

DCO 15/11

**OPZIONI E PROPOSTE PER LA REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ
DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA
ELETTRICA NEL PERIODO DI REGOLAZIONE 2012-2015**

Terzo documento per la consultazione

nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 27 settembre 2010, ARG/elt 149/10

28 aprile 2011

Premessa

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha avviato con la deliberazione 27 settembre 2010, ARG/elt 149/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 149/10), il 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). Tale procedimento è sottoposto all'Analisi di Impatto della Regolazione (di seguito: AIR) relativamente agli aspetti più rilevanti.

Il presente documento per la consultazione si inquadra in tale procedimento e contiene:

- *opzioni e proposte iniziali di regolazione 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);*
- *gli orientamenti finali dell'Autorità in relazione alla maggior parte delle opzioni e proposte di regolazione formulate nei documenti per la consultazione 15 novembre 2010, DCO 40/10, e 30 novembre 2010, DCO 42/10, riguardanti principalmente iniziative di regolazione individuale per i clienti alimentati in media tensione, in riferimento sia alla continuità del servizio che alla qualità della tensione, di contratti per la qualità e di iniziative in materia di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione in media tensione (Parte II).*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità osservazioni e suggerimenti entro e non oltre il **16 giugno 2011** in relazione alla Parte II ed entro e non oltre il **30 giugno 2011** in relazione alle Parti I e III. Non saranno tenuti in considerazione contributi ricevuti dopo tali date.*

I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti dei documenti trasmessi all'Autorità si intendano riservate alla medesima.

È preferibile che i soggetti interessati inviino osservazioni e commenti attraverso il servizio interattivo, messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità:

<http://www.autorita.energia.it>

In alternativa, i soggetti interessati possono inviare osservazioni e commenti al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail con allegato il file contenente le osservazioni (preferibile), fax o posta:

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Consumatori e Qualità del Servizio
piazza Cavour 5 - 20121 Milano
tel. 02-65565.313/263
fax: 02-65565.230
e-mail: consumatori@autorita.energia.it

INDICE

1	Introduzione e inquadramento ai fini dell'analisi di impatto della regolazione	4
2	Executive summary	5
<i>Parte I – Regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione</i>		10
3	Il contesto normativo di riferimento	10
4	Motivazioni e obiettivi dell'intervento dell'Autorità	11
5	Proposte per il periodo di regolazione 2012-2015	14
<i>Parte II – Regolazione individuale della continuità per clienti MT e qualità della tensione sulle reti MT</i>		32
6	Introduzione	32
7	Opzioni per nuovi standard relativi al numero massimo annuo di interruzioni brevi per clienti MT	33
8	Semplificazione della disciplina della regolazione individuale del numero di interruzioni per clienti MT	45
9	Approfondimenti sui contratti per la qualità	52
10	Monitoraggio della qualità della tensione sulle reti MT	54
11	Approfondimento di altre proposte in materia di qualità della tensione sulle reti di distribuzione	61
<i>Parte III – Regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura</i>		77
12	Il contesto normativo di riferimento	77
13	Motivazioni e obiettivi dell'intervento dell'Autorità	79
14	Proposte in materia di regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura	81
<i>Appendice 1: Aggiornamento del piano di lavoro AIR per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel periodo 2012-2015</i>		94
<i>Appendice 2: Sintesi degli obiettivi specifici, delle opzioni e delle proposte di regolazione del presente documento</i>		95
<i>Appendice 3: Sintesi degli obiettivi specifici, delle opzioni e delle proposte di regolazione dei DCO 40/10 e 42/10</i>		96
<i>Appendice 4: Elementi quantitativi relativi alla regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica aggiornati al 2010</i>		98
<i>Appendice 5: Elementi quantitativi relativi alla regolazione individuale del numero di interruzioni per i clienti MT e ai rimborsi automatici per le interruzioni prolungate aggiornati al 2010</i>		106
<i>Appendice 6: Elementi quantitativi relativi alla regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura aggiornati al 2010</i>		108

1 Introduzione e inquadramento ai fini dell'analisi di impatto della regolazione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione (di seguito anche indicato come presente documento o DCO) si inquadra nel procedimento sulla qualità dei servizi elettrici per il periodo 2012-15 (di seguito anche indicato come quarto o nuovo periodo di regolazione), avviato dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 149/10 nella quale sono stati indicati gli obiettivi generali del procedimento.
- 1.2 Il procedimento sulla qualità dei servizi elettrici è sottoposto ad AIR per gli aspetti di maggiore rilevanza. In tale ambito l'Autorità ha pubblicato il DCO 40/10, a cui si rimanda per l'inquadramento generale del procedimento sulla qualità dei servizi elettrici ai fini dell'AIR, l'individuazione degli ambiti d'intervento, le modalità di presentazione e processazione degli obiettivi specifici e delle opzioni/proposte di regolazione per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, e il DCO 42/10:
- a) con il DCO 40/10 l'Autorità ha formulato proposte in materia di opzioni per nuovi standard specifici relativi al numero massimo annuo di interruzioni brevi per i clienti MT e approfondimenti e proposte in materia di contratti per la qualità;
 - b) con il DCO 42/10 l'Autorità ha formulato proposte in materia di qualità della tensione sulle reti di distribuzione.
- 1.3 I contributi alle due consultazioni sono disponibili nel sito internet dell'Autorità, nelle pagine dei DCO 40/10 e 42/10¹. Nessuno dei partecipanti alla consultazione ha richiesto di non pubblicare in tutto o in parte i contributi forniti.
- 1.4 Come già indicato nei DCO 40/10 e 42/10, vengono di seguito sviluppati il contesto normativo di riferimento, le motivazioni generali, gli obiettivi specifici, le opzioni di regolazione e le ulteriori proposte riguardanti gli argomenti trattati nel presente documento.
- 1.5 L'attenzione dell'AIR nel presente documento si concentra ancora sull'opzione #1 riguardante nuovi standard specifici relativi al numero massimo annuo di interruzioni brevi per i clienti MT dal momento che, durante gli incontri tematici, Enel distribuzione ha illustrato una proposta alternativa a quelle presentate dall'Autorità nel DCO 40/10, che necessita di essere approfondita e confrontata con l'opzione #1.B, l'opzione che è risultata preferita in esito alla consultazione.
- 1.6 Non vengono effettuati ulteriori approfondimenti in merito all'opzione di regolazione #2 riguardante l'implementazione di un sistema a di monitoraggio della qualità della tensione sull'intera rete MT dal momento che la consultazione ha espresso preferenza per l'opzione #2.B, già indicata dall'Autorità come opzione preferibile.
- 1.7 Opzioni e proposte di regolazione riguardanti la qualità del servizio di trasmissione verranno sviluppati in una successiva consultazione (si veda il piano AIR aggiornato in Appendice 1).

¹ <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/10/040-10dco.jsp> e
<http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/10/042-10dco.jsp>

Fase di ricognizione

- 1.8 Nei mesi di febbraio e marzo 2011, come previsto dal Piano AIR, sono stati effettuati incontri tematici con:
- a) Enel distribuzione;
 - b) Federutility e imprese associate;
 - c) Terna;
 - d) Confindustria;
 - e) Assoelettrica, Anev, Aper, GIFI, Assosolare, Federpern;
 - f) Confcommercio, Confartigianato, Confapi, Confagricoltura, Confesercenti, CNA.

Struttura del documento

- 1.9 Il presente documento è così strutturato:
- a) la Parte I illustra proposte in materia di regolazione incentivante della continuità del servizio, in particolare della durata e del numero di interruzioni;
 - b) la Parte II formula, per la maggior parte degli aspetti trattati, gli orientamenti finali dell'Autorità sulle opzioni e proposte di regolazione pubblicate nei DCO 40/10 e 42/10;
 - c) la Parte III contiene proposte per la revisione degli standard di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica;
 - d) l'Appendice 1 aggiorna il piano AIR;
 - e) l'Appendice 2 sintetizza gli obiettivi specifici, le opzioni di regolazione e le proposte del presente documento;
 - f) l'Appendice 3 riporta gli obiettivi specifici, le opzioni di regolazione e le proposte dei DCO 40/10 e 42/10;
 - g) l'Appendice 4 riporta elementi quantitativi relativi alla regolazione incentivante della durata e del numero di interruzioni aggiornati al 2010²;
 - h) l'Appendice 5 riporta elementi quantitativi relativi alla regolazione individuale del numero di interruzioni per i clienti MT e ai rimborsi automatici per le interruzioni prolungate aggiornati al 2010;
 - i) l'Appendice 6 riporta elementi quantitativi relativi alla regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura aggiornati al 2010.

2 Executive summary

Parte I - regolazione incentivante della durata e del numero di interruzioni

- 2.1 La regolazione incentivante (premi e penalità) per ambito territoriale della durata delle interruzioni è in vigore dall'anno 2000, quella del numero di interruzioni dal 2008. Per la durata delle interruzioni, nel 2004, è stato introdotto un meccanismo di determinazione degli obiettivi annui di miglioramento (livelli tendenziali) per il

² Tutti i dati comunicati all'Autorità da parte delle imprese distributrici per l'anno 2010 sono ancora soggetti a verifica da parte degli Uffici dell'Autorità.

periodo 2004-07 tali da prevedere il raggiungimento di livelli obiettivo nel corso di dodici anni, cioè entro il 2015. Il medesimo meccanismo di determinazione dei livelli tendenziali è stato confermato per il periodo 2008-11, mantenendo l'orizzonte temporale per il raggiungimento dei livelli obiettivo, in coerenza con quanto stabilito nel precedente periodo, al 2015. Per il numero di interruzioni una regola analoga è stata introdotta nel 2008, con previsione di raggiungimento dei livelli obiettivo entro il 2019.

- 2.2 Appare necessario confermare i due meccanismi anche per il nuovo periodo di regolazione per due ragioni principali. La prima è quella di garantire la stabilità dell'azione regolatoria. Sono stati forniti segnali a medio-lungo termine alle imprese distributrici che devono essere confermati per assicurare continuità agli investimenti. La seconda ragione principale, complementare alla prima, trae origine da un obiettivo che l'Autorità ha identificato sin dall'anno 2000 e che risulta attuale: la convergenza verso livelli di continuità del servizio (livelli obiettivo) eguali tra Nord e Sud del Paese. Questo processo di convergenza sembra avere segnato il passo nel corso degli ultimi anni.
- 2.3 Per la durata delle interruzioni, considerato che il periodo 2012-15 costituirà l'ultimo quadriennio del periodo di convergenza di dodici anni istituito nel 2004³, appaiono necessarie le seguenti azioni:
- a) stimolare maggiormente il miglioramento negli ambiti territoriali con livelli di durata lontani dai livelli obiettivo;
 - b) decelerare il sistema di incentivazione per gli ambiti che hanno raggiunto il livello obiettivo da tempo e che hanno beneficiato nel corso degli anni di consistenti maggiori incentivi rispetto agli altri ambiti.
- 2.4 Per il numero di interruzioni si intende confermare il regime di incentivazione speciale introdotto nel 2008 per le imprese distributrici che adottano il meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne. Eventuali aggiustamenti alla regolazione del numero appaiono prematuri poichè si ritiene che debbano essere subordinati alla disponibilità di una base dati regolata che faccia riferimento ad un periodo più lungo.
- 2.5 L'Autorità ritiene 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 quinto periodo di regolazione per la durata e dal sesto periodo di regolazione per il numero, la regolazione della continuità del servizio potrebbe prevedere livelli di mantenimento (orientativamente pari agli attuali livelli obiettivo) e penalità nel caso di superamento di tali livelli di mantenimento.
- 2.6 Sono infine sviluppate alcune proposte riguardanti:
- a) la facoltà di accedere alla regolazione incentivante per le imprese distributrici di minore dimensione;

³ La determinazione dei livelli tendenziali per la durata delle interruzioni per il periodo 2012-15 raccorda esattamente i livelli di partenza con i livelli obiettivo, dal momento che la durata del periodo di regolazione coincide con l'orizzonte temporale per il raggiungimento dei livelli obiettivo (4 anni). Il raggiungimento di livelli effettivi, nel corso del quadriennio, pari ai livelli tendenziali, comporterebbe l'erogazione di zero incentivi e zero penalità.

- b) alcuni aspetti della registrazione delle interruzioni.

Parte II – opzioni per nuovi standard specifici relativi al numero massimo annuo di interruzioni brevi per i clienti MT e approfondimenti sui contratti per la qualità

- 2.7 Dal 2006 sono in vigore per i clienti MT standard individuali sul numero massimo annuo di interruzioni lunghe e indennizzi automatici nel caso in tali standard non vengano rispettati. L'esame del numero (elevato) di interruzioni brevi che subisce ogni anno una percentuale significativa di clienti MT è stato oggetto di opzioni di regolazione (sottoposte ad AIR) per nuovi standard individuali, o aggiornamento degli esistenti, che sono state sviluppate nel DCO 40/10. La consultazione si è espressa a favore o non ha manifestato contrarietà. Ragione per la quale l'Autorità intende dare seguito alla proposta di includere le interruzioni brevi negli standard individuali per i clienti MT. Quanto all'opzione preferita cui dare seguito, appare opportuno un ulteriore approfondimento per via di una opzione ulteriore proposta da Enel distribuzione durante gli incontri tematici svoltisi nei mesi di febbraio e marzo 2011.
- 2.8 I contratti per la qualità, la cui disciplina è in vigore dall'anno 2004, non si sono sviluppati. Nel DCO 40/10, anche alla luce di alcune esperienze internazionali, sono state analizzate le possibili ragioni che ne hanno impedito lo sviluppo. Ne è stata proposta la riformulazione, attraverso lo studio preliminare di un nuovo modello di contratto, più semplice, limitabile inizialmente alle interruzioni lunghe e brevi. È stato inoltre proposto che tale modello di contratto possa essere messo a punto da un tavolo di lavoro tecnico formato da imprese distributrici, associazioni dei consumatori e venditori e poi sottoposto all'Autorità per approvazione. La consultazione ha espresso un generale gradimento, ragione per la quale l'Autorità intende dare seguito alla proposta.
- 2.9 Nel DCO 40/10 sono state infine sviluppate alcune proposte di semplificazione della regolazione individuale del numero di interruzioni per i clienti MT alle quali si intende dare seguito, con alcuni aggiustamenti, visto il generale consenso espresso dai soggetti consultati.

Parte II – nuove iniziative in materia di qualità della tensione sulle reti di distribuzione

- 2.10 La qualità della tensione sulle reti di distribuzione MT e BT è un tema che necessita di grande attenzione nel prossimo futuro poiché tali reti sono al centro di importanti evoluzioni dovute a crescenti apporti di generazione diffusa. In prospettiva l'evoluzione delle reti verso una gestione attiva (nella direzione delle *smart grid*) potrà comportare effetti rilevanti sulla qualità della tensione.
- 2.11 Il tema della qualità della tensione è stato affrontato dall'Autorità sin dal periodo di regolazione 2004-07, principalmente attraverso la promozione del monitoraggio a campione della qualità della tensione sulle reti di distribuzione in media tensione⁴. Il parametro di qualità della tensione sul quale si è maggiormente focalizzata

⁴ La società 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 qualità della tensione sulle reti di distribuzione in media tensione e la loro pubblicazione *on-line*, tramite il sito *internet* di RSE.

l'attenzione dell'Autorità e della Ricerca di Sistema (di seguito: RdS), e che di conseguenza è stato oggetto di specifica osservazione e analisi, è costituito dai buchi di tensione. Le ragioni di tale interesse da parte dell'Autorità traggono origine da uno studio effettuato nel corso del 2006 dal Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano nel quale sono stati stimati i costi per i clienti MT derivanti dalle cosiddette "microinterruzioni" (interruzioni transitorie e buchi di tensione) ed il loro impatto sull'economia italiana.

2.12 La disponibilità di una base dati significativa per i buchi di tensione, la conoscenza dell'impatto economico dei buchi di tensione sull'economia del Paese e la recente revisione della norma EN 50160 relativa alle caratteristiche della tensione fornita dalle reti elettriche hanno consentito all'Autorità di sviluppare nel DCO 42/10 una opzione di regolazione sottoposta ad AIR (opzione #2) e ulteriori nuove proposte in materia di qualità della tensione cui si intende dare seguito in riferimento ai seguenti aspetti:

- a) implementazione di un sistema di monitoraggio della qualità della tensione sull'intera rete MT, secondo l'opzione di regolazione che a seguito della consultazione è risultata preferita, la #2.B;
- b) pubblicazione comparativa dei dati relativi alle interruzioni transitorie e ai buchi di tensione;
- c) integrazione dell'informazione individuale ai clienti MT in materia di qualità del servizio;
- d) responsabilizzazione dei clienti MT e delle imprese distributrici in materia di buchi di tensione.

È stata invece rimandata ad una successiva fase la scelta di indicatori per il monitoraggio della *performance* di rete relativamente ai buchi di tensione.

2.13 Sempre in materia di qualità della tensione vengono sviluppati:

- a) gli orientamenti finali dell'Autorità concernenti lo standard di qualità commerciale relativo alla verifica della tensione di alimentazione;
- b) proposte in materia di potenza di cortocircuito.

Parte III – regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura

2.14 La regolazione della qualità commerciale è in vigore dall'anno 2000. L'estensione della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica ai clienti domestici e la separazione dell'attività di vendita dall'attività di distribuzione, avvenute nel 2007, hanno comportato la scorporo della regolazione della qualità commerciale di pertinenza dell'attività di vendita dal TIQE. Dal 2008 è infatti in vigore il Testo integrato della qualità della vendita approvato con la deliberazione ARG/com 164/08. Questa separazione 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 disuniformità 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 intende 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.

2.15 Ulteriori proposte dell'Autorità si focalizzano su:

- a) possibile aggiornamento degli standard in vigore;
- b) estensione di alcuni standard ai clienti produttori;
- c) armonizzazione del trattamento dei reclami alla disciplina del Testo integrato della qualità della vendita.

Parte I – Regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione

3 Il contesto normativo di riferimento

- 3.1 La normativa riguardante la regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione è definita nella Parte I del TIQE, al Titolo 4. I due meccanismi incentivanti in vigore sono i seguenti:
- a) regolazione incentivante, per ambiti territoriali, della durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe (di seguito: regolazione della durata);
 - b) regolazione incentivante, per ambiti territoriali, del numero delle interruzioni senza preavviso lunghe + brevi (di seguito: regolazione del numero).
- 3.2 Entrambe queste regolazioni sono basate su obblighi di registrazione delle interruzioni definiti al Titolo 2 del TIQE 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.
- 3.3 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 e 1, 2 e 4 interruzioni/cliente rispettivamente per la durata e per il numero di interruzioni, rispettivamente per alta, media e bassa concentrazione).
- 3.4 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 (si veda però il punto 3.5). 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.
- 3.5 È in vigore un meccanismo opzionale di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne che incide sulla determinazione dei livelli tendenziali, dei livelli effettivi e a

cui corrispondono livelli obiettivo pari a 28, 45 e 68 minuti e 1,2, 2,25 e 4,30 interruzioni/cliente rispettivamente per la durata e per il numero di interruzioni, rispettivamente per alta, media e bassa concentrazione.

- 3.6 La regolazione incentivante della durata è in vigore dall'anno 2000. Dall'anno 2004 è stato adottato un sistema di determinazione dei livelli tendenziali convergenti verso i livelli obiettivo, determinati con orizzonte temporale a dodici anni nel 2004 per il periodo 2004-2007, 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 il livello obiettivo, con orizzonte temporale a quattro anni, a partire dai livelli di durata del biennio 2010-11.
- 3.7 Le Tabelle 3, 4 e 5 della Parte I del TIQE contengono 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.
- 3.8 La regolazione incentivante del numero è in vigore dall'anno 2008. Anche per tale regolazione è stato adottato un sistema di determinazione dei livelli tendenziali convergenti verso i 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 il livello obiettivo, con orizzonte temporale a 8 anni, a partire dai livelli del numero di interruzioni del biennio 2010-11.
- 3.9 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.
- 3.10 Per le imprese distributrici di minori dimensioni, in particolare con numero clienti inferiore a 5.000, si applica l'articolo 30 del TIQE che prevede l'ingresso in regolazione nel 2010 in caso di adozione dei livelli triennali (e non biennali) degli indicatori di durata e numero, nel 2011 in caso di adozione dei livelli quadriennali. Per tali imprese i livelli tendenziali sono fissati in modo da consentire il raggiungimento del livello obiettivo al 2019, sia in relazione alla durata che al numero. È stato introdotto un regime di esclusione dalla regolazione incentivante per le imprese distributrici di minori dimensioni alimentate in antenna.

4 Motivazioni e obiettivi dell'intervento dell'Autorità

- 4.1 Nell'Appendice 4 sono riportati i dati quantitativi relativi alla regolazione incentivante della durata del numero di interruzioni, aggiornati dell'anno 2010⁵. L'analisi dei dati evidenzia:
 - a) un peggioramento della durata complessiva delle interruzioni senza preavviso, in particolare nelle regioni del Sud, dove tale peggioramento è costante dal

⁵ I dati relativi all'anno 2010 sono ancora oggetto di verifica da parte degli Uffici dell'Autorità.

2007 (Tavola A4.2); a livello nazionale i minuti persi per cliente si attestano a circa 89 minuti (Tavole A4.1 e A4.2); migliora lievemente, passando dai 46 minuti del 2009 ai 44 del 2010 la durata delle interruzioni soggetta a regolazione incentivante (Tavola A4.1); tale miglioramento è più sensibile al Sud e meno al Nord, mentre nel Centro Italia si registra un lieve peggioramento (Tavola A4.3);

- b) un miglioramento del numero complessivo di interruzioni senza preavviso lunghe a livello nazionale, in particolare al Sud (Tavola A4.4); migliora invece sensibilmente il numero complessivo di interruzioni brevi, sempre guidato dal Sud (Tavola A4.5); migliora sensibilmente anche la quota soggetta a regolazione incentivante di interruzioni lunghe e brevi (Tavola A4.8);
- c) un miglioramento della percentuale di clienti BT e consumi BT+MT con durata delle interruzioni soggette a regolazione incentivante migliore del livello obiettivo che si è attestato nel 2010 al 59% e 66% rispettivamente, riportandosi ai valori del 2007 (Tavola A4.9 - gli anni 2006 e 2007 dal punto di vista meteorologico sono stati anni decisamente favorevoli);
- d) una progressione positiva anche della percentuale di clienti BT e consumi BT+MT con numero di interruzioni soggette a regolazione incentivante migliore del livello obiettivo: rispettivamente al 32% e 36% nel 2010 a confronto delle percentuali del 22% e 27% nel 2008 (Tavola A4.10).

4.2 Nel complesso la regolazione incentivante sembra essere efficace, dal momento che la convergenza verso i livelli obiettivo è in atto, sia per la durata che per il numero di interruzioni. Appaiono tuttavia rilevanti almeno tre elementi:

- a) la quota di durata delle interruzioni esclusa dalla regolazione incentivante⁶ registra un progressivo aumento nel triennio 2008-10 rispetto al quadriennio precedente, in particolare al Sud; nell'anno 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);
- b) il gap tra Nord e Sud del Paese diminuisce per quanto riguarda la durata e il numero di interruzioni soggette a regolazione incentivante, ma aumenta per quanto riguarda la durata e il numero di interruzioni complessive;
- c) le interruzioni con preavviso registrano un sensibile aumento sia della durata che del numero di interruzioni, in particolare al Sud (Tavole A4.13 e A4.14).

4.3 La conferma dei meccanismi incentivanti della durata e del numero di interruzioni appare necessaria per assicurare continuità ai segnali a medio-lungo termine che sono stati forniti alle imprese distributrici con i Testi integrati della qualità dei servizi elettrici per i periodi 2004-07 e 2008-11, segnali tali da consentire alle imprese distributrici di pianificare e realizzare gli investimenti sulla rete in modo adeguato e graduale.

4.4 Nel seguito della presente Parte I verranno sviluppate proposte orientate ad assicurare quanto espresso al precedente punto, mirate cioè 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.

⁶ Si tratta delle interruzioni non di responsabilità delle imprese distributrici, in particolare le interruzioni con origine sulle reti in alta tensione e le interruzioni attribuite a cause di forza maggiore.

- 4.5 Quanto alla durata e numero di interruzioni escluse dalla regolazione incentivante, si ritiene che gli stimoli forniti alle imprese distributrici tramite il presente documento per la durata e il numero delle interruzioni soggette a regolazione incentivante possano in parte contribuire anche alla prevenzione dei fenomeni osservati al precedente punto 4.2, lettere a) e b). Eventuali proposte mirate verranno sviluppate nel quinto documento per la consultazione previsto dal piano AIR, alla luce di un esame più approfondito dei dati disponibili presso gli Uffici dell'Autorità, anche in relazione al punto 4.2, lettera c).
- 4.6 Per quanto riguarda la regolazione incentivante della durata sono due gli elementi su cui concentrare l'attenzione:
- a) vi sono numerosi ambiti che presentano livelli di durata delle interruzioni ancora lontani dai livelli obiettivo (di seguito: ambiti peggio serviti); per tali ambiti è necessaria la convergenza verso i livelli obiettivo entro il 2015; allo scopo l'Autorità intende promuovere tale convergenza attraverso un regime di incentivazione speciale;
 - b) vi sono numerosi ambiti che hanno registrato livelli di durata migliori del livello obiettivo per un lungo periodo (di seguito: ambiti meglio serviti); per tali ambiti l'Autorità intende introdurre una decelerazione del regime di incentivazione caratterizzata da una riduzione dei parametri unitari C, nella prospettiva di quanto indicato al punto 4.8.
- 4.7 Le considerazioni espresse al punto precedente per la regolazione incentivante della durata delle interruzioni non sono applicabili alla regolazione incentivante del numero di interruzioni, in vigore dal 2008. L'Autorità intende però confermare anche per il nuovo periodo regolatorio il regime di incentivazione speciale per le imprese distributrici che optano per il meccanismo di riduzione delle cause esterne. Eventuali aggiustamenti della regolazione incentivante del numero di interruzioni potranno essere valutati una volta disponibile una serie più lunga dell'indicatore di numero delle interruzioni sottoposto a regolazione incentivante.
- 4.8 L'Autorità ritiene 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.
- 4.9 In Tabella 1 sono riassunti gli obiettivi e le proposte relativi alla regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione per il periodo 2012-15. Resta inteso che per ogni aspetto di regolazione per il quale non vengono formulate proposte di modifica si intende confermata per il nuovo periodo la regolazione vigente nel corrente periodo.
- 4.10 Ulteriori proposte in materia di regolazione incentivante della durata e del numero di interruzioni potranno essere sviluppate nel quinto documento per la consultazione previsto dal piano AIR alla luce dei contributi pervenuti in risposta al presente documento e di ulteriori elaborazioni dei dati in possesso dell'Autorità.

Tabella 1 – Sintesi delle proposte relative alla regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni

Obiettivo (terzo DCO)	Opzione o proposta	Valutazione qualitativa 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

5 Proposte per il periodo di regolazione 2012-2015

Regime di incentivazione speciale per gli ambiti peggio serviti in relazione alla durata delle interruzioni

- 5.1 Per il periodo 2012-15 per tutti gli ambiti con livelli di partenza della durata delle interruzioni superiori ai livelli obiettivo, i livelli tendenziali saranno tesi a raccordare i livelli di partenza con i livelli obiettivo, rappresentando tale periodo l’ultimo quadriennio del periodo di convergenza di dodici anni istituito nel 2004. Se tali ambiti, anno per anno, seguissero con i livelli effettivi i livelli tendenziali, non beneficerebbero di alcun incentivo.
- 5.2 Dai dati comunicati all’Autorità risulta che nell’anno 2010 vi sono ambiti che presentano livelli di durata delle interruzioni ancora lontani dai livelli obiettivo, in particolare alcuni hanno un livello di durata superiore al doppio del livello obiettivo. È probabile che molti di questi ambiti si attesteranno su livelli di durata paragonabili anche per l’anno 2011 ed avranno livelli di partenza per il periodo 2012-15 superiori al doppio del livello obiettivo. Con riferimento all’anno 2010 hanno livelli di durata (indicatore annuale) superiore al doppio del livello obiettivo:

- a) 9 ambiti in alta concentrazione, tutti al Sud;
 - b) 4 ambiti in media concentrazione, di cui 1 al Nord e 3 al Sud;
 - c) 2 ambiti in bassa concentrazione, tutti al Sud.
- 5.3 Per tali ambiti si propone un regime di incentivazione speciale nel caso in cui raggiungano il livello obiettivo entro il 2015 (valore annuale) oppure lo raggiungano in un anno precedente il 2015 ma lo mantengano fino al 2015.
- 5.4 Una possibile forma di incentivazione speciale potrebbe consistere nel riconoscere un extra-incentivo a fine periodo, indipendente dagli effettivi incentivi e penalità ottenuti negli anni 2012-15, corrispondente orientativamente ad un recupero di continuità di 25 minuti nel caso di ambiti in alta concentrazione, 40 minuti nel caso di ambiti in media concentrazione e 60 minuti nel caso di ambiti in bassa concentrazione, utilizzando i parametri C1d e C2d della fascia intermedia della Tabella 3 della Parte I del vigente TIQE.
- 5.5 Il regime di incentivazione speciale potrebbe essere riconosciuto anche agli ambiti con livelli di durata compresi tra una volta e mezza il livello obiettivo e il doppio del livello obiettivo, ma in misura ridotta: la metà dei minuti proposti al punto precedente, applicando sempre i parametri C1d e C2d di cui sopra.
- 5.6 Con riferimento all'anno 2010 hanno livelli di durata (indicatore annuale) compresi tra una volta e mezzo il livello obiettivo e il doppio del livello obiettivo:
- a) 9 ambiti in alta concentrazione, di cui 3 al Centro e 6 al Sud;
 - b) 19 ambiti in media concentrazione, di cui 2 al Nord, 4 al Centro e 13 al Sud;
 - c) 13 ambiti in bassa concentrazione, di cui 2 al Nord, 3 al Centro e 8 al Sud.
- 5.7 L'elenco degli ambiti suddivisi secondo le fasce di durata sopra identificate potrà essere noto solamente dopo la consegna dei dati di continuità prevista al 31 marzo 2012 e potrà essere pubblicato nella delibera di determinazione dei livelli tendenziali per il periodo 2012-15. L'Autorità verificherà che non vengano messi in atto comportamenti opportunistici mirati a ricomprendere in tale regime di incentivazione speciale ambiti con livelli di durata migliori, ma prossimi ai valori "di confine" sopra menzionati (una volta e mezza / due volte il livello obiettivo).

Decelerazione dell'incentivazione della durata delle interruzioni per gli ambiti meglio serviti

- 5.8 La proposta effettuata in questa sezione deve essere considerata complementare a quella effettuata nella sezione precedente, in una prospettiva di aggiustamento e bilanciamento del sistema di incentivazione. L'analisi dei dati di continuità del periodo 2004-09 evidenzia che vi sono 89 ambiti che hanno registrato livelli di durata inferiori ai livelli obiettivo per ogni anno del periodo 2004-09 (di seguito: ambiti meglio serviti)⁷. La tabella 2 evidenzia il numero di tali ambiti suddiviso per grado di concentrazione e per circoscrizione. Sono per lo più localizzati nel Nord Italia, in numero maggiore rappresentativi della media e dell'alta concentrazione.

⁷ Va osservato che nel periodo 2004-09 ci sono stati 51 ambiti che hanno registrato un livello effettivo migliore del livello obiettivo per cinque anni e ci sono stati 29 ambiti che hanno registrato un livello effettivo migliore del livello obiettivo per quattro anni.

Tabella 2 – *Ambiti che nel periodo 2004-2009 hanno sempre registrato livelli di durata delle interruzioni migliori dei livelli obiettivo*

	Alta C.	Media C.	Bassa C.	Totale
Nord	22 (su 38)	35 (su 64)	16 (su 68)	73 (su 170)
Centro	5 (su 19)	3 (su 24)	0 (su 22)	8 (su 65)
Sud	2 (su 30)	3 (su 45)	3 (su 42)	8 (su 11)
Totale	29 (su 87)	41 (su 133)	19 (su 132)	89 (su 352)

5.9 In Tabella 3 sono riassunti gli incentivi relativi alla durata, al lordo delle penalità, complessivamente erogati per ogni anno del periodo 2004-2009, e la quota parte di incentivi relativi alla durata, sempre al lordo delle penalità, erogati per i soli ambiti meglio serviti, sempre nello stesso periodo.

Tabella 3 – *Incentivi per la durata delle interruzioni erogati nel periodo 2004-2009; confronto tra tutti gli ambiti e gli ambiti meglio serviti*

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Incentivi complessivi erogati (€)	66.514.964	130.596.656	174.911.492	197.791.508	59.297.223	53.942.301
Incentivi erogati per i soli ambiti meglio serviti (€)	26.986.099	51.593.516	60.566.084	65.146.280	28.123.221	25.391.588
Percentuale incentivi ambiti meglio serviti sul totale	40,57%	39,51%	34,63%	32,94%	47,43%	47,07%

5.10 Dall'esame dei dati di Tabella 3 appare come agli 89 ambiti meglio serviti, che costituiscono circa il 25% del totale degli ambiti (con riferimento all'anno 2009), sia stata erogata una percentuale preponderante degli incentivi annui complessivamente erogati, variabile nel corso del periodo dal 34,63% del 2006 al 47,43% del 2008. Inoltre il trend appare crescente nel corso degli ultimi anni.

5.11 È stata anche effettuata una ulteriore elaborazione per il periodo 2004-2009 confrontando i CAPEX, gli OPEX⁸ e gli incentivi per la durata tra sette zone di Enel distribuzione, ognuna delle quali composta da soli ambiti meglio serviti e undici zone di Enel distribuzione ognuna delle quali composte da soli ambiti non meglio serviti per tutto il periodo considerato. Tale elaborazione è disponibile nelle Tabelle 4 e 5.

5.12 L'esame del confronto, da un lato, sembra indicare che le zone meglio servite hanno raggiunto una migliore efficienza rispetto alle zone non meglio servite; infatti, con il

⁸ Come desumibile dal piano AIR, nel luglio 2010 la Direzione consumatori e qualità del servizio ha effettuato una richiesta di informazioni a Enel distribuzione. I valori di CAPEX e di OPEX riportati nella Tabelle 4 e 5 sono stati ottenuti elaborando i dati forniti da Enel distribuzione.

27,1% in meno di CAPEX e il 46,4% in meno di OPEX sono riuscite ad avere maggiori incentivi del 286,9%. Inoltre, la percentuale di incentivi per la durata percepiti rispetto ai CAPEX e agli OPEX è sensibilmente più elevata: 20,1% e 10,4% rispettivamente per le zone meglio servite rispetto al 3,8% e 1,4% per le zone non meglio servite. Dall'altro lato i dati elaborati indicano una eccessiva incentivazione a favore delle zone meglio servite, rispetto a quelle non meglio servite, per il mantenimento di livelli di durata migliori dei livelli obiettivo. Per completare l'analisi di tale confronto è necessario aggiungere i seguenti elementi:

- a) si è osservato che i valori di CAPEX e OPEX per unità di consumo MT+BT delle zone meglio servite sono entrambi inferiori ai corrispondenti valori delle zone non meglio servite;
- b) si è altresì osservato che i valori di incentivo per unità di consumo MT+BT delle zone meglio servite è superiore al corrispondente valore delle zone non meglio servite;
- c) la quota di incentivo per la durata delle interruzioni percepita dalle zone meglio servite per gli ambiti con livelli tendenziali superiori ai livelli obiettivo per alcuni anni del periodo 2004-2009 (tipicamente gli anni 2005, 2006 e 2007 per via dell'avvio del meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne che ha introdotto una rilevante discontinuità), corrispondente ai minuti compresi tra il livello tendenziale e il livello obiettivo, è stata calcolata in circa 1/3 degli incentivi complessivi per la durata percepiti da tali ambiti nel medesimo periodo; in ragione di ciò, considerando per le zone meglio servite i soli incentivi percepiti per il miglioramento rispetto al solo livello obiettivo, la percentuale dei maggiori incentivi ottenuti dalle zone meglio servite rispetto a quelli delle zone non meglio servite scende dal 286,9% al 156,5%.

5.13 Le variazioni dei CAPEX e degli OPEX in relazione ai consumi MT e BT rispetto a quelle mostrate nella Tabella 4 e la riduzione della maggiore percentuale di incentivi per la durata delle interruzioni ottenuta dalle zone meglio servite rispetto a quelle non meglio servite (nell'ipotesi molto più conservativa di cui alla predente lettera b) tale rapporto rimane sempre significativamente sbilanciato a favore delle zone meglio servite) confermano le argomentazioni che sono state espresse nella parte iniziale del precedente punto 5.12.

5.14 Alla luce di quanto illustrato, anche per evitare un effetto di moltiplicazione temporale degli incentivi per gli ambiti meglio serviti a sfavore degli altri, si propone il dimezzamento dei parametri unitari C della Tabella 3 della Parte I del TIQE, fascia fino a 25, 40 e 60 minuti rispettivamente per alta, media e bassa concentrazione, per gli ambiti che per ogni anno del periodo 2008-11 hanno registrato un livello effettivo annuale migliore del livello obiettivo. L'Autorità verificherà che non vengano messi in atto comportamenti opportunistici mirati ad escludere da tale regime di incentivazione decelerato ambiti con i requisiti sopra menzionati con un livello di durata per l'anno 2011 superiore al livello obiettivo.

