

Atto n. 36/07

**PROPOSTE PER LA REGOLAZIONE
DELLA QUALITÀ DEI SERVIZI ELETTRICI
NEL III PERIODO DI REGOLAZIONE (2008-2011)**

*Secondo documento per la consultazione
nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 28 settembre 2006, n. 209/06*

2 agosto 2007

Premessa

L'Autorità ha avviato con la deliberazione 27 settembre 2006, n. 209/06, il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione, vendita e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008 – 2011 (terzo periodo di regolazione). Nell'ambito di questo procedimento è stato emanato un primo documento di consultazione il 4 aprile 2007; il presente documento costituisce il secondo documento di consultazione del procedimento.

Il procedimento sulla qualità del servizio si svolge in parallelo all'analogo procedimento per le tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il medesimo periodo regolatorio (avviato con la deliberazione in pari data n. 208/06).

Il procedimento sulla qualità del servizio è sottoposto (come quello sulle tariffe) alla sperimentazione dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR).

Il presente documento per la consultazione illustra le proposte dell'Autorità per la regolazione della qualità dei servizi elettrici, tenendo conto delle osservazioni pervenute rispetto al primo documento di consultazione, che conteneva per ciascuno degli aspetti più rilevanti, alcune opzioni alternative di regolazione.

I soggetti interessati possono inviare osservazioni e proposte fino al 1° ottobre 2007.
I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate e, pertanto, sottratte alla pubblicazione.

Prima della pubblicazione del provvedimento finale è prevista la circolazione di uno schema di provvedimento, con tempi relativamente ristretti per l'invio delle osservazioni finali, in modo da permettere che la deliberazione finale avvenga in tempo utile.

Osservazioni e proposte dovranno pervenire 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
<http://www.autorita.energia.it>

SOMMARIO

Introduzione.....	4
1 Obiettivi del procedimento sulla qualità del servizio.....	4
2 Sviluppo del procedimento e dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR).....	5
Parte I: Qualità del servizio di trasmissione.....	8
3 Stabilizzazione delle regole di registrazione delle disalimentazioni.....	8
4 Regolazione della qualità del servizio di trasmissione.....	10
5 Valorizzazione dei servizi di mitigazione offerti dai distributori.....	17
Parte II: Qualità del servizio di distribuzione.....	19
6 Stabilizzazione delle regole di registrazione delle interruzioni.....	19
7 Miglioramento dell'affidabilità delle reti di distribuzione MT/BT.....	23
8 Tutela dei clienti che subiscono troppe interruzioni.....	33
9 Aggiornamento della regolazione della qualità commerciale.....	44
10 Aumento del livello di tutela dei clienti serviti da piccole imprese distributrici.....	57
Appendici.....	60
Appendice 1: aggiornamento del piano di consultazione.....	60
Appendice 2: livelli attuali di qualità e effetti della regolazione (elementi quantitativi).....	62
Appendice 3: costi delle microinterruzioni (ricerca del Dipartimento di ingegneria gestionale del Politecnico di Milano).....	76
Appendice 4: registrazione delle interruzioni di distribuzione (schema di articolato).....	89

Introduzione

1 Obiettivi del procedimento sulla qualità del servizio

- 1.1 Il presente documento costituisce il secondo documento di consultazione nell'ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione, vendita e misura dell'energia elettrica (di seguito: procedimento sulla qualità del servizio) per il periodo di regolazione 2008-2011 (di seguito richiamato anche come terzo periodo di regolazione). Il procedimento sulla qualità del servizio è stato avviato con la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 209/06 (di seguito: deliberazione n. 209/06) e si svolge in parallelo all'analogo procedimento per le tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il medesimo periodo regolatorio (avviato con la deliberazione 27 settembre 2006, n. 208/06; di seguito: deliberazione n. 208/06).
- 1.2 Il procedimento sulla qualità del servizio è stato inserito nella sperimentazione triennale dell'analisi di impatto della regolazione (AIR). Uno dei tratti essenziali dell'AIR è la verifica di diverse ipotesi alternative di regolazione, inclusa "l'opzione nulla" consistente nel non modificare la regolazione esistente. Nel primo documento di consultazione, recante "Opzioni per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo di regolazione (2008-2011)", diffuso il 4 aprile 2007 (Atto n. 16/07; di seguito: primo documento per la consultazione), l'Autorità ha presentato diverse opzioni di regolazione per gli aspetti considerati più rilevanti (si vedano le tabelle di sintesi delle opzioni nell'Appendice 1 del primo documento per la consultazione).
- 1.3 Gli obiettivi generali del procedimento sulla qualità del servizio sono stati indicati dall'Autorità nella deliberazione n. 209/06. Essi sono:
 - a) garantire che standard di qualità, indennizzi ai clienti e incentivi per il miglioramento della qualità dei servizi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione della tariffe e corrispettivi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e di misura dell'energia elettrica, in particolare per quanto concerne la promozione degli investimenti finalizzati a migliorare aspetti di qualità non strettamente ricompresi nel sistema di standard e incentivi;
 - b) rafforzare i livelli di tutela dei clienti finali, estendendo la regolazione incentivante della continuità del servizio alle interruzioni di breve durata e alle interruzioni causate da terzi, introducendo nuovi standard e indennizzi automatici anche per i clienti alimentati in bassa tensione;
 - c) introdurre forme di regolazione atte a prevenire e mitigare le disalimentazioni e gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione nazionale;
 - d) migliorare la regolazione della qualità commerciale alla luce dei risultati della regolazione vigente nonché degli esiti dell'indagine e del Gruppo di lavoro avviati con deliberazione 5 maggio 2006, n. 93/06 in merito alla qualità dei servizi telefonici;

- e) valutare attraverso una sperimentazione l'applicazione al settore elettrico, anche con opportuni adattamenti, del metodo di verifica dei dati di qualità attualmente in vigore per il settore gas (parte IV dell'Allegato A alla delibera 29 settembre 2004, n. 168/04), con riferimento ai dati di qualità commerciale per le attività di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica;
 - f) estendere con gradualità la regolazione della qualità dei servizi elettrici anche alle imprese distributrici che servono meno di 5.000 clienti finali.
- 1.4 Nel primo documento per la consultazione, i suddetti obiettivi generali sono stati sviluppati in obiettivi specifici, suddivisi in tre parti (servizi di trasmissione e di distribuzione in alta tensione; servizi di distribuzione in media e bassa tensione e di misura; servizio di vendita).
- 1.5 Il primo documento di consultazione conteneva in appendice anche il piano di consultazione che illustrava i passi percorsi e da compiere per lo sviluppo del procedimento.

