);
- definizione di procedure di standardizzazione per la comparazione, l'analisi e la validazione dei dati di qualità della tensione forniti dal sistema di monitoraggio esteso, incluse le azioni per la sincronizzazione di apparecchiature di misura nell'ambito del sistema di monitoraggio esteso e in relazione ad altri sistemi (QuEEN e monitoraggio della qualità sulla rete di trasmissione);
- specifiche tecniche delle apparecchiature di misura;
- ruolo di Terna in relazione alla individuazione della provenienza dei buchi di tensione (comunicazione di dati dai sistemi AT e verifica delle individuazioni effettuate dalle imprese distributrici);
- definizione e standardizzazione dei flussi di dati necessari alla presentazione dei risultati aggregati.

In una seconda sessione, il tavolo di lavoro, che potrà essere esteso a rappresentanti di Confindustria, potrà occuparsi di modalità di divulgazione dei dati ed incentivazione degli studi sulla qualità del servizio elettrico (si vedano i punti da 9.1 a 9.3 del DCO 39/11).

A seguito delle osservazioni ricevute in materia di monitoraggio delle variazioni di tensione BT, l'Autorità ha aggiornato nel DCO 39/11 la precedente proposta prevedendo che solo i misuratori elettronici effettivamente interessati dalla campagna di monitoraggio siano oggetto di

riprogrammazione. Gli Uffici dell'Autorità individueranno i misuratori interessati e ne daranno comunicazione alle imprese distributrici con almeno sei mesi di anticipo rispetto alla data di inizio del monitoraggio. Le imprese distributrici interessate saranno tenute a programmare i misuratori elettronici interessati in modo che essi registrino, in conformità alle norme vigenti e nei tempi previsti, i parametri indicati.

5.1.9 Titolo 9 – Contratti per la qualità

Gli *articoli da 74 a 79* disciplinano le disposizioni relative ai contratti per la qualità. Nel DCO 40/10 sono state analizzate le motivazioni che possono essere state alla base del mancato sviluppo dei contratti per la qualità. In linea con le soluzioni suggerite dallo studio del Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano, l'Autorità ha proposto la definizione di un nuovo modello di contratto per la qualità, semplificato, che si riferisca inizialmente alla continuità del servizio, e in particolare alle interruzioni lunghe e brevi. La definizione di tale nuovo modello di contratto potrà essere studiata dal tavolo di lavoro previsto al punto 4, lettera a), della deliberazione ARG/elt 198/11. Nel DCO 39/11 l'Autorità ha auspicato che il nuovo modello di contratto si ispiri a principi di chiarezza sugli obblighi e responsabilità delle controparti e a conseguenze esplicite per il mancato rispetto degli stessi.

La consultazione ha espresso in generale opinioni favorevoli all'istituzione del tavolo di lavoro. Solamente Federutility si è mostrata contraria dal momento che lo sforzo per produrre tale modello non è commisurato alla numerosità dei casi relativi alle richieste di contratti per la qualità. Meglio sarebbe una maggiore pubblicizzazione dei contratti per la qualità ed evitare che i clienti siano chiamati a sostenere oneri ad personam per il miglioramento, prevedendo di conseguenza una socializzazione dei costi. Il tema dei costi eccessivi per un cliente per migliorare la sua qualità individuale è stato rimarcato anche da Enel distribuzione e Confindustria, la quale ha inoltre segnalato per il prossimo futuro la possibilità di studiare "contratti di qualità plurimi per cabina o semisbarra", tali cioè da consentire il ribaltamento dei costi a tutti i clienti alimentati da una medesima linea/semisbarra/cabina.

Quanto alla possibilità di contrattualizzare livelli di qualità inferiori agli standard, la consultazione non ha espresso contrarietà, ha anzi messo in luce che non vi debbano essere limitazioni e debbano essere lasciate alle parti tutte le condizioni.

In definitiva gli *articoli 75 e 76* confermano le disposizioni previgenti; le comunicazioni periodiche all'Autorità sono state soppresse; gli *articoli da 77 a 79* disciplineranno, a conclusione del tavolo di lavoro, i nuovi contratti per qualità relativi alle interruzioni lunghe e brevi e le comunicazioni all'Autorità.