Tabella 4 – Confronto tra i valori di CAPEX, OPEX e incentivi (moneta corrente) per la durata delle interruzioni tra Zone di Enel distribuzione costituite da soli ambiti meglio serviti e Zone di Enel distribuzione costituite da soli ambiti non meglio serviti

Valori medi zonali (€Milioni)		2004	2005	2006	2007	2008	2009	Media 2004-2009	Nota
CAPEX	Zone meglio servite	7,54	5,23	5,26	4,40	6,90	6,25	5,93	Nel periodo 2004-2009 le zone meglio servite hanno avuto CAPEX inferiori del 27,1% rispetto alle zone non meglio servite.
	Zone non meglio servite	9,87	6,87	5,93	6,06	11,45	8,66	8,14	
OPEX	Zone meglio servite	12,32	11,40	11,87	10,69	10,38	11,95	11,43	Nel periodo 2004-2009 le zone meglio servite hanno avuto OPEX inferiori del 46,41% rispetto alle zone non meglio servite.
	Zone non meglio servite	24,56	21,47	21,18	19,51	19,22	22,16	21,35	
Incentivi durata	Zone meglio servite	0,73	1,42	1,64	1,74	0,84	0,79	1,19	Nel periodo 2004-2009 le zone meglio servite hanno avuto incentivi superiori del 286,9% rispetto alle zone non meglio servite.
	Zone non meglio servite	0,56	0,88	0,63	0,31	0,01	-0,55	0,31	

Tabella 5 – Confronto tra i valori di CAPEX e OPEX rapportati agli incentivi per la durata delle interruzioni tra Zone di Enel distribuzione costituite da soli ambiti meglio serviti e tra Zone di Enel distribuzione costituite da soli ambiti non meglio serviti

		2004	2005	2006	2007	2008	2009	Media 2004-2009
Zone meglio servite	Percentuale incentivi durata rispetto a CAPEX	9,7%	27,2%	31,1%	39,5%	12,1%	12,6%	20,1%
	Percentuale incentivi durata rispetto a OPEX	5,9%	12,5%	13,8%	16,3%	8,1%	6,6%	10,4%
Zone non meglio servite	Percentuale incentivi durata rispetto a CAPEX	5,7%	12,8%	10,7%	5,2%	0,1%	-6,3%	3,8%
	Percentuale incentivi durata rispetto a OPEX	2,3%	4,1%	3,0%	1,6%	0,0%	-2,5%	1,4%

Conferma del regime di incentivazione speciale per la riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne

- 5.15 In più occasioni l’Autorità ha proposto di includere nella regolazione incentivante le interruzioni dovute a cause esterne, sostenendo che:
- a) i clienti valutano di pari rilevanza tutte le interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate;
 - b) i costi sostenuti dai clienti in occasione delle interruzioni sono altresì indipendenti dalle cause delle interruzioni;
 - c) per una impresa distributrice è possibile attuare forme di controllo delle interruzioni dovute a terzi, o almeno di una parte di esse, e mettere in atto forme di prevenzione o mitigazione delle stesse.
- 5.16 Per consentire un maggior controllo delle interruzioni dovute a cause esterne da parte delle imprese distributrici, dal periodo di regolazione 2008-11 alcune tipologie di interruzioni precedentemente attribuibili a cause esterne sono attribuibili a cause di forza maggiore, in particolare: furti, incendi, atti di autorità pubblica e scioperi.
- 5.17 Attualmente le interruzioni attribuibili a cause esterne sono: guasti provocati dai clienti, contatti fortuiti o danneggiamento dei conduttori provocati da terzi, guasti provocati su impianti di produzione.
- 5.18 In ragione di quanto emerso da consultazioni precedenti il secondo e terzo periodo di regolazione, l’Autorità ha introdotto una adesione facoltativa al meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne, prevedendo altresì un regime di incentivazione speciale per la riduzione del solo numero di interruzioni⁹.
- 5.19 Il numero di imprese distributrici che ha aderito al meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne è passato dalle tre del periodo 2005-07 (Enel distribuzione, Set distribuzione e Aim Vicenza, per un totale di 284 ambiti) alle nove del periodo 2008-11 (si sono aggiunte AE Bolzano, Deval, Asm Terni, Asm Voghera, Società elettrica Liparese, Società Nolana per le imprese elettriche, per un totale di 295 ambiti). Sono significativi due elementi:
- a) le tre imprese che hanno aderito al meccanismo nel 2005 lo hanno confermato per il periodo successivo;
 - b) ogni tipologia di impresa di distributrice è rappresentata.
- 5.20 L’effettiva convenienza nell’aver aderito al meccanismo è verificabile dalle imprese, che conoscono lo stock di interruzioni attribuite a cause esterne per il periodo di applicazione del meccanismo. Il saldo positivo tra incentivi e penalità per le imprese che vi hanno aderito fa ritenere che vi sia stata convenienza (vedi Tabella 6).

⁹ Le motivazioni dell’incentivazione speciale della riduzione del solo numero di interruzioni risiedono nello stimolo fornito ad evitare l’interruzione più che a ridurne la durata.

Tabella 6 – *Incentivi netti erogati alle imprese distributrici che hanno adottato il meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne*

	Incentivi netti per la regolazione della durata (€)			Incentivi netti per la regolazione della durata e del numero (€)	
	2005	2006	2007	2008	2009
AIM Vicenza	352.382	344.973	230.355	283.852	285.304
ENEL Distribuzione	118.016.916	160.306.481	181.712.569	92.414.086	54.682.825
SET Distribuzione	2.375.409	2.952.133	2.982.306	934.795	689.130
ASM Terni	n.a.	n.a.	n.a.	113.690	310.316
ASM Voghera	n.a.	n.a.	n.a.	94.409	34.814
AE Bolzano	n.a.	n.a.	n.a.	735.577	753.062
DEVAL	n.a.	n.a.	n.a.	649.933	582.576
SOC. El. Liparese	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	-5.386
SOC. Nolana	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	26.282

- 5.21 L’Autorità ha effettuato una simulazione per verificare se vi fosse stata convenienza nell’adesione al meccanismo per alcune imprese distributrici che non l’hanno adottato. Tale simulazione è stata effettuata per il periodo 2008-09 per le imprese indicate nelle Tabelle 8a e 8b, a beneficio delle stesse, nella prospettiva di lungo termine indicata al punto 4.8.
- 5.22 Per compiere tale simulazione è stata effettuata una stima dei livelli tendenziali per il biennio 2008-09, sia in relazione alla durata che al numero di interruzioni, riprendendo quelli calcolati con la delibera ARG/elt 151/09 e tenendo conto della quota di interruzioni dovute a cause esterne, assumendo cioè come livelli di partenza quelli della delibera ARG/elt 151/09 sommati alle quote di livelli di partenza corrispondenti alle interruzioni attribuite a cause esterne negli anni 2006 e 2007 (e comunicate all’Autorità), ma opportunamente ricalcolata per tenere conto delle diverse regole di registrazione adottate a decorrere dal terzo periodo di regolazione (nuovi criteri di accorpamento delle interruzioni, introduzione dei Periodi di Condizioni Perturbate – PCP -, introduzione della nuova origine reti di altri imprese distributrici interconnesse). Per quanto riguarda i livelli effettivi per il biennio 2008-09 è stata utilizzata la somma delle interruzioni attribuite ad altre cause e a cause esterne, sia per la durata che per il numero di interruzioni, comunicate all’Autorità.
- 5.23 Quanto al ricalcolo della quota di interruzioni attribuite a cause esterne per gli anni 2006 e 2007, non disponendo del ricalcolo effettuato dalle imprese distributrici delle Tabelle 8a e 8b (non doveva essere comunicato all’Autorità proprio perché tali imprese non avevano aderito al meccanismo) si è dovuta effettuare una stima, parzialmente orientata dalle variazioni degli indicatori di durata e numero delle interruzioni dovute al cambio delle regole di registrazione delle interruzioni, osservate per gli anni 2006 e 2007 per tutti gli ambiti in regolazione in tale biennio.
- 5.24 Tale osservazione ha prodotto risultati non del tutto univoci, ma che qualitativamente possono essere così riassunti:

- a) le nuove regole di registrazione delle interruzioni portano ad una diminuzione degli indicatori di durata e numero rispetto a quelli che sarebbero calcolati con le regole di registrazione del secondo periodo (inclusa la diversa attribuzione delle interruzioni dovute a furti, incendi, atti di autorità pubblica e scioperi);
 - b) la diminuzione è più sensibile per il numero delle interruzioni brevi rispetto al numero e alla durata delle interruzioni lunghe;
 - c) la diminuzione è più sensibile in bassa concentrazione rispetto alla media concentrazione ed è più sensibile in media concentrazione rispetto all'alta concentrazione, sia per la durata che per il numero.
- 5.25 Inoltre il nuovo criterio di accorpamento delle interruzioni ha minore incidenza sul ricalcolo della durata e maggiore incidenza sul ricalcolo del numero di interruzioni, particolarmente brevi, soprattutto nel caso di reti ad elevata automazione.
- 5.26 In definitiva, sono stati ipotizzati due scenari (1 e 2) per il ricalcolo degli indicatori di durata e numero di interruzioni del biennio 2006-07 (vedi Tabella 7).

Tabella 7 – *Stima della variazione degli indicatori di durata e numero delle interruzioni dovute a cause esterne per gli anni 2006 e 2007 applicando le regole di registrazione delle interruzioni in vigore dal 2008*

Variazione stimata con il ricalcolo	Scenario 1:	Scenario 2:
	- Durata = -10%	- Durata = -20%
	- Numero lunghe = -10%	- Numero lunghe = - 20%
	- Numero brevi = -20%	- Numero brevi = -30%

- 5.27 Tali variazioni sono state applicate agli indicatori di durata e numero delle interruzioni attribuite a cause esterne comunicati all'Autorità dalle imprese distributrici indicate nelle Tabelle 8a e 8b sia per l'anno 2006 che per l'anno 2007, così da poter determinare i livelli di partenza "presunti" e i livelli tendenziali "presunti" per il biennio 2008-09 sia per la durata che per il numero di interruzioni. Sono stati poi calcolati per entrambi gli scenari e per ogni impresa distributtrice i maggiori e minori incentivi e le maggiori e minori penalità che l'impresa avrebbe ottenuto se avesse adottato il meccanismo di riduzione delle cause esterne (vedi Tabelle 8a e 8b).
- 5.28 La Direzione Consumatori e Qualità del Servizio è disponibile a comunicare ad ogni singola impresa distributtrice interessata dalla simulazione il corrispondente codice identificativo, in modo tale da consentire di individuare quale dei due scenari meglio approssima la reale variazione dei propri indicatori di durata e numero delle interruzioni dovuti a cause esterne per gli anni 2006 e 2007 e ricalcolati in base alle regole di registrazione in vigore dal 2008.

Tabella 8a - Maggiori/minori incentivi/penalità che le imprese distributrici avrebbero ottenuto se avessero aderito al meccanismo di riduzione delle cause esterne nel corso del periodo 2008-2011 nell'ipotesi di applicare lo scenario 1

Impresa distributrice	Anno 2008					Anno 2009					Biennio 08-09
	Maggiore (+) o minore (-) incentivo per la durata [€]	Maggiore (+) o minore (-) penalità per la durata [€]	Maggiore (+) o minore (-) incentivo per il numero [€]	Maggiore (+) o minore (-) penalità per la durata [€]	Variazione incentivi / penalità [€]	Maggiore (+) o minore (-) incentivo per la durata [€]	Maggiore (+) o minore (-) penalità per la durata [€]	Maggiore (+) o minore (-) incentivo per il numero [€]	Maggiore (+) o minore (-) penalità per la durata [€]	Variazione incentivi / penalità [€]	Variazione incentivi / penalità [€]
IMPRESA 1	7.393,63	0	52.706,75	0	60.100,38	0	0	97.117,63	0	97.117,63	157.218,01
IMPRESA 2	-1.689,56	0	35.312,00	0	33.622,44	-19.143,54	0	37.224,21	0	18.080,67	51.703,11
IMPRESA 3	-62.097,22	0	68.180,95	0	6.083,73	4.687,81	0	95.369,08	0	100.056,89	106.140,62
IMPRESA 4	4.630,43	0	31.878,59	0	36.509,02	21.342,89	0	21.375,48	0	42.718,37	79.227,39
IMPRESA 5	284.864,63	0	201.175,21	68.225,53	417.814,31	188.724,78	-120.333,58	282.715,99	-22.991,46	614.765,81	1.032.580,12
IMPRESA 6	153.472,55	97.627,34	183.890,12	41.633,05	198.102,28	218.323,24	388.342,72	1.076.323,92	115.032,22	791.272,22	989.374,50
IMPRESA 7	-5.420,18	0	0	0	-5.420,18	0	4.856,58	0	-10.116,26	5.259,68	-160,50
IMPRESA 8	-151.091,84	0	151.091,84	0	0,00	102.202,53	528.635,04	-102.202,53	0	-528.635,04	-528.635,04
IMPRESA 9	6.267,16	0	60.542,73	0	66.809,89	6.190,73	0	57.467,46	0	63.658,19	130.468,08
IMPRESA 10	29.326,83	0	16.740,98	0	46.067,81	53.059,00	0	18.574,88	0	71.633,88	117.701,69
IMPRESA 11	22.964,11	0	382.266,90	0	405.231,01	202.845,60	0	626.604,50	0	829.450,10	1.234.681,11
IMPRESA 12	0	0	0	0	0,00	10.806,22	0	-10.806,22	0	0,00	0,00
IMPRESA 13	44.772,91	0	0	0	44.772,91	48.125,87	0	0	-57.842,63	105.968,50	150.741,41
IMPRESA 14	27.325,89	0	58.746,00	0	86.071,89	25.166,97	0	53.306,37	0	78.473,34	164.545,23
IMPRESA 15	97.946,20	0	191.348,05	74.969,43	214.324,82	-10.415,83	3.189,67	138.236,02	77.644,74	46.985,78	261.310,60

Tabella 8b - *Maggiori/minori incentivi/penalità che le imprese distributrici avrebbero ottenuto se avessero aderito al meccanismo di riduzione delle cause esterne nel corso del periodo 2008-2011 nell'ipotesi si applicare lo scenario 2*

Impresa distributrice	Anno 2008					Anno 2009					Biennio 08-09
	Maggiore (+) o minore (-) incentivo per la durata [€]	Maggiore (+) o minore (-) penalità per la durata [€]	Maggiore (+) o minore (-) incentivo per il numero [€]	Maggiore (+) o minore (-) penalità per la durata [€]	Variazione incentivi / penalità [€]	Maggiore (+) o minore (-) incentivo per la durata [€]	Maggiore (+) o minore (-) penalità per la durata [€]	Maggiore (+) o minore (-) incentivo per il numero [€]	Maggiore (+) o minore (-) penalità per la durata [€]	Variazione incentivi / penalità [€]	Variazione incentivi / penalità [€]
IMPRESA 1	7.523,14	0	52.577,24	0	60.100,38	0	0	97.117,63	0	97.117,63	157.218,01
IMPRESA 2	-2.278,75	0	35.901,19	0	33.622,44	-19.401,22	0	37.481,89	0	18.080,67	51.703,11
IMPRESA 3	-61.120,91	0	67.204,65	0	6.083,74	4.687,81	0	95.369,08	0	100.056,89	106.140,63
IMPRESA 4	6.919,83	0	33.518,95	0	40.438,78	21.342,89	0	21.375,48	0	42.718,37	83.157,15
IMPRESA 5	293.342,52	0	193.123,48	76.746,35	409.719,65	188.724,78	-120.333,58	267.615,97	204,54	576.469,79	986.189,44
IMPRESA 6	175.393,10	118.631,50	162.303,18	48.116,09	170.948,69	218.323,24	682.663,04	832.125,31	123.776,50	244.009,01	414.957,70
IMPRESA 7	-5.340,21	0	0	0	-5.340,21	0	4.789,70	0	-10.049,38	5.259,68	-80,53
IMPRESA 8	-130.669,72	0	130.669,72	0	0,00	96.723,83	952.390,58	-96.723,83	0	-952.390,58	-952.390,58
IMPRESA 9	6.283,03	0	60.542,73	0	66.825,76	6.190,73	0	57.467,46	0	63.658,19	130.483,95
IMPRESA 10	29.147,04	0	16.920,77	0	46.067,81	52.714,26	0	18.919,62	0	71.633,88	117.701,69
IMPRESA 11	72.603,55	0	331.316,82	0	403.920,37	202.845,60	0	540.791,16	0	743.636,76	1.147.557,13
IMPRESA 12	0	0	0	0	0,00	9.760,15	0	-9.760,15	0	0,00	0,00
IMPRESA 13	47.514,11	0	0	0	47.514,11	48.125,87	0	0	-34.793,84	82.919,71	130.433,82
IMPRESA 14	27.385,30	0	59.681,39	0	87.066,69	25.166,97	0	53.306,37	0	78.473,34	165.540,03
IMPRESA 15	100.812,99	0	159.289,58	77.198,76	182.903,81	-3.971,13	3.189,67	131.791,32	82.321,23	42.309,29	225.213,10

- 5.29 La simulazione effettuata deve essere interpretata analizzando l'intervento del tetto massimo agli incentivi e alle penalità, segnatamente per le imprese 1, 2, 3, 9, 10 e 12.
- 5.30 La simulazione effettuata evidenzia che, anche nell'ipotesi più conservativa (quella di Tabella 8b), l'adesione al meccanismo di riduzione delle cause esterne nel biennio 2008-09 sarebbe stato conveniente per tutte le imprese distributrici, ad eccezione dell'impresa 8, in misura del tutto trascurabile, dell'impresa 7.
- 5.31 Per l'impresa 8 distribuzione si impongono le seguenti considerazioni:
- a) è necessario tenere conto del meccanismo di diluizione delle penalità: nel 2009 l'impresa 8 avrebbe pagato solamente un terzo delle penalità ipotizzate, gli altri due terzi sarebbero stati diluiti, un terzo sul 2010 e un terzo sul 2011, con possibilità di annullamento negli anni successivi; la simulazione relativa all'anno 2008 dimostra che il raggiungimento del livello tendenziale è possibile per la durata delle interruzioni;
 - b) i risultati per l'impresa 8 sono stati ampiamente positivi per il biennio 2008-09, e lo sarebbero stati comunque anche in caso di adozione del meccanismo di riduzione delle cause esterne;
 - c) l'intervento del tetto agli incentivi ha limitato nella simulazione maggiori incentivi che avrebbero potuto essere ottenuti;
 - d) le maggiori penalità, in modo controintuitivo, sono relative alla durata delle interruzioni e non al numero, quasi ad indicare che il numero di interruzioni dovute a cause esterne non sia al di fuori del controllo dell'impresa.
- 5.32 Ai fini di quanto esposto al punto 4.8 si ritiene che per gli anni 2012 e 2013 sia necessario che le imprese distributrici che adottano il meccanismo di riduzione delle cause esterne per il periodo 2012-15 comunichino all'Autorità la durata e il numero delle interruzioni attribuite a cause esterne.

Tetto al miglioramento massimo annuale del livello tendenziale per la regolazione del numero di interruzioni

- 5.33 Tale tetto, pari al 6%, era stato introdotto in virtù del carattere innovativo della regolazione del numero di interruzioni. Trascorso il periodo 2008-11, primo periodo di applicazione della regolazione del numero di interruzioni, si propone di rimuovere tale tetto, anche per stimolare una convergenza rapida verso i livelli obiettivo.

Durata delle interruzioni con origine BT sottoposte a regolazione incentivante

- 5.34 È stata effettuata una elaborazione su scala nazionale, per grado di concentrazione, degli indicatori di durata delle interruzioni senza preavviso lunghe sottoposti alla regolazione incentivante per il periodo 2005-2010. Tale elaborazione è stata effettuata separatamente per gli ambiti con indicatore annuale di durata superiore al livello obiettivo (vedi Tabella 9a) e per gli ambiti con indicatore annuale di durata migliore del livello obiettivo (vedi Tabella 9b).
- 5.35 Dall'esame di tale elaborazione emerge che:

- a) per gli ambiti con indicatore annuale di durata superiore al livello obiettivo (Tabella 9a), lo stock di durata di origine BT sottoposto a regolazione incentivante sembra essere pressochè indipendente dal grado di concentrazione e costante nel corso degli anni (salvo che per il 2010 dove per l'alta concentrazione si registra un miglioramento consistente; i valori degli anni 2008 e 2009 hanno risentito, come noto, di avverse condizioni meteorologiche);
 - b) per gli ambiti con indicatore annuale di durata migliore del livello obiettivo (Tabella 9b), lo stock di durata di origine BT sottoposto a regolazione incentivante è decisamente migliore rispetto a quello degli ambiti con indicatore annuale di durata superiore al livello obiettivo; anche per questi ambiti l'indicatore di durata è pressoché costante nel corso degli anni, ma sembra essere maggiormente dipendente dal grado di concentrazione.
- 5.36 Questa elaborazione indica che il raggiungimento del livello obiettivo deve essere perseguito anche con interventi di miglioramento sulla rete di bassa tensione.

Effetti economici attesi

- 5.37 È stata effettuata una simulazione degli effetti economici della regolazione incentivante attesi per il periodo 2012-15, separatamente per la durata e per il numero di interruzioni.
- 5.38 Per regolazione incentivante della durata delle interruzioni l'impatto quadriennale atteso è valutato tra 115 €milioni e 205 €milioni di premi netti. L'estremo inferiore della forchetta è stato stimato ipotizzando uno scenario di miglioramento complessivamente moderato, anche per gli ambiti con livelli effettivi migliori del livello obiettivo, e che solo la metà degli ambiti con livello di partenza superiore ad una volta e mezza il livello obiettivo lo raggiungano entro il 2015. L'estremo superiore della forchetta è stato stimato ipotizzando uno scenario di miglioramento complessivamente forte, anche per gli ambiti con livelli effettivi migliori del livello obiettivo, e che tutti gli ambiti con livello di partenza superiore ad una volta e mezza il livello obiettivo lo raggiungano entro il 2015.
- 5.39 Per la regolazione incentivante del numero di interruzioni l'impatto quadriennale atteso è valutato tra 165 €milioni e 370 €milioni di premi netti. L'estremo inferiore della forchetta è stato stimato ipotizzando uno scenario di miglioramento complessivamente moderato, anche per gli ambiti con livelli effettivi migliori del livello obiettivo, l'estremo superiore ipotizzando uno scenario di miglioramento complessivamente forte, anche per gli ambiti con livelli effettivi migliori del livello obiettivo. In entrambi gli scenari si è ipotizzato che aderiscano al meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne le imprese distributrici che vi hanno aderito per il periodo 2008-11.

Tabella 9a – Durata delle interruzioni con origine BT sottoposta a regolazione incentivante per ambiti con livello annuale di durata peggiore del livello obiettivo

	2005				2006				2007				2008				2009				2010			
	D1	di cui per origine BT	DTtoT	% origine BT su D1	D1	di cui per origine BT	DTtoT	% origine BT su D1	D1	di cui per origine BT	DTtoT	% origine BT su D1	D1	di cui per origine BT	DTtoT	% origine BT su D1	D1	di cui per origine BT	DTtoT	% origine BT su D1	D1	di cui per origine BT	DTtoT	% origine BT su D1
Alta c.	47,19	18,48	58,89	39%	50,65	18,85	55,52	37%	53,07	21,76	64,83	41%	46,70	22,83	63,89	49%	45,25	20,17	64,61	45%	29,53	14,80	52,61	50%
Media c.	85,97	22,10	107,33	26%	76,93	22,08	82,58	29%	79,43	24,42	92,69	31%	73,97	29,32	138,95	40%	77,51	24,99	136,11	32%	68,65	23,26	173,69	34%
Bassa.c	124,46	20,80	176,43	17%	104,17	21,29	122,18	20%	103,82	24,75	136,23	24%	92,57	26,74	230,95	29%	107,23	26,76	211,34	25%	93,74	23,67	268,75	25%
ITALIA	82,78	20,63	108,37	25%	71,36	20,75	78,64	29%	72,51	23,41	87,95	32%	67,29	26,32	128,75	39%	68,13	23,23	116,60	34%	54,89	19,60	133,47	36%

Tabella 9b – Durata delle interruzioni con origine BT sottoposta a regolazione incentivante per ambiti con livello annuale di durata migliore del livello obiettivo

	2005				2006				2007				2008				2009				2010			
	D1	di cui per origine BT	DTtoT	% origine BT su D1	D1	di cui per origine BT	DTtoT	% origine BT su D1	D1	di cui per origine BT	DTtoT	% origine BT su D1	D1	di cui per origine BT	DTtoT	% origine BT su D1	D1	di cui per origine BT	DTtoT	% origine BT su D1	D1	di cui per origine BT	DTtoT	% origine BT su D1
Alta c.	18,66	8,55	23,77	46%	18,97	7,75	24,60	41%	17,01	6,90	21,94	41%	16,61	8,14	23,04	49%	16,37	7,67	24,02	47%	13,94	7,22	18,39	52%
Media c.	28,70	9,78	35,09	34%	28,71	11,18	39,80	39%	26,42	9,47	28,69	36%	29,33	12,52	43,98	43%	26,66	11,38	38,03	43%	28,33	11,32	46,94	40%
Bassa.c	48,29	11,64	70,54	24%	45,40	12,12	63,75	27%	42,03	11,46	47,72	27%	46,81	15,79	103,84	34%	44,98	14,41	85,90	32%	41,53	13,35	72,81	32%
ITALIA	30,55	9,89	40,16	32%	31,38	10,69	43,36	34%	29,07	9,52	32,90	33%	31,36	12,50	55,45	40%	30,35	11,62	50,04	38%	29,74	11,20	49,64	38%

Imprese distributrici di minori dimensioni

5.40 Una parte significativa dell'esperienza accumulata sino ad oggi dall'Autorità con le imprese distributrici di minore dimensione in materia di continuità del servizio è riassumibile dalle deliberazioni ARG/elt 107/10 e ARG/elt 199/10 attraverso le quali sono stati determinati i livelli tendenziali per il biennio 2010-11 solamente per un numero limitato di imprese rispetto al numero complessivo di imprese per le quali i livelli tendenziali avrebbero dovuto in realtà essere determinati. Le ragioni di tale decisione risiedono nell'esame dei dati di continuità del triennio 2007-09 comunicati da tali imprese, ricalcolati per tenere conto delle nuove regole di registrazione delle interruzioni in vigore dal 2008, che ha messo in luce diverse criticità:

- a) in molti casi non è stato comunicato il numero di clienti BT serviti per almeno un anno del triennio 2007-09;
- b) in alcuni casi per almeno un anno del triennio 2007-09 è stato comunicato un indicatore di durata cumulata per interruzioni di responsabilità dell'impresa non verosimile, cioè superiore a 1.440 minuti;
- c) in molti casi è stata rilevata incongruenza tra i dati di continuità comunicati entro il 31 marzo del triennio 2007-09 e gli stessi dati ricalcolati, e nuovamente comunicati all'Autorità, per tenere conto delle nuove regole di registrazione delle interruzioni a decorrere dal 2008 ai fini della determinazione dei livelli tendenziali per il biennio 2010-11;
- d) in alcuni casi l'indicatore CAIDI è risultato essere inferiore o uguale a tre minuti¹⁰ per almeno un anno del triennio 2007-09.

5.41 La seguente Tabella 10 sintetizza i due provvedimenti, mettendo in luce la significativa percentuale di imprese (oltre l'80%) che non sono entrate nel meccanismo di regolazione incentivante per i motivi suddetti.

Tabella 10 – *Imprese distributrici di minori dimensioni per le quali sono stati determinati i livelli tendenziali per il biennio 2010-11*

Provvedimento	Imprese per cui sono stati determinati i livelli tendenziali	Imprese per cui non sono stati determinati i livelli tendenziali per incongruenze dati	Imprese soggette a esclusione della regolazione incentivante
Deliberazione ARG/elt 107/10	9	43	1
Deliberazione ARG/elt 199/10	1	11	5
Totale	10	54	6

¹⁰ L'indicatore CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), dato dal rapporto tra l'indicatore di durata delle interruzioni lunghe (SAIDI - System Average Interruption Duration Index) e l'indicatore di numero di interruzioni lunghe (SAIFI - System Average Interruption Frequency Index), riferendosi a interruzioni lunghe (cioè di durata superiore a tre minuti) non può esprimere una durata media di interruzione per cliente inferiore o uguale a tre minuti.

- 5.42 È importante ricordare che gli utenti serviti dalle imprese sono tutelati dalla regolazione individuale sul numero massimo annuo di interruzioni con relativi indennizzi automatici per utenti MT e saranno presto interessati dalla regolazione delle interruzioni prolungate o estese, che si applicherà dall'1 gennaio 2012 (o 1 gennaio 2013) per le imprese distributrici con meno di 50.000 (5.000) clienti BT al 31 dicembre 2006. Tali regolazioni hanno anche la finalità di promuovere il tempestivo ripristino del servizio per le interruzioni da parte delle imprese di distribuzione.
- 5.43 In definitiva, considerato quanto sopra esposto e le possibili criticità per imprese distributrici di minori dimensioni a partecipare a più meccanismi regolatori, si propone che per il periodo 2012-15 alle imprese distributrici che servivano meno di 25.000 clienti BT alla data del 31 dicembre 2010 sia lasciata la facoltà di partecipare alla regolazione incentivante della durata e del numero di interruzioni.

Registrazione delle interruzioni

- 5.44 L'Autorità intende confermare le regole di registrazione delle interruzioni, definendo con maggiore dettaglio alcuni aspetti per i quali vengono formulate alcune proposte di integrazione o modifica.
- 5.45 *Migliorare la qualità del registro delle segnalazioni e delle chiamate telefoniche dei clienti per pronto intervento.* In seguito ad alcune verifiche ispettive si è evidenziata una non omogeneità di tenuta del registro delle segnalazioni tra le diverse imprese distributrici. Il TIQE, al comma 13.2, lettera c), prevede che debbano essere registrate tutte le segnalazioni telefoniche, inclusi i solleciti, anche in assenza di interruzione, indipendentemente dal tipo di rete da cui arriva la chiamata (fisso/cellulare). Si ritiene che il registro delle segnalazioni debba essere integrato con almeno le seguenti informazioni per garantire una maggiore verificabilità:
- a) data e ora di ogni segnalazione pervenuta, con granularità pari al minuto;
 - b) motivo della segnalazione;
 - c) nominativo del cliente chiamante;
 - d) Comune per il quale è riferita la segnalazione;
 - e) indirizzo del cliente chiamante;
 - f) codice dell'interruzione nel caso in cui alla chiamata del cliente corrisponda effettivamente una interruzione (l'assenza di interruzione dovrebbe essere documentata da un accesso a vuoto delle squadre di intervento o altra modalità);
 - g) codice della/e linea/e BT coinvolta/e nell'interruzione;
 - h) campo note.
- 5.46 *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.* Il TIQE prevede che per la registrazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT le imprese distributrici facciano riferimento all'istante della prima chiamata telefonica. Tale modalità è stata fatta salva fino al 2011 anche per le imprese distributrici che adottano i misuratori elettronici per la registrazione dei clienti BT coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico.

- 5.47 L’Autorità conferma tale modalità di registrazione anche per il nuovo periodo per le imprese che adottano esclusivamente i sistemi informativi (senza l’ausilio dei misuratori elettronici) per la registrazione dei clienti BT coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico.
- 5.48 Per le imprese che hanno adottato i misuratori elettronici, e che sono pertanto in grado di rilevare l’istante di inizio e di fine delle interruzioni con origine BT tramite i misuratori elettronici, nella Tabella 11 è indicato, per le diverse tipologie di interruzione, quando l’istante di inizio può essere registrato tramite la prima segnalazione telefonica e quando tramite i misuratori elettronici.

Tabella 11 – *Possibile registrazione dell’istante di inizio delle interruzioni tramite i misuratori elettronici*

Tipologia guasto	Istante di inizio	Istante di fine
Interruzione dovuta a guasto su presa singola	Prima segnalazione telefonica	Misuratore elettronico
Interruzione dovuta a guasto con istante di inizio rilevato dal misuratore elettronico tra le 23.00 e le 06.00	Prima segnalazione telefonica	Misuratore elettronico
Interruzione dovuta a guasto con istante di inizio rilevato dal misuratore elettronico almeno 4 ore prima della prima segnalazione telefonica	Prima segnalazione telefonica	Misuratore elettronico
Interruzione dovuta a guasto con istante di inizio rilevato dal misuratore elettronico entro le 4 ore precedenti la prima segnalazione telefonica	Misuratore elettronico	Misuratore elettronico
Interruzione senza preavviso dovuta a manovra del distributore	Misuratore elettronico	Misuratore elettronico
Interruzione con preavviso	Misuratore elettronico	Misuratore elettronico

- 5.49 Si propone che tale regola di registrazione entri in vigore dal 1° gennaio 2012 per le imprese distributrici che hanno adottato i misuratori elettronici per la registrazione dei clienti BT coinvolti nelle interruzioni, e che tali imprese effettuino il ricalcolo dei dati di continuità del biennio 2010-11 coerentemente con le regole proposte in Tabella 11, e la successiva comunicazione all’Autorità, per la corretta determinazione dei livelli tendenziali per il periodo 2012-15.
- 5.50 *Adeguare l’indice ISR allo sviluppo della regolazione.* L’indice di sistema di registrazione *ISR* (vedi la scheda 3 della Parte I del TIQE) esprime l’adeguatezza complessiva del sistema di registrazione delle interruzioni. L’indice *ISR* ha una struttura “a punti”. Il valore massimo di 1 (=100%) esprime totale adeguatezza del sistema di registrazione. I punti sono attribuiti in relazione alle diverse non conformità di sistema riscontrate durante il controllo tecnico.
- 5.51 Per il nuovo periodo si propone di:
- attribuire 10 punti invece che 2 alla non conformità “non corretta tenuta dell’elenco delle segnalazioni o chiamate telefoniche dei clienti, per la determinazione dell’istante di inizio delle interruzioni con origine BT”;

- b) attribuire 10 punti invece che 5 alla non conformità “mancanza di una procedura aziendale per la registrazione delle interruzioni”;
- c) attribuire 5 punti invece che 3 alla non conformità “insufficienza di documentazione per ricostruire il momento delle interruzioni esaminate”;
- d) separare la non conformità “impossibilità di accedere al registro per ricostruire il momento delle interruzioni esaminate” dalla non conformità “insufficienza di documentazione o impossibilità di accedere al registro per ricostruire il momento delle interruzioni esaminate” (3 punti), attribuendole 5 punti;
- e) attribuire 4 punti invece che 3 alla non conformità “errori sistematici di classificazione delle interruzioni brevi invece di lunghe e viceversa”;
- f) introdurre due nuove non conformità “errori sistematici di attribuzione dell’origine delle interruzioni” e “errori sistematici di attribuzione della causa delle interruzioni” (in precedenza erano incluse nella non conformità “errori sistematici di classificazione delle interruzioni brevi invece di lunghe e viceversa”) attribuendo loro 4 punti;
- g) attribuire 4 punti invece che 3 alla non conformità “errori sistematici di classificazione delle interruzioni brevi invece di lunghe e viceversa”.

5.52 *Rendicontare le interruzioni dovute a eventi di particolare severità.* A decorrere dal 2012 si propone che, in occasione di sequenze di interruzioni dovute a eventi di particolare severità, ogni impresa distributrice predisponga un rapporto sintetico da inviare all’Autorità entro 90 giorni dalla data di accadimento degli eventi, contenente almeno le seguenti informazioni:

- a) descrizione degli eventi;
- b) numero di utenti coinvolti;
- c) durata delle interruzioni per i vari gruppi di utenti rialimentati progressivamente.

5.53 Si ritiene che una possibile condizione che permetta di individuare tali sequenze di interruzioni possa essere costituita dal momento minimo di interruzione, dato dal prodotto del numero di utenti coinvolti per il numero delle ore di interruzione, tenendo conto delle rialimentazioni progressive.

5.54 *Conservazione del registro delle interruzioni.* Il TIQE prevede che il registro delle interruzioni sia conservato per almeno due anni a decorrere dal 1° gennaio dell’anno successivo a cui si riferiscono le interruzioni. Si propone di estendere a cinque anni tale obbligo.