2 Sviluppo del procedimento e dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR)

Aggiornamenti

- 2.1 Come previsto dal piano di consultazione pubblicato nell'Appendice 1 del primo documento di consultazione, nel periodo intercorrente tra la pubblicazione del primo documento e la pubblicazione del presente secondo documento di consultazione sono state completate le seguenti attività:
- a) sono stati tenuti un seminario di presentazione delle proposte (Roma, 11 maggio 2007) e incontri tecnici con i soggetti interessati;
 - b) è stato emanato il provvedimento in materia di qualità dei servizi telefonici commerciali resi dai *call center* delle imprese di vendita di energia elettrica o di gas (deliberazione 19 giugno 2007 n. 139/07), che contiene un quadro regolatorio innovativo per un aspetto cruciale del servizio di vendita;
 - c) è stato emanato il provvedimento in materia di interruzioni prolungate o estese di energia elettrica (deliberazione 12 luglio 2007, n. 172/07), che definisce standard e indennizzi applicabili ai clienti di bassa e media tensione in caso di tempi di ripristino dell'alimentazione eccessivi; questi standard entreranno in vigore nel corso del terzo periodo di regolazione;
 - d) è stata avviata un'indagine demoscopica sulla qualità del servizio, che si svolgerà attraverso una fase qualitativa (con *focus group* di clienti domestici e interviste in profondità a clienti non domestici) e una fase quantitativa con interviste a due campioni rappresentativi, formati rispettivamente da 1.000 clienti domestici e 1.500 clienti non domestici; l'indagine dovrebbe concludersi nel mese di novembre;
 - e) sono stati raccolti e analizzati i dati sulla qualità del servizio relativi al 2006 (non ancora disponibili al momento dell'emanazione del primo documento per la consultazione). L'Appendice 2 contiene tabelle e grafici sui livelli attuali di qualità del servizio e alcune analisi quantitative sugli effetti della regolazione, basate sui dati di qualità rilevati fino al 2006.

Tutte le suddette attività sono state realizzate nei tempi indicati dal piano di consultazione pubblicato nell'Appendice 1 del primo documento di consultazione.

- 2.2 E stata completata la raccolta delle osservazioni scritte inviate dai soggetti interessati. Come previsto, contestualmente all'emanazione del presente secondo documento, viene pubblicato sul sito internet un documento che comprende, per ciascun obiettivo specifico, la raccolta delle osservazioni prevenute allo scopo di assicurare la massima trasparenza del procedimento¹.

Struttura del documento

- 2.3 Per tenere conto delle osservazioni pervenute, come meglio illustrato nei capitoli seguenti, nonché per tenere conto delle innovazioni legislative introdotte con il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 (di seguito: decreto legge n. 73/07), il presente documento è strutturato come segue:

- a) la prima parte è dedicata al servizio di trasmissione;
- b) la seconda parte è dedicata al servizio di distribuzione in alta, media e bassa tensione;
- c) completano il documento alcune appendici.

- 2.4 Il presente documento è strutturato in modo leggermente diverso dal primo documento di consultazione. In particolare, non è stata inserita la parte relativa alla qualità del servizio di vendita, per i seguenti motivi:

- a) in attuazione del decreto legge n. 73/07, è in corso la separazione societaria dell'attività di vendita; inoltre l'Autorità ha in corso l'analisi dei flussi informativi tra i soggetti operanti sul mercato (in esito alla consultazione avviata con l'emanazione del documento di consultazione del 12 marzo 2007, "Orientamenti per la definizione o la revisione della disciplina vigente dei rapporti tra i diversi attori che operano in un mercato elettrico liberalizzato", di seguito richiamato come Atto n. 14/07) che terrà conto delle suddette indicazioni legislative;
- b) nel segmento della vendita l'Autorità intende promuovere una sempre più stretta convergenza della regolazione della qualità tra i due settori come già avvenuto con la deliberazione n. 139/07 in tema di call center che si applica ai venditori di energia elettrica e/o di gas;
- c) è stato suggerito nel corso della consultazione di stralciare il tema della regolazione delle risposte ai reclami e di affrontarlo in modo comune tra i due settori;
- d) il servizio di vendita non è oggetto del procedimento tariffario avviato con deliberazione n. 208/06.

Per questi motivi l'Autorità prevede di emanare un documento di consultazione dedicato alla regolazione della qualità del servizio di vendita, nel quale verranno esaminate proposte per nuovi standard sulle risposte ai reclami e alle richieste di informazione, nonché gli obblighi di tempestività nell'inoltro ai distributori, da parte dei venditori, delle richieste dei clienti per attività soggette agli standard di qualità

¹ Si segnala che nessuno dei soggetti partecipanti si è avvalso della clausola di riservatezza per richiedere di non dare luogo alla pubblicazione, in tutto o in parte, delle proprie osservazioni. La sintesi delle osservazioni pervenute è disponibile all'indirizzo internet: www.autorita.energia.it/docs/dc/07/070404_16oss.pdf.

commerciale, nonché nella restituzione ai clienti di eventuali indennizzi ricevuti dal distributore per mancato rispetto di standard di qualità del servizio.

- 2.5 Un'altra differenza tra il presente documento di consultazione e il precedente sta nell'inserimento della distribuzione in alta tensione (AT) nella II parte, insieme alla distribuzione in media e bassa tensione (MT/BT), invece che nella I parte, come nel precedente documento di consultazione. I motivi di questa differenza sono illustrati nel capitolo 3 e sono sostanzialmente dovuti alla volontà di minimizzare i cambiamenti dei sistemi di registrazione, con l'obiettivo di stabilizzare tali sistemi che hanno importanti ripercussioni sui sistemi informativi.
- 2.6 Merita di essere segnalato un aspetto relativo alla promozione degli investimenti che generano benefici non strettamente ricompresi nel sistema di incentivi per la qualità del servizio. Nel primo documento di consultazione sulla qualità, sono state esaminate alcune possibili aree in cui eventualmente attivare meccanismi specifici di promozione degli investimenti diversi dagli incentivi per il miglioramento della qualità del servizio. Come segnalato nel primo documento di consultazione, eventuali meccanismi specifici di promozione degli investimenti devono assicurare coerenza con gli aspetti tariffari, selettività e sistemi di controllo. Per tutti questi motivi, lo sviluppo delle proposte relative a tali meccanismi è svolto nel documento di consultazione "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011" (di seguito: documento di consultazione sulle tariffe), pubblicato contestualmente al presente documento di consultazione sulla qualità del servizio.
- 2.7 Il presente documento non contiene ulteriori proposte relative alla qualità della tensione. Per la sua complessità, questo argomento verrà affrontato a parte. Si è ritenuto opportuno comunque corredare il documento di sintesi dei risultati di un ricerca sul costo delle microinterruzioni (interruzioni transitorie e buchi di tensione), commissionata dall'Autorità al Dipartimento di ingegneria gestionale del Politecnico di Milano (Appendice 3).