5.2) Parte II: Regolazione della qualità commerciale

La Parte II del TIQE 2012-2015 disciplina la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura con riferimento alle prestazioni richieste da parte dei clienti finali. Le disposizioni in vigore prevedono standard di qualità, generali e specifici con indennizzi automatici, obbligatori per le imprese distributrici, volti a tutelare i clienti e a promuovere il miglioramento medio complessivo dei servizi resi su scala nazionale.

Le principali novità introdotte per il periodo 2012-2015 riguardano:

- a) l'armonizzazione dei lavori ad ammontare predeterminabile, con l'introduzione del preventivo rapido a cura del venditori e la soppressione per l'impresa distributrice della facoltà di riformulare il preventivo una volta effettuato il sopralluogo;
- b) l'introduzione di due nuovi standard specifici: il tempo massimo per la sostituzione del gruppo di misura guasto e il tempo massimo per il ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;
- c) la trasformazione da livello generale a livello specifico del tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete di media tensione;
- d) la armonizzazione del trattamento dei reclami al TIQV;
- e) l'estensione di alcuni livelli specifici a produttori "puri", vale a dire non caratterizzati da un contratto di trasporto, che si potranno interfacciare direttamente al distributore per: il tempo massimo per la comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura (di proprietà del distributore), il tempo massimo per la sostituzione del gruppo di misura guasto (di proprietà del distributore), il tempo massimo per la comunicazione dell'esito della tensione di fornitura, il tempo massimo per il ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;
- f) la possibilità per gli utenti MT di richiedere la verifica documentale e analitica della potenza di corto circuito sul proprio punto di connessione alla rete MT;
- g) la revisione degli importi degli indennizzi automatici.

5.2.1 Titolo 1 – Disposizioni generali

Nelle disposizioni generali previste dal Titolo 1 della Parte II del TIQE 2012-2015 sono riportate le definizioni per la qualità commerciale e le finalità, i principi generali e l'ambito di applicazione. All'articolo 80 sono state modificate e aggiunte le definizioni necessarie a garantire l'allineamento con le nuove disposizioni introdotte o con le modifiche apportate (tra queste le definizioni di: accettazione del preventivo rapido, attivazione della fornitura, energizzazione, esecuzione di lavori semplici, preventivo rapido, produttore di energia, reclamo scritto, subentro, verifica della tensione di fornitura, voltura). In particolare la definizione di verifica della tensione di fornitura fa riferimento ai limiti di variazione della tensione fissati dall'articolo 62 e non più a quelli fissati dalla norma CEI EN 50160.

L'articolo 81, comma 81.1 definisce le finalità e i principi della Parte II del TIQE 2012-2015 che regola la qualità commerciale dei servizi di distribuzione. Sono state introdotte le finalità c) e d) riguardanti rispettivamente l'armonizzazione della disciplina delle prestazioni il cui importo è determinabile in sede di prima chiamata telefonica o primo contatto tra il cliente finale ed il venditore e l'estensione ai produttori di energia elettrica di elementi di tutela relativi ad alcune prestazioni di qualità commerciale.

All'articolo 81, comma 81.3, tra le prestazioni richiedibili dal cliente BT direttamente al distributore è stata aggiunta la richiesta di spostamento comune di almeno quattro gruppi di misura effettuate da amministratori di condominio per conto dei clienti, anche se forniti da venditori differenti.

All'articolo 81, comma 81.5 è stato specificato che in caso di *switching* il distributore informa tempestivamente il venditore entrante delle richieste di prestazioni dei clienti MT e BT inoltrate dal venditore uscente al distributore precedentemente alla data di *switching* e non evase dal distributore entro la data di *switching*. In tali casi il distributore eroga gli eventuali indennizzi automatici al venditore entrante.

All'articolo 81, comma 81.6, è stato stabilito che le prestazioni di cui agli articoli 92 e 93, limitatamente al gruppo di misura di proprietà del distributore e le prestazione di cui agli articoli 94, 95 e 96 possono essere richieste direttamente al distributore dal produttore di energia elettrica per il quale non si applichi la definizione di cliente finale (produttore che non ha un contratto di trasporto). Anche per tali casi si applica la disciplina degli indennizzi automatici e delle esclusioni, di cui agli articoli 103, 104, 105 e dei soli termini di corresponsione degli indennizzi previsti all'articolo 106.

5.2.2 Titolo 2 – Indicatori di qualità commerciale

All'articolo 82 nell'elenco degli indicatori sono stati inseriti il tempo di sostituzione del gruppo di misura guasto e il tempo di ripristino del valore corretto della tensione di fornitura (nuove prestazioni).