Spunti per la consultazione

Q.1 *Si condividono le proposte dell’Autorità in materia di regolazione incentivante della continuità del servizio e le elaborazioni formulate a supporto delle stesse? Se no per quali motivazioni?*

Q.2 *Quali rimedi possono essere adottati per ridurre l’impatto delle interruzioni con preavviso, nella consapevolezza che tali interruzioni sono funzionali alla manutenzione delle reti?*

- Q.3** *Si ritiene che, alla luce delle simulazioni effettuate, il meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne debba essere reso obbligatorio?*
- Q.4** *Si condividono le proposte in materia di registrazione delle interruzioni? Se no, per quali motivazioni?*
- Q.5** *Come potrebbero essere individuate le condizioni tali da implicare la rendicontazione all'Autorità delle interruzioni dovute a eventi di particolare severità?*

Parte II – Regolazione individuale della continuità per clienti MT e qualità della tensione sulle reti MT

6 Introduzione

- 6.1 Nella presente parte del documento prosegue la consultazione sulle proposte iniziali formulate dall’Autorità con i DCO 40/10 e 42/10, alla luce dei contributi pervenuti e degli esiti degli incontri tematici che si sono svolti nel periodo febbraio-marzo 2011. Per molti degli aspetti trattati in tali documenti è già possibile la formulazione di un orientamento finale tramite il presente documento, per i rimanenti è necessaria la prosecuzione della fase di consultazione.
- 6.2 Per comodità di lettura gli argomenti vengono presentati secondo l’ordine adottato nei DCO 40/10 e 42/10. Prima di esaminarli nel dettaglio ne vengono anticipati due comuni ad entrambi i documenti.
- 6.3 Il primo riguarda la proposta dell’Autorità di utilizzare il Corrispettivo Tariffario Specifico (CTS) per iniziative a favore dei clienti MT, che in generale è stata apprezzata. Ragione per la quale l’Autorità intende istituire un “Fondo clienti MT” nel quale accantonare il gettito CTS per il periodo 2012-2015 e al quale trasferire le competenze CTS relative all’anno 2011 che saranno versate nel conto “Qualità dei servizi elettrici”.
- 6.4 Il secondo riguarda l’utilizzo di un sito internet da parte di tutte le imprese per la comunicazione annuale ad ogni cliente MT dei dati di qualità del servizio. Il TIQE prevede che l’impresa distributrice comunichi a ciascun cliente MT l’elenco delle interruzioni che lo hanno coinvolto, entro il 30 giugno dell’anno successivo a quello al quale si riferiscono le interruzioni. Tale comunicazione può essere effettuata tramite avviso allegato ai documenti di fatturazione o pubblicazione nel proprio sito internet. Alcune imprese distributrici effettuano tale comunicazione tramite un sistema informatico con accesso dedicato a ciascun cliente MT.
- 6.5 L’Autorità ha espresso la prospettiva che, a decorrere dal quarto periodo di regolazione, le imprese distributrici inizino a rendere disponibili agli utenti MT le informazioni relative alle interruzioni lunghe, brevi e transitorie e ai buchi di tensione tramite un sistema informatico. Tale prospettiva non è stata oggetto di osservazioni. Si ritiene perciò che tale proposta “a tendere” sia stata accolta favorevolmente dagli interessati.
- 6.6 La Direzione Consumatori e Qualità del Servizio ha però registrato, nel corso degli incontri tematici con rappresentanti dei consumatori, scarsa conoscenza e familiarità con questo strumento. L’Autorità integra perciò la precedente proposta, prevedendo l’obbligo per le imprese distributrici di (almeno) una comunicazione recapitata al singolo utente MT in forma scritta nel corso del quarto periodo di regolazione. Tale comunicazione scritta, da effettuarsi entro il 30 giugno 2012 in busta separata rispetto ai documenti di fatturazione, dovrebbe riguardare la comunicazione individuale e includere un’accurata descrizione delle modalità di accesso individuale ai siti internet già resi disponibili da alcune imprese distributrici, in modo da familiarizzare gli utenti MT a tale strumento.

Spunti per la consultazione

Q.6 *Si concorda con la proposta dell'Autorità di una comunicazione scritta a ciascun utente MT entro il 30 giugno 2012? Si concorda con la proposta 'a tendere' di comunicazioni solo attraverso portali internet dedicati? Se no, perché?*

7 Opzioni per nuovi standard relativi al numero massimo annuo di interruzioni brevi per clienti MT

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

- a) Acea distribuzione;
- b) Aiget (Associazione Italiana di Grossisti di Energia e Trader);
- c) Anie (Federazione Nazionale Imprese Elettrotecniche ed Elettroniche - Associazione Energia);
- d) Assoelettrica;
- e) Confindustria;
- f) Edison Spa;
- g) Enel Spa;
- h) Eni Spa - Gas & Power;
- i) E.ON Italia Spa;
- j) Federutility;
- k) Set distribuzione Spa.

7.2 Nel DCO 40/10 sono state formulate proposte in materia di:

- a) estensione degli standard specifici di continuità del servizio per i clienti alimentati in media tensione alle interruzioni brevi;
- b) semplificazione di aspetti generali della regolazione individuale del numero di interruzioni per i clienti alimentati in media tensione;
- c) revisione della disciplina dei contratti per la qualità.

Tali proposte vengono di seguito affinate in esito ai contributi pervenuti e agli incontri tematici svoltisi nei mesi di febbraio e marzo 2011.

Estensione degli standard specifici di continuità del servizio per i clienti alimentati in media tensione alle interruzioni brevi

7.3 La proposta di estensione degli standard specifici di continuità del servizio per i clienti MT alle interruzioni brevi è sottoposta ad AIR. Sono state presentate tre opzioni (vedi capitolo 5 del DCO 40/10) riassunte nella successiva Tabella 12, per ognuna delle quali viene riportata la valutazione qualitativa complessiva.

7.4 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:

- a) 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;
- b) 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.

Tabella 12 – Opzioni di regolazione proposte nel DCO 40/10 relative all'estensione degli standard individuali di continuità del servizio per i clienti MT alle interruzioni brevi

Obiettivo (primo documento)	Opzione o proposta	Valutazione qualitativa 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-alto
	Opzione #1.B: aggiornare lo standard specifico in vigore per le interruzioni senza preavviso lunghe, estendendolo alle interruzioni brevi	Medio-alto

7.5 È stato valutato l'impatto annuo per le imprese distributrici alla luce di una serie di ipotesi formulate al punto 5.7 del DCO 40/10 (le più importanti: medesima struttura dell'indennizzo, medesimo valore del parametro V_p , calcolo convenzionale della potenza media interrotta, valore centrale delle forchette di cui al punto precedente per la fissazione dello standard, valore medio dell'indennizzo invariato rispetto ai dati 2009), supponendo che vengano sottoposte a penalità le interruzioni che eccedono lo standard sino al triplo dello standard:

- a) circa 17 €milioni/anno di penalità nel caso dell'opzione #1.0;
- b) circa 52 €milioni/anno di penalità nel caso dell'opzione #1.A;
- c) circa 53 €milioni/anno di penalità nel caso dell'opzione #1.B.

7.6 Allo scopo di ridurre con maggiore velocità il numero di clienti peggio serviti l'Autorità ha proposto una incentivazione specifica da affiancare a tale regolazione, utilizzando parte del gettito CTS. Sono state presentate due opzioni:

- a) meccanismo di incentivi e penalità, anche asimmetrico, finalizzato alla riduzione, anno per anno, del numero di clienti peggio serviti che potrebbe prevedere una quota unitaria annua per cliente (diversa a seconda che l'opzione adottata sia 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 potrebbe 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 CCSE;

- b) meccanismo che prevede 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 sarebbe da prevedersi 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 verrebbe erogato alcun incentivo; in caso di miglioramento dell'obiettivo percentuale, l'ammontare dell'incentivo rimarrebbe costante e indipendente dall'entità dell'extra miglioramento.

7.7 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 afferma 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 dichiara 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 il sistema di cui al punto 7.6, lettera a), preferibilmente completamente asimmetrico (solo incentivi) perché correla il miglioramento tecnico ad un incentivo; l'incentivo di cui al punto 7.6, lettera b), distanzerebbe 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, afferma 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 favorevole all'introduzione di un sistema incentivante finalizzato a ridurre rapidamente il numero di clienti peggio serviti;
- d) Set distribuzione sottolinea 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 sottolinea che 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 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 predilige l'opzione #1.A per le stesse motivazioni di Confindustria, mentre nel periodo medio/lungo l'opzione #1.B potrebbe essere preferibile; è favorevole ad una regolazione incentivante mirata a ridurre rapidamente il numero di clienti peggio serviti: quella di cui al punto 7.6, lettera a), è preferibile perché maggiormente stimolante per il distributore;
- g) durante gli incontri tematici Confapi ha manifestato una preferenza per l'opzione #1.B.

7.8 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 dall'Autorità (vedi punto 7.6). Tale proposta è mirata a ridurre rapidamente il numero di clienti peggio serviti, anche in virtù della disponibilità ad un significativo incremento degli effetti economici associati ai premi e alle penalità sottolineata dalla stessa Enel distribuzione. Lo schema incentivante può essere così riassunto (si vedano i punti da 7.20 a 7.31 per l'analisi AIR di tale proposta):

- 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 2011 (sistema analogo al sistema di determinazione dei livelli tendenziali della regolazione incentivante della durata e del numero di interruzioni);
- 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.

7.9 Tutto ciò considerato l'Autorità esprime le seguenti valutazioni:

- a) la proposta di estendere gli standard specifici di continuità alle interruzioni brevi è stata largamente condivisa; l'Autorità intende perciò dare seguito alla proposta;
- 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 propende 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), ragione per la quale l'Autorità ritiene di dare seguito a questa soluzione (verrà approfondito ai successivi punti da 7.13 a 7.19); allo scopo l'Autorità accoglie 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 di cui al punto 7.8 formulata da Enel distribuzione necessita di essere valutata alla luce dell'AIR; nei prossimi punti verrà pertanto effettuata nuovamente l'AIR relativa alla inclusione delle interruzioni brevi negli standard individuali per i clienti MT, ponendo a confronto l'opzione #1.B e la proposta formulata da Enel distribuzione che, per comodità, verrà identificata come opzione #1.C.

Confronto AIR tra le opzioni #1.B e #1.C

- 7.10 Al punto 7.5 è stato ricordato l'impatto economico dell'opzione #1.B: circa 53 milioni di penalità annue a carico delle imprese distributrici nelle ipotesi ivi specificate.
- 7.11 In realtà, l'utilizzo della potenza effettiva interrotta in luogo della potenza convenzionale per la valorizzazione delle penalità (vedi punti da 8.16 a 8.19), secondo stime effettuate dall'Autorità, potrebbe ridurre le penalità (gli indennizzi) fino a 1/3 delle suddette stime¹¹.
- 7.12 I valori degli standard specifici, differenziati per grado di concentrazione, saranno proposti nel quinto documento per la consultazione, a valle dell'analisi dei dati individuali di continuità del servizio MT che saranno forniti alla DCQS dalle maggiori imprese distributrici a fine giugno 2011, come previsto dal piano AIR.
- 7.13 Per quanto riguarda l'opzione #1.B rimane da valutare l'impatto del sistema incentivante per la riduzione rapida dei clienti peggio serviti. Come detto l'Autorità intende affiancare al nuovo standard specifico il sistema di cui al punto 7.6, lettera a). Per clienti peggio serviti si intendono i clienti che subiscono un numero di interruzioni superiore allo standard applicabile.
- 7.14 La riduzione dei clienti peggio serviti verrà valutata anno per anno, utilizzando il numero annuo di clienti peggio serviti e, come base di partenza, il dato annuale del 2011¹². Per ogni anno del nuovo quadriennio, per ogni impresa distributtrice, per quantificare l'incentivo verrà valutato il numero di clienti peggio serviti dell'anno in questione rispetto al minimo numero di clienti peggio serviti registrato negli anni precedenti [ad esempio, se una impresa ha 100 clienti peggio serviti nel 2011 (dato di partenza), 90 nel 2012, 70 nel 2013, 80 nel 2014 e 75 nel 2015, otterrebbe un incentivo proporzionale a 10 clienti peggio serviti per il 2012, 20 clienti peggio serviti per il 2013, nessun incentivo per il 2014, nessun incentivo per il 2015 (se per ipotesi nel 2015 il numero di clienti peggio serviti fosse 65 invece che 75, l'impresa otterrebbe per il 2015 un incentivo proporzionale a 5 clienti peggio serviti)]. Ciò per evitare di riconoscere più di una volta l'incentivo per la riduzione di medesimi gruppi di clienti peggio serviti.

¹¹ L'effetto potrebbe essere tuttavia di minore impatto rispetto al limite teorico poiché le interruzioni hanno maggiore frequenza in periodi di maggiore carico.

¹² L'Autorità verificherà che non vengano adottati comportamenti opportunistici mirati ad aumentare il numero di clienti peggio serviti nell'anno 2011.

- 7.15 È però necessario introdurre una pesatura dei clienti peggio serviti per tenere conto del fatto che, a seguito di interventi sulle reti da parte delle imprese distributrici, per una porzione di clienti peggio serviti si possa verificare una riduzione del numero di interruzioni subite, pur rimanendo gli stessi nelle condizioni di peggio serviti. Ad 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.
- 7.16 Per rendere efficiente il meccanismo e incentivare maggiormente la riduzione dei clienti peggio serviti con tante interruzioni è necessario introdurre il concetto di numero equivalente di clienti peggio serviti. Tale numero equivalente può essere ottenuto assegnando un peso crescente ai clienti peggio serviti al crescere del numero di interruzioni che subiscono: ad 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.
- 7.17 Con riferimento ai dati dell'anno 2009 richiesti ad Enel distribuzione e alle maggiori imprese distributrici, la Tabella 13 riporta, per ogni grado di concentrazione, il numero di clienti peggio serviti ed il numero equivalente di clienti peggio serviti nelle fasce $s-2s$, $2s-3s$ e oltre $3s$, assumendo per s il valore centrale delle forchette indicate al punto 7.4, lettera b) (lo stesso valore utilizzato per effettuare la stima delle penalità di cui al punto 7.5).

Tabella 13 – Numero di clienti peggio serviti e numero equivalente di clienti peggio serviti raggruppati per classi di servizio con riferimento all'anno 2009

	Numero di clienti peggio serviti			Numero equivalente di clienti peggio serviti		
	$s-2s$	$2s-3s$	$> 3s$	$s-2s$	$2s-3s$	$> 3s$
Alta C.	1.427	359	394	1.427	718	1.182
Media C.	3.234	1.241	1.101	3.234	2.482	3.303
Bassa C.	1.980	454	358	1.980	908	1.074
Totale	6.641	2.054	1.853	6.641	4.108	5.559
Totale generale	10.548			16.308		

- 7.18 Ai fini della valorizzazione unitaria del cliente peggio servito equivalente, si propone una forchetta compresa tra 4.000€/cliente e 6.000€/cliente. Supponendo che il numero di clienti peggio serviti venga azzerato nel corso del quadriennio 2012-15

l'incentivazione massima riconosciuta alle imprese distributrici oscillerebbe tra 65 e 100 €milioni, indipendentemente dal tasso annuo di riduzione dei clienti peggio serviti. Contestualmente si avrebbe una riduzione delle penalità a carico delle imprese distributrici, fino all'azzeramento delle stesse nel caso di azzeramento del numero di clienti peggio serviti. Dal meccanismo devono essere escluse le interruzioni provenienti da rete interconnessa, peraltro incluse nella simulazione di cui sopra (idem per la successiva opzione #1.C). Si stima che l'incidenza di tali interruzioni sull'impatto economico sia trascurabile.

- 7.19 In alternativa al numero di clienti peggio serviti si potrebbe incentivare la riduzione del numero totale di interruzioni oltre lo standard¹³, per un importo quadriennale complessivo analogo a quello prospettato al punto precedente.
- 7.20 Per quanto riguarda l'opzione #1.C, vengono riportate le simulazioni economiche effettuate da Enel distribuzione (dunque sulla propria base di clienti MT) nelle seguenti ipotesi (alcune discusse preliminarmente con la Direzione Consumatori e Qualità del Servizio):
- a) fissazione dei livelli tendenziali per il periodo 2012-2015 con orizzonte a 8 o 12 anni per il raccordo con i livelli obiettivo, ipotizzando livelli di partenza annuali nel 2011 pari a quelli del 2010 (livello di partenza pari a 8,1 interruzioni per cliente MT a livello nazionale);
 - b) livelli obiettivo fissati a 1, 2 e 4 interruzioni lunghe + brevi rispettivamente per alta, media e bassa concentrazione;
 - c) utilizzo di valori annuali per i livelli effettivi ai fini del confronto con i livelli tendenziali;
 - d) versamento di una penalità alla CCSE (o indennizzo agli utenti) nel caso in cui il livello effettivo sia peggiore del livello tendenziale;
 - e) conseguimento di un incentivo per l'impresa distributtrice nel caso in cui il livello effettivo sia migliore del livello tendenziale;
 - f) valorizzazione delle penalità (o indennizzi) e degli incentivi attraverso il vigente meccanismo di valorizzazione delle penalità, ma esteso anche agli incentivi per l'impresa distributtrice [$Vp * (\text{livello effettivo} - \text{livello tendenziale}) * 0,7 * Pd$], in questo caso combinato con l'applicazione della valorizzazione C2n della Tabella 4 del TIQE in funzione del livello effettivo;
 - g) determinazione dei livelli tendenziali coincidenti con i livelli obiettivo per i clienti MT con livello di partenza al 2011 migliore o uguale al livello obiettivo;
 - h) scenari per il miglioramento dei livelli effettivi annuali: nessun miglioramento per il quadriennio (livello effettivo medio nazionale nel 2015 pari a 8,1 interruzioni per cliente MT, cioè uguale al livello di partenza del 2011); miglioramento contenuto nei primi due anni del quadriennio e più sostenuto negli ultimi due anni del quadriennio (livello effettivo medio nazionale nel 2015 pari a 6,47 interruzioni per cliente MT) (di seguito: miglioramento crescente); miglioramento lineare costante lungo il quadriennio (livello effettivo medio nazionale nel 2015 pari a 6,60 interruzioni per cliente MT) (di seguito: miglioramento costante); miglioramento sostenuto nei primi due anni

¹³ Se ad esempio un cliente subisse in un anno n interruzioni oltre lo standard e un altro cliente ne subisse m, il numero totale di interruzioni oltre lo standard sarebbe pari a n+m.

del quadriennio e più contenuto negli ultimi due anni del quadriennio (livello effettivo medio nazionale nel 2015 pari a 6,50 interruzioni per cliente MT) (di seguito: miglioramento decrescente);

- i) calcolo dei livelli tendenziali: con arrotondamento commerciale o con due decimali;
 - j) simulazione economica per il periodo 2012-2015.
- 7.21 Nell'ipotesi di determinazione dei livelli tendenziali con orizzonte a 12 anni e di applicazione degli scenari di miglioramento di cui alla precedente lettera h) Enel ha stimato¹⁴ per il quadriennio 2012-2015 i valori economici riportati nella Tabella 14a.
- 7.22 Nell'ipotesi di determinazione dei livelli tendenziali con orizzonte a 8 anni e di applicazione degli scenari di miglioramento di cui alla precedente lettera h) Enel ha stimato per il quadriennio 2012-2015 i valori economici riportati nella Tabella 14b.
- 7.23 L'effetto di calcolo dei livelli tendenziali con livelli decimali a due cifre in luogo dei valori arrotondati con criterio commerciale ha l'effetto di diminuire le penalità delle precedenti tabelle di una percentuale variabile tra il 7,7% e il 35%.
- 7.24 La valutazione qualitativa delle due opzioni #1.B e #1.C è riassunta nella Tabella 15, nell'ipotesi che lo scenario crescente dell'ipotesi #1.C, con orizzonte temporale per la determinazione dei livelli tendenziali a otto anni (vedi Tabella 14b), possa essere considerato quello maggiormente realistico. Per la valutazione qualitativa, inoltre, sono stati aggiunti ulteriori criteri contenuti nell'Allegato A 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", rispetto a quelli utilizzati nel DCO 40/10 per il confronto delle opzioni #1.A e #1.B.

Tabella 14a – *Incentivi e penalità (€milioni) a distributori (o indennizzi a clienti) relativi all'opzione #1.C per il periodo 2012-15 nell'ipotesi di determinazione dei livelli tendenziali con orizzonte a dodici anni con arrotondamento commerciale*

	Scenario di miglioramento			
	Nessuno	Crescente	Costante	Decrescente
Incentivi a distributori per clienti con 0 interruzioni	184	184	184	184
Incentivi a distributori per clienti con n. interruzioni inferiore al livello obiettivo	110	110	110	110
Saldo incentivi a distributore/penalità (o indennizzi ai restanti clienti)	-724	-272	-172	129
Totale	-429	21	122	423

¹⁴ I dati sono stati controverificati dalla Direzione consumatori e qualità del servizio.

Tabella 14b – *Incentivi e penalità (€milioni) a distributori (o indennizzi a clienti) relativi all'opzione #1.C per il periodo 2012-15 nell'ipotesi di determinazione dei livelli tendenziali con orizzonte a otto anni con arrotondamento commerciale*

	Scenario di miglioramento			
	Nessuno	Crescente	Costante	Decrescente
Incentivi a distributori per clienti con 0 interruzioni	184	184	184	184
Incentivi a distributori per clienti con n. interruzioni inferiore al livello obiettivo	110	113	110	110
Saldo incentivi a distributore/penalità (o indennizzi ai restanti clienti)	-1.222	-661	-560	-260
Totale	-817	-363	-266	40

Tabella 15 – *Valutazione qualitativa delle opzioni #1.B e #1.C*

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: Concordanza	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

- 7.25 *Efficacia.* L'opzione #1.C appare poco efficace nel breve termine (comporta inizialmente un miglioramento contenuto, poi un miglioramento sostenuto) e molto efficace nel lungo termine: la si valuta nel complesso di efficacia medio-alta. Per l'opzione #1.B si conferma la valutazione media fatta nel DCO 40/10.
- 7.26 *Efficienza.* L'opzione #1.C appare poco efficiente tenuto conto che, pur a fronte di risultati che sembrerebbero ottimali (il teorico raggiungimento dei livelli obiettivo per ogni cliente MT), potrebbe richiedere risorse economiche elevate per permettere il conseguimento di tali risultati (tali risorse dipendono fortemente dal valore dei livelli obiettivo e dall'orizzonte temporale utilizzato per la determinazione dei livelli tendenziali). Inoltre appare 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 (valore pressoché costante e indipendente dallo scenario di miglioramento considerato, valutato in circa 294-297 €milioni nel quadriennio 2012-15). Infine la potenziale volatilità dei risultati economici evidenziata al punto 7.23 sembra foriera di rischi economici per l'impresa distributtrice e di conseguenza per il successo del meccanismo regolatorio. Per l'opzione #1.B si conferma la valutazione media fatta nel DCO 40/10.
- 7.27 *Semplicità amministrativa.* L'opzione #1.C appare 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 90.000 clienti (sino ad oggi tali attività vengono effettuate dalla Direzione Consumatori e Qualità del Servizio per circa 350 ambiti per la regolazione incentivante della durata e per altrettanti ambiti per regolazione incentivante del numero di interruzioni). Costituirebbe un onere amministrativo non indifferente per l'Autorità. Analogamente la soluzione appare complicata anche se il meccanismo venisse attuato da ogni impresa distributtrice per i clienti di propria competenza. Presumerebbe inoltre l'effettuazione di ulteriori controlli da parte dell'Autorità mirati a garantire il rispetto della regolazione. Tale opzione prevede una informativa quadriennale ad ogni cliente MT dei livelli tendenziali previsti per ogni anno del quadriennio¹⁵. Per l'opzione #1.B si conferma la valutazione alta fatta nel DCO 40/10.
- 7.28 *Concordanza.* Si ritiene che l'opzione #1.B possa essere di valutazione medio-alta per le considerazioni già espresso dall'Autorità al punto 3.8 del DCO 40/10 "L'Autorità ritiene che le proposte sviluppate nel presente documento per la consultazione in materia di estensione alle interruzioni brevi degli standard specifici di continuità del servizio e di contratti per la qualità per i clienti MT costituiscano un ragionevole *trade-off* tra i seguenti complementari aspetti:
- 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;

¹⁵ In realtà Enel distribuzione propone che i livelli tendenziali possano essere stabiliti fin da subito per tutta la durata della regolazione, travalicando il concetto di periodo regolatorio, a favore degli stessi clienti MT.

- c) la necessità di prevedere forme contrattuali personalizzabili, più efficienti rispetto a quelle attualmente previste dal Testo integrato, per i clienti maggiormente sensibili alle interruzioni.”.

Per quanto riguarda l'opzione #1.C il criterio di concordanza sembra indicare 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, in particolare per i clienti con più interruzioni rispetto ai livelli obiettivo ipotizzati, visto che ogni cliente MT potrà conoscere con anticipo i “propri livelli tendenziali”. Peraltro l'obiettivo di tale regolazione, che è quello di portare i livelli di continuità di ogni cliente MT ai valori obiettivo sopra ipotizzati, 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. Come già sopra evidenziato, potrebbe essere ipotizzata la fissazione di livelli obiettivo meno sfidanti e un orizzonte temporale per la determinazione dei livelli tendenziali a dodici anni invece che a otto. Nel complesso l'opzione #1.C viene valutata medio-alta secondo il criterio di concordanza.

- 7.29 *Tempestività.* Si ritiene che l'opzione #1.B possa 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, comporta inizialmente un miglioramento contenuto, poi un miglioramento sostenuto. A svantaggio dell'opzione #1.C va sottolineato che i clienti 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.
- 7.30 *Costi e benefici.* Per quanto riguarda la valutazione comparativa dei costi e dei benefici, si veda quanto sintetizzato nella Tabella 15.
- 7.31 In definitiva l'opzione #1.B viene valutata complessivamente come medio-alta, l'opzione #1.C come media.
- 7.32 Si propone che, sia in caso di adozione dell'opzione #1.B che dell'opzione #1.C, la nuova regolazione entri in vigore dal 1° gennaio 2012.

Tetto alle penalità e quota del CTS trattenibile dalle imprese distributrici

7.33 Sono stati proposti:

- a) il mantenimento del meccanismo vigente per l'accesso agli indennizzi automatici per le interruzioni brevi, vale a dire l'adeguatezza dell'impianto del cliente¹⁶;
- b) per quanto riguarda il tetto alle penalità, l'innalzamento della soglia (da fissarsi in coerenza con i valori attesi di penalità) ad una percentuale del prodotto tra il numero di clienti finali e il corrispettivo ρ_1 (disMT) pari all'8-11%;

¹⁶ Il cliente ha inviato la dichiarazione di adeguatezza all'impresa distributtrice oppure ha richiesto la connessione all'impresa distributtrice in data successiva al 16 novembre 2006.

- c) l'innalzamento della quota CTS trattenibile dalle imprese distributrici dall'1% all'1,5% del prodotto tra il numero di clienti finali e il corrispettivo $\rho_1(\text{disMT})$, per tenere conto dei maggiori oneri amministrativi derivanti dall'estensione dello standard alle interruzioni brevi e della proposta di calcolo degli indennizzi e delle penalità tramite la potenza effettiva interrotta.
- 7.34 Come già proposto nel DCO 40/10, si conferma per l'opzione #1.B il mantenimento del tetto alle penalità, ma con innalzamento della soglia ad una percentuale del prodotto tra il numero di clienti finali e il corrispettivo $\rho_1(\text{disMT})$ pari al 10%. Per l'opzione #1.C si propone che tale tetto venga innalzato al 30%, dal momento che a possibili maggiori incentivi debbano corrispondere maggiori rischi (si veda la disponibilità di Enel ricordata al punto 7.8).
- 7.35 Per entrambe le opzioni si conferma:
- a) l'innalzamento della quota CTS trattenibile dalle imprese distributrici dall'1% all'1,5% del prodotto tra il numero di clienti finali e il corrispettivo $\rho_1(\text{disMT})$, per tenere conto dei maggiori oneri amministrativi derivanti dall'estensione dello standard alle interruzioni brevi e della proposta di calcolo degli indennizzi e delle penalità tramite la potenza effettiva interrotta;
 - b) il mantenimento del meccanismo vigente per l'accesso agli indennizzi automatici da parte dei clienti, vale a dire l'adeguatezza dell'impianto.
- 7.36 Nell'Appendice 5 sono aggiornati al 2010 i dati riguardanti la percentuale e la distribuzione territoriale dei clienti peggio serviti, il numero di clienti che hanno inviato la dichiarazione di adeguatezza, l'entità del CTS raccolto e trattenuto dalle imprese distributrici, l'entità delle penalità versate dalle imprese distributrici e degli indennizzi pagate ai clienti.

Clienti con potenza disponibile inferiore a 100 kW con consegna su palo o tramite cabina di elevazione con consegna agli amarri

- 7.37 Per questi clienti, esclusi dalla regolazione individuale, sono emersi i seguenti elementi:
- a) Enel distribuzione e Set distribuzione ritengono che debba essere confermato il regime di esclusione;
 - b) Confindustria ritiene che tali clienti dovrebbero pagare il CTS poiché in alcuni casi possono contribuire negativamente alla continuità del servizio; dovrebbe essere introdotto un incentivo per l'adeguamento di tali impianti e non essere previste penalità da parte delle imprese distributrici;
 - c) Anie ritiene che tali clienti, causa di problemi di continuità sulla rete, debbano essere inclusi nella regolazione, pur con opportune specificità.
- 7.38 Durante gli incontri tematici i produttori hanno lamentato una significativa incidenza negativa sulla continuità del servizio da parte degli impianti con potenza disponibile inferiore a 100 kW, con consegna su palo o tramite cabina di elevazione con consegna agli amarri.
- 7.39 Per quanto riguarda i clienti con potenza disponibile inferiore a 100 kW con punto di trasformazione su palo o con consegna agli amarri l'Autorità, vista la divergenza delle osservazioni pervenute alla consultazione, identifica le seguenti possibilità tra loro alternative:

- a) prevedere un incentivo, finanziabile con il Fondo clienti MT, per ogni punto di consegna trasformato in BT; tale soluzione potrebbe essere applicata dapprima ai punti di trasformazione su palo per il biennio 2012-13, prevedendo un incentivo pari a 2.000-3.000 € per ogni punto di trasformazione su palo trasformato in BT dall'impresa; tale soluzione, applicabile successivamente anche ai punti con consegna agli amari, prevederebbe un censimento al 2011 dei punti di trasformazione su palo ed una erogazione *una-tantum* dell'incentivo nel 2014; si potrebbero prevedere penalità di pari importo per ogni punto di trasformazione su palo non trasformato in BT;
- b) confermare l'esclusione dalla regolazione per tali punti di consegna.

Spunti per la consultazione

- Q.7** *Quale tra le opzioni #1.B e #1.C si preferisce e perché?*
- Q.8** *In caso di adozione dell'opzione #1.B, quale tra i due sistemi di incentivazione proposti (ai punti 7.13 e 7.19) si ritiene preferibile?*
- Q.9** *Si condivide la proposta di incentivazione alla trasformazione in BT dei punti di trasformazione su palo da parte delle imprese distributrici? Se no, per quali motivazioni?*

8 Semplificazione della disciplina della regolazione individuale del numero di interruzioni per clienti MT

- 8.1 Le proposte di semplificazione della disciplina della regolazione individuale del numero di interruzioni per i clienti alimentati in media tensione hanno avuto ad oggetto i seguenti aspetti:
 - a) modifica della formula di calcolo del Corrispettivo Tariffario Specifico (CTS);
 - b) fatturazione del CTS;
 - c) calcolo della potenza effettiva interrotta ai fini della valorizzazione delle penalità e degli indennizzi;
 - d) utilizzo dell'IMS-FGT (Interruttore di Manovra Sezionatore con Fusibili e relè di Guasto a Terra) per la conformità ai requisiti semplificati;
 - e) sostituzione dell'IMS con fusibili;
 - f) affinamento della valorizzazione economica della potenza interrotta per produttori e per clienti produttori.
- 8.2 Alla fine del presente capitolo vengono brevemente sviluppate nuove proposte tra le quali l'estensione dei rimborsi automatici per le interruzioni prolungate/estese ai produttori.

Modifica della formula di calcolo del Corrispettivo Tariffario Specifico (CTS)

- 8.3 E' stato proposto di utilizzare a partire dal 2012 una diversa formula di calcolo del CTS, nell'ipotesi di utilizzare il parametro PD (Potenza Disponibile), coincidente con la potenza disponibile in prelievo per i clienti finali o con la potenza disponibile in immissione per i produttori (il massimo tra i due valori per i clienti-produttori):

$$\text{CTS} = A \text{ [€]} \quad [1]$$

per PD con potenza disponibile inferiore o pari a 400 kW

$$\text{CTS} = A + B * [(PD - 400) / 400]^C \text{ [€]} \quad [2]$$

per PD con potenza disponibile superiore a 400 kW e inferiore o uguale a 3.000 kW

$$\text{CTS} = D \text{ [€]} \quad [3]$$

per PD con potenza disponibile superiore a 3.000 kW

8.4 Tale esigenza si è manifestata perchè il rischio di provocare una interruzione del servizio elettrico da parte di un cliente non adeguato, più che dal fattore intensivo (quantità direttamente proporzionale al numero di ore di utilizzo della rete elettrica), dipende principalmente da due fattori:

- a) l'essere connesso alla rete: tale primo fattore può, in via semplificativa, essere assunto indipendente dal fatto che l'impianto stia prelevando, stia immettendo o sia nella condizione di non prelevare né di immettere energia dalla/nella rete;
- b) l'estensione elettrica (complessità) della sezione MT dell'impianto, che si può assumere proporzionale (almeno entro un certo *range*) con la potenza disponibile associata all'impianto.

8.5 La nuova formula di calcolo del CTS presenta il vantaggio di poter essere determinata senza necessitare di informazioni sull'energia prelevata/impressa e sulle sue variazioni annuali. Un ulteriore vantaggio è legato alla possibilità, tramite la PD, di applicare tale formula in maniera immediata anche ai produttori.

8.6 Sono state effettuate delle simulazioni utilizzando per i parametri A, B, C e D i seguenti valori:

- a) A = 600€;
- b) B = 600€;
- c) C = 0,5;
- d) D = 2.130€ (conseguente alla scelta dei valori per i parametri A, B e C).

È stato inoltre effettuato un confronto con la vigente formula di calcolo del CTS nell'ipotesi di un fattore intensivo pari a 1.500h, 2.000h e 2.500 h.

8.7 La consultazione ha espresso consenso alla proposta dell'Autorità, evidenziando soprattutto come il gettito complessivo del CTS non debba diminuire (l'Autorità ha interpretato tale affermazione supponendo che il numero clienti non adeguati rimanga costante). È stata evidenziata una complicazione amministrativa, con impatto sui sistemi informativi, dovuta esclusivamente al fatto che la formula di calcolo del CTS venga modificata. È stato suggerito di prevedere un aumento graduale del CTS piuttosto che aumenti in funzione di determinati eventi (CTS_M). È stato infine sottolineato come la riduzione della potenza disponibile possa portare ad un decremento dell'ammontare da corrispondere da parte del cliente, pur rimanendo invariata la complessità dell'impianto (fattore estensivo) nel caso di variazione da un valore superiore a 400 kW ad uno inferiore a 400 kW.

- 8.8 Con riferimento a quest'ultimo aspetto, l'affermazione appare non rispecchiare del tutto la realtà dal momento che la richiesta di riduzione della potenza disponibile è normalmente conseguente a minori prelievi a loro volta conseguenti ad un effettivo ridimensionamento dell'impianto di utenza.
- 8.9 In definitiva, tenuto conto di quanto emerso dalla consultazione, l'Autorità intende dare seguito alla proposta mantenendo sostanzialmente invariato l'onere per il cliente non adeguato¹⁷. Per quanto riguarda la determinazione dei parametri A, B, C e D, dai dati in possesso dell'Autorità il valore del parametro intensivo in riferimento all'anno 2009 è mediamente pari a circa 1.500h nella fascia tra 100 e 500 kW e circa 2.000h nella fascia superiore a 500 kW. Ragione per la quale, al fine di mantenere costante il gettito complessivo del CTS e l'onere per il singolo cliente finale non adeguato, il parametro B potrebbe essere portato a 700€, mantenendo per i parametri A e C i valori proposti nel DCO 40/10, e assumendo di conseguenza un valore per il parametro D pari a 2.385€. La calibrazione di tali parametri verrà tuttavia effettuata con il quinto documento per la consultazione, a seguito della richiesta dati alle maggiori imprese distributrici prevista dal piano AIR nel periodo maggio-giugno 2011.
- 8.10 Le proposte di revisione della formula di calcolo del CTS non impattano sulla disciplina del CTS_M le cui previsioni di applicazione rimangono quelle previste dall'allegato B alla delibera ARG/elt 33/08.

Fatturazione del CTS

- 8.11 Nel DCO 40/10 l'Autorità ha proposto che le imprese distributrici fatturino il CTS secondo la periodicità di fatturazione del trasporto al venditore, ma indicando separatamente le singole quote mensili e il mese di riferimento per ogni quota. L'Autorità ha inoltre proposto che il venditore riporti nei documenti di fatturazione al cliente finale le medesime informazioni nella prima fatturazione utile successiva al ricevimento della fattura da parte dell'impresa distributtrice.
- 8.12 La proposta trova motivazione nel fatto che l'Autorità ha ricevuto numerosi reclami e richieste di chiarimenti, connessi alla fatturazione del CTS, da parte dei clienti finali in merito a:
- fatturazioni di quote di CTS prive di riferimento al periodo temporale cui corrispondono (o incluse nella quota trasporto);
 - possibili doppie fatturazioni del CTS in caso di cambio del venditore.
- 8.13 La consultazione ha espresso opinioni diverse sul tema:
- Enel distribuzione si è dichiarata contraria a modalità di fatturazione ed esposizione in fattura, propendendo semmai per una fatturazione separata del CTS;
 - Federutility e Set distribuzione non hanno espresso opinioni;
 - Confindustria in prima battuta preferirebbe comunicazioni utili, lasciando libera la fatturazione; in seconda battuta accetterebbe anche una modalità di fatturazione del CTS come proposta dall'Autorità;

¹⁷ In realtà, essendo il fattore intensivo diverso da cliente a cliente, si verificherà che alcuni clienti potranno versare un CTS un po' più elevato, mentre altri un po' meno.