Prossimi passi

- 2.8 Nell'appendice 1 è contenuto l'aggiornamento del piano di consultazione che descrive in dettaglio i prossimi passi previsti per la conclusione del procedimento. In particolare, si prevede di diffondere nel mese di novembre uno schema di provvedimento del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici.
- 2.9 Per permettere agli operatori di adeguare i propri sistemi informativi, si è ritenuto opportuno corredare il presente documento con uno schema di articolato relativo alla parte del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici contenente le disposizioni in tema di registrazione delle interruzioni (Appendice 4). Questo potrebbe permettere l'approvazione a stralcio di tale parte nel corso del mese di ottobre, garantendo agli operatori un maggior tempo per l'adeguamento dei propri sistemi.
- 2.10 Il Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo di regolazione 2008-2011 ingloberà anche le norme in materia di interruzioni prolungate e estese, in modo da garantire il coordinamento e l'integrazione dei testi normativi, secondo una impostazione che l'Autorità persegue da tempo.

Parte I: Qualità del servizio di trasmissione

3 Stabilizzazione delle regole di registrazione delle disalimentazioni

Esiti della consultazione

- 3.1 Nel primo documento di consultazione, l'Autorità ha avanzato alcune proposte in tema di registrazione delle disalimentazioni della rete di trasmissione nazionale; i principali temi trattati sono i seguenti:
- a) innalzare la soglia degli incidenti rilevanti a 500 MWh di energia non fornita, indipendentemente dalla causa e dalla durata della disalimentazione, fermo restando il limite di 1.000 MWh per l'energia non ritirata (ma eliminando il riferimento alla durata di 30 minuti);
 - b) ricomprendere tra le disalimentazioni del sistema di trasmissione e, se viene superata la soglia di energia non fornita, anche tra gli incidenti rilevanti, tutte le interruzioni che occorrono sulle reti di distribuzione, quindi a livelli di tensione più bassi di quelli della trasmissione o su elementi AT al di fuori del perimetro RTN, per effetto dell'intervento di sistemi di protezione automatici o manuali previsti dal Piano di difesa o comunque conseguenti a situazioni anomale di esercizio della rete di trasmissione nazionale;
 - c) allineare le regole di registrazione delle interruzioni sulla rete di distribuzione in alta tensione (fissate dal Testo integrato della qualità dei servizi elettrici) con le regole di registrazione delle disalimentazioni sulla RTN fissate dalla deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250/04 (di seguito: deliberazione n. 250/04); ciò comporterebbe, tra l'altro, l'adozione dell'indicatore ENS (Energia non servita), attualmente utilizzato per la RTN, anche per la distribuzione AT;
 - d) completare il quadro di regole per la registrazione delle disalimentazioni prevedendo che, in caso di "guasti in sequenza" su reti AT miste tra trasmissione e distribuzione, l'energia non servita risultante da disalimentazione su rete in assetto radiale per effetto di primo guasto su rete magliata sia convenzionalmente ripartita al 50%-50% tra distribuzione e trasmissione. Una regola analoga potrebbe essere applicata in caso di indisponibilità programmata di elementi di rete che comportano smagliatura, sempre su reti AT miste tra trasmissione e distribuzione.
- 3.2 Per quanto riguarda l'innalzamento della soglia di identificazione degli incidenti rilevanti, la consultazione ha messo in luce una sostanziale condivisione della proposta, con indicazioni (soprattutto da parte degli operatori di distribuzione) di elevare la soglia ma non fino al punto proposto che risulterebbe eccessivo.
- 3.3 Per quanto concerne la proposta di ricomprendere tra le disalimentazioni del sistema di trasmissione tutte le interruzioni che occorrono sulle reti di distribuzione per effetto dell'intervento di sistemi di protezione automatici o manuali, si registra una sostanziale condivisione; Terna ha posto però l'attenzione sulla particolarità di alcuni tipi di disalimentazioni, rispetto alle quali l'operatore di trasmissione non dispone di leve per prevenire o mitigare gli effetti sugli utenti della rete:

- a) disalimentazioni dovute all'applicazione di sistemi di difesa che servono a mantenere il sistema in sicurezza a fronte di perturbazioni di frequenza di origine europea (es. intervento automatico degli alleggeritori di carico il 4 novembre 2006) o a fronte di condizioni di inadeguatezza del parco di generazione (applicazione del PESSE con adeguato preavviso);
 - b) disalimentazioni dovute a ordini impartiti da autorità pubbliche per ragioni di emergenza (ad esempio apertura di linee per permettere operazioni di spegnimento di incendi);
 - c) disalimentazioni dovute a catastrofi naturali di ingenti proporzioni (ad esempio alluvioni del Piemonte nel 1994 e 2000).
- 3.4 Per quanto concerne l'allineamento degli indicatori di qualità del servizio tra trasmissione e distribuzione, si registra a seguito della consultazione una notevole contrarietà degli operatori di distribuzione a utilizzare l'indicatore ENS, preferendo mantenere gli indicatori classici di distribuzione basati sul numero di clienti interrotti (SAIDI e SAIFI); gli stessi operatori riconoscono che l'indicatore ENS è uno dei più appropriati per la trasmissione.
- 3.5 Infine, per quanto riguarda l'introduzione di nuove regole di attribuzione convenzionale dell'energia non servita nel caso di guasti in sequenza su reti magliate miste tra trasmissione e distribuzione o in condizioni di smagliatura di rete, la consultazione ha evidenziato una differente posizione tra gli operatori di distribuzione, favorevoli alla proposta, e l'operatore di trasmissione, che ha invece espresso contrarietà preferendo mantenere il sistema attuale, anche allo scopo di accertare in ogni caso la responsabilità dell'evento interruttivo.

Proposte

- 3.6 In merito all'innalzamento della soglia di incidente rilevante, valutate le osservazioni pervenute, l'Autorità ritiene che sia opportuno innalzare la soglia di individuazione degli incidenti rilevanti, in modo da responsabilizzare l'impresa di trasmissione verso disalimentazioni progressivamente più grandi. Si propone di fissare la soglia ad un valore contenuto nel range 200 – 250 MWh/evento. Oltre tale soglia Terna deve predisporre un rapporto di incidente da inviare all'Autorità, che dovrà essere reso pubblico salvo casi speciali di cui Terna dovrebbe fornire le motivazioni che ostano alla pubblicazione. Viene eliminato il riferimento alla durata (30') nella definizione di incidente rilevante, e viene mantenuto il riferimento alla soglia di energia non ritirata. La modifica avrà effetto a decorrere dal 1° gennaio 2008.
- 3.7 In merito alla classificazione delle disalimentazioni della RTN, con particolare riferimento alle interruzioni occorse anche a livelli di tensione più bassi per effetto di sistemi di difesa o di anomalie dell'esercizio, valutate le osservazioni pervenute, l'Autorità ritiene opportuno confermare la propria proposta. Sussiste un tema di inclusione o esclusione dei diversi tipi di disalimentazione ai fini della possibile regolazione incentivante dell'energia non servita, che viene affrontato nel capitolo successivo.
- 3.8 Valutate le osservazioni pervenute, non appare opportuno unificare il sistema di registrazione delle interruzioni tra trasmissione e distribuzione, per un duplice