L'articolo 83 è stato inserito integralmente e disciplina il preventivo rapido a cura dei venditori prevedendone la sua applicazione per le prestazioni richieste dai clienti BT ed elencate nella Tabella 13.

Tabella 13 – Prestazioni per forniture in bassa tensione soggette a preventivo rapido a cura del venditore (tratta dalla Tabella 12 del TIQE 2012-2015)

Prestazione	Descrizione della prestazione	Standard applicabile
Variazione contrattuale, subentro o voltura a parità di condizioni di fornitura		N. A.
Energizzazione di un punto di consegna preposato disattivo, monofase o trifase, a parità di condizioni	Avvio dell'alimentazione per una singola fornitura precedentemente disattivo a parità di condizioni	Attivazione della fornitura
Energizzazione di un punto di consegna monofase precedentemente disattivo, con variazione di potenza	Avvio dell'alimentazione per una singola fornitura monofase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione entro i 6,6 kW	Attivazione della fornitura
Energizzazione di un punto di consegna trifase precedentemente disattivo, con variazione di potenza	Avvio dell'alimentazione per una singola fornitura trifase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione entro i 33 kW	Attivazione della fornitura
Aumento o diminuzione di potenza	Aumento o diminuzione di potenza per una singola fornitura monofase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile prima e dopo la variazione entro i 6,6 kW	Attivazione della fornitura
Aumento o diminuzione di potenza	Aumento o diminuzione di potenza per una singola fornitura trifase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile prima e dopo l'aumento entro i 33 kW	Attivazione della fornitura

Il *comma 83.1* disciplina le informazioni che, all'atto della richiesta, il venditore deve fornire al cliente BT richiedente:

- a) gli oneri a suo carico;
- b) il tempo massimo previsto per l'esecuzione della prestazione da parte del distributore;
- c) l'elenco delle informazioni che gli saranno fornite a consuntivo.

Gli oneri sono interamente desumibili dalle tabelle del Testo integrato delle connessioni per il periodo 2012-15 allegato alla delibera ARG/elt 199/11 e dal Testo integrato della vendita (TIV).

Il tempo massimo previsto per l'esecuzione della prestazione è di norma il tempo massimo per l'esecuzione di una attivazione della fornitura dal momento che di norma la prestazione viene eseguita limitatamente al gruppo di misura e in regime di telegestione. Vi potrebbero essere tuttavia alcuni casi in cui la prestazione debba richiedere un intervento anche sulla presa e, ancor più raramente, sulla rete BT. In tali due casi gli standard applicabili sono quelli relativi al tempo massimo per l'esecuzione di lavori semplici e al tempo massimo per l'esecuzione di lavori complessi.

Le informazioni che saranno fornite al cliente a consuntivo sono:

- a) una descrizione delle attività eseguite;
- b) il tempo massimo applicato dal distributore, se diverso dal tempo massimo per l'attivazione di una fornitura;
- c) il tempo effettivo impiegato dal distributore solamente nei casi in cui lo standard applicabile sia il tempo massimo per l'esecuzione di lavori semplici o complessi e la prestazione venga effettuata oltre il tempo massimo, anche nel caso di attivazione della fornitura;
- d) l'eventuale diritto ad un indennizzo automatico.

Il *comma 83.2* prevede che, in caso di assenso del cliente finale all'esecuzione della prestazione richiesta, il venditore debba trasmettere al distributore l'accettazione del preventivo rapido entro due giorni lavorativi.

Il *comma 83.3* prevede che per il distributore il tempo per l'esecuzione delle prestazioni soggette a preventivo rapido decorra dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo rapido comunicata dal venditore.

Il *comma 83.4* prevede che ogni altra energizzazione, aumento o diminuzione di potenza non previsto dalla Tabella 12 del TIQE 2012-2015, ma i cui oneri sono determinabili sulla base dei provvedimenti dell'Autorità, il venditore informi il cliente finale degli oneri attesi a suo carico e, in caso di accettazione preliminare da parte del cliente, lo informa che in 2 giorni lavorativi provvederà ad inoltrare al distributore la richiesta di effettuazione del preventivo e che entro i successivi 20 giorni lavorativi riceverà il preventivo relativo alla richiesta effettuata.