- d) Assoelettrica ha condiviso la proposta, ma sottolineando la necessità di standardizzare i flussi informativi tra impresa distributrice e venditore e la libertà per il venditore di fatturare in modo aggregato il CTS;
 - e) i venditori hanno solo in parte condiviso la proposta, evidenziando posizioni differenti; Eni ha condiviso pienamente la proposta. Edison, E.on e Aiget hanno evidenziato posizioni analoghe a quella di Assoelettrica;
 - f) Anie si è dichiarata contraria, propendendo per una fatturazione separata annuale, accompagnata da lettera.
- 8.14 A seguito di tali osservazioni, le valutazioni dell’Autorità possono essere così riassunte:
- a) una fattura diretta dall’impresa distributrice al cliente finale appare una soluzione non attuabile;
 - b) al punto 3.7, lettere c) e d), del DCO 40/10 sono state ricordate le iniziative che l’Autorità ha messo in campo per sensibilizzare i clienti all’adeguamento dei propri impianti;
 - c) i flussi informativi tra imprese distributrici e venditori in materia di fatturazione non sono stati oggetto di standardizzazione da parte dell’Autorità, pertanto la standardizzazione del flusso riguardante la fatturazione del CTS potrà essere presa in considerazione solamente in una eventuale fase successiva.
- 8.15 Tutto ciò considerato, data la rilevanza del tema, l’Autorità ritiene di confermare la propria proposta.

Calcolo della potenza effettiva interrotta ai fini della valorizzazione delle penalità e degli indennizzi

- 8.16 Nel DCO 40/10 l’Autorità ha proposto l’utilizzo sistematico della potenza effettiva interrotta ai fini del calcolo delle penalità e degli indennizzi automatici ai clienti in luogo della potenza media interrotta PMI convenzionale e l’utilizzo della media aritmetica delle potenze effettive interrotte rilevate relative a tutte le interruzioni occorse nell’anno di riferimento, e valide ai fini del confronto con lo standard, per la valorizzazione delle penalità e degli indennizzi stessi.
- 8.17 La consultazione ha espresso una opinione favorevole, precisando tuttavia che:
- a) è necessario tenere conto dei tempi tecnici necessari per l’implementazione della funzione (Enel e Federutility);
 - b) la potenza effettiva interrotta dovrebbe essere utilizzata solo per le interruzioni che eccedono lo standard (Federutility);
 - c) il calcolo della potenza effettiva interrotta è difficoltoso, anche se riconosce che in ore a basso carico potrebbe essere maggiormente conveniente per il distributore (Acea);
 - d) non deve comportare disomogeneità a livello territoriale (Confindustria, Anie).
- 8.18 L’utilizzo della potenza effettiva interrotta ai fini della valorizzazione degli indennizzi automatici appare lo strumento che meglio riflette il disagio subito dal cliente a causa di una interruzione, indipendentemente dalla sua localizzazione sul territorio e dall’ordine cronologico di occorrenza dell’interruzione. Inoltre dovrebbe

scoraggiare comportamenti opportunistici da parte dei clienti. Ragioni per le quali l'Autorità intende dare seguito alla proposta, proponendo che la data di inizio obbligatoria per l'utilizzo della potenza effettiva interrotta in luogo della PMI sia fissata al 1° gennaio 2013. Sino al termine del 2012 rimarrebbero in vigore le regole attuali.

- 8.19 Come già osservato al punto 7.11, l'utilizzo della potenza effettiva interrotta potrebbe ridurre le penalità (gli indennizzi) fino a 1/3.

Utilizzo dell'IMS-FGT (Interruttore di Manovra Sezionatore con Fusibili e relè di Guasto a Terra) per la conformità ai requisiti semplificati

- 8.20 Nel DCO 40/10 l'Autorità ha proposto la possibilità di utilizzo dell'Interruttore di Manovra Sezionatore con Fusibili e relè di Guasto a Terra per l'adeguamento degli impianti conformi ai requisiti semplificati. La "Specifiche per Interruttori di Manovra Sezionatori combinati con Fusibili equipaggiati con relè di guasto a terra (IMS-FGT)" predisposta dal CEI ha superato la fase di inchiesta pubblica (conclusasi a fine febbraio 2011) e si è tuttora in attesa della sua pubblicazione.

- 8.21 La consultazione ha espresso opinioni favorevoli all'utilizzo di tale dispositivo per l'adeguamento ai requisiti semplificati. Quanto alla proposta di incentivazione *un tantum* per i clienti che lo adottassero, attingendo alle risorse del CTS, la consultazione ha manifestato posizioni tra loro contrastanti. In sintesi:

- a) Enel distribuzione ha manifestato parere favorevole all'incentivazione all'adeguamento, ma in generale, non necessariamente ai clienti che adottassero l'IMS-FGT; ha inoltre dichiarato che la norma CEI 0-16 dovrebbe essere aggiornata dopo la pubblicazione della specifica dell'IMS-FGT e che l'utilizzo dell'IMS-FGT dovrebbe essere possibile solo per l'adeguamento ai requisiti semplificati;
- b) Federutility ha espresso contrarietà perché discriminerebbe tra i clienti che si non adeguati e quelli che non lo hanno fatto; ha inoltre dichiarato che un IMS dovrebbe essere sostituito solo da un DG + PG o da un IMS-FGT; per Federutility l'incentivo dovrebbe essere erogato solo per coprire i costi della dichiarazione di adeguatezza;
- c) Set distribuzione ha condiviso la proposta dell'Autorità;
- d) Confindustria si è mostrata favorevole all'introduzione dell'IMS-FGT, indicando che l'incentivo andrebbe erogato solo ai clienti che si sono conformati ai requisiti semplificati tramite la norma CEI 0-15; tuttavia, in linea generale, l'incentivo dovrebbe essere riconosciuto indipendentemente dalla soluzione adottata e per coprire i costi delle verifiche a campione da parte delle imprese distributrici;
- e) Anie ha condiviso l'utilizzo dell'IMS-FGT come soluzione semplificata, ma ritiene che l'incentivazione debba prescindere dalla soluzione tecnologica adottata e dovrebbe coprire i costi delle verifiche a campione da parte delle imprese distributrici.

- 8.22 In ragione degli elementi acquisiti dai contributi pervenuti, l'Autorità intende:

- a) dare seguito alla proposta di utilizzare l'IMS-FGT per l'adeguamento ai requisiti semplificati come soluzione alternativa alla manutenzione, che viene confermata;

- b) valutare la previsione di un incentivo *una-tantum* per i clienti che si adeguano ai requisiti semplificati, quindi con potenza disponibile inferiore o uguale a 400 kW, tramite IMS-FGT, subordinandola alla effettiva disponibilità sul mercato di tale apparecchiatura ed al suo prezzo.

Sostituzione dell'IMS con fusibili

- 8.23 L'Autorità ha inteso pervenire alla rimozione di una complicazione dovuta al combinato disposto dal comma 36.3 del TIQE e dal comma 7.1, lettera b), dell'allegato B alla deliberazione ARG/elt 33/08, proponendo di semplificare la regolazione esistente consentendo al cliente finale di poter sostituire un IMS con un altro IMS (anche di tipo FGT, quando disponibile), senza per questo essere costretto all'invio di una nuova dichiarazione di adeguatezza all'impresa distributrice.
- 8.24 Attualmente il Testo integrato, al comma 36.3, prevede che in caso di sostituzione di un IMS con un altro IMS il cliente finale debba rinnovare la dichiarazione di adeguatezza all'impresa distributrice. Per contro, l'allegato B alla deliberazione ARG/elt 33/08, al comma 7.1, lettera b), prevede che se il cliente decide di sostituire il DG, lo può fare solamente installando un nuovo DG + PG, conforme alla norma CEI 0-16. Nel caso in cui il DG sia costituito da un IMS, tale regola impedirebbe al cliente di sostituire un IMS con altro IMS.
- 8.25 La consultazione ha espresso parziale consenso:
- a) Enel distribuzione è favorevole purchè, per mantenere soddisfatto il requisito di adeguatezza, la nuova apparecchiatura installata sia conforme ai requisiti applicabili alla data della sostituzione;
 - b) Fedutility ritiene che un IMS possa essere sostituito solamente da un IMS-FGT oppure da un DG+PG;
 - c) Set distribuzione si è mostrata favorevole alla proposta;
 - d) Confindustria e Anie ritengono che la dichiarazione di adeguatezza debba essere sempre inviata.
- 8.26 Considerati i contributi pervenuti, l'Autorità ritiene di dare seguito alla proposta formulata, prevedendo però che nella comunicazione all'impresa distributrice il cliente finale confermi l'applicabilità dei requisiti semplificati.

Affinamento della valorizzazione economica della potenza interrotta per produttori e per clienti produttori

- 8.27 Nel DCO 40/10 l'Autorità ha formulato una proposta mirata ad affinare la valorizzazione economica della potenza interrotta per i produttori connessi alle reti MT, in particolare ad un valore pari a circa 0,1 €/kW interrotto (in luogo dell'attuale V_p pari a 2-2,5 €/kW interrotto), valore che rifletterebbe in modo più adeguato il disagio per l'utente produttore dovuto al singolo episodio di interruzione.
- 8.28 La consultazione ha espresso opinioni favorevoli sia da parte dei distributori che da parte dei produttori. L'Autorità intende pertanto confermare la proposta, ritenendo che non possano essere accolte le proposte di Anie di differenziare la valorizzazione in funzione della tipologia di impianto di produzione e di Edison di riferire la valorizzazione alla potenza generata e non a quella immessa in rete dal momento che:

- a) la valorizzazione della potenza interrotta è di natura forfetaria, cioè l'indennizzo automatico non costituisce risarcimento di un danno subito per ottenere il quale è necessario il ricorso alla giustizia ordinaria;
 - b) una interruzione del servizio non ha rilevanza, in principio, sull'autoconsumo.
- 8.29 Si chiarisce che la valorizzazione sopra indicata deve essere utilizzata per le sole interruzioni lunghe poichè le ipotesi alla base di tale proposta presupponevano una durata media delle interruzioni pari a circa 30 minuti usando, l'indicatore CAIDI che si applica alle sole interruzioni lunghe (vedi punto 6.29 del DCO 40/10). Per le interruzioni brevi la valorizzazione è di conseguenza proposta pari a 0 €/kW.

Nuova proposta di aumento del parametro Vp

- 8.30 Considerato che l'introduzione del parametro Vp è avvenuta nel 2004, si propone un adeguamento di tale parametro a 3 e 2,5 €/kW interrotto rispettivamente per potenza effettiva interrotta fino a 200 kW e oltre 200 kW, coerentemente con la proposta di utilizzo della potenza effettiva interrotta¹⁸ e con i fattori di utilizzo della rete illustrati al punto 8.9. In analogia a quanto proposto per l'adozione della potenza effettiva interrotta ai fini della valorizzazione delle penalità e degli indennizzi, tale adeguamento potrebbe entrare in vigore dal 1° gennaio 2013.

Nuova proposta di estensione dei rimborsi automatici per le interruzioni prolungate/estese ai clienti produttori

- 8.31 *Estendere i rimborsi automatici per le interruzioni prolungate/estese anche ai clienti produttori.* Il TIQE prevede standard e rimborsi automatici per i clienti finali alimentati in media e bassa tensione che subiscono interruzioni di lunga durata. Gli standard di tempo massimo prima del ripristino dell'alimentazione sono definiti, in misura differenziata per grado di concentrazione e per livello di tensione, dalla tabella 8 della Parte I del TIQE. La tabella 9 della Parte I del TIQE definisce i rimborsi automatici a favore dei clienti MT e BT in caso di superamento di tali tempi massimi.
- 8.32 Si propone che, anche in conseguenza della sempre maggiore diffusione della generazione distribuita, tali rimborsi vengano estesi a tutti gli utenti. Si propone la seguente formulazione per gli utenti in immissione:
- a) valorizzazione indifferenziata per MT e BT poiché il disagio subito (specifico per unità di energia non immessa) è identico;
 - b) valorizzazione effettuata proporzionalmente alla potenza disponibile (nella necessaria ipotesi semplificativa che la potenza sia un proxy dell'energia non immessa e preferendo non utilizzare la potenza effettiva interrotta per via della lunga durata dell'interruzione);
 - c) coefficiente di rimborso pari a 0,2 €/(kW disponibile); il coefficiente proposto per il semplice superamento dello standard fa riferimento a una durata convenzionalmente riferita a 8 ore (durata media dello standard di tempo massimo), a una valorizzazione economica di riferimento di 0,12 €/kWh (cioè 120 €/MWh, il valore inferiore della forchetta indicata al punto 6.29 del DCO

¹⁸ Il TIQE prevede una soglia riferita alla potenza disponibile pari a 500 kW.

40/10) e a un fattore di immissione equivalente a piena potenza di 0,2 p.u. (che corrisponde all'incirca a 1800 ore/anno);

- d) coefficiente di rimborso per periodi ulteriori di 4 ore pari a 0,1 €/kW;
- e) tetto massimo di circa 3.000 €.

8.33 In relazione agli importi (anche molto limitati) che potrebbero risultare dal meccanismo di valorizzazione, si ritiene però necessario analizzare l'introduzione di una soglia minima, che potrebbe essere pari a circa 10-15 €. Al di sotto di tale soglia, il rimborso automatico non verrebbe corrisposto per evitare complessità amministrative.

8.34 Nel caso di clienti finali che siano anche clienti produttori si applicherebbe il maggiore rimborso automatico tra quello calcolato come cliente finale e quello calcolato come cliente produttore, in generale corrispondente con il rimborso per cliente finale.

Nuova proposta di esclusione dal rimborso automatico dei clienti che causano interruzioni prolungate

8.35 Attualmente tale esclusione non è prevista, ma in analogia con lo standard sul numero massimo annuo di interruzioni per i clienti MT, si propone che il cliente che causi una interruzione che dia luogo ai rimborsi per la durata massima, il cliente stesso ne sia escluso.

Spunti per la consultazione

Q.10 *Si ritiene che vi siano delle motivazioni contrarie alla ristrutturazione del parametro Vp? Se sì, di che natura?*

Q.11 *Si condivide la proposta di estendere anche ai produttori i rimborsi automatici per le interruzioni prolungate/estese? Se no, per quali motivazioni?*

9 Approfondimenti sui contratti per la qualità

9.1 Nel DCO 40/10 sono state analizzate le motivazioni che possono essere state alla base del mancato sviluppo dei contratti per la qualità. Allo scopo è stato pubblicato uno studio del Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano (DIG) che, con l'occasione, ha anche evidenziato le condizioni che potrebbero invece favorirne lo sviluppo.

9.2 È stata da un lato suggerita una soluzione ideale, anche se estremamente complessa, vale a dire l'instaurarsi di interazioni tra imprese distributrici e clienti finali che portino di comune accordo alla risoluzione dei problemi della qualità. In mancanza di questa, la definizione di una regola di *default*, in linea teorica per ogni dimensione della qualità, con associata una conseguenza nel caso non venga rispettata: ad esempio il pagamento di una penalità. Nell'immediato, per quanto riguarda la continuità del servizio:

- a) stabilire uno standard individuale relativo anche al numero delle interruzioni brevi (con le opportune differenziazioni territoriali);

- b) migliorare la pubblicazione dei dati di continuità, anche in modalità comparativa al fine di aumentare una maggiore consapevolezza da parte dei consumatori;
 - c) introdurre per i nuovi allacciamenti un obbligo di comunicazione di qualità attesa con riferimento al numero e alla durata delle interruzioni lunghe e alla frequenza delle interruzioni brevi;
 - d) introdurre l'obbligo per le imprese distributrici di definire un modello contrattuale standard per la stipula di accordi individuali con riferimento alle interruzioni lunghe e brevi, già condiviso con le rappresentanze dei consumatori, eventualmente da sottoporre all'Autorità per approvazione.
- 9.3 Per quanto riguarda la qualità della tensione il DIG ha sottolineato l'opportunità di introdurre forme di pubblicazione dei dati, anche in modalità comparativa, al fine di aumentare una maggiore consapevolezza da parte dei consumatori. In definitiva, i DCO 40/10 e 42/10 hanno sviluppato proposte allineate ai suggerimenti del DIG.
- 9.4 Per quanto riguarda la definizione di un modello contrattuale standard per la stipula di accordi individuali condiviso con le Associazioni dei consumatori, in particolari industriali, l'Autorità ha ritenuto che il solo riferirsi alle interruzioni lunghe e brevi, quindi a poche dimensioni della qualità, possa consentire di affrontare il riesame dei contratti per la qualità con una certa gradualità, focalizzando l'attenzione dapprima su aspetti contrattuali di maggiore domestichezza (la continuità del servizio piuttosto che genericamente tutti i parametri di qualità della tensione).
- 9.5 Sotto questo profilo l'Autorità ha proposto l'istituzione di un tavolo di lavoro tra imprese distributrici, Associazioni dei consumatori industriali e società di vendita allo scopo di studiare tale modello di contratto. L'Autorità ha proposto l'avvio del tavolo di lavoro verso fine 2011/inizio 2012 in modo tale che il nuovo modello di contratto possa essere studiato nel corso del 2012, ed essere applicabile a partire dal 2013, ed 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.
- 9.6 La consultazione ha espresso opinioni favorevoli all'istituzione di un tavolo di lavoro finalizzato allo studio di un nuovo modello di contratto per la qualità, al momento limitato alle interruzioni lunghe e brevi. 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.
- 9.7 Per quanto riguarda la migliore predisposizione alla stipula dei contratti per la qualità di uno standard separato per le interruzioni brevi piuttosto che un unico standard che includa sia le interruzioni lunghe che quelle brevi, non sono emerse particolari posizioni se non la conferma di quanto già espresso come preferenza all'opzione #1. 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.

- 9.8 In conclusione, tenendo conto di tutti gli elementi emersi, l’Autorità intende dare seguito alla proposta di istituzione di un tavolo di lavoro tra associazioni dei clienti industriali e imprese di distribuzione per porre allo studio un nuovo modello di contratto di qualità. Elementi di contesto utili alla sua predisposizione, proposti dall’Autorità o emersi dalla consultazione sono:
- a) obblighi e responsabilità delle controparti che impegnino entrambe in quanto a mancato rispetto degli impegni reciproci;
 - b) focalizzazione sulle interruzioni lunghe e brevi;
 - c) possibilità di contrattualizzare livelli di continuità peggiori degli standard fissati dall’Autorità;
 - d) possibilità di adozione di forme di “socializzazione locale” (linea/semisbarra/cabina) dei costi.

Spunti per la consultazione

Q.12 *Quali altri elementi di contesto potrebbero essere tenuti in considerazione per la predisposizione del nuovo modello di contratto per la qualità?*

Q.13 *Si ritiene che al tavolo di lavoro debbano partecipare anche le società di vendita?*

10 Monitoraggio della qualità della tensione sulle reti MT

- 10.1 In questo capitolo e nel successivo sono affinate le proposte dell’Autorità in materia di qualità della tensione sviluppate nel DCO 42/10, in esito ai contributi pervenuti e agli incontri tematici svoltisi nei mesi di febbraio e marzo 2011.
- 10.2 Sono state ricevute osservazioni scritte da cinque soggetti, di seguito elencati, oltre a feedback di diversa natura da parte di Terna, di associazioni di produttori, di associazioni di categorie di consumatori, di esperti di qualità della tensione del mondo accademico e scientifico, di installatori di impianti di utenza MT. I soggetti che hanno trasmesso osservazioni scritte sono:
- a) Confindustria;
 - b) Enel;
 - c) Eni;
 - d) Anie;
 - e) FederUtility.
- 10.3 L’Autorità ha identificato nel DCO 42/10 l’introduzione di obblighi di misurazione della qualità della tensione in capo alle imprese distributrici come elemento più rilevante della regolazione, perciò sottoposto ad analisi di impatto della regolazione AIR (opzione #2), con analisi quantitativa dei costi ed analisi qualitativa dei benefici. Nel presente capitolo, oltre alla definizione dell’opzione preferita, si sviluppano ulteriori orientamenti in materia di:
- a) copertura dei costi del sistema di monitoraggio della qualità della tensione di cui all’opzione AIR #2.B;
 - b) elementi preliminari all’implementazione dell’opzione AIR #2.B;

10.4 Ulteriori elementi in materia di qualità della tensione sono sviluppati nel capitolo seguente che introduce inoltre nuove prospettive di regolazione.

Introduzione di obblighi di misurazione della qualità della tensione (opzione AIR #2)

10.5 L’Autorità ha formulato e sottoposto ad analisi 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 (circa 4.000);
- d) **opzione AIR #2.C:** effettuare un monitoraggio esteso a tutti i punti di consegna MT (circa 90.000).

10.6 La valutazione complessiva effettuata nel DCO 42/10 ha evidenziato preliminarmente una preferenza per l’opzione di regolazione #2.B, come sintetizzato nella Tabella 16.

Tabella 16 – Valutazione AIR delle opzioni relative all’ipotesi di regolazione #2

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

10.7 La Tabella 17 sintetizza le osservazioni ricevute relativamente alle opzioni AIR e alle valutazioni ed opzioni espresse nel capitolo 7 del DCO 42/10.

10.8 Inoltre, in occasione degli incontri tematici prima citati, Assosolare ha espresso il proprio parere positivo allo “sviluppo della disciplina della qualità della tensione”.

10.9 Sulla base del consenso riscontrato nelle osservazioni ricevute, l’Autorità individua l’opzione preferita #2.B di estensione al monitoraggio di tutte le semisbarre MT di CP, come già definite nel DCO 42/10: una semisbarra MT di CP è una sbarra MT di distribuzione di energia elettrica a utenti MT o BT:

- a) in una cabina primaria AT/MT;

- b) in una stazione di trasformazione AAT/MT o AT/MT;
- c) in un impianto di produzione con trasformazione AAT/MT o AT/MT a due o tre avvolgimenti.

Tabella 17 – Sintesi delle osservazioni scritte relative all’opzione AIR #2

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>

10.10 Commenti di Confindustria ed Enel hanno sottolineato “opportune verifiche sull’analisi costi-benefici”¹⁹. L’Autorità ritiene che i nuovi elementi raccolti nel corso della consultazione rafforzino l’analisi del DCO 42/10, basata anche su un confronto internazionale:

- a) FederUtility ha indicato infatti che “le considerazioni in termini economici presentate al capitolo 7 sono condivisibili, al netto di possibili effetti di scala”;
- b) Confindustria stessa ha osservato che i costi da interruzioni transitorie valutati dal Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano nel 2006 andrebbero aggiornati [si intende con valori più elevati]; se, più in generale, i costi di tutte le microinterruzioni fossero superiori alle stime del 2006, i benefici originati da un sistema di monitoraggio esteso (pur difficilmente quantificabili per le ragioni spiegate al punto 7.12 del DCO 42/10), sarebbero di conseguenza maggiori;
- c) FederUtility ha comunicato che “indipendentemente dagli obblighi di servizio imposti da AEEG, alcuni distributori hanno già investito nel monitoraggio esteso della qualità tecnica sulla rete di distribuzione”. Tale scelta già effettuata da alcune imprese distributrici conferma l’esistenza di significativi benefici che le stesse imprese distributrici hanno identificato.

10.11 Riguardo il commento di FederUtility sull’approccio alternativo di contratti per la qualità tra le parti, l’Autorità ritiene piuttosto che la disponibilità dell’informazione per tutti gli utenti sui buchi di tensione alla semisbarra MT di CP (e quindi al

¹⁹ Citazione dalla risposta di Enel. La risposta di Confindustria (quesito Q.7 del DCO 42/10) esprime osservazioni simili. Appare invece diverso il commento di FederUtility (osservazioni generali) di “ponderare tali interventi ad effettivi e dimostrabili benefici immediati o futuri per la collettività dei clienti piuttosto che per singole utenze”.

proprio punto di consegna, fatte salve le ragioni di modesta differenza già discusse nel DCO 42/10) possa avere un ruolo complementare e propedeutico, e non alternativo allo sviluppo di possibili contratti per la qualità riguardanti i buchi di tensione.

Copertura dei costi del sistema di monitoraggio della qualità della tensione di cui all'opzione AIR #2.B

- 10.12 Le posizioni espresse sono significativamente differenti: Confindustria ed Enel indicano il finanziamento mediante i fondi di Ricerca di Sistema, mentre FederUtility “ritiene che dal punto di vista finanziario vi possa essere una più immediata copertura dei costi di investimento nel caso di un incremento ulteriore della quota CTS trattenuta dai distributori”.
- 10.13 Relativamente alle proposte di Confindustria e di Enel di finanziamento mediante i fondi di Ricerca di Sistema, il 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 stabilito:
- a) con l’articolo 10, che i costi relativi alle attività di ricerca e sviluppo finalizzate all’innovazione tecnica e tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico costituiscono onere generale afferente al sistema elettrico ai sensi dell’articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, in una serie di circostanze identificate dal comma 1. dell’articolo medesimo;
 - b) con l’articolo 11, che i costi relativi alle attività di ricerca e sviluppo siano coperti attraverso stanziamenti a carico di un Fondo per il finanziamento delle attività di ricerca istituito presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico ed alimentato dal gettito di una componente [l’attuale componente A5] della tariffa del servizio di distribuzione dell’energia elettrica.
- 10.14 In particolare, il comma 1 dell’articolo 10 del suddetto decreto stabilisce che le attività (oltre ad essere di ricerca e sviluppo) “non siano in alcun modo sostitutive di attività direttamente svolte dai singoli soggetti operanti nel settore dell’energia elettrica nell’ambito della loro gestione caratteristica di impresa”.
- 10.15 Alla luce delle disposizioni del decreto suddetto, l’Autorità ritiene che, a differenza delle attività di ricerca applicata, sviluppo e dimostrazione in campo che sono alla base del progetto QuEEN, 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’.
- 10.16 Richiamando la proposta di FederUtility di finanziamento tramite quote del Corrispettivo Tariffario Specifico e, più in generale, il commento di FederUtility di ponderare gli interventi rispetto ai destinatari dei benefici, l’Autorità osserva che i principali benefici ottenibili grazie al sistema di monitoraggio di cui all’opzione #2.B (es. comunicazione individuale dei buchi di tensione) andranno a favore degli utenti MT. Inoltre, beneficeranno del sistema di monitoraggio esteso le imprese distributrici che potranno avere una maggiore conoscenza delle performance di qualità della tensione delle proprie reti e, indirettamente, gli utenti BT, grazie sia al miglioramento di qualità della tensione sulle reti di distribuzione determinato dalla migliore conoscenza, sia alla comunicazione (prevista nel lungo termine) dei livelli

storici dei buchi di tensione in prossimità del loro futuro punto di consegna. Sulla base dei benefici qui sintetizzati, si ritiene ragionevole che la copertura di parte dei costi possa essere effettuata tramite il CTS versato dagli utenti MT.

- 10.17 L'Autorità propone perciò due opzioni per la copertura dei costi per ciascuna apparecchiatura di misura messa in servizio:
- a) nella prima opzione, una quota percentuale pari al 70-90% del costo di investimento unitario associato all'approvvigionamento della singola apparecchiatura di misura da parte dell'impresa distributrice di maggiori dimensioni è coperta direttamente trattenendo quote di Corrispettivo Tariffario Specifico, previa rendicontazione all'Autorità; in questo caso, l'Autorità ritiene ragionevole che la piccola percentuale rimanente di tali costi resti in capo alle imprese distributrici, sia per riflettere i benefici per esse possibili (ricordati al precedente punto), sia per garantire l'efficienza economica dell'approvvigionamento;
 - b) nella seconda opzione, una quota percentuale pari al 40-60% del costo di investimento unitario associato all'approvvigionamento della singola apparecchiatura di misura da parte dell'impresa distributrice di maggiori dimensioni è coperta direttamente trattenendo quote di Corrispettivo Tariffario Specifico, previa rendicontazione all'Autorità; la parte rimanente dei costi sarebbe invece remunerata tramite la consueta remunerazione tariffaria.
- 10.18 Il suddetto meccanismo di copertura mediante CTS non deve essere applicato alle apparecchiature di misura e ai relativi sistemi già messi in campo dalle imprese distributrici, che siano già stati o siano attualmente finanziati attraverso differenti meccanismi (es. tariffe di distribuzione o Fondo Ricerca di Sistema), in modo da evitare effetti di doppia remunerazione.
- 10.19 Sulla base dell'opzione preferita, l'Autorità si riserva inoltre di valutare in che misura e con che modalità la percentuale di finanziamento mediante quote di CTS debba essere decurtata in caso di mancato rispetto degli obblighi di installazione e messa in servizio del sistema di monitoraggio esteso della qualità della tensione.
- 10.20 Tale modalità di copertura dei costi di investimento esclude implicitamente la proposta di una extra-remunerazione del capitale investito mediante maggiorazione del WACC, avanzata da FederUtility. L'Autorità riconosce una componente di innovazione che caratterizza la *'implementation'* del sistema di monitoraggio esteso, ma ha già adeguatamente promosso l'effetto di innovazione tecnologica tramite la realizzazione del relativo progetto di *'demonstration'* QuEEN²⁰ e ritiene perciò che non possa essere applicato un meccanismo di extra-remunerazione simile a quanto previsto per le dimostrazioni di *'smart grids'* dal comma 11.4, lettera d), del Testo integrato delle tariffe (TIT).
- 10.21 Infine, l'Autorità propone che i costi operativi associati alla realizzazione del sistema di monitoraggio esteso rientrino nel consueto trattamento tariffario dei costi operativi, disciplinato dal TIT.

²⁰ Si sono qui usati i termini inglesi ad illustrare la catena dell'innovazione costituita da research (ricerca), development (sviluppo tecnologico), demonstration (dimostrazione) e implementation (implementazione, indicata anche con i termini roll-out o deployment). L'Autorità condivide la posizione dei regolatori europei secondo cui l'eventuale incentivo all'innovazione deve concentrarsi nella fase di demonstration (European Regulators' Group for Electricity and Gas, "ERGEG position paper on smart grids").

Elementi preliminari all'implementazione dell'opzione AIR #2.B

10.22 L'Autorità ha dedicato alcuni spunti nel DCO 42/10 ad ulteriori elementi preliminari all'implementazione dell'opzione di regolazione, fra cui le possibili sinergie con il sistema di monitoraggio QuEEN, la cooperazione tra imprese distributrici, la gradualità sia temporale (imprese distributrici inizialmente coinvolte), sia spaziale (zone con peggior qualità della tensione), le azioni necessarie per individuare la provenienza dei buchi di tensione. Inoltre il punto 7.23 del DCO 42/10 ha indicato la tempistica di tre anni a partire dal 2012 per l'adempimento dell'obbligo.

10.23 Le risposte scritte alla consultazione sono sintetizzate nella Tabella 18.

Tabella 18 – *Sintesi delle osservazioni scritte relative ad ulteriori elementi correlati al sistema di monitoraggio esteso*

Soggetto	Ulteriori osservazioni
Confindustria	<i>Maggiore divulgazione dei dati rispetto al sistema QuEEN No gradualità per imprese distributrici Indispensabile iniziare nelle zone con peggior qualità della tensione Inclusione misura di corrente al secondario del trasformatore AT/MT</i>
Enel	<i>Ammissibile la realizzazione di sistemi propri di ogni distributore No gradualità per imprese distributrici per dimensione Tempo ipotizzato dall'AEEG 'appena sufficiente' Realizzazione su tutta la rete senza differenziazioni nella fase iniziale Confronto dei buchi di due AdM nella stessa CP Enormemente complessa la correlazione degli avviamenti distanziometriche in CP vicine</i>
Eni	<i>Utile incentivare studi su qualità del servizio, cause e come migliorare le performance</i>
ANIE	<i>Su base volontaria, le AdM QuEEN possano comunicare i dati Indispensabile iniziare nelle zone con peggior qualità della tensione Inclusione misura di corrente al secondario del trasformatore AT/MT</i>
FederUtility	<i>Affidamento monitoraggio nazionale a unico soggetto - sinergie punto 10.6 DCO 42/10 Ulteriore analisi 'prima di suggerire plausibili tempistiche' Probabile fattispecie di gara europea per approvvigionamento AdM su larga scala Necessità di definire le specifiche tecniche per tale gara Standardizzazione a livello nazionale di apparecchiature e software Inclusione misura di corrente al trasformatore AT/MT</i>

10.24 Le osservazioni di Enel sono contrarie alla gradualità di implementazione per le imprese distributrici (prima l'impresa maggiore poi progressivamente le altre), mentre FederUtility è favorevole all'affidamento a livello nazionale ad un unico soggetto nonché alla standardizzazione delle apparecchiature di misura e registrazione e del software di analisi ed aggregazione dei dati.

10.25 L'Autorità propone perciò che venga costituito un tavolo tecnico allo scopo di individuare e definire gli elementi tecnici preliminari alla realizzazione di un sistema di monitoraggio esteso, fra cui potrebbero essere inclusi i seguenti aspetti:

- a) specifiche funzionali di massima (in particolare per le strutture dati e la loro disponibilità temporale);
- b) 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);
- c) specifiche tecniche delle apparecchiature di misura;
 - d) 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);
 - e) definizione e standardizzazione dei flussi di dati necessari alla presentazione dei risultati aggregati.
- 10.26 L'Autorità ritiene preliminarmente che tale tavolo tecnico debba essere coordinato dalla società RSE - Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A., che opera il sistema QuEEN, e monitorato dalla Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità stessa e coinvolgere le imprese distributrici di energia elettrica e loro associazioni di categoria, e Terna.
- 10.27 Riguardo la definizione delle zone su cui concentrare le fasi iniziali dell'attività di monitoraggio esteso, le risposte alla consultazione sono state discordanti. Tale valutazione non è peraltro necessaria nel breve termine.
- 10.28 Enel ha osservato 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 conferma comunque le previsioni per la durata dell'implementazione in tre anni a partire dal 2012.
- 10.29 In relazione alle osservazioni di Confindustria ed Eni sulla necessità di maggiore divulgazione dei dati e l'incentivazione di studi sulla qualità del servizio, l'Autorità ritiene che siano da valutare le modalità di messa a disposizione dei dati del sistema di monitoraggio esteso a istituzioni interessate alla ricerca sulla qualità della tensione e, in particolare, alla società RSE - Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A., che opera attualmente il sistema QuEEN ed ha già svolto ricerche sui dati da questo resi disponibili.
- 10.30 Per quanto riguarda la provenienza dei buchi di tensione, aspetto la cui rilevanza - già sottolineata ai punti 7.27 e 7.28 del DCO 42/10 - è stata ribadita da numerosi operatori, si ritiene opportuno esplicitare 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. Si ritiene opportuno confermare la priorità - nelle fasi iniziali di realizzazione del monitoraggio esteso - allo studio della correlazione tra semisbarre MT della stessa cabina primaria e tenere conto, come sottolineato da numerose osservazioni, dell'analisi della misura di corrente all'avvolgimento secondario del trasformatore AT/MT (attualmente disponibile allo SCADA).

Spunti per la consultazione

Q.14 *Si condivide la posizione dell'Autorità riguardo la copertura dei costi del sistema di monitoraggio della qualità della tensione di cui all'opzione AIR #2.B? Se no, per quali motivazioni? Quale opzione di copertura tramite CTS si ritiene preferibile? Perché?*

Q.15 *Si concorda con la proposta dell’Autorità di costituire un tavolo tecnico preliminare all’implementazione del sistema di monitoraggio e sui relativi partecipanti? Si ritiene che la lista di elementi tecnici di cui al punto 10.25 debba essere integrata o modificata? Se sì, come?*

11 Approfondimento di altre proposte in materia di qualità della tensione sulle reti di distribuzione

11.1 L’Autorità ha inoltre individuato nel DCO 42/10 e sintetizzato nella sua Appendice B le seguenti ulteriori proposte di regolazione (qui riordinate secondo l’ordine con cui vengono descritte in questo capitolo):

- a) pubblicazione periodica dei dati nazionali e locali (regionali/provinciali) relativi alle interruzioni transitorie e pubblicazione comparativa dei dati relativi alle interruzioni transitorie per i clienti serviti dalle principali imprese distributrici;
- b) comunicazione individuale dei buchi di tensione a ogni cliente MT;
- c) comunicazione dei livelli storici di interruzioni lunghe, brevi e transitorie e dei buchi di tensione ai richiedenti connessione MT;
- d) responsabilizzazione dei clienti MT in merito all’immunizzazione dei propri impianti a fronte dei buchi di tensione meno severi;
- e) responsabilizzazione delle imprese distributrici in merito ai buchi di tensione più severi;
- f) definizione di indicatori sintetici per il monitoraggio della performance di rete in materia di buchi di tensione;
- g) pubblicazione periodica di indicatori sintetici relativi ai buchi di tensione su base nazionale e locale (regione/provincia/cabina primaria) e comparativa tra le principali imprese distributrici;
- h) campagna di monitoraggio delle variazioni lente di tensione sulle reti BT tramite i misuratori elettronici;
- i) modifica dello standard di qualità commerciale relativo alla verifica della tensione di alimentazione.