motivo; in primo luogo, è condivisibile la preoccupazione degli operatori di distribuzione di adottare l'indicatore ENS in luogo di indicatori, già disponibili agli stessi operatori, basati sul numero di clienti interrotti; allo stesso modo, è condivisibile l'esigenza di utilizzare l'indicatore ENS per la trasmissione, sia per motivi di comparabilità internazionale sia per evitare che la performance dell'operatore di trasmissione sia valutata attraverso indicatori che fanno riferimento alla base di utenza, la cui evoluzione non è oggetto delle competenze di Terna. In secondo luogo, l'Autorità ritiene in generale condivisibile l'esigenza di minimizzare le modifiche ai sistemi di registrazione sia di distribuzione che di trasmissione.

- 3.9 Pertanto, l'obiettivo dell'allineamento della regolazione tra trasmissione e distribuzione in alta tensione deve essere rivisto alla luce delle emerse differenze nei sistemi di registrazione, anche se si mantiene valido in termini generali. Per questi motivi, non viene dedicato uno specifico capitolo al suddetto obiettivo, e la distribuzione AT è trattata nella seconda parte di questo documento.
- 3.10 Infine, per quanto riguarda il trattamento semplificato dei casi complessi con guasti in sequenza su reti magliate miste tra trasmissione e distribuzione, come dei guasti in condizioni di smagliatura della rete per indisponibilità programmata, l'Autorità prende atto delle diverse e contrastanti posizioni espresse dagli operatori, ritenendo che per il momento non sia opportuna una decisione di modifica delle regole vigenti che non risulti condivisa da tutti gli operatori. La questione potrà essere riesaminata a seguito della presente consultazione, qualora emergano fatti nuovi o, come è auspicabile, qualora gli operatori di distribuzione AT e di trasmissione trovino una proposta comune da sottoporre all'Autorità.

Spunti per la consultazione

Q.1 *Si condividono le proposte dell'Autorità in tema di registrazioni delle disalimentazioni della RTN? Se no, per quali motivi?*

4 Regolazione della qualità del servizio di trasmissione

Esiti della consultazione

- 4.1 Nel primo documento documento l'Autorità ha presentato diverse possibili opzioni di regolazione finalizzate a:
- a) ridurre le disalimentazioni "ordinarie" (che contribuiscono per una quota molto ridotta ai livelli di continuità del servizio ai clienti finali);
 - b) prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti (che hanno frequenza di accadimento bassa ma possono comportare gravi effetti sui livelli di continuità del servizio).
- 4.2 Le proposte dell'Autorità, inquadrare nella logica AIR di analisi di opzioni alternative per il perseguimento di un dato obiettivo, erano basate sull'assunzione che la regolazione delle disalimentazioni "ordinarie" e quella degli incidenti rilevanti dovessero assumere strumenti diversi. Per una spiegazione di dettaglio delle ipotesi presentate, si rinvia per brevità al primo documento di consultazione (capitoli 5 e 6).

- 4.3 Nella consultazione, Terna ha avanzato una proposta articolata e innovativa, basata sull'idea che – con alcune limitazioni e cautele – possa essere assunto lo stesso strumento di regolazione per entrambi i fenomeni considerati. In particolare, Terna dichiara di essere disponibile a considerare attribuibili a propria responsabilità *tutte* le disalimentazioni (sia quelle ordinarie sia quelle classificabili come incidenti rilevanti), con *le sole eccezioni* già indicate al punto 3.3. In tal modo, verrebbero a essere incluse nella regolazione incentivante anche:
- a) le disalimentazioni per contingenza multipla (es disalimentazione in Sicilia nel luglio 2006 per perdita della centrale di Priolo G.);
 - b) le disalimentazioni per perdita di interconnessione con l'estero, se non sono precedute da perturbazioni di frequenza di origine estera;
 - c) le disalimentazioni per forza maggiore (es neviccate eccezionali, ce ne sono stati 3 casi negli ultimi 5 anni, più un caso particolare di disalimentazione in Sardegna nel 2001 per “inquinamento salino”);
 - d) le disalimentazioni dovute a terzi o a utenti della rete, incluse le imprese distributrici direttamente connesse alla RTN.
- 4.4 Secondo Terna, la modalità di stima della ENS deve essere adottata sia per la fissazione del target all'inizio del periodo quadriennale che per il calcolo del valore effettivo anno per anno (un principio che l'Autorità ha sempre adottato per la distribuzione). Il target potrebbe essere fissato sulla base dei dati degli ultimi anni, introducendo qualche funzione di “cap” o di applicazione di pesi fortemente decrescenti per le disalimentazioni molto grandi, da definire in via convenzionale con la finalità di rendere più stabile il meccanismo regolatorio, dato l'imprevedibilità tipica dei grandi incidenti. Infine, Terna propone che gli effetti economici del miglioramento o peggioramento della qualità effettiva rispetto al target fissato siano di tipo asimmetrico, valorizzando maggiormente il miglioramento rispetto al peggioramento e comunque fissando dei tetti massimi.
- 4.5 Con riferimento alle opzioni presentate nel primo documento, la proposta di Terna va nella direzione indicata dall'opzione #2.A (che a sua volta includeva l'opzione #1.B, di per sé limitata alle disalimentazioni ordinarie). Tra le diverse proposte avanzate dall'Autorità, è da segnalare che ha raccolto una generale contrarietà alla proposta (opzione #2.B) di introdurre elementi probabilistici nei criteri di dispacciamento, in modo da apprezzare condizioni di particolare rischio che si possono generare in occasione di indisponibilità di elementi importanti di rete, o di particolari condizioni meteo avverse, o di rischi di contingenze multiple attualmente non considerate dal Codice di rete. L'Autorità aveva indicato nel primo documento l'esigenza di raccogliere elementi quantitativi per la valutazione del rapporto costi benefici. Dagli elementi raccolti tramite la consultazione, risulta che in prima analisi tali soluzioni si potrebbero rivelare troppo onerose.
- 4.6 Risposte non concordanti tra di loro sono state raccolte sull'esigenza di estendere o rimuovere gli standard AT (oggi in vigore sulle reti di distribuzione in alta tensione ma non per i clienti direttamente connessi alla RTN). Da una parte, ci sono numerosi commenti che condividono l'idea che i clienti AT (sia di distribuzione che di trasmissione) abbiano caratteristiche tali da non richiedere la protezione degli standard; dall'altra, si ritiene che dovrebbero essere estesi gli standard a tutti i clienti connessi in alta tensione.