Il *comma 83.5* prevede che per ogni altra richiesta di prestazione da parte dei clienti finali non rientrante nelle casistiche di cui ai commi 83.1 e 83.4 il venditore informi il cliente finale che in 2 giorni lavorativi provvederà ad inoltrare al distributore la richiesta di effettuazione del preventivo e che entro i successivi 20 giorni lavorativi riceverà il preventivo relativo alla richiesta effettuata.

Il distributore ha la facoltà di predisporre opportunamente i propri sistemi informativi per favorire una rapida messa a disposizione del preventivo al cliente finale e, allo scopo, di prendere accordi con il venditore (*comma 83. 6*). I clienti BT che non possano ricorrere all'assenso al preventivo rapido in sede di primo contatto per le specificità del proprio ordinamento finanziario

e contabile (es.: Pubblica amministrazione, Enti locali) possono richiedere che il venditore metta a loro disposizione la previsione di spesa in forma scritta (*comma 83.7*).

All'*articolo 84, comma 84.3*, l'elenco degli elementi che deve contenere il preventivo per l'esecuzione dei lavori sulla rete BT è stato integrato con le disposizioni della lettera:

- j): l'indicazione delle modalità di manifestazione di accettazione del preventivo, che non devono essere discriminatorie nei confronti dei venditori per i preventivi da loro richiesti;
- k): la durata di validità del preventivo;
- l): il nominativo e il recapito telefonico della persona responsabile per conto del distributore nel caso di lavori complessi.

In caso di richiesta di preventivazione da parte di un clienti BT che comporti lavori sulla rete MT, lo standard applicabile è il tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete MT. Nel preventivo il cliente BT deve essere informato di tale circostanza. L'eventuale indennizzo automatico applicabile rimane quello relativo alla tipologia di cliente BT che ha richiesto la preventivazione.

Per le prestazioni di cui alla Tabella 12 del TIQE 2012-2015 relative a "variazione contrattuale o voltura a parità di condizioni di fornitura", il comma 83.1 si applica solo in relazione alla lettera a) e alla lettera c), sub iii.

All'*articolo 85* non è stato ripreso il comma 63.5 del TIQE 2008-2011 dal momento che tale informazione deve essere ora inserita già nel preventivo nel caso di lavori complessi (lettera l) del comma 84.3).

All'*articolo 88, comma 2*, è stato aggiunto alle casistiche disciplinate, il caso in cui il richiedente richieda l'attivazione della fornitura a decorrere da una data successiva a quella della richiesta, specificando che la data di ricevimento da parte del distributore della richiesta di attivazione della fornitura coincide convenzionalmente con il primo giorno lavorativo precedente la data posticipata indicata dal richiedente. Analogamente, all'*articolo 89, comma 2*, è stato aggiunto alle casistiche disciplinate, il caso in cui il richiedente richieda la disattivazione della fornitura a decorrere da una data successiva a quella della richiesta, prevedendo che la data di ricevimento da parte del distributore della richiesta di disattivazione della fornitura coincida convenzionalmente con il primo giorno lavorativo precedente la data posticipata indicata dal richiedente.

L'*articolo 92* che definisce la prestazione "tempo di comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura" è stato modificato radicalmente.

Il *comma 92.3* prevede ora che qualora la verifica del gruppo di misura conduca all'accertamento di limiti di tolleranza entro i limiti di errore ammissibili fissati dalla normativa vigente e del corretto funzionamento dell'orologio/calendario, il distributore è tenuto ad informare il richiedente, contestualmente alla notifica dell'esito della verifica, che gli sarà addebitato il corrispettivo previsto⁴³.

Al *comma 92.4* si dispone che se dalla verifica si accerti il non corretto funzionamento del gruppo di misura per limiti di tolleranza superiori ai limiti di errore ammissibili fissati dalla

⁴³ Corrispettivo di cui al Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

normativa vigente o del non corretto funzionamento dell'orologio/calendario, il distributore deve registrare le cause di malfunzionamento secondo la classificazione:

- a) guasto o anomalia al misuratore che impedisce la corretta registrazione dei consumi a causa di limiti di tolleranza oltre i limiti di errore ammissibili fissati dalla normativa vigente;
- b) guasto o anomalia ai riduttori di misura che impedisce la corretta registrazione dei consumi a causa di limiti di tolleranza oltre i limiti di errore ammissibili fissati dalla normativa vigente;
- c) guasto o anomalia all'orologio/calendario;
- d) altro guasto o anomalia.