11.2 Inoltre, questo capitolo sintetizza le osservazioni relative al ruolo della ricerca e illustra nuove prospettive di regolazione emerse negli ultimi mesi relativamente a:

- a) aggiornamento della applicazione per via regolatoria dei limiti di qualità della tensione a seguito della pubblicazione della norma CEI EN 50160:2010;
- b) applicazione per via regolatoria dei limiti di variazione della tensione sulle reti in bassa tensione previsti dalla norma CEI 8-6;
- c) richiesta di comunicazione individuale della potenza di corto circuito con verifica analitica da parte dell’impresa distributtrice;
- d) possibile introduzione di un obbligo informativo agli utenti MT in materia di potenza di corto circuito.

Pubblicazione periodica dei dati nazionali e locali (regionali/provinciali) relativi alle interruzioni transitorie e pubblicazione comparativa dei dati relativi alle interruzioni transitorie per i clienti serviti dalle principali imprese distributrici

11.3 Nel capitolo 5 del DCO 42/10 l’Autorità ha proposto di aumentare il livello di pubblicità sulle condizioni del servizio elettrico relativamente alle interruzioni

transitorie, mediante pubblicazioni periodiche comparative tra imprese distributrici e con disaggregazione su base locale (regionale e/o provinciale), contestualmente ai dati relativi al numero di interruzioni lunghe e brevi.

- 11.4 Confindustria ed Anie hanno condiviso la proposta. Enel ha sottolineato che sarebbero opportune iniziative parallele di informazione sui fenomeni di qualità della tensione e sulle modalità di desensibilizzazione degli impianti. In tal senso ha proposto l'avvio di un tavolo di lavoro tra distributori e rappresentanti dei consumatori. FederUtility ha sottolineato l'inefficacia della pubblicazione aggregata ai fini di possibili scelte di localizzazione di impianti industriali (al riguardo, si rimanda alla successiva sezione relativa alla comunicazione individuale per 'richiedenti connessione') e non ha condiviso la pubblicazione comparativa per l'influenza sulle statistiche del (crescente) livello di innovazione delle reti e del numero di utenti non adeguati.
- 11.5 La soluzione alternativa di un percorso orientato più direttamente a una regolazione individuale del numero di interruzioni transitorie non è stata condivisa da Anie, Confindustria, Enel, FederUtility perché ritenuta non giustificabile o prematura.
- 11.6 L'Autorità intende dar seguito alle proposte formulate e procedere alla pubblicazioni dei dati relativi alle interruzioni transitorie a partire dai dati di continuità relativi all'anno 2012. Per permettere una maggiore coerenza dei dati (interruzioni lunghe, brevi, transitorie), l'Autorità prevede di estendere l'obbligo di registrazione delle interruzioni transitorie (ora vigente per i clienti MT, assetto di rete reale) anche agli utenti BT, sempre in assetto di rete reale, a decorre dal 2012.

Comunicazione individuale dei buchi di tensione a ogni cliente MT

- 11.7 Nel capitolo 6 del DCO 42/10 l'Autorità ha proposto che le imprese distributrici effettuino anche la comunicazione individuale dei buchi di tensione, in aggiunta a quella delle interruzioni.
- 11.8 ANIE e Confindustria hanno condiviso la proposta di comunicare dati "utilissimi", Eni ha sottolineato l'opportunità di un canale di comunicazione tra imprese distributrici e utenti riguardo la qualità della tensione, mentre FederUtility ha criticato l'approccio 'collettivo' ritenendo preferibili azioni individuali (ed eventualmente contratti per la qualità) per gli utenti maggiormente sensibili.
- 11.9 Riguardo la proposta di informazioni da comunicare all'utente delineata al punto 6.5 del DCO 42/10, Confindustria ha sottolineato l'opportunità di includere dei livelli standard di qualità della tensione. In linea di principio, l'approccio è condivisibile e già adottato dall'Autorità con le direttive relative alla rete di trasmissione in AAT e AT (sia mediante la definizione da parte di Terna delle prestazioni di variazione della frequenza e variazione della tensione sia con i livelli attesi di qualità della tensione anch'essa definiti da Terna) e - in materia di continuità - con gli standard sulle interruzioni per le reti MT.
- 11.10 Gli standard (limiti) definiti dalla recente versione della norma EN 50160:2010 per diverse caratteristiche della qualità della tensione sono riportati nella Tabella 19 alla fine di questo capitolo. La descrizione di tali valori limite - semplicemente riportati dalla norma - non sembra però essere particolarmente utile.
- 11.11 Venendo a possibili livelli standard per i buchi di tensione sulle reti MT, la EN 50160:2010 (recepita come norma CEI EN 50160 nel dicembre 2010 e classificata

come CEI 8-9) è però carente, visto che fornisce - peraltro solo come riferimento e allegato informativo - il rimando alle datate statistiche UNIPEDE (rapporto dell'UNIPEDE DISDIP Group del 1990) nel rapporto tecnico IEC 61000-2-8. Proprio per rispondere a questa carenza di dati reali, l'Autorità ha promosso il monitoraggio a campione QuEEN e preferisce ora l'opzione AIR #2.B di cui si è già detto in precedenza e promuove in ambito europeo le iniziative CEER in materia di monitoraggio e pubblicazione dei dati di qualità della tensione²¹. La disponibilità di una solida base di dati è una preconditione necessaria per la successiva definizione di livelli standard da parte del regolatore o di livelli attesi da parte dell'operatore di rete.

- 11.12 Ancora riguardo la proposta di informazioni da comunicare all'utente (punto 6.5 del DCO 42/10), FederUtility ha commentato l'assenza dell'informazione su origine e responsabilità dei buchi di tensione. Tale valutazione richiederebbe però tempi e costi di implementazione significativi. L'Autorità ritiene perciò preferibile privilegiare la disponibilità dell'informazione agli utenti MT "con tempistiche molto più prossime al reale accadimento degli eventi"²². Come già indicato al punto 6.9 del DCO 42/10, si ritiene perciò opportuno lasciare a successivi approfondimenti da parte dell'impresa distributrice (a seguito di puntuale richiesta del cliente con indicazione dell'orario di accadimento dell'evento):
- a) la verifica dell'effettiva occorrenza di un buco di tensione mediante analisi dell'assetto reale di rete MT (ciò in linea peraltro con le osservazioni di FederUtility riguardanti le necessità di analisi di dettaglio e più articolate per la valutazione in assetto reale);
 - b) la verifica dell'origine del buco di tensione.
- 11.13 L'Autorità conferma i propri orientamenti relativamente alla comunicazione individuale dei buchi di tensione nel presente DCO, lasciando a successive valutazioni i contenuti della comunicazione individuale.
- 11.14 *Comunicazioni tra imprese distributrici.* Alla luce dei contributi pervenuti in risposta al quesito Q.5 del DCO 42/10, si conferma l'intenzione di rivedere tale disposizione (comma 7.2 del TIQE), proponendo la comunicazione obbligatoria entro sessanta giorni dagli eventi interruttivi e la chiusura annuale al 15 febbraio dell'anno seguente quello degli eventi interruttivi.

Comunicazione dei livelli storici di interruzioni lunghe, brevi e transitorie e dei buchi di tensione ai richiedenti connessione MT

- 11.15 Nel capitolo 6 (punti 6.13-6.17) del DCO 42/10, l'Autorità ha proposto che gli utenti MT che effettuano richiesta di nuovi contratti (nuova connessione, anche per immissione, o richiesta di riattivazione di una connessione preesistente) vengano informati dei livelli storici su base triennale del numero di interruzioni lunghe senza preavviso, brevi e transitorie in un punto di rete MT coincidente o vicino al futuro punto di consegna e del numero di buchi di tensione registrati in corrispondenza della semisbarra MT.

²¹ Iniziative CEER che hanno anche portato - in sede CENELEC - a un significativo miglioramento nella CEI EN 50160:2010, che non riporta più la frase presente nelle precedenti versioni "In condizioni normali di esercizio, il numero atteso dei buchi di tensione in un anno può variare da qualche decina fino a un migliaio".

²² Citazione del punto 6.12 del DCO 42/10.

- 11.16 In particolare, l’Autorità ha proposto che il livello storico dei buchi di tensione venga comunicato mediante le seguenti informazioni:
- a) tabella di sintesi dei buchi di tensione registrati nel corso dell’anno nel formato descritto dalla norma EN 50160:2010 con evidenza cromatica delle curve 2 e 3 di cui alle norme EN 61000-4-11 e EN 61000-4-34;
 - b) numero totale di buchi di tensione più severi rispetto alla classe 2 suddetta;
 - c) numero totale di buchi di tensione più severi rispetto alla classe 3 suddetta;
 - d) una sintetica descrizione della possibilità di stipulare contratti per la qualità.
- 11.17 Anie e Confindustria hanno condiviso la proposta dell’Autorità. Enel ha condiviso la proposta per le interruzioni lunghe, brevi e transitorie osservando la necessità di tempi più lunghi e del sistema di monitoraggio esteso per quanto riguarda i buchi di tensione. FederUtility invece “riterrebbe più corretto lasciare ai distributori la facoltà di inviare ai richiedenti MT che si dimostrino interessati e ne facciano richiesta, un’informativa contenente” i migliori dati disponibili.
- 11.18 L’Autorità conferma la proposta di comunicazione dei livelli storici di interruzioni lunghe, brevi e transitorie e dei buchi di tensione ai richiedenti connessione MT o riattivazione di una connessione MT preesistente. Per le interruzioni lunghe, brevi e transitorie si può prevedere l’inizio di tali comunicazioni a decorrere dal 1° gennaio 2012. Per i buchi di tensione a decorre da una data successiva, da stabilire.

Responsabilizzazione dei clienti MT in merito all’immunizzazione dei propri impianti a fronte dei buchi di tensione meno severi

- 11.19 L’Autorità ha sottolineato nell’introduzione del DCO 42/10 (punto 1.5) le “nuove opportunità di regolazione finalizzate ad una diffusione più capillare del monitoraggio dei buchi di tensione, ad una pubblicizzazione delle performance di rete e ad una maggiore responsabilizzazione delle imprese distributrici e dei clienti su tale aspetto”. La responsabilizzazione di entrambe le parti è un elemento cardine della prospettiva regolatoria. In particolare, gli aspetti relativi alla responsabilizzazione degli utenti - a fronte dei buchi di tensione meno severi - sono stati trattati nel capitolo 6 (punti 6.18 - 6.29) del DCO 42/10.
- 11.20 Tale aspetto non è stato oggetto di osservazioni ad hoc. Confindustria ha comunque osservato che “si potrebbero aggiungere nel documento informativo [ai richiedenti connessione MT] suggerimenti di massima o, eventualmente, più mirati (con i relativi costi di massima), sui dispositivi atti all’immunizzazione dell’impresa cliente dai buchi di tensione”. FederUtility ha ribadito le proprie osservazioni sulla scarsa “risposta” degli utenti MT, già descritta nel precedente capitolo relativamente al DCO 40/10. Enel ha osservato che iniziative “dovrebbero riguardare più che altro l’inquadramento dei fenomeni e le modalità di desensibilizzazione degli impianti”. A tal fine, ha prospettato l’avvio del già citato “tavolo di lavoro tra distributori e rappresentanti dei consumatori”. Confindustria ha altresì dato la propria disponibilità ed illustrato la positiva esperienza di cooperazione degli anni 2008-2010 nella regione Campania.
- 11.21 L’Autorità interpreta le risposte come condivisione del concetto di responsabilizzazione dei clienti e accoglie con favore la proposta del suddetto tavolo di lavoro, con l’auspicio che possa essere avviato in tempi rapidi.

Responsabilizzazione delle imprese distributrici in merito ai buchi di tensione più severi

- 11.22 Parallelemente al concetto di responsabilizzazione dei clienti MT in merito all'immunizzazione dei propri impianti a fronte dei buchi di tensione meno severi, l'Autorità ha delineato la prospettiva di responsabilizzazione delle imprese distributrici a fronte dei buchi di tensione più severi. Il capitolo 8 del DCO 42/10 ha trattato gli indicatori per il monitoraggio della performance di rete relativamente ai buchi di tensione e le successive comunicazioni e pubblicazioni per responsabilizzare e sensibilizzare maggiormente le imprese distributrici. Tale aspetto è per sua stessa natura "di lungo termine" poiché conseguente alla estensione del monitoraggio.
- 11.23 In risposta al quesito Q.13 del DCO 42/10 sui criteri di definizione e scelta di un indicatore per una futura regolazione, Confindustria, Enel e FederUtility hanno concordato sulla necessità di una adeguata serie storica di dati. Enel ha inoltre sottolineato che "sarebbe difficile individuare dei valori di riferimento per gli eventuali indicatori".
- 11.24 Più in generale, riguardo le prospettive di futura regolazione, Anie ha indicato che "solo una volta che si avrà un monitoraggio più ampio e che il feedback dei dati sarà più consolidato si potrà partire con questa attività" [di regolazione individuale].²³ Enel ha sottolineato come principale elemento delle proprie osservazioni che "una regolazione specifica sia poco efficace e comunque non consenta di soddisfare le esigenze dei clienti, dotati di processi produttivi particolarmente sensibili a buchi di tensione e interruzioni transitorie" principalmente per la mancanza di selettività delle protezioni e l'aleatorietà dei fenomeni. FederUtility ha inteso "evidenziare la sua contrarietà all'introduzione di una qualsiasi forma di regolazione (incentivante o individuale) in merito alle interruzioni transitorie ed ai buchi di tensione per i clienti MT" per la natura aleatoria delle cause, la numerosità di clienti MT con impianti non adeguati che possono essere origine dei fenomeni, gli eventi associati a ritardo intenzionale di intervento delle protezioni per selettività e gli eventi originati dalla rete di trasmissione.
- 11.25 L'Autorità conferma comunque la propria visione sulle responsabilità di entrambi i soggetti coinvolti e rimanda a successive valutazioni le modalità di responsabilizzazione delle imprese distributrici.

Definizione di indicatori sintetici per il monitoraggio della performance di rete in materia di buchi di tensione

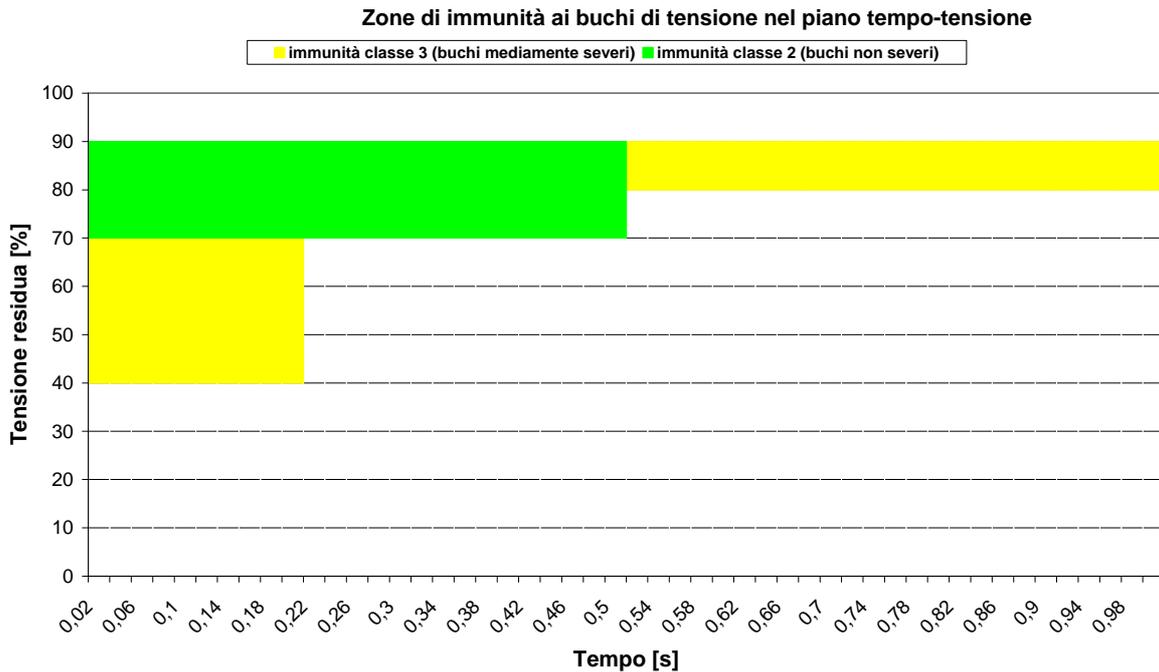
- 11.26 L'Autorità nel capitolo 8 del DCO 42/10 ha discusso ed analizzato 10 indicatori di *dip performance* appartenenti a quattro differenti categorie, presentati da RSE nell'appendice D del DCO medesimo.
- 11.27 Confindustria ha indicato "una generale condivisione senza ritenere che sia opportuno indicare fin d'ora uno specifico indicatore" ed Enel ha ritenuto "validi gli indicatori individuati" ai fini del monitoraggio.

²³ Visto il riferimento al monitoraggio più ampio, si ritiene che l'osservazione di Anie - richiesta in merito alle sole interruzioni transitorie che già sono monitorate per tutti gli utenti MT - sia riferita alla regolazione di tutti i fenomeni di microinterruzione.

- 11.28 La Direzione Consumatori e Qualità del Servizio ha inoltre ricevuto uno specifico commento da un rappresentante del mondo accademico, che ha distinto due macro-categorie:
- a) indicatori basati sul conteggio [numero di buchi di tensione (N), numero di buchi di tensione che cadono al di sotto delle curve di immunità di classe 2 (N2a), numero di buchi di tensione che cadono al di sotto delle curve di immunità di classe 3 (N3b), ed indicatori MVTA_2 e MVTA_3 della categoria Missing Voltage Time Area]
 - b) indicatori con effetto di pesatura [gli indicatori DSI_2a, DSI_3b, MVT, MVT2, MVT3 appartenenti alle categorie Discrete Severity Index e Missing Voltage Time].
- 11.29 Un significativo commento è che “l’eventuale scelta si dovrebbe ricondurre a una riflessione sulle curve di immunità: se queste costituiscono un riferimento veramente attendibile per i siti degli utenti e le relative catene di processo, sarebbero preferibili indicatori “contatori”, altrimenti andrebbero considerati gli indicatori “pesatori”. In quest’ultimo caso, sarebbero però da scartare gli indici riferiti ad una specifica curva di immunità, preferendo una formulazione riferita alla soglia 0,9 p.u. che definisce il buco di tensione (anziché a 1 p.u.). In condizioni di incertezza, potrebbe essere interessante analizzare ulteriori soluzioni o differenti indicatori per introdurre elementi di pesatura negli indicatori “di conteggio”.
- 11.30 Prendendo spunto da questo commento, si ritiene utile porre all’attenzione delle parti interessate un ulteriore indicatore (di carattere innovativo) relativo ai buchi di tensione. Nel seguito si introducono i termini R-DFI (*Regulated Dip Frequency Index*) e R-SADFI (*Regulated System Average Dip Frequency Index*)²⁴.
- 11.31 L’indicatore di sito (semisbarra MT) R-DFI sarebbe calcolato assegnando:
- a) Peso nullo (0) ai buchi di tensione che cadono al di sopra della curva di immunità di classe 2, cioè ai buchi meno severi nell’area evidenziata graficamente con colore verde nella Figura 1;
 - b) Peso intermedio (0,5) ai buchi di tensione che cadono al di sotto della curva di immunità di classe 2 e al di sopra della curva di immunità di classe 3, cioè ai buchi mediamente severi nell’area evidenziata graficamente con colore giallo nella Figura 1;
 - c) Peso unitario (1) ai buchi di tensione che cadono al di sotto della curva di immunità di classe 3, cioè ai buchi più severi che corrispondono alla zona sotto le aree colorate nella Figura 1.
- 11.32 L’indicatore di sistema R-SADFI verrebbe poi calcolato come media ponderata degli indici R-DFI di semisbarra, facendo riferimento al numero di utenti MT connessi alla semisbarra in assetto di rete standard.
- 11.33 Agli indicatori di semisbarra e di sistema R-SADFI potrebbe essere sommato il numero di interruzioni transitorie (ciascuna con peso unitario, ma con ponderazioni sugli utenti da valutare) per individuare un eventuale indicatore aggregato per i fenomeni di “microinterruzione”.

²⁴ L’acronimo SADFI ad indicare un (differente) indice System Average Dip Frequency Index è utilizzato nell’articolo: A. Dán, Z. Czira, G. Dobos, C. Farkas, “Evaluation of voltage dip severity (a proposal)”, Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ), Estonia, 16-18 Giugno 2010. Si preferisce tale terminologia al più noto SARFI [System Average RMS (Variation) Frequency Index] introdotto dall’IEEE P1564, perché quest’ultimo ha una modalità di conteggio indipendente dalla durata del fenomeno.

Figura 1 - *Illustrazione grafica della severità dei buchi di tensione con riferimento alle curve di immunità classe 2 e classe 3 (elaborazione degli Uffici dell’Autorità)*



- 11.34 Infine, in risposta al quesito Q.14 del DCO 42/10 sulle possibilità di ridurre i tempi di intervento delle protezioni di linea nelle CP cui sono sottesi centri satellite, Enel ha indicato come “un valido strumento i sistemi a selettività logica con telecomunicazioni always on” e FederUtility ha indicato la necessità di sostituire le protezioni “attuali tradizionali con altre protezioni evolute capaci di gestire le comunicazioni” con le altre protezioni presenti nella rete e negli impianti di utenza garantendo “la selettività con funzioni logiche, anziché con gradini in tempo”. FederUtility ha inoltre richiamato le “sperimentazioni previste nell’ambito dei progetti smart grid di cui alla delibera ARG/elt 39/10” e sottolineato le richieste di alcuni utenti di avere selettività all’interno dei propri impianti.
- 11.35 Alla luce di quanto sopra esposto l’Autorità esprime una preferenza preliminare per gli indicatori R-DFI e R-SADFI, che riassumono le attività di ricerca e studio e le riflessioni presentate nel DCO 42/10 in un indice sintetico e comprensibile a tutti i soggetti interessati. La consultazione sulla scelta degli indicatori più opportuni proseguirà nel corso del quarto periodo di regolazione, in cui si ritiene potranno essere disponibili ulteriori dati ed analisi da parte dei soggetti interessati.

Pubblicazione periodica di indicatori sintetici relativi ai buchi di tensione su base nazionale e locale (regione/provincia/cabina primaria) e comparativa tra le principali imprese distributrici

- 11.36 L’Autorità ha proposto al punto 8.25 del DCO 42/10 di pubblicare periodicamente i dati relativi ai buchi di tensione con disaggregazione per impresa distributtrice eventualmente differenziata per ambito di concentrazione e con disaggregazione su base locale (regione, provincia e singola CP). L’Autorità ha inoltre presentato due tabelle di “ranking” degli indicatori aggregati sintetici su base regionale.

- 11.37 Enel ha richiamato quanto già osservato relativamente alle iniziative di pubblicità in materia di interruzioni transitorie, indicando che “i dati pubblicati sarebbero poco significativi dal punto di vista statistico, considerata la forte variabilità ed aleatorietà”. FederUtility ha osservato che “la mera pubblicazione di valori mediati non consentirebbe una corretta valutazione della qualità del servizio”.
- 11.38 L’Autorità conferma la propria proposta di futura pubblicazione e lascia a successive valutazioni nel corso del quarto periodo di regolazione la scelta delle relative modalità.

Campagna di monitoraggio delle variazioni lente di tensione sulle reti BT tramite i misuratori elettronici

- 11.39 L’Autorità ha poi posto attenzione nel capitolo 9 del DCO 42/10 alle variazioni lente della tensione di alimentazione sulle reti BT, sia in termini di monitoraggio, sia di future prospettive di regolazione (si rimanda ai punti successivi riguardo lo standard di qualità commerciale).
- 11.40 Anie ha condiviso le proposte, Enel ha condiviso la proposta di monitoraggio (su un numero limitato di punti di consegna), FederUtility ha sottolineato che “ad oggi, i misuratori elettronici impiegati dalla maggior parte delle aziende associate [...] necessitano di implementazioni aggiuntive per rendere operative tali funzionalità specifiche” ma anche che “considera il misuratore come un potenziale valido strumento di analisi preventiva”.
- 11.41 Riguardo le prospettive di futura regolazione, Eni ha sottolineato che “gli esercenti l’attività di vendita non hanno alcuna competenza tecnica in materia” e quindi l’inopportunità di utilizzare il tramite dei venditori e dei documenti di fatturazione per informare i clienti - come prospettato al punto 9.15 del DCO 42/10 - ritenendo invece “particolarmente utile che le società di distribuzione mettessero a disposizione dei clienti un canale dedicato ai cali di tensione”.
- 11.42 Per dare seguito alle proposte di monitoraggio tramite i misuratori elettronici, l’Autorità intende prevedere l’obbligo di riprogrammazione dei contatori da parte delle imprese distributrici (con le modalità indicate al punto 9.14 del DCO 42/10), da adempiere entro il 31 dicembre 2012.
- 11.43 L’Autorità conferma i propri orientamenti sulla materia, lasciando a successive valutazioni la definizione dell’attività di monitoraggio e le prospettive di futura regolazione.

Sintesi delle osservazioni relative al ruolo della ricerca

- 11.44 L’Autorità ha dedicato il capitolo 10 del DCO 42/10 alle attività di ricerca in materia di monitoraggio, analisi e pubblicazione di dati e risultati in materia di qualità della tensione, in particolare per indagare possibili prospettive di modifica ed ampliamento degli obiettivi del sistema di monitoraggio QuEEN nell’ambito della Ricerca di Sistema.
- 11.45 Anie e Confindustria hanno sottolineato che è “assolutamente indispensabile incentivare [...] in particolare la ricerca sul sistema elettrico in materia di monitoraggio della tensione”. Confindustria ha inoltre indicato che la prospettiva di nuove focalizzazioni [dell’attività QuEEN] “potrebbe essere campo di

approfondimento tecnico comune in seminari tecnici”. Enel vede favorevolmente “il coinvolgimento, in eventuali campagne di monitoraggio, di enti di ricerca, finalizzato ad un supporto nell’analisi dei dati e all’individuazione di indicatori e correlazioni delle informazioni acquisite con la struttura della rete”. FederUtility ha evidenziato che la ricerca potrebbe approfondire le anomalie relative a flicker, all’impatto derivante dalla generazione diffusa, il posizionamento ottimale dei condensatori di rifasamento.

- 11.46 Per quanto riguarda il prospettato monitoraggio a campione sulla rete BT, Anie e Confindustria hanno indicato l’opportunità di introdurlo, “privilegiando in primis la generazione distribuita”. Enel ritiene condivisibile la proposta, pur con i vincoli associati all’estensione della rete. FederUtility ha sottolineato che “come prima applicazione sarebbero da privilegiare porzioni di rete BT caratterizzate da forte presenza di utenti produttori”.

Aggiornamento della applicazione per via regolatoria dei limiti di qualità della tensione a seguito della pubblicazione della norma CEI EN 50160:2010

- 11.47 Il comma 54.2 del TIQE prevede l’applicazione di quanto previsto dalla norma tecnica CEI EN 50160 per le caratteristiche di qualità della tensione diverse dalle interruzioni lunghe e brevi.
- 11.48 Come già anticipato al punto 11.11 del presente DCO, la norma EN 50160:2010, ratificata nel marzo 2010 è stata pubblicata dal Comitato Elettrotecnico Italiano in lingua inglese a dicembre 2010. D’altro canto, la norma CEI EN 50160:2008 (Fascicolo 9300 - Anno 2008 - Edizione Terza) sulla base delle regole CEI-CENELEC ed in particolare della ‘*date of withdrawal*’ rimarrebbe applicabile fino al 1° marzo 2013.
- 11.49 La versione 2010 della norma EN 50160 presenta, fra le modifiche più significative, nuovi limiti riguardo a:
- a) variazioni della frequenza per il livello di tensione AT²⁵;
 - b) severità del flicker di lunga durata per il livello di tensione AT;
 - c) squilibrio di tensione per il livello di tensione AT;
 - d) tensioni armoniche per il livello di tensione AT.
 - e) limiti di variazione della tensione per il livello di tensione MT
 - f) squilibrio di tensione per i livelli di tensione MT e BT²⁶.
- 11.50 La nuova versione della norma ha confermato i seguenti aspetti:
- a) la tensione nominale delle reti BT pari a 230 V tra fase e neutro per un sistema trifase a quattro conduttori, a 230 V tra le fasi per un sistema trifase a tre conduttori;
 - b) i limiti di variazione della frequenza per i livelli di tensione MT e BT;
 - c) i limiti di variazione della tensione per il livello di tensione BT;
 - d) i limiti di severità del flicker di lunga durata per i livelli di tensione MT e BT;
 - e) i limiti di squilibrio di tensione per i livelli di tensione MT e BT;
 - f) i limiti delle tensioni armoniche per i livelli di tensione MT e BT.
- 11.51 La Tabella 19 sintetizza i limiti previsti dalla CEI EN 50160:2010.

²⁵ Nella definizione CENELEC le tensioni AT sono comprese tra 36 kV e 150 kV.

²⁶ Eliminata dalla parte normativa la previsione di squilibrio di tensione fino al 3% in alcune aree.

Tabella 19 – Sintesi degli standard di qualità della tensione definiti dalla CEI EN 50160:2010

Parametro di QT	Livelli di tensione	Limiti definiti dalla EN 50160:2010
Variazioni della frequenza – sistemi interconnessi	BT, MT, AT	99,5% dei valori annuali entro 49,5 Hz - 50,5 Hz 100% dei valori annuali entro 47 Hz - 52 Hz
Variazioni della frequenza – sistemi non interconnessi	BT, MT, AT	95% dei valori annuali entro 49 Hz - 51 Hz 100% dei valori annuali entro 42,5 Hz - 57,5 Hz
Variazioni della tensione	BT	100% dei valori medi r.m.s. minori della tensione nominale + 10% 95% dei valori medi r.m.s. maggiori della tensione nominale - 10% 100% dei valori medi r.m.s. maggiori della tensione nominale - 15%
Variazioni della tensione	MT	99% dei valori medi r.m.s. minori della tensione dichiarata + 10% 99% dei valori medi r.m.s. maggiori della tensione dichiarata - 10% tutti i valori medi r.m.s. entro la banda 85% U _c - 115% U _c
Flicker	BT, MT, AT	95% dei valori settimanali di P _{lt} minori o uguali a 1%
Squilibrio di tensione	BT, MT, AT	95% dei valori medi r.m.s. comp. sequenza inversa minori o uguali a 2%
Tensioni armoniche	BT, MT	THD minore o uguale a 8% Vincoli sulle singole componenti armoniche fino a ordine 25
Tensioni armoniche	AT	Vincoli su alcune componenti armoniche fino a ordine 24
Trasmissione di segnali	BT, MT	Vincoli sul 99% dei valori medi a 3 s su base giornaliera

11.52 L'Autorità osserva che:

- la responsabilità di definire le regole in materia di qualità della tensione, sulla base della legge 14 novembre 1995, n. 481/95 e della direttiva 2009/72/CE, è attribuita all'Autorità medesima;
- i valori di variazione della frequenza per sistemi interconnessi sono determinati dalla frequenza del sistema, come definita dal Codice di Rete verificato positivamente dall'Autorità;
- i valori limite di variazione della frequenza e della tensione per sistemi in media tensione in esercizio in isola intenzionale sono determinati dalla regola tecnica allegata alla deliberazione ARG/elt 33/08;
- valori limite di alcuni parametri di qualità della tensione per le reti AT sono definiti dal Codice di Rete verificato positivamente dall'Autorità;
- i valori di variazione della tensione BT sono riferiti alla tensione nominale di 230 V, che non può essere applicata in Italia, per effetto della legge 8 marzo 1949, n. 105;
- la possibile coesistenza di due differenti set di regole sarebbe elemento di incertezza per gli attori del sistema elettrico.

11.53 L'Autorità intende confermare l'approccio già adottato nel TIQE e perciò aggiornare per via regolatoria nel Testo integrato per il quarto periodo l'applicazione di quanto previsto dalla norma tecnica CEI EN 50160:2010 per le caratteristiche di qualità della tensione sulle reti MT e BT diverse dalle interruzioni

lunghe e brevi, dalle variazioni di frequenza, dalle variazioni lente di tensione nelle reti di distribuzione in bassa tensione.

- 11.54 L'esclusione riguardante le variazioni lente di tensione nelle reti BT si applicherebbe (auspicabilmente in via transitoria) in caso di tensione nominale differente da 230 V. Si vedano a questo riguardo anche i punti seguenti.

Applicazione per via regolatoria dei limiti di variazione della tensione sulle reti in bassa tensione previsti dalla norma CEI 8-6

- 11.55 Successivamente alla pubblicazione del DCO 42/10, l'Autorità ha nuovamente affrontato il problema della definizione del livello nominale di esercizio della rete BT, già evidenziato al punto 1.20 del DCO 6 aprile 2005 e richiamato nei punti precedenti.
- 11.56 L'Autorità ha formulato, con la segnalazione al Parlamento e al Governo 2 febbraio 2011, PAS 5/11, proprie osservazioni in merito agli effetti che una disposizione della legge 8 marzo 1949, n. 105, comporta tuttora 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.
- 11.57 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. D'altro canto, l'articolo 1 della legge 8 marzo 1949, n. 105, prevede 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". Effetto principale della legge è che le imprese distributrici di energia elettrica in Italia sono tenute a esercire le reti di bassa tensione trifasi a quattro conduttori alla tensione normale 220 V tra fase e neutro.
- 11.58 L'adeguamento della tensione nominale al valore armonizzato europeo di 230 V comporta un vantaggio in termini di riduzione delle perdite di potenza e di riduzione dei possibili rischi di malfunzionamento delle apparecchi elettrici per valori di tensione significativamente inferiori al valore nominale e semplificherebbe le attività di sviluppo delle apparecchiature elettriche da parte delle imprese italiane, eliminando inoltre un elemento di incertezza per i progettisti degli impianti di utenza alimentati in bassa tensione di maggiore estensione e complessità.
- 11.59 L'Autorità ha infine segnalato come nel dispositivo di legge di abrogazione della legge 105/49 sia necessario disporre che la norma CEI 8-6 "Tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione pubblica a bassa tensione", valida dal 15 aprile 1990, nella quale sono recepite le disposizioni dell'armonizzazione europea, venga assunta quale norma di riferimento per le tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione pubblica in bassa tensione.
- 11.60 La norma CEI 8-6 prevede che "i valori normali della tensione nominale sono: 230 V fra le fasi per le reti trifasi a tre conduttori; 230 V fra fase e neutro e 400 V fra le fasi per le reti trifasi a quattro conduttori". Tale disposizione non è implementabile perché impedita dalla legge 8 marzo 1949, n. 105.

- 11.61 Per il periodo di transizione “verso il valore normale di 230/400 V”, la norma CEI 8-6 prevede che “le Aziende distributrici che hanno sistemi a 220/380 V dovrebbero portare la tensione nel campo: 230/400 V + 6% - 10%”.
- 11.62 Considerando che tali disposizioni sono ormai ventennali e che i termini per l’adeguamento da parte dei singoli Stati sono scaduti il 31 dicembre 2008, l’Autorità ritiene improcrastinabile introdurre come soluzione regolatoria (auspicabilmente transitoria) i suddetti 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).

Modifica dello standard di qualità commerciale relativo alla verifica della tensione di alimentazione

- 11.63 Nel capitolo 9 (punti 9.16 - 9.20) del DCO 42/10, l’Autorità ha proposto l’introduzione di uno standard specifico aggiuntivo sul tempo massimo di ripristino del valore corretto della tensione di fornitura (30-45 giorni lavorativi, con relazione alle tipologie di lavori semplici e di lavori complessi) e quindi di un relativo indennizzo automatico in caso di mancato rispetto; un successivo monitoraggio annuale della tensione di alimentazione tramite il misuratore elettronico nel caso di fornitura BT.
- 11.64 Anie ha condiviso la proposta, Enel ha condiviso l’eventuale introduzione dello standard specifico in relazione ai lavori semplici, sottolineando però le possibili difficoltà a rispettare i tempi proposti in caso di lavori complessi (es. realizzazione di cabine secondarie). Questa stessa osservazione è stata presentata da FederUtility, che ha inoltre sottolineato l’opportunità di escludere i tempi associati al rilascio delle autorizzazioni. Più in generale, FederUtility ha sottolineato che “il distributore è già impegnato, nei limiti e nei tempi tecnicamente percorribili, al ripristino dei valori corretti”.
- 11.65 La Direzione Consumatori e Qualità del Servizio ha inoltre formulato una specifica richiesta dati ad Enel Distribuzione come maggior distributore italiano, per meglio conoscere le attuali tempistiche di ripristino. I dati comunicati da Enel Distribuzione sono riassunti nella Tabella 20.
- 11.66 I dati comunicati da Enel Distribuzione hanno inoltre evidenziato che le oltre 3400 verifiche effettuate nel corso del 2008 e del 2009 hanno riguardato nel 64% dei casi clienti domestici, nel 35% dei casi clienti BT non domestici e in meno dell’1% dei casi clienti MT.
- 11.67 Tenendo presente i dati attuali sui tempi di verifica di qualità della tensione (medie di 18-21 giorni lavorativi nel periodo 2008-2010 - si veda la Tabella 23a) e la necessità di garantire in tempi brevi agli utenti il diritto ad una fornitura entro valori corretti [tempi più brevi e garantiti rispetto ad altre prestazioni, proprio per la diversa origine delle prestazioni richieste], l’Autorità conferma l’introduzione di una nuova prestazione di qualità commerciale, soggetta a:
- a) standard specifico (30-45 giorni lavorativi a decorrere dalla richiesta iniziale del cliente fino all’intervento) nel caso i lavori necessari siano paragonabili a lavori semplici;

- b) standard specifico (60-75 giorni lavorativi a decorrere dalla richiesta iniziale del cliente fino all'intervento) nel caso i lavori necessari siano paragonabili a lavori complessi.