- 4.7 Infine, è da segnalare che le associazioni dei clienti industriali richiedono che la regolazione della qualità del servizio di trasmissione sia orientata non solo agli obiettivi di riduzione dell'energia non servita, ma anche alla riduzione del numero delle interruzioni, e in particolare di quelle brevi che pur non contribuendo in modo apprezzabile all'indicatore ENS sono comunque dannose per i clienti finali.

Proposte

- 4.8 L'Autorità ritiene che la proposta avanzata da Terna sia interessante per un duplice motivo: da una parte, il superamento della divisione rigida tra disalimentazioni "ordinarie" e incidenti rilevanti permette di focalizzare meglio l'obiettivo del meccanismo, che è quello di fornire stimoli a rafforzare la rete soprattutto nei punti in cui è essa presenta delle carenze strutturali (obiettivo che non sarebbe pienamente colto se gli incidenti rilevanti fossero esclusi); dall'altra parte, è da apprezzare la semplicità del meccanismo proposto, soprattutto per il fatto che i motivi di esclusione previsti sono limitati in numero, verificabili e piuttosto ragionevoli. Nel complesso, l'Autorità ritiene che la proposta avanzata da Terna debba quindi essere valutata con attenzione, e che possa essere ulteriormente sviluppata ponendo cura soprattutto alla mitigazione del rischio connesso all'inclusione degli incidenti rilevanti nel meccanismo di regolazione della qualità del servizio di trasmissione.
- 4.9 Volendo introdurre qualche forma di regolazione per incentivi/penalità, è cruciale stabilire in primo luogo quali cause sono da attribuire a Terna e quali sono da escludere dalla regolazione. Valutate le osservazioni pervenute, l'Autorità ritiene che la classificazione delle cause delle disalimentazioni sulla RTN debba essere rivista, prevedendo a titolo esaustivo che le seguenti disalimentazioni siano escluse dalla regolazioni incentivante della qualità del servizio di trasmissione:
- a) disalimentazioni per intervento di sistemi automatici di protezione in occasioni di perturbazioni in frequenza originate sulla rete interconnessa europea;
 - b) disalimentazioni per applicazione del piano di emergenza PESSE per inadeguatezza del parco di generazione disponibile, solo se è stato fornito preavviso di allerta all'utenza il giorno prima²;
 - c) disalimentazioni per catastrofi naturali (terremoti, alluvioni);
 - d) disalimentazioni per attentati terroristici, attacchi intenzionali, furti;
 - e) disalimentazioni per effetto di atti di autorità pubblica (es. apertura di linee per spegnimento incendi).
- Sarebbero inoltre esclusi eventi di carattere nazionale che implicino una ENS superiore a 25.000÷35.000 MWh di energia non fornita.
- 4.10 Sarebbero pertanto incluse tutte le altre cause di disalimentazione, e tra queste in particolare (a titolo non esaustivo):

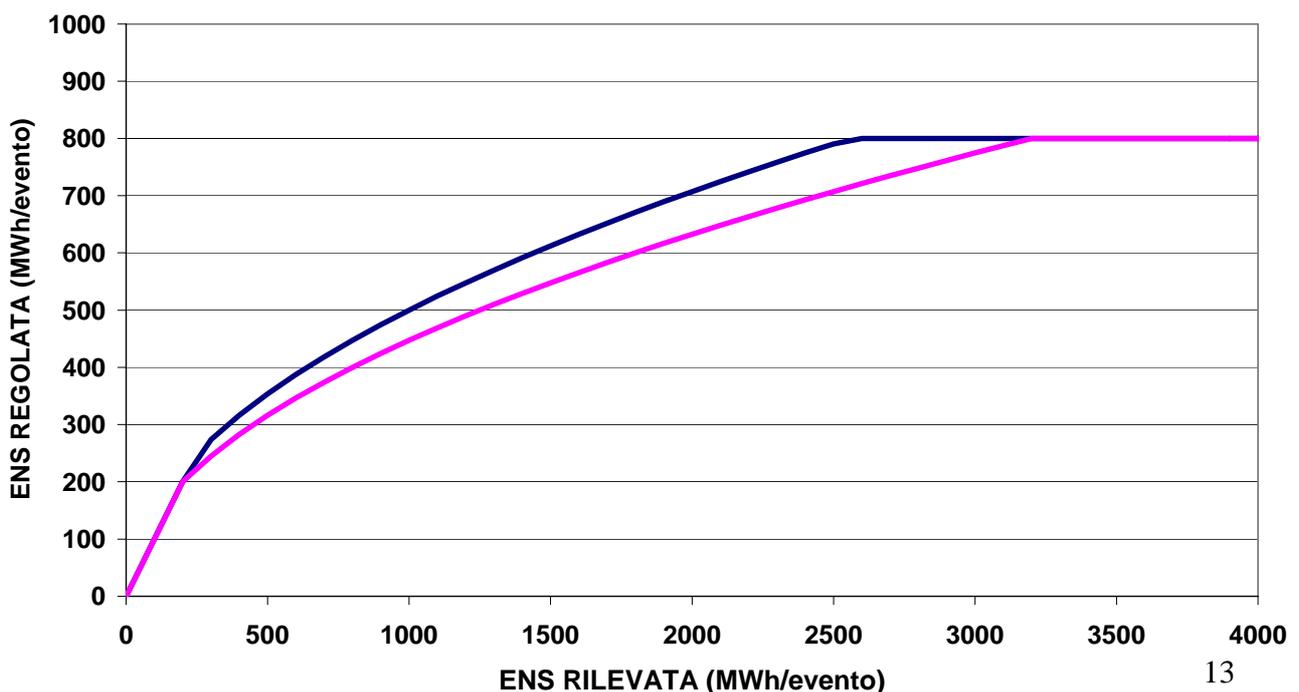
² Non sarebbero pertanto passibili di esclusione le disalimentazioni per applicazione del PESSE cosiddetto "in tempo reale", ovvero con preavviso di poche ore – come avvenuto recentemente in Sicilia, in occasione degli eventi interruttivi del 25 e 26 giugno che sono oggetto di istruttoria conoscitiva avviata dall'Autorità con delibera n. 155/07. In tali casi, infatti, il PESSE "in tempo reale" ha una funzione di "equità" nel distribuire gli effetti della disalimentazione su tutta l'utenza "civile" (salvo le utenze prioritarie), mentre i sistemi automatici di alleggerimento (EAC), che intervengono in modo istantaneo, non possono fornire questa funzione.