Il *comma 92.5* prevede che nei casi in cui le verifiche conducano all'accertamento di limiti di tolleranza superiori ai limiti di errore ammissibili fissati dalla normativa vigente o del non corretto funzionamento dell'orologio/calendario, contestualmente alla messa a disposizione dell'esito della verifica al richiedente, il distributore informi il richiedente che il gruppo di misura necessita di sostituzione immediata e che nei casi di cui alle lettere a), b) e c) il distributore, in materia di ricostruzione dei consumi, applicherà le disposizioni di cui al Titolo IV della deliberazione 28 dicembre 1999, n. 200/99. Il distributore deve comunicare al richiedente:

- a) la data prevista di sostituzione del gruppo di misura;
- b) il nominativo e il recapito telefonico della persona responsabile per conto del distributore;
- c) che il cliente finale ha tempo cinque giorni dalla data di ricevimento dell'esito della verifica per concordare con la persona di cui alla lettera b) una data alternativa, entro quindici giorni lavorativi rispetto alla data di cui alla lettera a), per la sostituzione del gruppo di misura;
- d) che il cliente finale deve assicurare la disponibilità, propria o di persona da lui incaricata, a ricevere il distributore per la sostituzione del gruppo di misura;
- e) che, a fine sostituzione del gruppo di misura, sarà consegnata al cliente finale copia del verbale di sostituzione che il cliente stesso controfirmerà per presa visione dei consumi registrati dal gruppo di misura sostituito;
- f) che in caso di mancato rispetto della data di cui alla lettera a), al netto del posticipo di cui alla lettera c), è previsto un indennizzo automatico.

Qualora il clienti si rifiuti di controfirmare il verbale di sostituzione l'impresa distributrice può annotare tale circostanza nel verbale stesso e procedere alla ricostruzione dei consumi nei casi previsti.

Al *comma 92.6* è stato disciplinato che la disposizione di cui alla precedente lettera e) sostituisce la disposizione di cui al comma 11.2 della deliberazione 28 dicembre 1999, n. 200/99 nella parte in cui disciplina che "Nel caso in cui il guasto richieda l'immediata sostituzione del gruppo di misura, tale sostituzione può avvenire soltanto con il consenso scritto del cliente che, presa visione dei consumi registrati dal gruppo di misura al momento della sua sostituzione, li sottoscrive.". Ciò si è reso necessario dal momento che quanto disciplinato dalla deliberazione n. 200/99 in materia di consenso scritto del cliente deve rimanere applicabile per il settore gas.

All'*articolo 93* è stato introdotto il nuovo standard specifico relativo al "*Tempo di sostituzione del gruppo di misura guasto*" definito come il tempo, misurato in giorni lavorativi, intercorrente tra la data di messa a disposizione al richiedente del documento recante l'esito della verifica e la data di sostituzione del gruppo di misura guasto. Nel caso in cui il cliente chieda di posticipare la data proposta dal distributore, il tempo intercorrente tra la data proposta dal distributore e la data

posticipata richiesta dal cliente non deve essere computato ai fini del calcolo dell'indicatore di cui al comma precedente. Al *comma 93.3* è previsto inoltre che qualora il gruppo di misura risulti inaccessibile, il distributore è tenuto a dimostrare di aver effettuato il tentativo di sostituzione.

In esito alla consultazione, dopo le proposte iniziali contenute nel DCO 42/10 (si vedano i punti da 9.16 a 9.20 del DCO 42/10) relative alla modifica dello standard di qualità commerciale attinente alla verifica della tensione di alimentazione e agli orientamenti finali dell'Autorità circa la revisione dello standard relativo alla verifica della tensione di alimentazione, l'*articolo 94* che definisce la prestazione "*Tempo di comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura*" è stato modificato, prevedendo che la verifica venga effettuata confrontando i valori misurati della tensione con i limiti di variazione definiti dall'*articolo 62* e non più con i limiti fissati dalla normativa vigente. Qualora la verifica conduca all'accertamento di valori della tensione di fornitura compresi nei limiti di variazione definito dall'*articolo 62*, il distributore è tenuto ad informare il richiedente, contestualmente alla notifica dell'esito della verifica, che gli sarà addebitato il corrispettivo di cui al Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

Qualora la verifica conduca all'accertamento di valori della tensione di fornitura non compresi nei limiti di variazione definiti dall'*articolo 62*, il distributore è tenuto a informare il richiedente, contestualmente alla notifica dell'esito della verifica, del tempo massimo di ripristino del valore corretto della tensione di fornitura, e che in caso di mancato rispetto di tale tempo è previsto un indennizzo automatico.