Tabella 20 – *Esecuzione dei lavori di ripristino dei valori corretti della tensione di fornitura da parte di Enel distribuzione (verifiche della tensione effettuate nel corso del 2009) - Elaborazioni degli Uffici dell'Autorità di dati comunicati da Enel Distribuzione*

Esito della verifica	Numero (%)	Numero (%)	Note / Tempistiche dalla verifica con esito negativo al ripristino di valori corretti
Conforme	618 (35%)		
Non conforme	1149 (65%)		
Non conforme - Informazione non disponibile sul ripristino		490 (43%)	Il distributore è tenuto ai sensi del comma 71.5 del TIQE a registrare il tempo fino alla data di ripristino dei valori corretti della tensione di fornitura. Si ritiene quindi che siano casi in cui il ripristino non è avvenuto o se è avvenuto non è stato documentato.
Non conforme - Ripristino valori corretti		659 (57%)	170 (25,8%) fino a 30 giorni solari 69 (10,5%) 31 - 60 giorni solari 99 (15,5%) 61 - 100 giorni solari 134 (20,3%) 101 - 200 giorni solari 187 (28,4%) oltre 200 giorni solari
Totale	1767	1149	659

- 11.68 Si prevede inoltre che, contestualmente alla comunicazione attualmente prevista dal comma 71.3 del TIQE, l'impresa distributrice informi l'utente dello standard applicabile e del diritto ad indennizzo automatico in caso di mancato rispetto dello standard.
- 11.69 In risposta allo spunto Q.17, le osservazioni di Confindustria, Enel, ANIE, FederUtility hanno di fatto concordato sul fatto che gli attuali misuratori elettronici non possono essere strumenti di misura della qualità della tensione ai sensi della IEC 61000-4-30, classe A, e che siano necessari appositi strumenti di verifica. L'Autorità accoglie tali osservazioni.
- 11.70 Anche in relazione alle prospettive indicate al punto 11.43, l'Autorità conferma la proposta espressa ai punti 9.19 e 9.20 del DCO 42/10 di monitoraggio individuale annuale della tensione di alimentazione tramite il misuratore elettronico, successivamente alla richiesta di verifica della tensione di alimentazione da parte dei clienti BT. Si prevede di introdurre tale monitoraggio a partire dalle richieste di verifica della tensione di alimentazione effettuate dopo il 31 dicembre 2012.

Richiesta di comunicazione individuale della potenza di corto circuito con verifica analitica da parte dell'impresa distributrice

- 11.71 Nel corso degli incontri svolti nei mesi di gennaio e febbraio 2011, Confindustria ha sottolineato problemi per alcuni utenti associati alla limitata potenza di corto circuito nel punto di connessione.
- 11.72 L'Autorità è già intervenuta su questo punto con differenti approcci negli ultimi anni. In particolare, per le reti AAT e AT, come già descritto al punto 3.12 del DCO 42/10, ha disposto la pubblicazione da parte di Terna dei valori minimi e massimi

convenzionali²⁷ della corrente di cortocircuito e della potenza di cortocircuito della rete rilevante con tensione 380-220-150-132 kV. La norma CEI 0-16, allegata alla delibera ARG/elt 33/08, prevede inoltre che il valore minimo della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione è “comunicato dal Distributore su richiesta dell’Utente” (punto 5.1.1.6) e che “il valore minimo convenzionale della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione deve essere comunicato dal Distributore su richiesta dell’Utente” (punto 5.1.1.7).

- 11.73 Per quanto riguarda le reti MT, l’Autorità ha indicato, sia nel documento per la consultazione 22 luglio 2004 (punto 7.4) sia nel documento per la consultazione 6 aprile 2005 (punto 1.30) l’intenzione di “esaminare la possibilità di introdurre gradualmente un valore minimo garantito della potenza di corto circuito in ogni punto di consegna della rete MT”. Sulla base di indagini tecniche promosse dall’Autorità²⁸, i livelli di potenza di corto circuito (trifase minima di esercizio) tipicamente attesi sulle reti di distribuzione MT sono riportati nella tabella 35 dell’Allegato informativo F alla norma CEI 0-16, che è allegata alla delibera ARG/elt 33/08 e, sulla base del punto 1. della delibera stessa, costituisce la regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti che immettono o prelevano dalle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV. La norma prevede inoltre che il valore minimo della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione è “comunicato dal Distributore su richiesta dell’Utente” (punto 5.2.1.5) e anche “il valore minimo convenzionale della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione comunicato dal Distributore su richiesta dell’Utente”²⁹ (punto 5.2.1.6).
- 11.74 Per quanto riguarda le reti BT, il progetto C.1058 di norma CEI dal titolo “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica” (pubblicato nell’ambito dell’inchiesta pubblica con scadenza il 15 settembre 2010) indica al punto 5.1.3 che “per forniture con potenza disponibile sopra i 30 kW, l’Utente deve fare richiesta al Distributore per conoscere il valore della corrente presunta di cortocircuito”.
- 11.75 L’Autorità intende valutare l’opportunità di identificare una nuova prestazione commerciale richiesta dagli utenti MT ai distributori riguardante la conoscenza dei livelli di potenza di corto circuito nel proprio punto di connessione ed un nuovo indicatore di qualità commerciale del servizio di distribuzione, in aggiunta a quelli attualmente dalla Parte II del TIQE. Tale intervento permetterebbe di effettuare una omogenea registrazione di tali richieste e avere indicazioni sulla frequenza di tali richieste da parte dagli utenti. Si potrebbe poi valutare una successiva estensione anche a richieste da parte di utenti BT di maggiori dimensioni.
- 11.76 Si ritiene preliminarmente che tale comunicazione possa essere trattata come una prestazione commerciale simile al tempo di risposta motivata a richieste di informazioni scritte (articolo 72 del TIQE). Seguendo tale approccio, la prestazione

²⁷ La minima convenzionale è calcolata per ogni punto in condizioni di indisponibilità del componente di rete che contribuisce maggiormente alla corrente di corto. Terna pubblica inoltre la minima trifase di esercizio.

²⁸ V. Allegranza, A. Ardito, E. De Berardinis, M. Delfanti L. Lo Schiavo, “Assessment of short circuit power levels in HV and MV networks with respect to power quality”, Paper 161, Conferenza CIRED 2007, disponibile al link: http://www.cired.be/CIRED07/pdfs/CIRED2007_0161_paper.pdf

²⁹ Assetto di controalimentazione e assenza di generazione sulla rete MT.

commerciale sarebbe oggetto di uno standard generale di rispetto dei tempi di risposta (si veda il punto 14.42 nel quale è stata proposta una armonizzazione dello standard generale della distribuzione a quello della vendita). Per la natura simile delle prestazioni, la verifica del rispetto dello standard generale sarebbe accorpata alle altre prestazioni di richiesta scritta di informazioni. Si prevede però la rendicontazione separata della sotto-categoria 'richiesta potenza di corto'.

- 11.77 Il tempo di comunicazione dell'esito della richiesta del cliente finale di comunicazione della potenza di corto circuito sarebbe definito come il tempo, misurato in giorni lavorativi, intercorrente tra la data di ricevimento da parte del distributore della conferma della richiesta e la data di messa a disposizione al richiedente del documento recante l'esito della verifica.
- 11.78 Si ritiene preliminarmente che la verifica possa essere condotta dall'impresa distributrice con modalità documentale ed analitica e che la risposta possa includere le seguenti informazioni:
- a) i livelli di potenza di corto circuito trifase minima di esercizio e minima convenzionale al punto di connessione con la rete MT (per richieste da utenti MT) e confronto con i valori riportati nella tabella 35 dell'Allegato informativo F alla norma CEI 0-16, allegata alla delibera ARG/elt 33/08;
 - b) i livelli di potenza di corto circuito 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 delibera 250/04) e confronto con i livelli previsionali a cinque anni di potenza di corto circuito minima convenzionale (al corrispondente livello di tensione) pubblicati da Terna in ottemperanza al comma 34.4 della delibera 250/04;
 - c) i tempi e l'effetto atteso di azioni previste per l'eventuale innalzamento dei livelli di potenza di corto circuito.
- 11.79 L'impresa distributrice sarebbe tenuta a registrare - oltre a quanto normalmente previsto dal TIQE - le informazioni di cui al punto precedente.

Possibile introduzione di un obbligo informativo agli utenti MT in materia di potenza di corto circuito

- 11.80 Ancora in relazione all'osservazione di Confindustria, l'Autorità intende valutare la possibile introduzione di obblighi informativi da parte delle imprese distributrici agli utenti MT sui livelli individuali di potenza di corto circuito (calcolati in via analitica). Si ritiene opportuno condurre tale valutazione nel corso del periodo di regolazione, potendo anche contare sulle informazioni disponibili grazie all'eventuale introduzione della prestazione commerciale sopra descritta.

Spunti per la consultazione

- Q.16** *Si ritiene vi possano essere criticità per la registrazione delle interruzioni transitorie per utente BT in assetto di rete reale a partire dal 1° gennaio 2012? Se sì, di che natura?*
- Q.17** *Si ritiene vi possano essere criticità per comunicare i livelli storici di interruzioni lunghe, brevi e transitorie ai richiedenti connessione MT a partire dal 1° gennaio 2012? Se sì, di che natura?*

- Q.18** *Si ritiene che gli indicatori R-DFI e R-SADFI possano essere preferibili per la compresenza di semplici regole di conteggio ed un meccanismo di pesatura della severità dei buchi di tensione? Si preferiscono fin d'ora altri indicatori? Se sì, perché?*
- Q.19** *Si ritiene vi possano essere criticità ad adempiere l'obbligo di riprogrammazione dei misuratori elettronici BT da parte delle imprese distributrici entro il 31 dicembre 2012? Se sì, di che natura?*
- Q.20** *Si concorda con la proposta dell'Autorità di applicare per via regolatoria i limiti di variazione della tensione BT previsti dalla norma CEI 8-6? Se no, perché?*
- Q.21** *Si condividono gli orientamenti finali dell'Autorità relativamente all'introduzione del nuovo standard di qualità commerciale relativo ai tempi di ripristino dei valori corretti della tensione di fornitura? Se no, perché?*
- Q.22** *Si concorda con la proposta dell'Autorità di introdurre una prestazione commerciale in materia di comunicazione individuale della potenza di corto circuito ed il relativo standard? Se no, perché? Si concorda con gli elementi preliminarmente espressi riguardo tale standard di qualità commerciale? Si ritiene che l'elenco di informazioni da includere nella risposta - di cui al punto 11.78- debba essere integrato o modificato? Se sì, come?*

Parte III – Regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura

12 Il contesto normativo di riferimento

- 12.1 La Parte II del TIQE 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.
- 12.2 La disciplina relativa alla qualità commerciale del servizio di vendita è stata stralciata dal TIQE ed è confluita, dopo un apposito processo di consultazione, nel Testo integrato della qualità della vendita approvato con la deliberazione 18 novembre 2008, ARG/com 164/08 (di seguito: TIQV). 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.
- 12.3 Completano le disposizioni che impattano sulla regolazione della qualità commerciale il “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.
- 12.4 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”.
- 12.5 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 (di seguito: TICA) sono previsti indennizzi automatici in relazione ai tempi previsti per la messa disposizione del preventivo al richiedente e per la realizzazione dei lavori.
- 12.6 Con la deliberazione ARG/elt 13/10 l’Autorità ha approvato le “Disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas in tema di standard nazionale di comunicazione tra distributori e venditori di energia elettrica per le prestazioni commerciali disciplinate dal TIQE³⁰”.
- 12.7 Con le determinazioni del Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio n. 2/10³¹ e n. 3/10³² sono state approvate le “Istruzioni Operative

³⁰ Nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione 18 maggio 2009, ARG/elt 59/09.

³¹ Definendo tra l’altro la sequenza del flusso di comunicazione ed i dati minimi, per le seguenti prestazioni regolate dal TIQE:

dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in tema di standard di comunicazione tra distributori e venditori di energia elettrica”. Con riferimento ad alcune regole complementari necessarie all'applicazione di flussi standard unici a livello nazionale, con il DCO 26/10 del 26 luglio 2010 “Standard nazionale di comunicazione tra distributori e venditori di energia elettrica per le prestazioni di qualità commerciale disciplinate dal TIQE” sono state diffuse alcune proposte finalizzate a completare i flussi dopo che si sono evidenziate dalle attività del Gruppo di lavoro per lo standard di comunicazione nel settore elettrico³³ (di seguito: Gruppo di lavoro) modalità operative differenti in tema di lavori ad ammontare predeterminabile.

- 12.8 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, che entreranno in vigore il 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.
- 12.9 Il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell’Ambiente e della tutela del territorio e del Mare 22 gennaio 2008, n. 37 (di seguito: decreto n. 37/08) in materia di attività di installazione degli impianti all’interno degli edifici all’articolo 8 prevede che il committente (il cliente o un suo rappresentante), entro 30 giorni dall’allacciamento di una nuova fornitura di energia elettrica, da un aumento della potenza impegnata a seguito di intervento sull’impianto o da un aumento di potenza che senza interventi sull’impianto determini il raggiungimento dei livelli di potenza impegnata, consegni al distributore o al venditore copia della dichiarazione di conformità dell’impianto o copia della dichiarazione di rispondenza.
- 12.10 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.
- 12.11 Nella Parte II del presente documento sono già state presentate proposte inerenti aspetti tecnici della qualità commerciale:
- a) orientamenti finali dell’Autorità circa la revisione dello standard relativo alla verifica della tensione di alimentazione, per il quale sono già stati espressi orientamenti iniziali nel DCO 42/10 (vedi punti da 11.63 a 11.70);
 - b) introduzione di una nuova prestazione relativa alla richiesta da parte del cliente finale MT della verifica analitica della potenza di cortocircuito (vedi punti da 11.71 a 11.79).

i) messa a disposizione di dati tecnici acquisibili con lettura di un gruppo di misura;
ii) messa a disposizione di altri dati tecnici;
iii) disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale;
iv) riattivazione-ripristino della fornitura in seguito a sospensione per morosità;

³² Ha integrato le Istruzioni Operative per le prestazioni di verifica:

- i) del gruppo di misura su richiesta del cliente finale;
- ii) della tensione di fornitura su richiesta del cliente finale.

³³ Per maggiori dettagli si vedano le attività previste dal Gruppo di lavoro avviato con determinazione del DG n. 2/07, esteso al settore elettrico con determinazione n. 59/08.

13 Motivazioni e obiettivi dell'intervento dell'Autorità

- 13.1 L'Autorità ha delineato nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 149/10 gli obiettivi generali della regolazione della qualità dei servizi elettrici nel quarto periodo, sottolineando, per quanto riguarda i temi inerenti la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura, la necessità 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”.
- 13.2 Uno degli aspetti principali da affrontare per la revisione quadriennale della regolazione della qualità commerciale riguarda la disciplina dei lavori ad ammontare predeterminabile. Per alcune tipologie di lavori semplici su rete BT i distributori hanno la facoltà di offrire ai venditori lavori con preventivi ad ammontare predeterminabile (tipicamente lavori semplici su rete di bassa tensione che accorpano il tempo del preventivo con il tempo per l'esecuzione dei lavori) in alternativa alle due fasi separate di preventivazione e di esecuzione del lavoro.
- 13.3 Per alcune tipologie di lavori semplici su rete BT gli oneri a carico del cliente sono di tipo forfetario e possono essere determinati automaticamente sulla base di parametri definiti dalle delibere dell'Autorità³⁴. I lavori ad ammontare predeterminabile erano stati introdotti sin dal secondo periodo di regolazione a beneficio dei clienti che possono ottenere la prestazione richiesta in un tempo ridotto.
- 13.4 Come già illustrato nel DCO 26/10 la separazione delle attività di distribuzione e di vendita ha avuto un impatto rilevante per i lavori di importo predeterminabile, nati in un periodo in cui attività di distribuzione e attività di vendita erano esercitate da un unico soggetto integrato. Più in generale la separazione societaria dell'attività di distribuzione da quella di vendita dell'energia elettrica comporta l'esistenza di flussi di informazioni tra i diversi soggetti che necessitano di essere standardizzati al fine di evitare l'introduzione di forti inefficienze nel sistema.
- 13.5 Le criticità rilevate durante le attività del Gruppo di lavoro sono state confermate anche dalle osservazioni pervenute dagli operatori a seguito del DCO 26/10. È opportuno ricordare che i clienti finali rivolgono le richieste di prestazioni di qualità commerciale (che coinvolgono prestazioni anche del distributore) principalmente al venditore (la maggior parte tramite call center), che rappresenta l'interfaccia unica del cliente finale³⁵, il quale successivamente le inoltra al distributore. Le richieste di intervento per guasti elettrici vengono invece rivolte direttamente al distributore tramite un diverso numero telefonico.
- 13.6 La separazione della vendita dalla distribuzione ha comportato una maggior complessità nelle procedure messe in atto dagli operatori rispetto al passato perché il venditore può non disporre di tutti gli elementi tecnici, tipici dell'attività di distribuzione, che gli permettono di inoltrare e indirizzare correttamente al distributore la richiesta di prestazione del cliente finale.

³⁴ Tabelle da 1 a 9 del TIC.

³⁵ Salvo che per i soggetti esercenti non soggetti agli obblighi di separazione societaria ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125 che continuano ad essere soggetti integrati.

- 13.7 A questa complessità si deve aggiungere il fatto che non tutti i distributori si avvalgono della facoltà di adottare i lavori ad ammontare predeterminabile e tra il sottoinsieme dei distributori che attuano questa facoltà le procedure adottate risultano essere differenti innescando ulteriori difficoltà per i venditori (e potenzialmente anche per i clienti finali).
- 13.8 Sono state rilevate difformità anche sulle condizioni di accettazione del preventivo da parte del cliente finale, in particolare del pagamento della prestazione, sia per quanto riguarda i venditori sia per quanto riguarda i distributori e queste diverse modalità possono essere causa di ritardo nei tempi effettivi di erogazione della prestazione vanificando il vantaggio della predeterminabilità.
- 13.9 Alla luce degli elementi emersi in fase di consultazione (DCO 26/10), la Direzione Consumatori e Qualità del Servizio nel mese di dicembre 2010 ha inoltrato ai principali distributori una specifica richiesta di informazioni in tema di lavori ad ammontare predeterminabile; tra gli altri elementi sono stati acquisiti gli elenchi delle tipologie di lavori ad importo predeterminabile e le procedure seguite dai vari distributori (ai sensi del comma 64.2 del TIQE), il registro delle prestazioni e le procedure applicate per il trattamento dell'accettazione della richiesta, oltre che i dati quantitativi sulle esecuzioni di lavori semplici su rete BT ad ammontare predeterminabile.
- 13.10 Dall'analisi delle informazioni raccolte l'Autorità ritiene opportuno intervenire con una revisione della disciplina dei lavori ad ammontare predeterminabile sia in relazione ai rapporti tra cliente finale e venditore sia a quelli tra il venditore e il distributore. Occorre però rilevare che il procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 149/10 attiene ai temi della distribuzione, quindi principalmente ai flussi tra venditore e distributore; pertanto si rimanda ad una fase successiva gli eventuali interventi attinenti ai rapporti tra cliente finale e venditore, a conclusione del processo di revisione della disciplina della qualità commerciale della distribuzione del gas, attesa nel corso del 2012.
- 13.11 Un primo aspetto su cui porre ordine consiste nell'elencare le più comuni prestazioni che il venditore può richiedere al distributore su richiesta del cliente finale in modo univoco. Una richiesta del cliente finale di "effettuazione di un lavoro" può genericamente confluire verso più prestazioni: attivazione, lavoro semplice, lavoro complesso. Per tali prestazioni più comuni è necessario identificare quali confluiscono verso una attivazione, quali verso un lavoro semplice, quali verso un lavoro complesso.
- 13.12 Per pervenire a ciò bisogna innanzitutto fare riferimento alle prestazioni disciplinate dal TIC per le quali il venditore dovrebbe essere del tutto autonomo nella effettuazione di un preventivo al cliente, anche nel corso della prima chiamata telefonica. Per alcune prestazioni può non essere necessario effettuare un sopralluogo per l'emissione di un preventivo, ma è sufficiente la consultazione del sito del distributore; in questo caso l'emissione del preventivo sembra possibile durante la prima chiamata del cliente.
- 13.13 Ulteriori aspetti che motivano l'intervento dell'Autorità riguardano l'opportunità di aggiornare alcuni standard alla luce delle performance registrate nel terzo periodo di regolazione e della separazione della vendita dalla distribuzione, nonché di estendere alcuni standard commerciali ai clienti produttori, in virtù della crescente diffusione della generazione distribuita.

13.14 Nella Tabella 21 sono riassunte tutte le proposte di regolazione relativi agli aspetti di qualità commerciale della distribuzione e misura oggetto della presente Parte del documento.

Tabella 21 - *Proposte di regolazione relative alla qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura*

Obiettivi specifici (terzo DCO)	Opzione o proposta	Valutazione qualitativa 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

N/A: proposte non sottoposte ad AIR

14 Proposte in materia di regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura

Armonizzazione della disciplina dei lavori ad ammontare predeterminabile

14.1 Il TIQE prevede attualmente che il distributore possa avvalersi della facoltà di individuare lavori ad importo predeterminabile in alternativa alla emissione di un preventivo per lavori su rete BT e alla successiva esecuzione di lavori semplici su rete BT. Il lavoro di importo predeterminabile è un lavoro semplice per il cliente finale in BT il cui importo a carico del cliente finale viene definito in materia forfetaria, indipendentemente dall'effettivo costo delle opere, nel rispetto della normativa vigente, e per il quale il venditore è in grado di comunicare l'importo al cliente finale.

14.2 Il distributore che si avvale di tale facoltà pubblica sul proprio sito internet le tipologie di lavori semplici su rete di bassa tensione di importo predeterminabile per i quali si impegna ad adottare la procedura. La procedura (descritta al comma 64.2 del TIQE) prevede:

“Nel caso di lavori semplici sulla rete in bassa tensione per i quali il venditore sia in grado di predeterminare l'importo a carico del cliente finale:

a) all'atto della richiesta il venditore informa il cliente BT sull'importo a carico del cliente finale e i tempi previsti per l'esecuzione del lavoro;

- b) *su richiesta del venditore, verifica che si tratti effettivamente di un lavoro semplice, entro i successivi cinque giorni lavorativi dal ricevimento della richiesta da parte del venditore;*
- c) *entro lo stesso termine il distributore:*
 - i) *qualora la verifica confermi che si tratti di un lavoro semplice, consegna al cliente BT la documentazione di cui all'articolo 62, comma 62.3;*
 - ii) *il distributore deve consegnare entro 20 giorni al cliente finale, anche tramite il venditore, la documentazione di cui all'articolo 62, comma 62.3. Il distributore è tenuto inoltre a rispettare quanto previsto dal successivo articolo 65, comma 65.2;*
 - iii) *qualora dalla verifica risulti che il lavoro non rientra tra quelli predeterminabili, il distributore ne dà comunicazione al cliente finale, anche tramite il venditore, comunicando il nuovo preventivo entro 20 giorni. In tal caso il cliente finale, anche tramite il proprio venditore, può rinunciare all'esecuzione del lavoro."*

- 14.3 Dagli elementi ottenuti dalla richiesta di informazioni ai maggiori distributori circa le modalità operative adottate per i lavori di importo predeterminabile, la facoltà loro attribuita ha indotto comportamenti vari e difformi: sono stati rilevati distributori che offrono una ampia gamma di prestazioni per lavori ad ammontare predeterminabile e distributori che non prevedono alcuna tipologia per tali lavori; tale varietà crea difficoltà ai venditori (e quindi ai clienti finali) e non parrebbe motivata per le prestazioni tariffate dal TIC e per altre prestazioni per le quali sono previsti oneri forfetari a carico del cliente finale.
- 14.4 Oltre a lamentare la difficoltà della consultazione dei diversi siti internet dei distributori per l'estrema disomogeneità degli stessi, i venditori hanno osservato che in base a tali informazioni non sono sempre e comunque in grado di indirizzare correttamente la richiesta del cliente al distributore, talvolta nemmeno attraverso la consultazione dei siti internet dei distributori. Come già osservato, i venditori non dispongono dei dati tecnici, tipici del distributore, necessari ad identificare con certezza una prestazione; talvolta non possono fornire al cliente finale che richiede la prestazione informazioni certe, e non è sempre possibile acquisire tali informazioni tramite il cliente finale che richiede la prestazione.
- 14.5 D'altra parte appare indubbio che i venditori dovrebbero essere in grado di fornire preventivi certi al cliente richiedente, quantomeno per quanto riguarda i costi delle prestazioni tariffate dal TIC, per le quali non dovrebbe neanche essere necessaria la consultazione del sito internet del distributore.
- 14.6 Dall'analisi degli elementi forniti dalle risposte alla richiesta di informazioni da parte dei distributori di maggiori dimensioni, è stata rilevata una serie di criticità che possono essere così riassunte:
- a) ampia variabilità nell'"offerta" da parte dei distributori di lavori semplici BT a preventivo predeterminabile, che varia dall'assenza di lavori "predeterminabili" alla pre-accettabilità dei lavori richiesti; alcuni distributori non si avvalgono di tale facoltà;
 - b) introduzione di varianti nei flussi previsti dalla procedura definita dal TIQE, con conseguenti comportamenti diversi nei confronti dei clienti finali;

- c) difformità nella gestione dell'accettazione del cliente³⁶, incluse le modalità di pagamento, che determina differenze per il conteggio complessivo dei tempi (anche quelli non necessariamente sottoposti a standard, ma che risultano importanti per garantire le prestazioni in tempi che non siano al di fuori di ogni controllo) sia per l'effettuazione del sopralluogo sia per l'effettuazione della prestazione vera e propria soggetta a standard;
- d) possibile arbitrarietà nella classificazione dei lavori nelle diverse prestazioni soggette a standard specifici e generali;
- e) potenziali criticità nel caso in cui la prestazione del cliente definita prima del sopralluogo sia già stata pagata e si riveli di diverso importo e/o che il cliente non voglia accettare il nuovo preventivo (perché il lavoro o necessita o di autorizzazioni o di ulteriori lavori a carico del cliente);
- f) potenziali criticità nei casi di pre-accettazione della richiesta nell'assolvimento dell'obbligo previsto dal TIQE di garantire l'informativa obbligatoria al cliente sui tempi di effettuazione della prestazione richiesta e indennizzi in caso di non rispetto degli standard.

14.7 Per superare queste criticità reali o potenziali l'Autorità propone una serie di interventi cui tutti i distributori dovrebbero uniformarsi:

- a) identificare in modo univoco le prestazioni più comuni richiedibili dai clienti finali ai venditori;
- b) catalogare quali di queste prestazioni siano da considerarsi attivazioni, quali lavori semplici e quali lavori complessi;
- c) identificare quali prestazioni necessitano di un sopralluogo e quali no;
- d) introdurre tre tipologie di preventivo:
 - comunicabile immediatamente al cliente in sede di prima chiamata telefonica (di seguito: preventivo telefonico);
 - comunicabile successivamente al cliente, senza che richieda il sopralluogo (di seguito: preventivo senza sopralluogo);
 - comunicabile successivamente al cliente, ma che richiede il sopralluogo (di seguito: preventivo con sopralluogo);
- e) stabilire uguali modalità di pagamento (al distributore).

14.8 Come detto alla precedente lettera d), si propongono tre tipologie di preventivo:

- a) il preventivo telefonico riguarda tipicamente le prestazioni tariffate dal TIC, che non richiedono il sopralluogo e per le quali il venditore dovrebbe essere in grado di effettuare il preventivo al cliente alla prima chiamata telefonica, anche senza consultare il sito internet del distributore; se il cliente accetta, al distributore pervenirebbe solo una richiesta di esecuzione della prestazione (cioè l'accettazione da parte del cliente) in data che deve essere quella stessa in cui il cliente ha richiesto la prestazione al venditore (anche con richiesta di esecuzione ritardata, cioè a partire da una certa data) e al cliente finale potrebbe essere rilasciata successivamente dal venditore una rendicontazione (vedi successivo punto 14.9 per i contenuti della rendicontazione); se il cliente per accettare richiede preliminarmente la disponibilità del preventivo, si dovrebbe ricadere

³⁶ Il TIQE prevede che le modalità di accettazione siano previste nel preventivo (articolo 59.1 lettera a)); nello spirito della procedura dei lavori BT a preventivo predeterminabile la richiesta del cliente dovrebbe coincidere con l'accettazione del cliente per essere immediatamente processata.

nel successivo caso del preventivo senza sopralluogo; se il cliente non accetta né l'una né l'altra possibilità la richiesta sarebbe da intendersi annullata;

- b) qualora il cliente richieda una prestazione non tariffata dal TIC, per cui al venditore non siano noti tutti gli elementi necessari a calcolare autonomamente il contributo forfetario, il venditore stesso sarebbe costretto a consultare il sito internet del distributore; si dovrebbero presentare le seguenti casistiche:
- la prestazione, anche se non tariffata dal TIC, è preventivabile a forfait (cioè il venditore la può identificare sul sito del distributore, può visionarne la descrizione e scaricare il preventivo) e non richiede sopralluogo; dal punto di vista procedurale ricadrebbe nel caso del preventivo telefonico;
 - se la prestazione non è tariffata dal TIC e non è nemmeno preventivabile a forfait, si possono verificare le seguenti due casistiche:
 - ✓ la prestazione richiede l'effettuazione di un preventivo che il venditore richiede al distributore e che il distributore potrebbe evadere nel giro di pochi giorni, orientativamente una settimana, poiché non richiede il sopralluogo, sarebbe cioè un preventivo senza sopralluogo; per questo tipo di preventivo si richiederebbe al cliente una accettazione veloce, entro 2-4 settimane; in questo caso la richiesta di esecuzione al distributore (cioè l'accettazione da parte del cliente) avverrebbe in un tempo successivo rispetto al caso del preventivo telefonico;
 - ✓ la prestazione richiede l'effettuazione di un preventivo che il venditore richiede al distributore, ma in questo caso l'emissione del preventivo è subordinata al sopralluogo; tale preventivo può essere definito preventivo con sopralluogo (lo standard vigente di 20 gg lavorativi); la procedura si svilupperebbe come nel caso del preventivo senza sopralluogo e secondo le tempistiche attualmente in vigore.

- 14.9 La rendicontazione del preventivo telefonico e il preventivo senza sopralluogo dovrebbero contenere gli elementi a) b) c) d) e) f) previsti attualmente dal comma 62.3 del TIQE, mentre il preventivo senza sopralluogo dovrebbe contenere anche l'elemento della lettera h) del medesimo comma del TIQE.
- 14.10 Il preventivo con sopralluogo dovrebbe continuare a contenere tutti gli elementi previsti dal comma 62.3 del TIQE.
- 14.11 In linea del tutto generale le tipologie di preventivo identificate si dovrebbero applicare in modo trasversale alle attivazioni, ai lavori semplici e ai lavori complessi.
- 14.12 Rimangono due criticità di importanza non secondaria per le quali si richiede ai soggetti interessati di fornire elementi utili per la loro risoluzione:
- a) il fatto che il distributore in fase di esecuzione (nei casi in cui non è stato eseguito il sopralluogo) si accorga che la prestazione non può essere eseguita secondo quanto indicato nel preventivo, peraltro già accettato dal cliente, ma necessiti di ulteriori lavori non preventivati;
 - b) l'effettiva applicabilità della accettazione del cliente in caso di preventivo telefonico.
- 14.13 I distributori potrebbero organizzare i loro siti internet con maschere e navigazione identiche:

- a) dando evidenza di tre sezioni: la sezione con l'elenco dei preventivi telefonici, in principio quelli non tariffati dal TIC, la sezione con l'elenco delle prestazioni soggette a preventivo senza sopralluogo e la sezione con l'elenco delle prestazioni soggette a preventivo con sopralluogo;
 - b) oppure, nell'elencazione delle prestazioni richiedibili dal cliente finale, indicando per ogni prestazione quale tipologia di preventivo (telefonico, senza sopralluogo, con sopralluogo) e quale standard (attivazione, lavoro semplice, lavoro complesso) si applicano.
- 14.14 I venditori dovrebbero potervi accedere in modo da poter effettuare il preventivo telefonico al cliente durante la prima chiamata telefonica.
- 14.15 Il pagamento della prestazione dovrebbe avvenire solamente a lavoro eseguito, tramite fatturazione *ad-hoc* al venditore da parte del distributore o tramite la fatturazione periodica dal distributore.
- 14.16 Non si intravedono differenze per i casi previsti dalla regolazione in cui il cliente finale può rivolgersi direttamente al distributore; le casistiche sopra illustrate dovrebbero applicarsi pienamente anche a tali situazioni.
- 14.17 In conclusione, nelle Tabelle 22a e 22b sono elencate le prestazioni per le quali si propone l'effettuazione del preventivo telefonico e del preventivo senza sopralluogo.
- 14.18 Per le restanti prestazioni, inclusi gli aumenti di potenza non indicati nelle precedenti Tabelle, sembrerebbe applicarsi sempre il preventivo con sopralluogo, riconducibile principalmente a lavori semplici o complessi.
- 14.19 Si propone inoltre di considerare incluse nelle attivazioni anche le connessioni temporanee di cui al comma 7.3 del TIC (fino ad oggi escluse dalla regolazione) mentre continuano ad essere escluse le connessioni permanenti particolari di cui al comma 7.2 del TIC.
- 14.20 Le connessioni temporanee in bassa tensione (e media tensione) dovranno essere incluse nelle attivazioni; non vi è motivo per cui i clienti che richiedono delle connessioni temporanee (es: i cantieri) non debbano essere tutelati come le altre attività produttive; tra l'altro ritardi in questi casi provocano danni economici alle imprese); si conferma invece l'esclusione dei passaggi tra i mercati di maggior tutela, libero e salvaguardia.
- 14.21 Qualora attraverso la consultazione non si pervenga ad una posizione largamente condivisa, in particolare per il preventivo telefonico, si ritiene che la soluzione inevitabile sia quella di ritornare alla fase di preventivazione (anche per i casi per i quali sarebbe possibile il preventivo telefonico) seguita dalla fase di esecuzione, in sostanza ad una soppressione dei lavori ad ammontare predeterminabile.

Tabella 22a - Elenco delle prestazioni per le quali si propone il preventivo telefonico a cura del venditore

Prestazione	Descrizione della prestazione	Standard applicabile
Attivazione della fornitura per un punto di consegna precedentemente disattivato a parità di potenza	Avvio dell'alimentazione per una singola fornitura precedentemente disattivato a parità di potenza	Attivazione
Attivazione della fornitura per un punto di consegna precedentemente disattivato	Avvio dell'alimentazione per una singola fornitura monofase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione entro i 6,6 kW (nei casi in cui l'aumento di potenza può essere realizzato attraverso interventi limitati al gruppo di misura inclusa l'eventuale installazione o sostituzione del gruppo di misura medesimo)	Attivazione
Attivazione della fornitura per un punto di consegna precedentemente disattivato	Avvio dell'alimentazione per una singola fornitura trifase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione entro i 50 kW (nei casi in cui l'aumento di potenza può essere realizzato attraverso interventi limitati al gruppo di misura inclusa l'eventuale installazione o sostituzione del gruppo di misura medesimo)	Attivazione
Aumento di potenza	Aumento di potenza per una singola fornitura monofase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile prima e dopo l'aumento entro i 6,6 kW (nei casi in cui l'aumento di potenza può essere realizzato attraverso interventi limitati al gruppo di misura inclusa l'eventuale installazione o sostituzione del gruppo di misura medesimo)	Attivazione
Diminuzione di potenza	Diminuzione di potenza per una singola fornitura monofase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile prima e dopo la variazione entro i 6,6 kW (nei casi in cui la diminuzione di potenza può essere realizzata attraverso interventi limitati al gruppo di misura inclusa l'eventuale installazione o sostituzione del gruppo di misura medesimo)	Attivazione
Diminuzione di potenza	Diminuzione di potenza per una singola fornitura trifase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile prima e dopo la variazione entro i 50 kW (nei casi in cui la diminuzione di potenza può essere realizzata attraverso interventi limitati al gruppo di misura inclusa l'eventuale installazione o sostituzione del gruppo di misura medesimo)	Attivazione
Spostamento di un gruppo di misura in BT	Spostamento di un gruppo di misura in BT per forniture ordinarie e temporanee entro 10 m a parità di potenza disponibile	Lavoro semplice
Variazione della tensione di alimentazione	Variazione della tensione di alimentazione da monofase a trifase e viceversa a parità di potenza disponibile	Lavoro semplice

Tabella 22b - Elenco delle prestazioni per le quali si propone il preventivo senza sopralluogo a cura del distributore

Prestazione	Descrizione della prestazione	Standard applicabile
Attivazione della fornitura per nuovo punto di consegna	Attivazione di una singola fornitura monofase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile dopo l'attivazione fino a 6,6 kW e con distanza max dalla cabina MT/BT di riferimento pari a 750 m per le forniture ordinarie e di 20 m per le forniture temporanee (eseguita con interventi limitati alla presa ed eventualmente al gruppo di misura)	Lavoro semplice
Attivazione della fornitura per nuovo punto di consegna	Attivazione della fornitura per una singola fornitura trifase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile dopo l'attivazione fino a 50 kW e con distanza max dalla cabina MT/BT di riferimento pari a 750 m per le forniture ordinarie e di 20 m per le forniture temporanee (eseguita con interventi limitati alla presa ed eventualmente al gruppo di misura)	Lavoro semplice
Aumento di potenza	Aumento di potenza per una singola fornitura monofase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile prima e dopo l'aumento entro i 6,6 kW (eseguita con interventi limitati alla presa ed eventualmente al gruppo di misura)	Lavoro semplice
Aumento di potenza	Aumento di potenza per una singola fornitura trifase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile prima e dopo l'aumento entro i 50 kW (eseguita con interventi limitati alla presa ed eventualmente al gruppo di misura)	Lavoro semplice
Spostamento di un gruppo di misura in BT	Spostamento di un gruppo di misura in BT per forniture ordinarie e temporanee oltre 10 m a parità di potenza disponibile (eseguita con interventi limitati alla presa ed eventualmente al gruppo di misura)	Lavoro semplice

Effetti della regolazione vigente

14.22 In Appendice 6 sono riportati elementi quantitativi relativi alla regolazione commerciale dei servizi di distribuzione e misura aggiornati al 2010³⁷. Nelle Tabelle 23a e 23b sono illustrati i valori effettivi medi registrati nel triennio 2008-10 per le prestazioni di qualità commerciale sottoposte a standard, rispettivamente per i clienti BT e MT.