- a) disalimentazioni per cause esterne, sia attribuite a utenti della rete (per esempio per interventi intempestivi delle protezioni degli impianti di utenza) sia attribuite a terzi per danni;
- b) disalimentazioni per cause di forza maggiore (eventi meteorologici che superano i limiti di progetto degli impianti, per esempio per grandi nevicate, bufere di vento, etc.);
- c) disalimentazioni per intervento di sistemi automatici di protezione di alleggerimento, qualora la perturbazione abbia avuto origine nel territorio nazionale, e inclusi i casi di perdita dell'interconnessione con l'estero;
- d) disalimentazioni conseguenti a squilibri di potenza o a crisi di tensione a seguito di contingenza multipla non prevista dal criterio di sicurezza N-1 (come la perdita di una centrale a doppia sezione);
- e) disalimentazioni sulle reti MT per anomalie di esercizio sulla RTN (es. perdita di una fase).

4.11 In caso di incidenti rilevanti (disalimentazioni oltre i 200÷250 MWh, vd punto 3.2), si propone che ai fini della regolazione della qualità del servizio di trasmissione l'energia non servita ENS calcolata in ciascun evento sia ridotta secondo una funzione convenzionale di "smussamento", per ENS compresa tra la soglia e 2.500÷3.500 MWh/evento, e di saturazione oltre tale valore. Nel grafico seguente si illustrano due possibili andamenti della funzione, in relazione alla soglia di incidente rilevante e al livello di saturazione. Tale funzione convenzionale assolve un compito di mitigazione del rischio connesso con l'inclusione anche di grandi incidenti nel meccanismo di regolazione. La funzione proposta ha natura sperimentale e potrebbe quindi essere rivista alla luce dell'esperienza che verrà maturata nel periodo di regolazione 2008-2011.

FUNZIONE CONVENZIONALE DI "SMUSSAMENTO" E SATURAZIONE

Due possibili profili, in relazione alle due ipotesi di soglia di incidente rilevante:
200 MWh/evento (linea viola) o 250 MWh/evento (linea blu)



- 4.12 Le regole di inclusione/esclusione (vd punti 4.9 e 4.10) e la funzione convenzionale di smussamento e saturazione (vd punto 4.11) saranno applicate tanto per la definizione del target di ENS quanto per la consuntivazione del livello effettivo di ENS da utilizzare nel meccanismo di incentivi e penalità.
- 4.13 Il target di ENS sarebbe fissato sulla base dei dati disponibili nel periodo 2001-2006, a livello nazionale. Si ritiene opportuno non considerare il 2007, anno di svolgimento del presente processo di consultazione. Applicando le suddette regole si ottiene un valore target di ENS compreso tra 1.100 e 1.250 MWh/anno (in relazione alla funzione di smussamento e saturazione selezionata). L’Autorità ritiene che tale valore dovrebbe essere ridotto progressivamente nel periodo, in modo da costituire una spinta al miglioramento continuo. La base di miglioramento annua potrebbe essere fissata nell’ordine del 3-5% all’anno. Dal momento che lo scopo del meccanismo è quello di promuovere e accelerare la realizzazione di investimenti selettivi per il miglioramento della continuità del servizio di trasmissione, tale miglioramento non dovrà essere perseguito attraverso modifiche delle regole di sicurezza che possano avere effetto sui costi del dispacciamento.
- 4.14 L’Autorità, pur condividendo come detto l’obiettivo di mitigare il rischio connesso all’inclusione degli incidenti rilevanti nel meccanismo di regolazione della qualità del servizio di trasmissione, non condivide la proposta di Terna di uno schema di incentivi/penalità di tipo fortemente asimmetrico (a favore degli incentivi). In linea di principio, i tassi unitari di incentivo/penalità dovrebbero riflettere la *willingness to pay* dei clienti per miglioramenti della qualità del servizio. Sulla base di analisi effettuate dall’Autorità (*customer survey* condotta nel 2003), gli incentivi per le imprese di distribuzione sono stati modulati in modo opposto a quanto proposto da Terna. Considerato che si tratta di trasmissione, l’Autorità ritiene che la modulazione applicata per la distribuzione non debba trovare applicazione per i miglioramenti relativi all’energia non servita sulla RTN, e che possa essere applicabile un tasso di incentivo/penalità costante, che può essere assunto pari a 15 €/kWh non servito, valore medio tra quelli usati in distribuzione per miglioramenti sopra il livello obiettivo per l’utenza domestica e per quella non domestica.
- 4.15 Sempre con l’obiettivo di mitigare il rischio connesso all’inclusione degli incidenti rilevanti nel meccanismo di regolazione della qualità del servizio di trasmissione, l’Autorità ritiene che invece di distorcere il tasso di incentivo/penalità in senso non conforme alle aspettative dei clienti, sia più opportuno prevedere altri meccanismi:
- a) in primo luogo, l’utilizzo della media mobile biennale per la consuntivazione dell’energia non servita;
 - b) in secondo luogo, potrebbe essere stabilita una “franchigia” intorno al valore target; sulla base dell’esperienza maturata con la distribuzione, la franchigia potrebbe essere intorno al +/-5% del valore target;
 - c) in terzo luogo, un meccanismo che permetta all’impresa di trasmissione di ridurre eventuali penalità nei primi anni di applicazione del meccanismo a fronte di miglioramenti entro la fine del quadriennio di regolazione. Un meccanismo del genere è quello utilizzato per la distribuzione dal II periodo di regolazione,

che pospone nel tempo del periodo quote decrescenti di penalità computabili, e annulla tali quote a fronte di miglioramenti evidenti³.