Se la prestazione viene richiesta dal produttore, questi può decidere di disconnettere le proprie unità di generazione dalla rete purché tale condizione si applichi per l'intera durata di effettuazione della verifica.

L'*articolo 95* istituisce un nuovo standard specifico, cioè il tempo di ripristino del valore corretto della tensione di fornitura che viene definito come il tempo, misurato in giorni lavorativi, intercorrente tra la data di messa a disposizione al richiedente del documento recante l'esito della verifica della tensione di fornitura e la data di ripristino del valore corretto della tensione di fornitura.

Il *comma 96.2* relativo alla risposta motivata a reclami scritti o a richieste di informazioni scritte è stato modificato prevedendo che la risposta motivata debba contenere:

- a) il riferimento al reclamo scritto o alla richiesta scritta di informazioni inoltrato dal cliente finale;
- b) l'indicazione del nominativo e del riferimento organizzativo della persona incaricata di fornire, ove necessario, eventuali ulteriori chiarimenti;
- c) la valutazione documentata rispetto alla fondatezza o meno della lamentela presentata nel reclamo, corredata dai riferimenti normativi, contrattuali o tecnici applicati;
- d) la descrizione e i tempi delle azioni correttive poste in essere dal distributore;
- e) l'elenco della documentazione allegata.

Al *comma 96.3* è stato ribadito quanto è già previsto dal TIQV, ovvero che nei casi in cui un cliente finale invii con la stessa comunicazione un medesimo reclamo scritto sia al proprio venditore sia al proprio distributore la risposta motivata al reclamo scritto dovrà essere fornita al cliente finale dal solo venditore.

Inoltre è stato chiarito al *comma 96.4* che le disposizioni di cui all'articolo 96 non si applicano nel caso in cui il venditore abbia la necessità di acquisire dati tecnici o altre informazioni necessarie per la risposta ad un reclamo o ad una richiesta di informazioni pervenuta da un cliente finale. In tali casi si applica il livello specifico di tempo massimo per la messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore.

Il *comma 96.5*, integralmente innovativo rispetto al TIQE 2008-2011, prevede che nel caso in cui la richiesta di informazioni sia inviata da un cliente MT e riguardi la conoscenza del livello di potenza di cortocircuito presso il proprio punto di connessione alla rete, il distributore esegua la verifica con modalità documentale ed analitica ed include nella risposta:

- a) i livelli di potenza di cortocircuito trifase minima di esercizio e minima convenzionale al punto di connessione con la rete MT e confronto con i valori riportati nella Tabella 35 dell'Allegato informativo F alla norma CEI 0-16, allegata alla deliberazione 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08;
- b) i livelli di potenza di cortocircuito nel punto "a monte" di connessione alla rete AT o AAT (riportando il valore puntuale di minima convenzionale calcolato e pubblicato da Terna in ottemperanza al comma 34.3 della deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250/04) e confronto con i livelli previsionali a cinque anni di potenza di cortocircuito minima convenzionale (al corrispondente livello di tensione) pubblicati da Terna in ottemperanza al comma 34.4 della deliberazione 250/04;
- c) i tempi e l'effetto atteso di azioni previste per l'eventuale innalzamento dei livelli di potenza di cortocircuito.

In merito all'*articolo 97 "Fascia di puntualità agli appuntamenti"*, si precisa che se il distributore e il cliente si trovano sul luogo dell'appuntamento con uguale anticipo rispetto all'orario fissato, non è necessario attendere l'orario di inizio concordato per l'effettuazione del sopralluogo, purchè il cliente acconsenta.

Non sono infine soggette a standard gli aumenti di potenza in caso di prelievi superiori alla potenza contrattuale, nei casi in cui tali aumenti non necessitano di interventi sugli impianti.