Tabella 23a – Tempi effettivi medi registrati nel triennio 2008-2010 per le prestazioni di qualità commerciale per i clienti BT

Prestazione	Standard		Tempi effettivi medi		
	Gen.	Spec.	2008	2009	2010
Tempo di preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete di bassa tensione	-	20 gg. lav.	9,82	9,65	9,88
Tempo di esecuzione di lavori semplici	-	15 gg lav.	7,76	7,05	7,17
Tempo di attivazione della fornitura	-	5 gg lav.	1,17	1,08	1,03
Tempo di disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale	-	5 gg lav.	1,25	1,26	1,14
Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità	-	1 giorno feriale/1 giorno lav.	0,20	0,21	0,12
Tempo di ripristino della fornitura in seguito a guasto del gruppo di misura	-	3 ore	1,66	1,62	1,57
Tempo di ripristino della fornitura in seguito a guasto del gruppo di misura	-	4 ore	1,68	1,64	1,54
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale	-	15 gg lav.	6,76	7,17	7,75
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica della tensione della fornitura su richiesta del cliente finale	-	30 gg lav.	18,45	20,73	21,24
Tempo di esecuzione di lavori complessi	60 gg. lav. 85% casi	-	43,88	30,64	30,37
Tempo di risposta a reclami o richieste scritte di informazioni per l'attività di distribuzione	20 gg. lav. 90% casi	-	15,49	12,09	12,92
Tempo di risposta a reclami o richieste scritte di informazioni per l'attività di misura	20 gg. lav. 90% casi	-	24,32	12,43	14,29

³⁷ I dati relativi al 2010 sono ancora oggetto di verifica da parte degli Uffici dell'Autorità.

Tabella 23b – Tempi effettivi medi registrati nel triennio 2008-2010 per le prestazioni di qualità commerciale per i clienti MT

Prestazione	Standard		Tempi effettivi medi		
	Gen.	Spec.	2008	2009	2010
Tempo di preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete di media tensione	40 gg. lav. 90% casi	-	29,71	23,34	24,71
Tempo di esecuzione di lavori semplici	-	30 gg lav.	16,2	10,02	10,61
Tempo di attivazione della fornitura	-	5 gg lav.	7,22	3,42	3,11
Tempo di disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale	-	5 gg lav.	8,01	5,04	3,87
Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità	-	1 giorno feriale	1,76	1,14	1,04
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale	-	15 gg lav.	13,55	9,58	11,39
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica della tensione della fornitura su richiesta del cliente finale	-	30 gg lav.	22,40	20,6	23,20
Tempo di esecuzione di lavori complessi	60 gg. lav. 90% casi	-	44,07	22,44	22,08
Tempo di risposta a reclami o richieste scritte di informazioni per l'attività di distribuzione	20 gg. lav. 95% casi	-	12,5	9,98	10,64
Tempo di risposta a reclami o richieste scritte di informazioni per l'attività di misura	20 gg. lav. 95% casi	-	22,88	14,38	14,72

Revisione degli standard di qualità commerciale

14.23 Per alcune prestazioni l'Autorità ritiene di confermare gli standard in vigore, in particolare per:

- a) tempo di esecuzione dei lavori semplici;
- b) tempo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità;
- c) tempo di ripristino della fornitura in seguito a guasto del gruppo di misura;
- d) tempo per la messa a disposizione di dati tecnici;
- e) tempo di risposta a reclami e richieste scritte di informazioni per l'attività di distribuzione;
- f) tempo di risposta a reclami e richieste scritte di informazioni per l'attività di misura;
- g) tempo per la verifica della tensione di alimentazione.

14.24 Per le seguenti prestazioni i tempi effettivi medi registrati nel triennio 2008-10 sembrerebbero invece indicare la possibilità di un aggiornamento degli standard:

- a) tempo di preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT;
- b) tempo di attivazione della fornitura;
- c) tempo di disattivazione della fornitura;
- d) tempo di comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale;
- e) tempo di preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete MT;

f) tempo per l'esecuzione di lavori complessi su rete BT e su rete MT.

- 14.25 Per quanto riguarda la preventivazione, l'introduzione del preventivo senza sopralluogo comporterebbe l'introduzione di un nuovo standard, orientativamente dell'ordine di 5-7 giorni lavorativi, ed una accettazione veloce da parte del cliente (2-4 settimane).
- 14.26 Per quanto riguarda l'attivazione e la disattivazione della fornitura si ritiene che debba essere introdotta la possibilità per il cliente di richiedere l'esecuzione "ritardata", cioè a partire da una determinata data. In tale evenienza la prestazione dovrebbe essere eseguita entro la data ritardata e non considerare la data ritardata come la data effettiva della richiesta dell'attivazione dalla quale far partire il conteggio del tempo. Sempre in tale evenienza si dovrebbe mantenere la tracciatura di tutte le date rilevanti. In riferimento al DCO 4/11 si ritiene che l'attivazione contrattuale sia da riferire allo standard vigente relativo alla attivazione della fornitura. Infine, ai punti 14.44 e 14.45 si analizza il possibile impatto del DM 47/08 sulla attivazione della fornitura e sui nuovi allacciamenti.
- 14.27 In merito alla verifica del gruppo di misura la Direzione Consumatori e Qualità del Servizio ha formulato una specifica richiesta dati ad Enel Distribuzione come maggior distributore italiano, con riferimento alla prestazione "Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale", richiedendo le informazioni estratte dal registro delle prestazioni per conoscere in caso di verifica fuori limiti, il tempo di sostituzione del gruppo di misura. I dati comunicati da Enel Distribuzione sono riassunti nella Tabella 24.

Tabella 24 – *Tempo di sostituzione del gruppo di misura da parte di Enel distribuzione (verifiche del gruppo di misura su richiesta del cliente finale effettuate nel corso del 2009) - Elaborazioni degli Uffici dell'Autorità di dati comunicati da Enel Distribuzione.*

	Numero di casi di richieste di verifica del gruppo di misura	N. casi di verifiche con riscontro di anomalie		N. casi con anomalie riscontrate		N. casi sostituzione del gruppo di misura		Tempi medi effettivi di sostituzione (gg solari)		N. casi non sostituiti (Solo fuori limiti tolleranza)
		No	Si	Entro limiti tolleranza	Fuori limiti tolleranza	Entro limiti tolleranza	Fuori limiti tolleranza	Su tutti i gruppi di misura sostituiti	Solo gruppi di misura fuori limiti tolleranza	
Clients BT domestici	13.471 (75,47%)	11.697 (87%)	1.774 (13%)	1.439	335 (2,48%)	822	314	69,33	72,08	21
Clients BT non domestici	3.995 (22,38%)	2793(70%)	1.202 (30%)	821	381 (9,53%)	538	370	102,90	112,90	11
Clients MT	382 (2,14%)	288 (75%)	94 (25%)	39	55 (14,39%)	3	55	123,67	121,44	-
	17.848		3070 (17,55%)	2299	771 (4,31%)	1363	739	85,33	96,19	32

- 14.28 I dati comunicati da Enel Distribuzione hanno evidenziato che le quasi 18.000 verifiche effettuate nel corso del 2009 hanno riguardato nel 75% dei casi clienti BT domestici, nel 22% dei casi clienti BT non domestici e nel 2% dei casi clienti MT.
- 14.29 I dati sui tempi medi effettivi di sostituzione del gruppo di misura comunicati da Enel distribuzione, effettuate in caso di anomalie riscontrate in esito alla verifica, mostrano tempi medi effettivi piuttosto elevati che vanno dai 69 giorni in media per

i clienti BT domestici ai 102 giorni in media per i clienti BT non domestici e raggiungono i 123 giorni in media per i clienti MT. Anche considerando i tempi medi delle sostituzioni dei soli gruppi di misura risultati in esito alla verifica fuori limiti di tolleranza i tempi mostrano un lieve peggioramento. Tali tempi possono risentire del fatto che, come previsto dall'articolo 11 della delibera 200/99, la sostituzione del gruppo di misura 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.

- 14.30 L'Autorità ritiene che possa essere introdotto un tempo massimo per la sostituzione del misuratore guasto, eventualmente differenziata per tipologia di cliente, accompagnata da una classificazione delle cause di malfunzionamento (es.: guasto generico, guasto a orologio calendario, guasto all'hardware del misuratore, guasto ai riduttori misura, guasto al software metrologico, etc.). Per quanto riguarda i tempi di sostituzione del misuratore guasto si propone di rivedere l'articolo 11 della deliberazione 200/99, prevedendo che una volta accertato che il misuratore è guasto, entro un certo tempo debba comunque essere sostituito, purchè in presenza del cliente, così da assicurare il contraddittorio con il distributore.
- 14.31 In merito al tempo per la preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete MT, si propone di trasformare lo standard da generale a specifico, anche in analogia con la bassa tensione.
- 14.32 Per quanto riguarda l'esecuzione di lavori complessi, l'attuale regolazione prevede che qualora entro il tempo massimo di 60 giorni lavorativi il distributore non completi il lavoro richiesto, il distributore debba inviare al richiedente una comunicazione contenente il nominativo e il recapito della persona responsabile nonché i tempi previsti per il completamento del lavoro medesimo. Alcune segnalazioni dei clienti finali testimoniano che tale disposizione è disattesa in numerosi casi. Per renderla maggiormente efficace si propone che in caso di mancato invio della comunicazione entro 60 giorni lavorativi il distributore debba corrispondere un indennizzo al cliente finale. Inoltre, si propone di estendere l'informativa prevista al comma 65.2 per i lavori complessi esclusi dalla regolazione (di cui al 65.3 lettera a), b) e c)).
- 14.33 Con il prossimo periodo di regolazione l'Autorità intende monitorare anche i tempi necessari per l'ottenimento delle autorizzazioni, che attualmente causano una sospensione nel calcolo dei tempi.
- 14.34 Una alternativa alla revisione degli standard potrebbe consistere nell'innalzamento degli indennizzi automatici, così da stimolare il distributore ad agire con maggior incisività sulle code dei clienti peggio serviti. Gli indennizzi automatici sono attualmente differenziati per tipologia di utenza e in relazione all'entità del ritardo nell'esecuzione della prestazione. L'importo degli indennizzi automatici potrebbe essere aggiornato a 40 € i clienti domestici, 80 € per i clienti BT non domestici e 120 € per i clienti MT, fatti salvi i meccanismi di escalation per ritardata effettuazione della prestazione e pagamento dell'indennizzo.
- 14.35 Per quanto riguarda lo standard generale sulle risposte ai reclami scritti e le richieste di informazione vengono formulate alcune proposte nei punti da 14.38 a 14.43 per allineare la regolazione della distribuzione a quella della vendita.
- 14.36 Parallelamente al processo di consultazione, come previsto dal piano AIR verrà effettuata una indagine demoscopica quali-quantitativa finalizzata ad acquisire il

giudizio dei clienti finali clienti domestici e non domestici sui servizi sia in termini di aspettative sia in termini di soddisfazione; nella fase finale di fissazione degli standard si terrà conto anche degli esiti dell'indagine demoscopica.

Estensione di alcuni standard ai clienti produttori

14.37 Con la sempre maggiore espansione della generazione diffusa, l'Autorità propone di estendere ai clienti produttori BT e MT i seguenti standard³⁸:

- a) verifica della tensione di alimentazione;
- b) verifica del gruppo di misura;
- c) risposte ai reclami scritti;
- d) risposte alle richieste di informazioni.

Si propone infine che sia estesa ai clienti produttori BT la misurazione individuale della continuità del servizio e della qualità della tensione disciplinata dall'articolo 57 del TIQE.

Revisione delle disposizioni sul trattamento dei reclami per l'attività di distribuzione

14.38 Il TIQE disciplina il trattamento dei reclami e delle richieste di informazioni scritti inviati dai clienti finali ai distributori. È in vigore uno standard generale che prevede un tempo massimo di 20 giorni lavorativi per la risposta da parte del distributore da rispettare per il 90% dei casi per i clienti BT e per il 95% dei casi per i clienti MT.

14.39 La risposta motivata del distributore deve contenere:

- a) il riferimento al reclamo scritto o alla richiesta di informazioni;
- b) l'indicazione del nominativo e del recapito della persona incaricata dal distributore per fornire al cliente eventuali chiarimenti.

14.40 Nel caso di reclami scritti la risposta motivata al cliente finale deve contenere l'indicazione delle cause di non conformità del servizio per le quali è stato presentato il reclamo.

14.41 Non sembra vi siano motivi per non allineare tale standard all'analogo disciplinato dal TIQV, prevedendo anche per la distribuzione, sia per i clienti BT che MT, uno standard specifico di 40 giorni solari ed un indennizzo automatico in caso di mancato rispetto dello standard, e prevedendo che la risposta motivata contenga:

- a) il riferimento al reclamo scritto inoltrato dal cliente;
- 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 ed i tempi delle azioni correttive poste in essere dal distributore;
- e) l'elenco della documentazione allegata.

³⁸ Si rammenta che il TICA disciplina tempi massimi e indennizzi automatici in materia di connessione di impianti di generazione.

- 14.42 Anche per quanto riguarda le risposte a richieste scritte di informazioni si propone un allineamento al TIQV, mantenendo lo standard generale, ma portando il tempo massimo per fornire la risposta al cliente a 30 giorni solari per il 95% delle richieste, sia per i clienti BT che MT.
- 14.43 Rimane salva la disposizione in base alla quale è il venditore che deve fornire risposta al reclamo o alla richiesta di informazioni nel caso in cui questa venga inviata sia al distributore che al venditore.

Adeguamento della regolazione all'art. 8 del DM 37/08 (allacciamenti/attivazioni)

- 14.44 Il D.M. n. 37/08, entrato in vigore il 27 marzo 2008 introduce una sostanziale revisione della legge n. 46/90. Tra le altre disposizioni, l'articolo 8 prevede che entro 30 giorni dall'allacciamento di una nuova fornitura di energia elettrica negli edifici di qualsiasi destinazione d'uso, da un aumento della potenza impegnata a seguito di intervento sull'impianto o da un aumento di potenza che senza interventi sull'impianto determini il raggiungimento dei livelli di potenza impegnata, il committente (come detto il cliente o un suo rappresentante) debba consegnare al distributore o al venditore copia della dichiarazione di conformità dell'impianto. Può essere necessario quindi produrre una dichiarazione di conformità anche per un impianto già esistente.
- 14.45 Se ciò non avviene, il decreto n. 37/08 prevede che il fornitore o il distributore di gas, energia elettrica o acqua, previo congruo avviso, è tenuto a sospendere la fornitura. In relazione a queste nuove disposizioni si richiede di segnalare gli aspetti critici, rilevati o potenziali, in relazione alle disposizioni vigenti della qualità commerciale attinenti a quanto previsto dal D.M. N. 37/08, ed eventualmente di formulare proposte.

Gestione delle richieste in corso in caso di switching

- 14.46 Alcune criticità potrebbero verificarsi nel caso in cui una richiesta di prestazione di qualità commerciale non venga eseguita in tempi brevi e in questo intervallo di tempo il cliente finale eserciti la facoltà di cambiare il proprio venditore di energia elettrica. È necessario individuare meccanismi certi che consentano di non dilatare i tempi di esecuzione della prestazione e che soprattutto non costringano il cliente a dover riformulare la richiesta.

In particolare queste criticità sono rilevate quando il venditore uscente ha già ricevuto ma non ancora trasmesso l'accettazione del preventivo del distributore inviata dal cliente. In relazione a questi particolari casi si richiede di segnalare gli aspetti critici rilevati dai distributori in relazione alle disposizioni relative alla qualità commerciale attualmente in vigore.

Spunti per la consultazione

- Q.23** *Si condividono le proposte formulate in materia di armonizzazione dei lavori ad ammontare predeterminabile? Se no per quali motivi? Si condividono, in particolare le proposte di catalogazione delle prestazioni di uso più comune richieste dai clienti finali, le proposte riguardanti l'identificazione delle tre tipologie di preventivo e le procedure che i distributori e i venditori dovrebbero mettere in atto? Si ritiene che gli interventi proposti, mirati a uniformare il comportamento dei distributori, facciano effettivamente chiarezza nelle interazioni tra cliente finale e venditore e tra venditore e distributore, in particolare per veicolare correttamente le richieste dei clienti finali?*
- Q.24** *Si condivide la proposta di uniformare per tutti i distributori il pagamento della prestazione alla conclusione della esecuzione della stessa? Se no, quale alternativa, sempre uniforme per tutti i distributori potrebbe essere adottata?*
- Q.25** *Quali altre prestazioni possono essere ricomprese tra quelle a preventivazione telefonica e quali tra quelle a preventivazione senza sopralluogo e a quali standard dovrebbero riferirsi?*
- Q.26** *Si ritiene che vi possano essere dei lavori complessi per i quali possa essere effettuabile la preventivazione telefonica o senza sopralluogo?*
- Q.27** *Come potrebbe essere risolta la problematica di cui al punto 14.12, lettera a)? Si ritiene che quanto disciplinato nel TIQE al comma 64.2, lettera c), alinea ii, possa essere applicabile anche all'atto dell'esecuzione della prestazione?*
- Q.28** *Quali criticità può comportare l'accettazione del preventivo telefonico da parte del cliente durante la prima chiamata telefonica?*
- Q.29** *Si condividono le proposte formulate per la possibile revisione degli standard di qualità commerciale vigenti? Se no, per quali motivazioni? Per quali prestazioni elencate al punto 14.24 potrebbe essere ridotto lo standard?*
- Q.30** *Si condivide la proposta di trasformare da generale a specifico lo standard per la preventivazione di lavori sulla rete MT? Se no, per quali motivazioni?*
- Q.31** *Quali criticità si intravedono nella fissazione di un tempo massimo per la sostituzione del gruppo di misura, rivelatosi guasto a seguito di verifica, in presenza del cliente? Quale classificazione delle cause di guasto dei misuratori potrebbero essere adottate?*
- Q.32** *Si ritiene che la richiesta di esecuzione "ritardata" da parte del cliente finale possa essere adottata anche per altre prestazioni, oltre che per l'attivazione e la disattivazione della fornitura?*
- Q.33** *Si condivide la proposta inerente l'armonizzazione dello standard relativo alle risposte ai reclami scritti, allineandolo al TIQV? Se no, per quali motivazioni?*
- Q.34** *Si condivide la proposta di estendere ai clienti produttori alcuni standard di qualità commerciale? Se no, per quali motivazioni? Si ritiene che la verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente produttore possa essere estesa anche al misuratore dell'energia elettrica prodotta, almeno per gli impianti fino a 20 kW?*
- Q.35** *Quali sono le possibili implicazioni sugli allacciamenti, attivazioni e aumenti di potenza disciplinati dall'articolo 8 del DM 37/08?*

Appendice 1: Aggiornamento del 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. (terzo documento per la consultazione)	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 (quarto documento per la consultazione)	giugno 2011	
Seminario pubblico di presentazione del terzo documento per la consultazione	maggio-giugno 2011	
Termine per la presentazione delle osservazioni scritte al terzo e al quarto documento per la consultazione	luglio 2011	
Pubblicazione del documento per la consultazione in materia di proposte finali per la regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura. (quinto documento per la consultazione)	settembre 2011	
Eventuale svolgimento di ulteriori incontri tematici con i soggetti interessati	settembre 2011	
Realizzazione dell’indagine demoscopica sulla soddisfazione e le aspettative dei clienti	luglio-settembre 2011	
Termine per la presentazione delle osservazioni scritte al quinto documento per la consultazione	ottobre 2011	
Emanazione del provvedimento finale per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura e prime disposizioni per la regolazione della continuità del servizio di trasmissione	novembre-dicembre 2011	
Pubblicazione della relazione AIR relativa alla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura	dicembre 2011-gennaio 2012	
Prosecuzione della consultazione su ulteriori aspetti della regolazione della qualità dei servizi elettrici e adozione di ulteriori provvedimenti	dal 2012	

Nota: in grassetto le variazioni rispetto alla precedente versione

Appendice 2: Sintesi degli obiettivi specifici, delle opzioni e delle proposte di regolazione del presente documento

Obiettivo (terzo DCO)	Opzione o proposta	Valutazione qualitativa 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

Obiettivi specifici (terzo DCO)	Opzione o proposta	Valutazione qualitativa 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

N/A: proposte non sottoposte ad AIR

Appendice 3: Sintesi degli obiettivi specifici, delle opzioni e delle proposte di regolazione dei DCO 40/10 e 42/10

Obiettivo (primo documento)	Opzione o proposta	Valutazione qualitativa 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

Obiettivo (primo documento)	Opzione o proposta	Valutazione qualitativa complessiva
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 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 	N/A

Obiettivo (primo documento)	Opzione o proposta	Valutazione qualitativa 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

N/A: proposte non sottoposte ad AIR

Nota: l'opzione di regolazione #1 è oggetto di ulteriore valutazione nel presente documento, al capitolo 8

Obiettivo specifico (secondo DCO)	Proposte di regolazione	Valutazione
Promuovere il miglioramento della <i>performance</i> delle imprese tramite la pubblicazione comparativa dei dati di qualità	<p>Publicazione periodica dei dati nazionali e locali (regionali/provinciali) relativi alle interruzioni transitorie</p> <p>Publicazione comparativa dei dati relativi alle interruzioni transitorie per i clienti serviti dalle principali imprese distributrici</p>	N/A

Obiettivo specifico (secondo DCO)	Proposte di regolazione	Valutazione
Aumentare l'informazione per gli utenti in materia di qualità del servizio, anche al fine di una maggiore consapevolezza delle proprie responsabilità	<p>Comunicazione individuale dei buchi di tensione a ogni cliente MT</p> <p>Comunicazione dei livelli storici di interruzioni lunghe, brevi e transitorie e dei buchi di tensione ai richiedenti connessione MT</p> <p>Responsabilizzazione dei clienti MT in merito all'immunizzazione dei propri impianti a fronte dei buchi di tensione meno severi</p>	N/A

Obiettivo specifico (secondo DCO)	Opzione di regolazione	Valutazione complessiva
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

Obiettivo specifico (secondo DCO)	Proposte di regolazione	Valutazione
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	<p>Definizione di indicatori sintetici per il monitoraggio della <i>performance</i> di rete in materia di buchi di tensione</p> <p>Responsabilizzazione delle imprese distributrici in merito ai buchi di tensione più severi</p> <p>Publicazione periodica di indicatori sintetici su base nazionale e locale (regione/provincia/cabina primaria) relativi ai buchi di tensione</p> <p>Publicazione comparativa di indicatori sintetici relativi ai buchi di tensione sulle reti MT delle principali imprese distributrici</p> <p>Campagna di monitoraggio tramite i misuratori elettronici</p> <p>Modifica dello standard di qualità commerciale relativo alla verifica delle variazioni di tensione</p>	N/A

N/A: proposte non sottoposte ad AIR

Appendice 4: Elementi quantitativi relativi alla regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica aggiornati al 2010

Tavola A4.1 – Durata complessiva (minuti persi per cliente) delle interruzioni senza preavviso lunghe – Italia, periodo 1998-2010

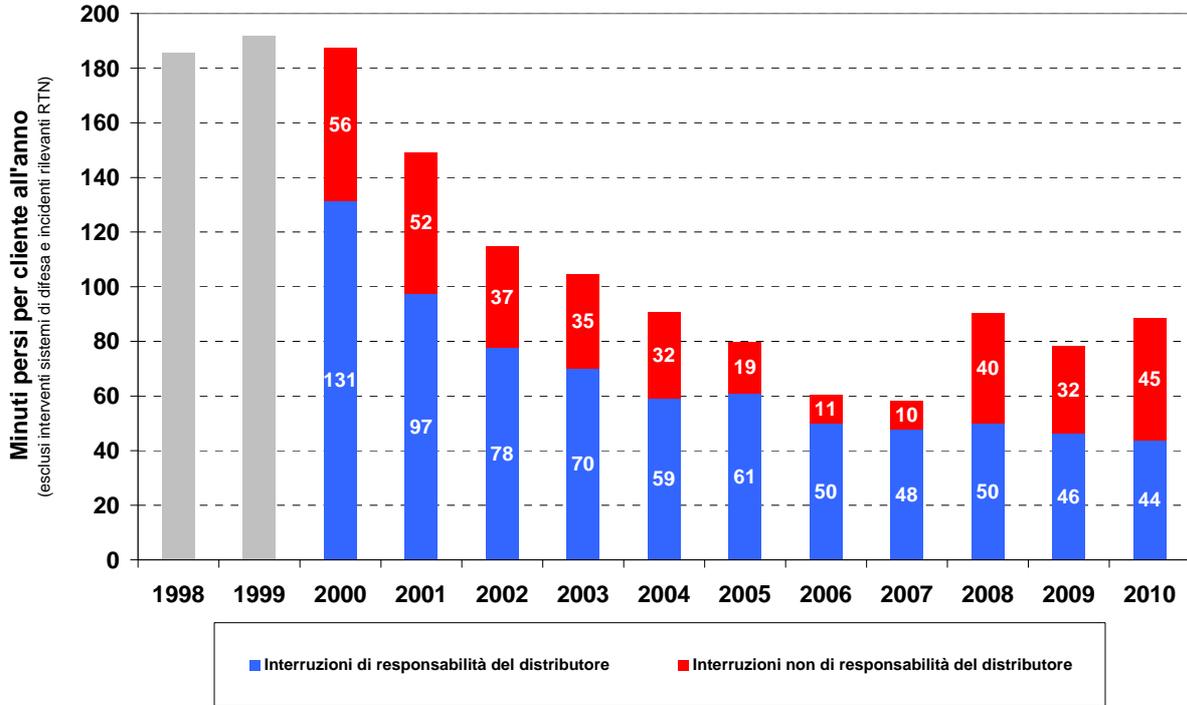


Tavola A4.2 – Durata complessiva (minuti persi per cliente) delle interruzioni senza preavviso lunghe per circoscrizione, periodo 1998-2010

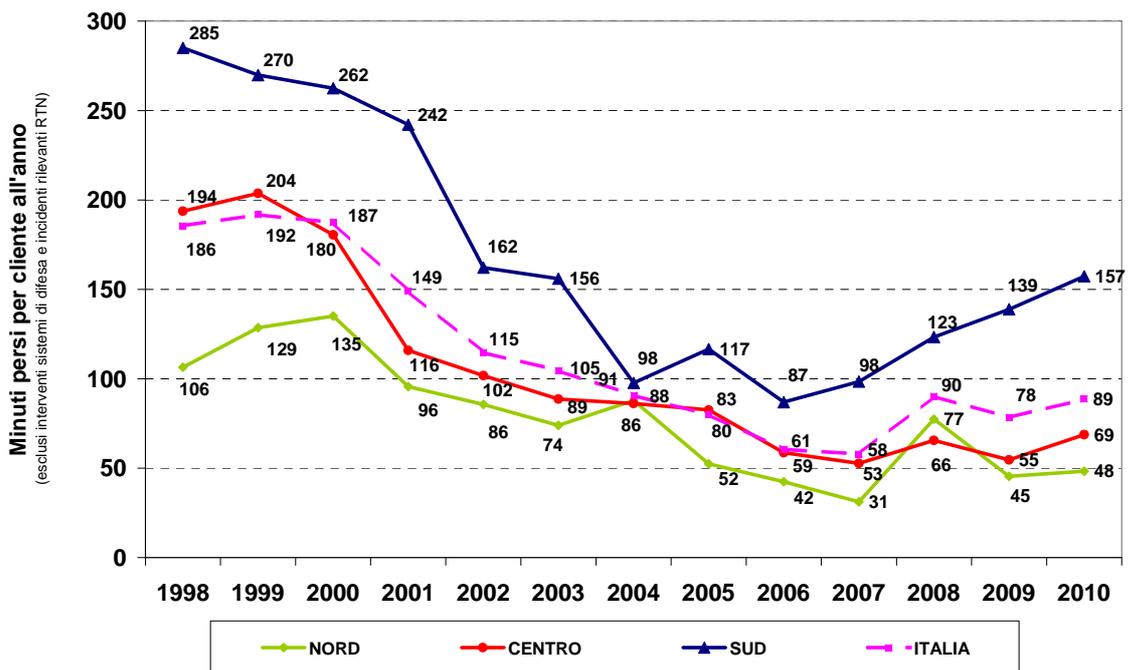


Tavola A4.3 – Durata (minuti persi per cliente) delle interruzioni senza preavviso lunghe soggette a regolazione incentivante per circoscrizione, periodo 1998-2010

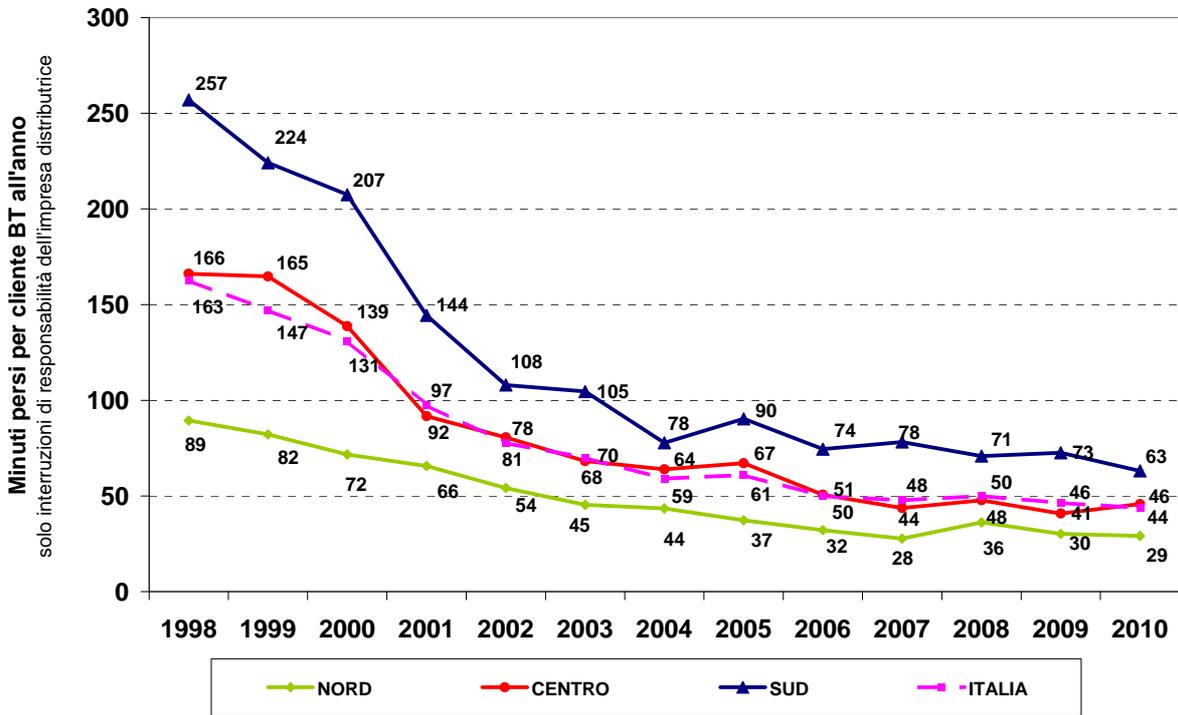


Tavola A4.4 – Numero complessivo di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente per circoscrizione, periodo 1998-2010

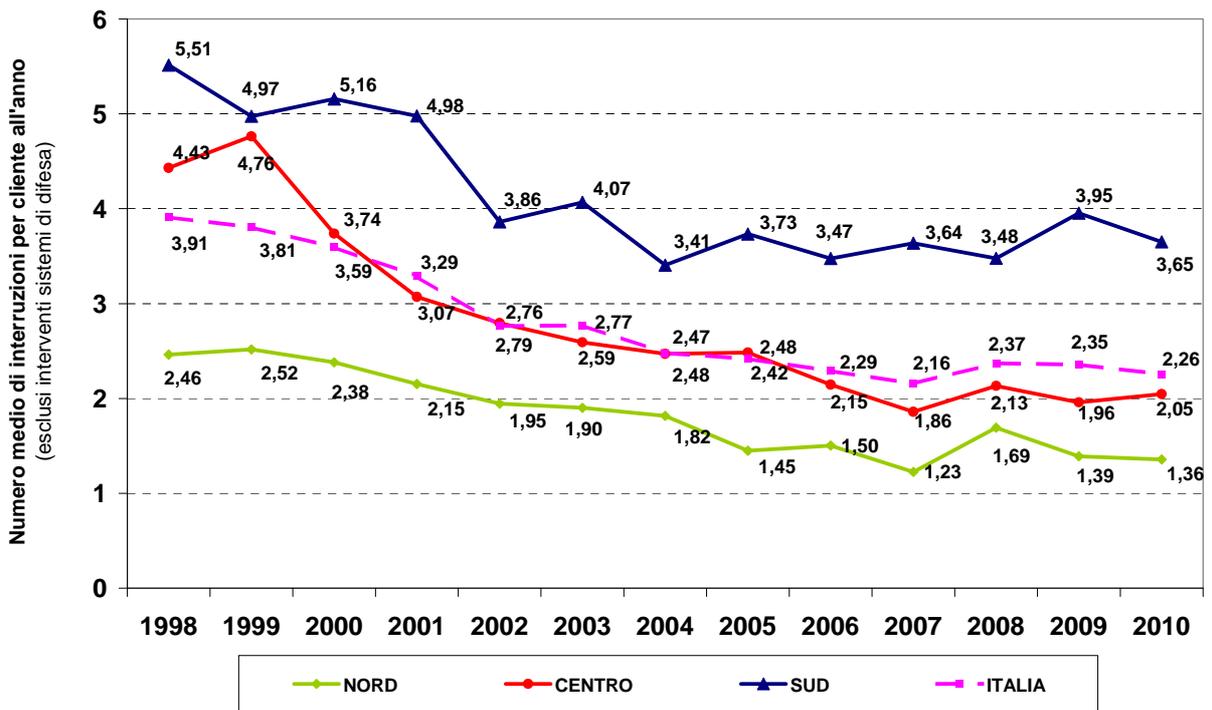


Tavola A4.5 – Numero complessivo di interruzioni brevi per cliente per circoscrizione, periodo 2004-2010³⁹

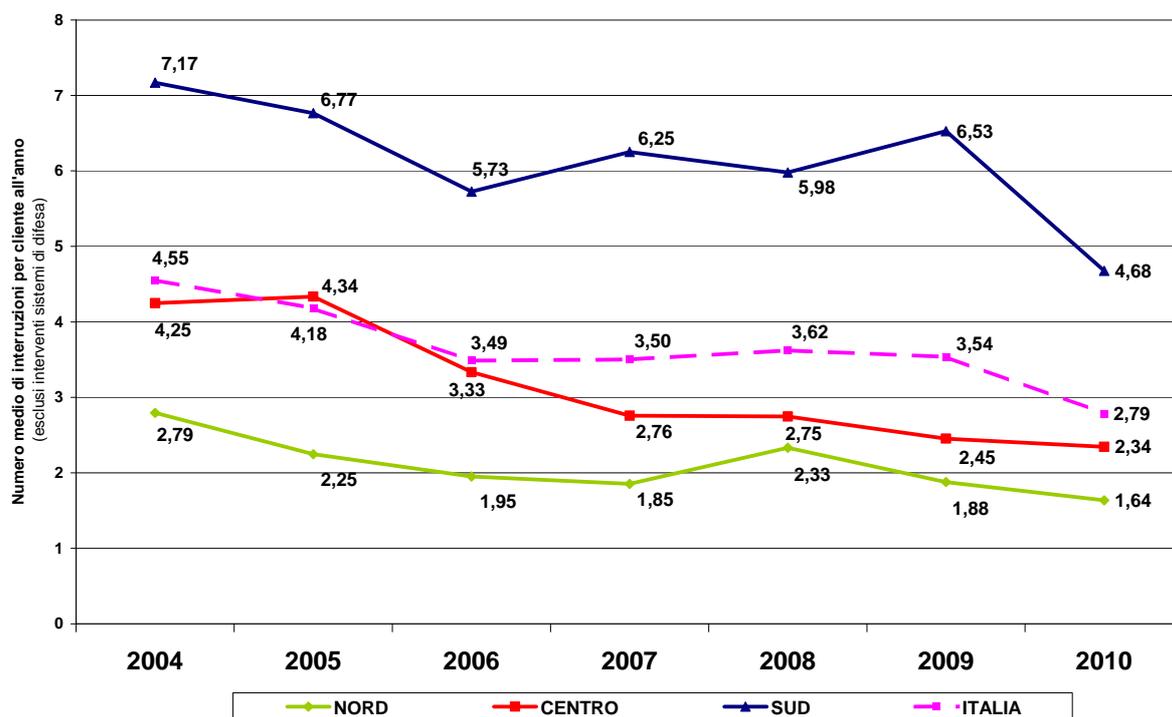
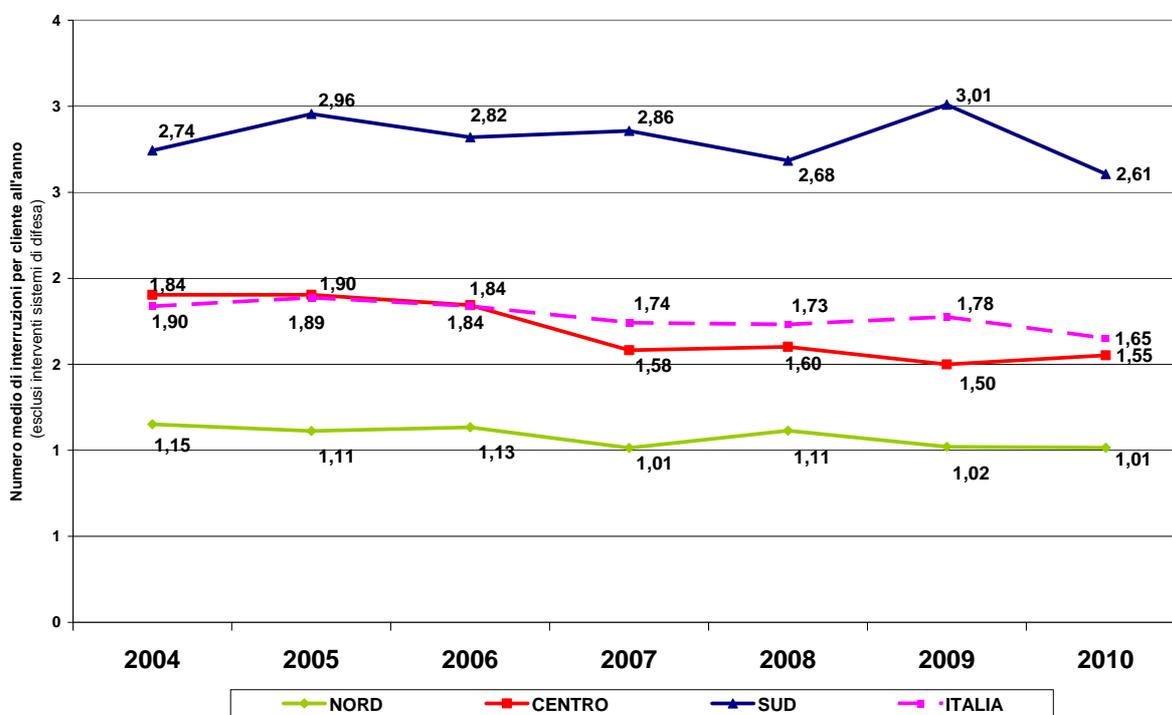


Tavola A4.6 - Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente soggette a regolazione incentivante per circoscrizione, periodo 2004-2010



³⁹ Gli indicatori del numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi sono disponibili rispettivamente dal 2000 e dal 2002; sono stati ricalcolati secondo le regole di registrazione in vigore dal 2008 “a ritroso” sino al 2004.