- 4.16 L’Autorità intende dare seguito alle osservazioni pervenute dalle associazioni dei consumatori industriali di perseguire anche per la trasmissione l’obiettivo di riduzione del numero di disalimentazioni occorse ai nodi di connessione della RTN. Con l’obiettivo di fornire stimoli a rafforzare la rete soprattutto nei punti in cui è essa presenta delle carenze strutturali, la regolazione del numero medio di disalimentazione potrebbe essere basata su indicatori e obiettivi valutati non a livello nazionale ma a livello macroregionale, utilizzando le 8 aree territoriali dell’esercizio della RTN. Per ciascuna area potrebbe essere fissato un livello obiettivo dell’indicatore numero medio di disalimentazioni per nodo; tale livello sarebbe uguale per tutte le aree e dovrebbe essere raggiunto nell’arco di 12 anni secondo una funzione lineare tra il livello di partenza e il livello obiettivo. Sarebbero conteggiate tutte le disalimentazioni, indipendentemente dalla loro durata, al netto solo delle disalimentazioni escluse dalla regolazione secondo quanto illustrato al punto 4.9. Non sarebbe applicata alcuna funzione di “smussamento” convenzionale né di saturazione, come proposto per la ENS.
- 4.17 Sulla base dei dati disponibili, i livelli di partenza del numero medio di disalimentazioni per nodo RTN dell’area variano tra 0,09 e 0,75 disalimentazioni per nodo all’anno (valori biennali per interruzioni lunghe e brevi). Si ritiene che il livello obiettivo potrebbe essere compreso tra 0,10 e 0,15 per tutte le aree; per quanto riguarda i tassi di incentivo/penalità relativi al numero medio di disalimentazioni, sono in corso valutazioni che terranno conto dei livelli proposti per la distribuzione. In prima battuta è possibile ipotizzare tassi di incentivo penalità tra 6 e 10 euro/disalimentazione/kW, fortemente ridotti per aree che hanno già raggiunto il livello obiettivo.
- 4.18 Dovrebbe infine essere introdotto un tetto massimo agli incentivi e alle penalità che possono derivare dal meccanismo di regolazione della qualità del servizio di trasmissione, che potrebbe essere per gli incentivi dell’ordine del $+1,5\div 2\%$ dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione e per le penalità del $-1\div 1,5\%$. Il tetto massimo si applicherebbe alla somma algebrica di incentivi e penalità di entrambi gli schemi (ENS e numero medio di disalimentazioni). L’Autorità ritiene opportuno che nella prima fase di applicazione del meccanismo di regolazione della qualità del servizio di trasmissione non siano in gioco importi eccessivamente elevati, né per gli incentivi né per le penalità, in modo da poter sperimentare e affinare il meccanismo nel successivo periodo regolatorio, nel quale potranno essere valutati livelli di rischio maggiori.
- 4.19 L’Autorità intende valutare, attraverso la presente consultazione, non solo l’ipotesi di struttura e di “dimensionamento” del meccanismo incentivante della qualità del

³ In particolare: le penalità del primo anno di regolazione sono “rinviate” ai tre anni successivi in quote uguali; le penalità del secondo anno di regolazione sono versate subito per un terzo, e la parte rimanente è “rinviate” agli anni successivi, ripartita in quote uguali. Ogni anno successivo al primo, le quote di penalità “rinviate” agli anni successivi sono annullate in caso di raggiungimento dell’obiettivo assegnato per quell’anno.

servizio di trasmissione fin qui illustrato, ma anche i tempi per la sua decorrenza. L’Autorità ritiene in particolare che un simile meccanismo incentivante – non presente nel I e nel II periodo di regolazione – possa essere introdotto solo una volta che siano state concluse le analisi previste dall’istruttoria conoscitiva in merito alle recenti anomalie riscontrate nella determinazione delle partite di energia elettrica prelevata dalla rete di trasmissione nazionale e non correttamente attribuita agli utenti del dispacciamento, avviata con la deliberazione 16 luglio 2007, n. 177/07, nonché una volta che siano stati messi a punto meccanismi procedurali incontrovertibili sulla misurazione dell’energia non servita (in proposito si veda il successivo capitolo).

- 4.20 Pur senza introdurre standard specifici di qualità per gli utenti della RTN, l’impresa di trasmissione sarà chiamata a contribuire, in misura proporzionale al numero di interruzioni ad essa attribuibili o alla quota di durata nel caso di interruzioni prolungate, ai rimborsi ai clienti MT (e in prospettiva BT) per superamento degli standard di continuità del servizio. Il meccanismo è descritto in maggiore dettaglio nel capitolo 8.
- 4.21 Infine, resta da valutare come fissare il contributo dell’impresa di trasmissione al Fondo per eventi eccezionali, secondo quanto previsto dalla delibera n. 172/07. Alla luce dei meccanismi di regolazione proposti per la trasmissione, l’Autorità ritiene un contributo annuo calcolato come prodotto di un coefficiente economico (in €/kWh) per l’energia non servita o non ritirata in disalimentazioni di importante entità potrebbe risultare una doppia penalizzazione rispetto al meccanismo proposto. Si possono quindi valutare due altre possibili soluzioni:
- a) fissare il contributo dell’impresa di trasmissione al Fondo per eventi eccezionali in misura proporzionale all’energia non servita delle sole disalimentazioni che interessano un numero elevato di clienti finali (per esempio almeno 500.000), indipendentemente dalla durata di tali disalimentazioni;
 - b) fissare il contributo dell’impresa di trasmissione al Fondo per eventi eccezionali in misura proporzionale all’energia non servita delle sole disalimentazioni di durata superiore ai livelli attesi di qualità (2 ore).
- 4.22 In entrambi i casi potrebbe essere adottato un coefficiente di valorizzazione compreso tra 5 e 10 €/kWh (più basso di quello usato per lo schema di incentivi e penalità); sarebbero escluse non solo le disalimentazioni indicate al punto 4.9, ma anche quelle attribuibili a forza maggiore o a cause esterne. E’ da valutare se, in forza del regime di maggiore esclusione, debba essere applicata la funzione convenzionale di “smussamento” e saturazione. Il contributo al Fondo per eventi eccezionali sarebbe aggiuntivo alle eventuali penalità versate per effetto del meccanismo incentivante, ma sarebbe compreso ai fini della verifica del tetto massimo di cui al punto 4.18.

Spunti per la consultazione

Q.2 *Si condividono le proposte dell’Autorità in tema di regolazione della qualità del servizio di trasmissione? Se no, per quali motivi?*

- Q.3** *Si condividono i livelli di obiettivi attesi per ENS e numero medio di disalimentazioni, i livelli proposti di incentivazione e i livelli dei tetti massimi proposti per gli incentivi e le penalità?*
- Q.4** *Si ritiene necessario che la componente tariffaria atta a garantire l'equilibrio del meccanismo di incentivi/penalità sia introdotta a carico di tutta l'utenza (AT, MT e BT) oppure per semplificazione potrebbe essere utilizzata la componente UC6, già introdotta per il meccanismo analogo in distribuzione e attualmente a carico solo dell'utenza MT e BT?*
- Q.5** *Si ritiene praticabile l'entrata in vigore della regolazione incentivante dell'energia non servita e del numero medio di disalimentazioni per utente RTN dal 2009?*
- Q.6** *Quale delle alternative suggerite è preferibile per la determinazione del contributo di Terna al Fondo per eventi eccezionali?*

5 Valorizzazione dei servizi di mitigazione offerti dai distributori

Esiti della consultazione

- 5.1 Nel primo documento di consultazione, l'Autorità ha proposto di valorizzare i servizi di mitigazione forniti dai distributori MT/BT per compensare disalimentazioni sulla rete in alta tensione (di trasmissione o di distribuzione), per esempio attraverso controalimentazioni tramite le reti MT o attraverso l'inserzione di gruppi di generazione mobili. L'entità dei servizi di mitigazione potrebbe essere valutata sulla base della differenza tra ENS "lorda" (rilevata senza tenere conto delle controalimentazioni dalla MT dell'utenza disalimenata) e ENS "netta" (rilevata tenendo conto delle suddette controalimentazioni).
- 5.2 La proposta dell'Autorità ha suscitato apprezzamento sia da parte delle imprese distributrici sia da parte delle associazioni dei clienti. Terna invece non condivide la proposta, ritenendo che possa dare luogo a possibili comportamenti speculativi e che i servizi di mitigazione trovino già implicita copertura nella regolazione della qualità del servizio di distribuzione. Terna afferma inoltre che il presunto beneficio che l'impresa di trasmissione trarrebbe dalla diminuzione del valore di ENS per effetto dei servizi di mitigazione sarebbe via via intercettato nel meccanismo di regolazione della qualità del servizio di trasmissione attraverso l'aggiornamento periodico del target di ENS da rispettare.