5.2.3 Titolo 3 – Livelli specifici e generali di qualità commerciale

Oltre ai nuovi livelli specifici relativi al tempo massimo per la sostituzione del gruppo di misura guasto e al tempo massimo per il ripristino del valore corretto della tensione di fornitura, il previgente livello generale relativo al tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete MT è stato trasformato in livello specifico, lasciando invariato il tempo massimo.

Il previgente livello generale relativo alla percentuale minima di risposte motivate a reclami scritti o richieste di informazioni scritte è stato confermato come livello generale, ma prevedendo che la messa a disposizione del reclamo o dell'informazione scritta avvenga entro il tempo massimo di 30 giorni solari e non più 20 giorni lavorativi; inoltre la percentuale minima di

rispetto di tale tempo massimo per i clienti BT è stata portata dal 90% al 95%, come per i clienti MT.

Lo standard relativo al tempo massimo di ripristino della fornitura in seguito a guasto del gruppo di misura non si applica ai produttori BT. Per tali prestazioni si applicano gli obblighi di registrazione di cui al comma 107.2. Anche se non disciplinato dal TIQE 2012-2015, l'impresa distributrice ha comunque la facoltà di erogare gli eventuali indennizzi automatici.

Il *comma 101.3* è stato aggiornato e riferito ai soli servizi di distribuzione prevedendo che i livelli specifici di qualità definiti ai commi 101.1 e 101.2 devono essere calcolati:

- a) con riferimento al distributore, se il distributore fornisce il servizio in un ambito territoriale compreso in una sola provincia;
- b) con riferimento alla provincia, se il distributore fornisce il servizio in un ambito territoriale non compreso in una sola provincia.

5.2.4 Titolo 4 – Indennizzi automatici

Per quanto riguarda il Titolo 4 che disciplina gli indennizzi automatici le modifiche apportate rispetto al testo previgente riguardano l'aggiornamento dell'importo degli indennizzi automatici pari a 35 € per i clienti BT domestici e produttori BT, 70 € per i clienti BT non domestici e 140 € per i clienti MT e produttori MT, confermando i meccanismi di escalation già in vigore per ritardata effettuazione della prestazione o ritardato pagamento dell'indennizzo (ad esempio per gli utenti BT 35 € per l'esecuzione oltre lo standard ma entro un tempo doppio, 70 € per l'esecuzione oltre un tempo doppio ma entro un tempo triplo e 105 € per l'esecuzione oltre un tempo triplo rispetto allo standard).

All'*articolo 104*, che disciplina i casi in cui al mancato rispetto dei livelli specifici di qualità corrisponde il diritto a ricevere l'indennizzo, il *comma 104.1* stabilisce l'obbligo di trasferire l'indennizzo al cliente finale in occasione della prima fatturazione utile, o anche tramite rimessa diretta (specialmente nel caso di indennizzi dovuti ai produttori).

Il *comma 105.4*, lettera b), esclude l'obbligo di indennizzo per mancato rispetto del tempo massimo di sostituzione del gruppo di misura nel caso in cui questo risulti inaccessibile (il distributore deve provare la circostanza e conservarne la documentazione).

Il *comma 106.2* disciplina le modalità di corresponsione dell'indennizzo automatico che nel caso del produttore possono avvenire attraverso rimessa diretta.

5.2.5 Titolo 5 – Obblighi di registrazione e di informazione

Per quanto riguarda il Titolo 5 che disciplina gli Obblighi di registrazione e di informazione le modifiche apportate rispetto al TIQE 2012-2015 riguardano una serie di elementi in allineamento alle nuove prestazioni e alle modifiche introdotte.

5.2.6 Titolo 6 – Modalità di effettuazione dei controlli dei dati di qualità

Non sono state modificate le disposizioni del Titolo 6, che disciplina le modalità di effettuazione dei controlli dei dati di qualità commerciale.

5.2.6 Titolo 7 - Disposizioni finali e transitorie

Per quanto riguarda le disposizioni finali e transitorie, per garantire i tempi necessari all'allineamento dei sistemi informativi dei distributori e dei venditori, nonché allo standard di comunicazione tra gli stessi, è stata prevista l'entrata in vigore delle nuove disposizioni al 1° gennaio 2013.

Sino al 31 dicembre 2012, in materia di preventivi ad ammontare predeterminabile, rimangono in vigore le disposizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione 19 dicembre 2007, n. 333/07 e gli articoli che disciplinano in via temporanea la proroga per l'anno 2012 della disciplina previgente:

- 59, comma 59.1, lettera jj);
- 60, comma 60.6 in relazione al richiamo all'articolo 64;
- 62, comma 62.2;
- 64, commi 64.2 e 64.3;
- 76, comma 76.9.