Tavola A4.7 – Numero di interruzioni brevi per cliente soggette a regolazione incentivante per circoscrizione, periodo 2004-2010

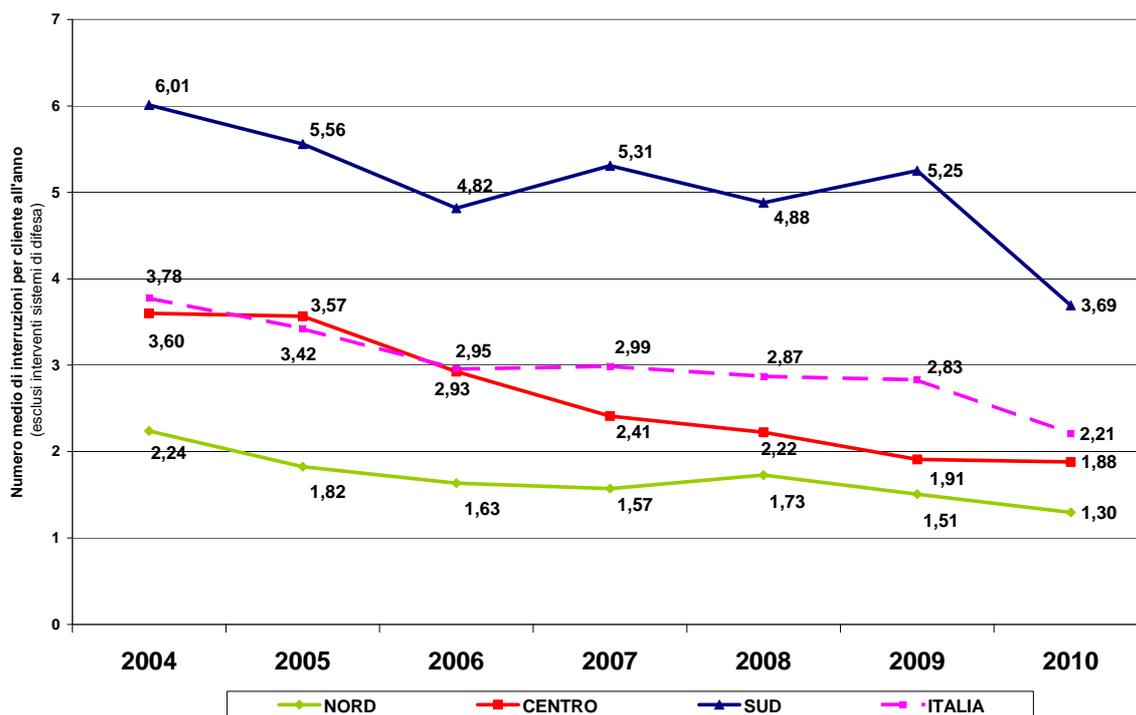


Tavola A4.8 – Numero di interruzioni senza preavviso lunghe + brevi per cliente soggette a regolazione incentivante per circoscrizione, periodo 2004-2010

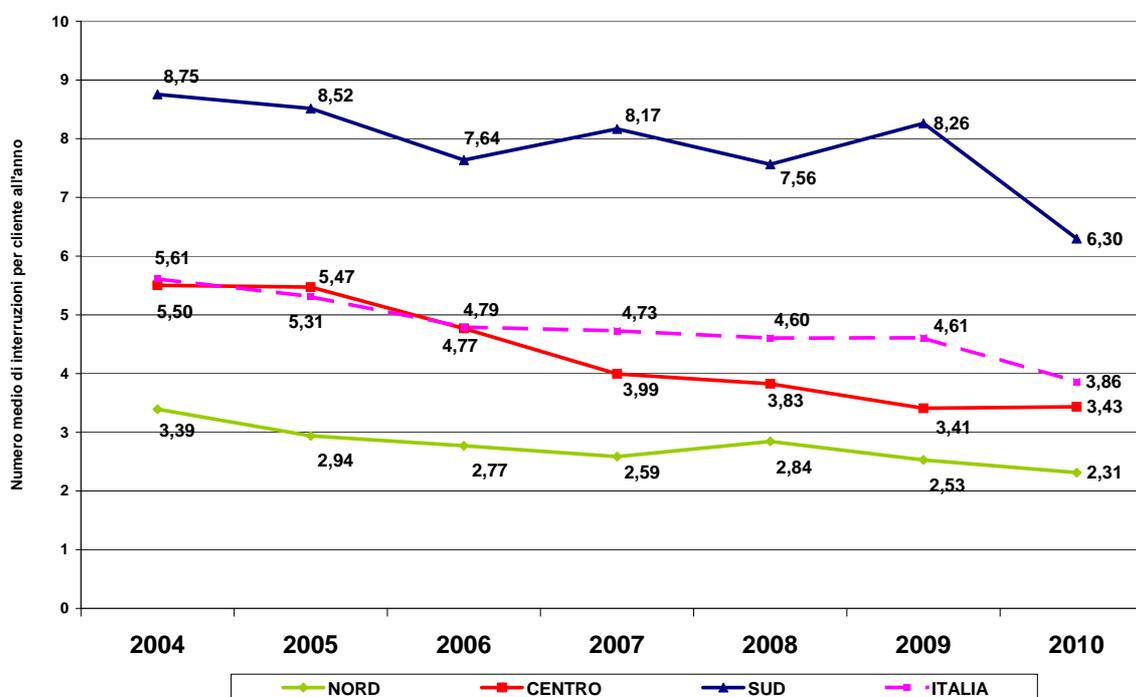


Tavola A4.9 - Clienti BT e consumi BT e MT con durata soggetta a regolazione incentivante (D1) migliore del livello obiettivo

	2004		2005		2006		2007		2008		2009		2010	
	% Clienti BT su totale conc.	% Energia su totale conc.	% Clienti BT su totale conc.	% Energia su totale conc.	% Clienti BT su totale conc.	% Energia su totale conc.	% Clienti BT su totale conc.	% Energia su totale conc.	% Clienti BT su totale conc.	% Energia su totale conc.	% Clienti BT su totale conc.	% Energia su totale conc.	% Clienti BT su totale conc.	% Energia su totale conc.
Alta c.	41%	42%	37%	38%	45%	49%	43%	48%	38%	39%	38%	39%	37%	38%
Media c.	31%	34%	47%	56%	58%	68%	61%	71%	60%	69%	61%	71%	64%	74%
Bassa.c	24%	28%	41%	49%	72%	79%	75%	82%	60%	69%	75%	82%	76%	81%
ITALIA	32%	35%	42%	50%	57%	65%	59%	67%	53%	61%	57%	64%	59%	66%

Nota: nel 2010, per l'alta concentrazione, la percentuale di ambiti con durata soggetta a regolazione incentivante migliore del livello obiettivo è pari al 53%.

Tavola A4.10 - Clienti BT e consumi BT e MT con numero di interruzioni soggetto a regolazione incentivante (N1) migliore del livello obiettivo

	2008		2009		2010	
	% Clienti BT su totale conc.	% Energia su totale conc.	% Clienti BT su totale conc.	% Energia su totale conc.	% Clienti BT su totale conc.	% Energia su totale conc.
Alta c.	16%	18%	22%	23%	18%	19%
Media c.	22%	28%	29%	35%	32%	37%
Bassa.c	28%	35%	39%	48%	49%	57%
ITALIA	22%	27%	29%	35%	32%	36%

Tavola A4.11 - Incentivi e penalità erogati nel periodo 2004-2010 per la durata delle interruzioni

	II PERIODO REGOLATORIO											
	2004			2005			2006			2007		
	incentivi [€]	penalità [€]	netto [€]	incentivi [€]	penalità [€]	netto [€]	incentivi [€]	penalità [€]	netto [€]	incentivi [€]	penalità [€]	netto [€]
Nord	35.746.568,16	0,00	35.746.568,16	79.236.669,22	2.755.360,76	76.481.308,46	117.904.103,96	405.267,83	117.498.836,13	129.041.074,58	0,00	129.041.074,58
Centro	8.514.328,10	0,00	8.514.328,10	14.125.489,63	1.231.544,27	12.893.945,36	23.883.867,27	4.156.342,89	19.727.524,38	33.731.467,06	1.161.443,15	32.570.023,91
Sud	22.254.068,20	0,00	22.254.068,20	37.234.497,58	1.919.481,26	35.315.016,32	33.123.521,03	5.371.460,38	27.752.060,65	35.029.808,85	6.827.098,07	28.202.710,78
<i>Alta conc.</i>	<i>12.368.525,84</i>	<i>0,00</i>	<i>12.368.525,84</i>	<i>18.746.296,83</i>	<i>553.664,48</i>	<i>18.192.632,35</i>	<i>15.964.320,02</i>	<i>2.961.530,26</i>	<i>13.002.789,76</i>	<i>14.710.655,55</i>	<i>3.573.903,33</i>	<i>11.136.752,22</i>
<i>Media conc.</i>	<i>35.702.611,45</i>	<i>0,00</i>	<i>35.702.611,45</i>	<i>63.121.735,77</i>	<i>1.625.207,48</i>	<i>61.496.528,29</i>	<i>80.099.543,15</i>	<i>4.277.520,20</i>	<i>75.822.022,95</i>	<i>91.203.827,28</i>	<i>3.560.034,59</i>	<i>87.643.792,69</i>
<i>Bassa conc.</i>	<i>18.443.827,17</i>	<i>0,00</i>	<i>18.443.827,17</i>	<i>48.728.623,83</i>	<i>3.727.514,33</i>	<i>45.001.109,50</i>	<i>78.847.629,09</i>	<i>2.694.020,64</i>	<i>76.153.608,45</i>	<i>91.887.867,66</i>	<i>854.603,30</i>	<i>91.033.264,36</i>
ITALIA	66.514.964,46	0,00	66.514.964,46	130.596.656,43	5.906.386,29	124.690.270,14	174.911.492,26	9.933.071,10	164.978.421,16	197.802.350,49	7.988.541,22	189.813.809,27

	III PERIODO REGOLATORIO					
	2008			2009		
	incentivi [€]	penalità [€]	netto [€]	incentivi [€]	penalità [€]	netto [€]
Nord	45.576.456,29	0,00	45.576.456,29	40.197.948,16	1.816.462,62	38.381.485,54
Centro	7.284.800,49	0,00	7.284.800,49	7.465.780,13	379.955,39	7.085.824,74
Sud	6.435.966,81	0,00	6.435.966,81	6.278.572,92	10.806.178,06	-4.527.605,14
<i>Alta conc.</i>	<i>5.074.036,19</i>	<i>0,00</i>	<i>5.074.036,19</i>	<i>6.209.701,75</i>	<i>4.090.254,11</i>	<i>2.119.447,64</i>
<i>Media conc.</i>	<i>31.899.485,23</i>	<i>0,00</i>	<i>31.899.485,23</i>	<i>28.867.252,65</i>	<i>6.198.957,93</i>	<i>22.668.294,72</i>
<i>Bassa conc.</i>	<i>22.323.702,17</i>	<i>0,00</i>	<i>22.323.702,17</i>	<i>18.865.346,81</i>	<i>2.713.384,03</i>	<i>16.151.962,78</i>
ITALIA	59.297.223,59	0,00	59.297.223,59	53.942.301,21	13.002.596,07	40.939.705,14

Tavola A4.12 - Incentivi e penalità erogati nel biennio 2008-2009 per il numero di interruzioni

III PERIODO REGOLATORIO						
	2008			2009		
	incentivi [€]	penalità [€]	netto [€]	incentivi [€]	penalità [€]	netto [€]
Nord	21.283.025,43	0,00	21.283.025,43	20.478.473,70	5.108.319,13	15.370.154,57
Centro	12.165.390,03	0,00	12.165.390,03	13.340.982,91	749.963,98	12.591.018,93
Sud	12.397.223,74	0,00	12.397.223,74	13.184.744,72	16.405.279,29	-3.220.534,57
<i>Alta conc.</i>	<i>11.276.168,15</i>	<i>0,00</i>	<i>11.276.168,15</i>	<i>13.729.938,02</i>	<i>3.464.871,27</i>	<i>10.265.066,75</i>
<i>Media conc.</i>	<i>16.725.682,07</i>	<i>0,00</i>	<i>16.725.682,07</i>	<i>15.213.351,62</i>	<i>10.552.185,72</i>	<i>4.661.165,90</i>
<i>Bassa conc.</i>	<i>17.843.788,98</i>	<i>0,00</i>	<i>17.843.788,98</i>	<i>18.060.911,69</i>	<i>8.246.505,41</i>	<i>9.814.406,28</i>
ITALIA	45.845.639,20	0,00	45.845.639,20	47.004.201,33	22.263.562,40	24.740.638,93

Tavola A4.13 – Durata (minuti persi per cliente) delle interruzioni con preavviso, per circoscrizione, periodo 2000-2010

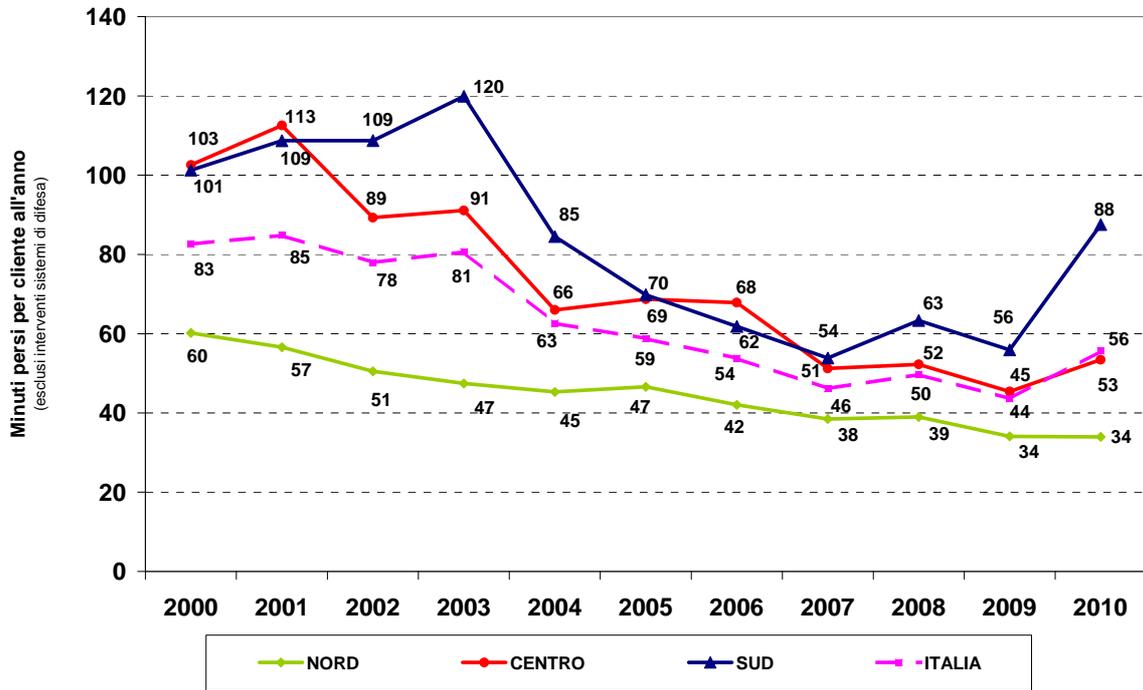
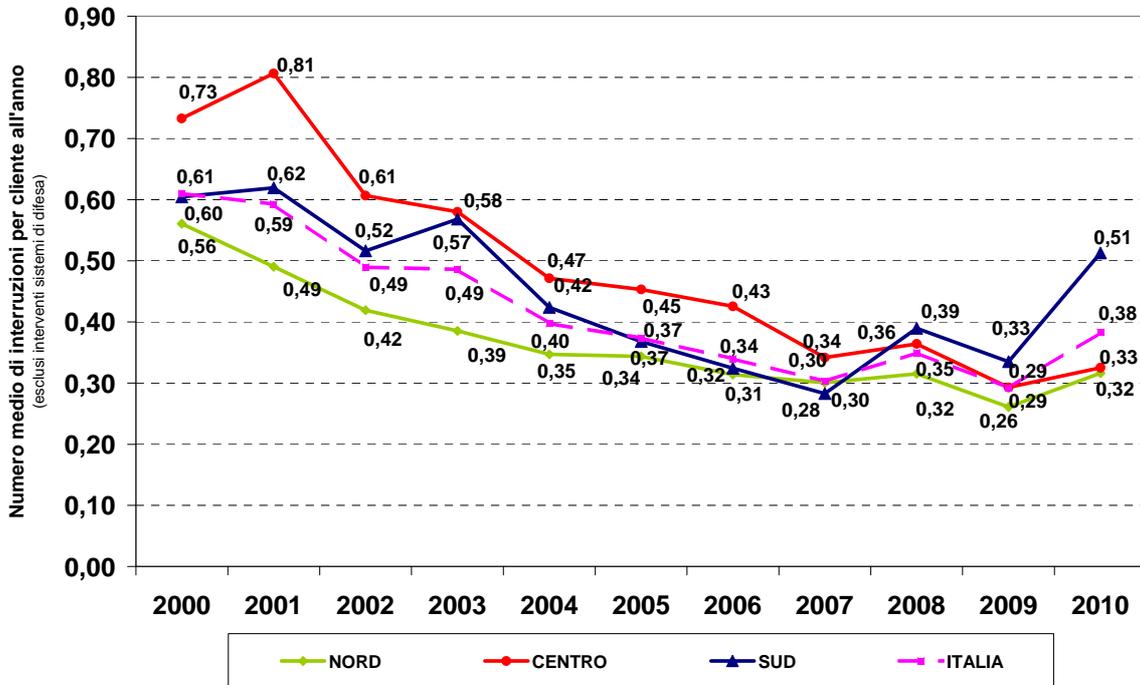


Tavola A4.14 – Numero delle interruzioni con preavviso, per circoscrizione, periodo 2000-2010



Appendice 5: Elementi quantitativi relativi alla regolazione individuale del numero di interruzioni per i clienti MT e ai rimborsi automatici per le interruzioni prolungate aggiornati al 2010

Tavola A5.1 – percentuale di clienti MT peggio serviti in relazione alle interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità delle imprese distributrici e imprese interconnesse - analisi regionale, periodo 2006-2010

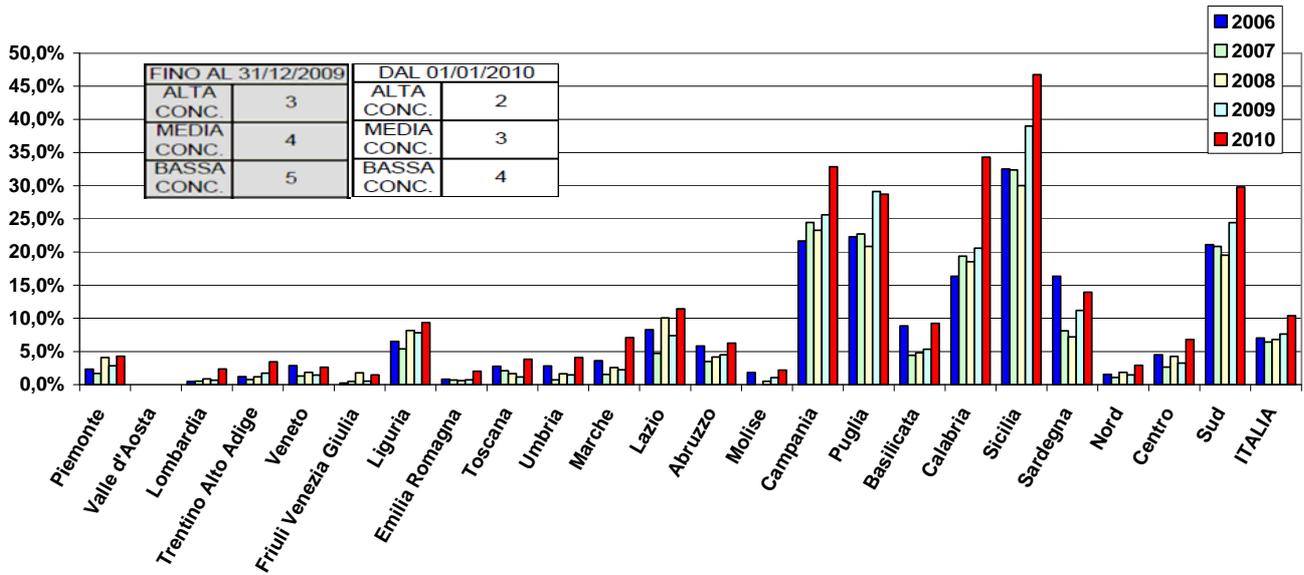


Tavola A5.2 – Numero cumulado di clienti MT che hanno inviato la dichiarazione di adeguatezza all'impresa distributrice, per circoscrizione, periodo 2006-2010

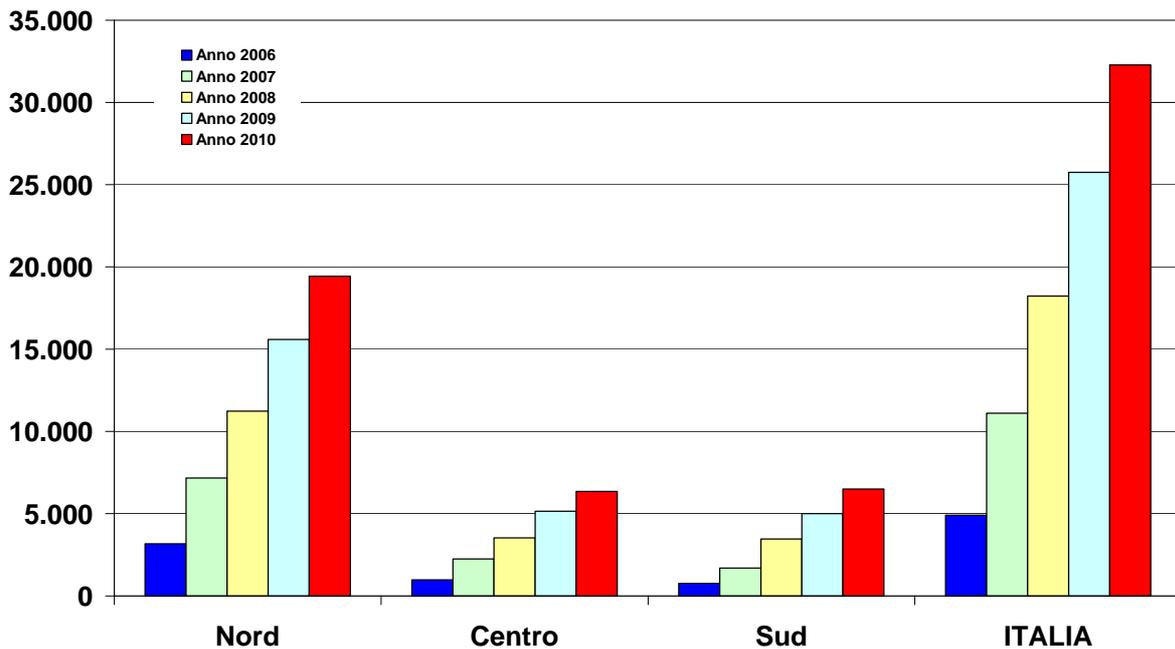


Tavola A5.3 – Corrispettivo Tariffario Specifico, periodo 2007-2010

Anno	CTS raccolto dalle imprese distributrici [M€]	CTS trattenuto dalle imprese distributrici [M€]	Eccedenza da versare alla CCSE [M€]
2007	12,8	5,2	7,6
2008	45,2	5,4	39,8
2009	62,5	5,5	57,0
2010	54,6	5,3	49,3

Tavola A5.4 – Penalità e indennizzi versati dalle imprese distributrici, periodo 2007-2010

Anno	Penalità accantonate dalle imprese distributrici [M€]	Indennizzi pagati dalle imprese distributrici [M€]	Eccedenza da versare alla CCSE [M€]
2007	7,4	0,4	7,0
2008	8,2	0,9	7,3
2009	10,0	1,7	8,3
2010	14,9	4,1	10,8

Tavola A5.5 – Rimborsi per le interruzioni prolungate e situazione del Fondo eventi eccezionali, anno 2010

Anno	Rimborsi per interruzioni prolungate pagate ai clienti [M€]	Ammontare richiesto al Fondo eventi eccezionali [M€]	Rimborsi pagati ai clienti dalle imprese distributrici [M€]	Ammontare versato al Fondo eventi eccezionali [M€]
2010	15,5	13,2	2,3	3,5

Appendice 6: Elementi quantitativi relativi alla regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura aggiornati al 2010

Tavola A6.1 – *Casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso, rimborsi (automatici dal 2000) pagati ai clienti, ammontare dei rimborsi, periodo 1997-2010*

	CARTA DEI SERVIZI			REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE										
	1997	1998	1999	2000 II° sem.	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Casi di mancato rispetto standard soggetti a rimborso	6.099	4.167	8.418	7.902	25.650	61.881	67.344	57.424	64.696	73.868	73.903	30.359	28.693	14.499
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	21	54	22	4.771	12.437	52.229	79.072	48.305	63.822	73.714	70.712	28.873	25.687	13.005
Ammontare effettivamente pagato nell'anno Milioni di €]	0,001	0,002	0,001	0,22	0,82	3,11	4,21	3,41	4,43	4,07	4,25	2,36	1,74	1,00

Tavola A6.2 – Confronto tra tempi effettivi medi e standard per le prestazioni commerciali, numero annuo di richieste e di indennizzi automatici, anni 2009 e 2010

Prestazione	Standard	ANNO 2009			ANNO 2010		
		Numero annuo di richieste	Tempo medio effettivo	Numero di indennizzi automatici	Numero annuo di richieste	Tempo medio effettivo	Numero di indennizzi automatici
Preventivazione per esecuzione lavori sulla rete BT	20 gg lavorativi	356.021	9,65	969	354.869	9,88	1.481
Esecuzione di lavori semplici	15 gg lavorativi	358.975	7,05	841	341.867	7,17	670
Attivazione della fornitura	5 gg lavorativi	1.576.074	1,08	1.799	1.506.680	1,03	2.152
Disattivazione della fornitura	5 gg lavorativi	810.912	1,26	1.145	809.533	1,14	1.287
Riattivazione per morosità	1 gg feriale	1.236.841	0,21	18.362	1.290.738	0,12	4.660
Verifica gruppo di misura	15 gg lavorativi	22.916	7,17	150	18.731	7,75	212
Verifica tensione	30 gg lavorativi	1.818	20,73	30	1.708	21,24	34
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2 ore	74.512	0,00	439	73.122	0,00	1.085
Ripristino fornitura a seguito guasto gruppo di misura	3 ore / 4 ore	117.306	1,63	999	109.549	1,56	926
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10 gg lavorativi	5.453	6,10	68	8.885	6,34	126
Richiesta altri dati tecnici	15 gg lavorativi	24.443	8,80	222	50.933	10,01	840

Tavola A6.3 – Percentuale di fuori standard per le prestazioni commerciali, anni 2009 e 2010

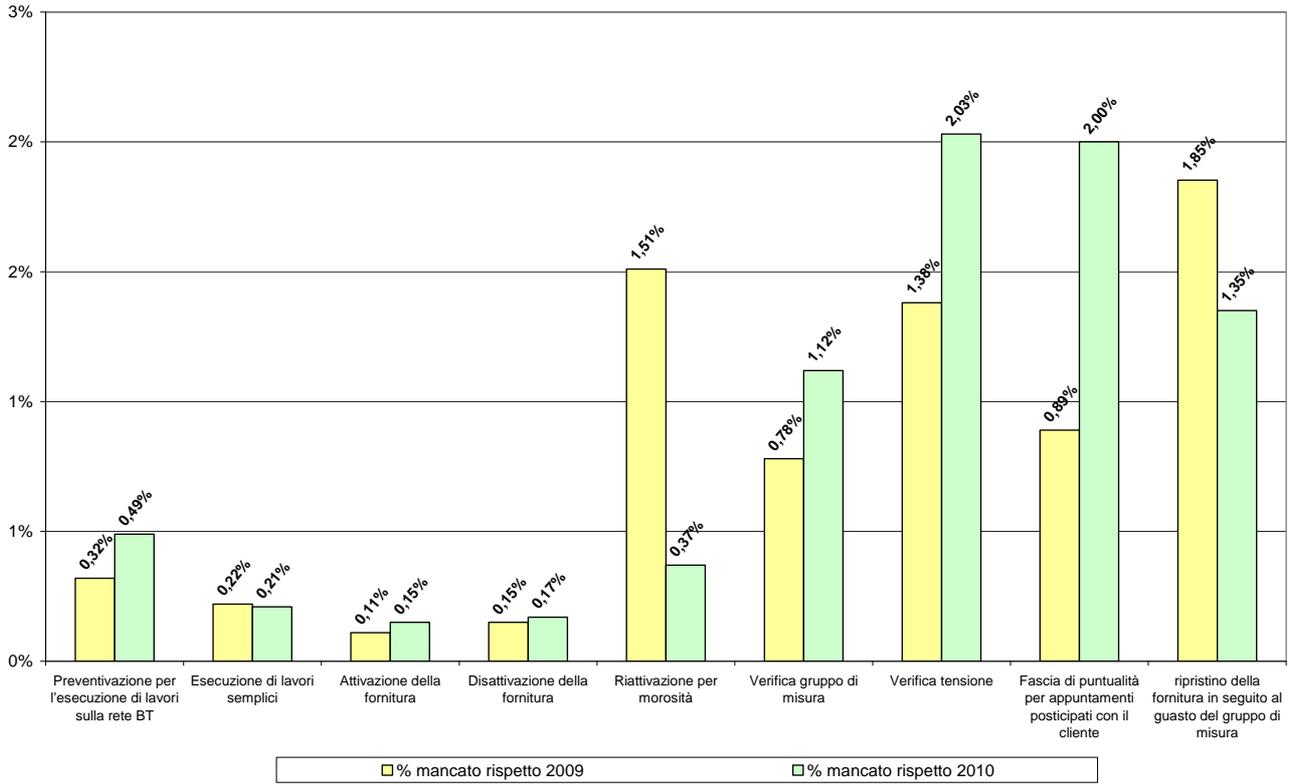


Tavola A6.4 – Standard e tempi effettivi medi per le prestazioni commerciali, anno 2010

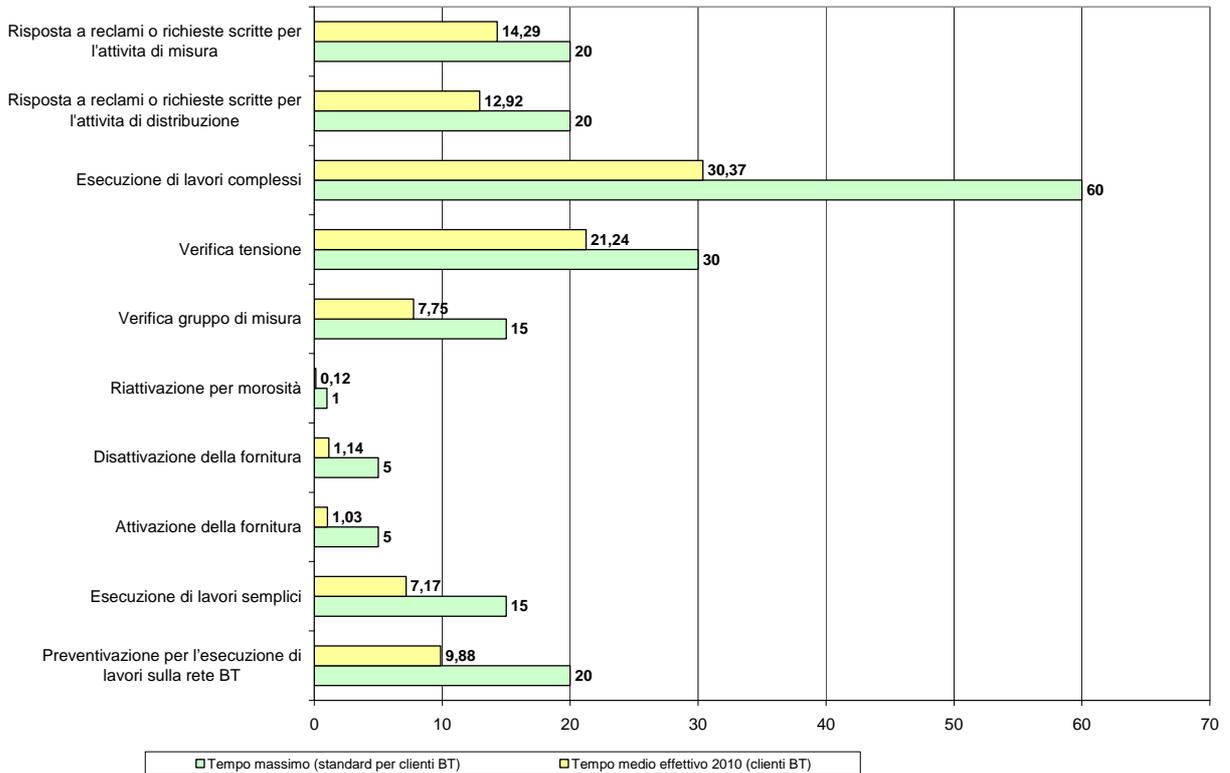


Tavola A6.5 – Standard e tempi effettivi medi per altre prestazioni commerciali, anno 2010