Sino al 31 dicembre 2012 rimangono altresì in vigore gli articoli 70 e 71 (tempo di comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura e tempo di comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura) di cui al TIQE 2008-2011.

Dal 1° gennaio 2013 entrano in vigore le disposizioni relative al preventivo rapido di cui all'articolo 83, nonché le disposizioni relative al tempo di comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura (articolo 92), tempo di sostituzione del gruppo di misura guasto (articolo 93), tempo di comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura, (articolo 94), tempo di ripristino del valore corretto della tensione di fornitura (articolo 95), e le disposizioni relative al comma 81.6 associate a tali prestazioni. Gli importi aggiornati degli indennizzi automatici entrano in vigore il 1° gennaio 2012 per ogni prestazione soggetta a livello specifico.

Appendice 1: Piano di lavoro AIR per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel periodo 2012-2015

Attività	Periodo	Stato
Raccolte dati preliminari sulla continuità del servizio per singolo cliente alimentato in media tensione	settembre 2009 e maggio 2010	✓
Richiesta di informazioni preliminare alla principale impresa di distribuzione	luglio 2010	✓
Avvio del procedimento (deliberazione ARG/elt 149/10)	27 settembre 2010	✓
Workshop su "Regulation of Voltage Quality for the Italian network" organizzato con il Politecnico di Milano	29 settembre 2010	✓
Pubblicazione del documento per la consultazione sull'estensione degli standard specifici di continuità del servizio per i clienti MT alle interruzioni brevi e sugli approfondimenti sui contratti per la qualità (DCO 40/10)	15 novembre 2010	✓
Pubblicazione del documento per la consultazione su nuove iniziative in materia di interruzioni brevi e qualità della tensione (DCO 42/10)	30 novembre 2010	✓
Termine per la presentazione delle osservazioni scritte al DCO 40/10	14 gennaio 2011	✓
Incontri tematici con i soggetti interessati sulle opzioni di regolazione in materia di regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione e distribuzione e di regolazione della qualità commerciale del servizio di distribuzione.	gennaio-marzo 2011	✓
Termine per la presentazione delle osservazioni scritte al DCO 42/10	4 febbraio 2011	✓
Pubblicazione del documento per la consultazione su opzioni di regolazione in materia di regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione e di regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura. (DCO 15/11))	28 aprile 2011	✓
Raccolta dati sulla continuità del servizio per singolo cliente alimentato in media tensione	maggio-giugno 2011	✓
Pubblicazione del documento per la consultazione su prime opzioni/proposte in materia di regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione per il periodo 2012-2015 (DCO 20/11)	20 maggio 2011	✓
Seminario pubblico di presentazione del terzo documento per la consultazione	maggio-giugno 2011	(*)
Termine per la presentazione delle osservazioni scritte ai DCO 15/11 e 20/11	16/30 giugno 2011 e 7 luglio 2011	✓
Incontro tematico con le imprese distributrici	2 settembre 2011	✓
Realizzazione dell'indagine demoscopica sulla soddisfazione e le aspettative dei clienti	luglio-settembre 2011	✓
Pubblicazione del quinto documento per la consultazione in materia di proposte finali per la regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura. (DCO 39/11)	6 ottobre 2011	✓
Ulteriori incontri tematici con venditori, Terna e associazioni dei consumatori	ottobre-novembre 2011	✓
Termine per la presentazione delle osservazioni scritte al DCO 39/11	10 novembre 2011	✓
Emanazione del provvedimento finale per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura per il periodo 2012-15 (delibera ARG/elt 198/11)	29 dicembre 2011	✓
Emanazione del provvedimento finale per la regolazione della qualità del servizio di trasmissione (delibera ARG/elt 197/11)	29 dicembre 2011	✓
Pubblicazione delle relazioni AIR relative alla regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura (delibere ARG/elt 197/11 e ARG/elt 198/11)	marzo 2012	✓
Prosecuzione della consultazione su ulteriori aspetti della regolazione della qualità dei servizi elettrici e adozione di ulteriori provvedimenti	dal 2012	

(*) Sostituito da incontri tematici di approfondimento.