Proposte

- 5.3 Valutate le osservazioni pervenute, e non condividendo le osservazioni di Terna dal momento che risulta agli uffici dell'Autorità che allo stato attuale l'energia non servita registrata sia quella "netta", valutata quindi già tenendo conto dei servizi di mitigazione offerti dalle imprese distributrici, l'Autorità intende proseguire nella ricerca di un meccanismo praticabile e non controverso di valorizzazione dei servizi di mitigazione offerti dalle imprese distributrici. In particolare va superata la difficoltà, rappresentata dalle imprese distributrici, ad utilizzare l'indicatore ENS (si veda il punto 3.4).
- 5.4 In primo luogo, è opportuno verificare gli attuali meccanismi di quantificazione dell'energia non servita. In base alla delibera n. 250/04, l'energia non servita deve

essere valutata tenendo conto della potenza interrotta al momento di inizio della disalimentazione; è inoltre previsto che qualora la disalimentazione si prolunghi per una durata superiore a 15 minuti, l'energia non servita venga calcolata tenendo conto del profilo atteso di carico sul nodo interessato dalla disalimentazione. Tali disposizioni sono state messe in atto attraverso le disposizioni contenute nel documento A.54, allegato al Codice di rete, che definisce nel dettaglio le modalità di registrazione e statistica delle disalimentazioni sulla rete di trasmissione nazionale.

- 5.5 Non appare, allo stato, sufficientemente implementata la prescrizione secondo la quale è necessario seguire il profilo di carico per le disalimentazioni di maggiore durata.
- 5.6 All'inizio della disalimentazione dovrebbe quindi essere registrato il valore della potenza interrotta (attraverso la misura della corrente circolante nell'istante immediatamente precedente la disalimentazione). Tale valore di potenza dovrebbe essere registrato a cura di Terna, anche avvalendosi di impianti funzionali alla RTN, e aggiornato ogni quarto d'ora, in proporzione all'andamento di carico previsto per il nodo – o, in suo assenza, dell'andamento di carico previsto al livello immediatamente superiore (per es. a livello di stazione AAT/AT). Tali livelli di potenza interrotta sarebbero da utilizzare per il calcolo dell'energia non servita "lorda", attualmente non rilevata.
- 5.7 Una volta stabilita l'energia non servita "lorda", per la quantificazione dei servizi di mitigazione è necessario conoscere l'energia non servita "netta". Si propone che l'energia non servita netta venga stimata in proporzione alla frazione di clienti BT progressivamente rialimentati attraverso manovre sulla rete MT, incluso l'inserimento di gruppi di generazione mobili (anche sulla BT).
- 5.8 E' opportuno pertanto che l'Allegato A.54 sia rivisto, d'intesa con le imprese distributrici, quanto prima possibile, per implementare i suddetti calcoli, e sottoposto all'Autorità per l'approvazione. Deve essere altresì chiarito il criterio con cui è valutata la ENS nel caso di disalimentazioni lunghe e brevi che si susseguono a breve distanza.
- 5.9 I servizi di mitigazione potrebbero essere valorizzati allo stesso parametro utilizzato per il meccanismo incentivante della ENS (vd punto 4.14). L'ammontare derivante da tale calcolo dovrebbe essere versato da Terna direttamente alle imprese distributrici interessate, su base annuale. Tale ammontare sarebbe considerato alla fine della verifica di non superamento del tetto massimo di cui al punto 4.18.

Spunti per la consultazione

- Q.7** *Si condividono le proposte dell'Autorità in tema di valorizzazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici nei confronti di Terna? Se no, per quali motivi?*
- Q.8** *Si ritiene opportuno semplificare la registrazione dell'energia non servita allungando (per esempio a 1 ora) il tempo oltre il quale è necessario tenere conto del profilo di carico atteso?*

Parte II: Qualità del servizio di distribuzione

6 Stabilizzazione delle regole di registrazione delle interruzioni

- 6.1 Nel primo documento di consultazione, l'Autorità ha avanzato numerose proposte in tema di registrazione delle interruzioni per le imprese distributrici; i principali temi trattati sono i seguenti:
- a) trattamento delle interruzioni attribuibili a cause esterne e con origine su reti interconnesse a monte;
 - b) accorpamenti di interruzioni consecutive (es. interruzioni brevi che si succedono nell'arco di un'ora dalla fine di una interruzione lunga);
 - c) trattamento delle interruzioni attribuibili a eventi eccezionali e cause di forza maggiore, in relazione a quanto previsto dalla regolazione delle interruzioni prolungate e estese;
 - d) altre modifiche di aspetti di registrazione.
- 6.2 Per semplicità di lettura, per ciascuno degli aspetti trattati gli esiti della consultazione sono riportati di seguito insieme alle proposte dell'Autorità.
- 6.3 In generale, la consultazione ha espresso l'esigenza di limitare per quanto possibile le modifiche al sistema di registrazione che inducono effetti importanti sui sistemi informativi. L'Autorità condivide in generale l'esigenza di minimizzare le modifiche del sistema di registrazione delle interruzioni, dato che finora il sistema ha mostrato di funzionare e i controlli effettuati regolarmente sulle imprese hanno dimostrato un notevole grado di adempimento alle regole di registrazione da parte delle imprese distributrici.
- 6.4 Considerati i tempi ristretti per l'introduzione delle modifiche, viene allegato al presente documento (Appendice 4) uno schema di provvedimento relativo alla prima parte del Testo integrato (articoli da 1 a 16) relativa alla registrazione delle interruzioni, per dare modo alle imprese distributrici di avviare le modifiche ai sistemi. L'adozione di questa prima parte di provvedimento potrebbe essere anticipata rispetto alla approvazione dell'intero Testo integrato per il periodo 2008-2011.

Interruzioni attribuibili a cause esterne e con origine su reti interconnesse a monte

- 6.5 Nel primo documento l'Autorità ha proposto di
- a) includere nella regolazione incentivante del numero e della durata delle interruzioni e nella verifica degli standard individuali le interruzioni che attualmente vengono attribuite a cause esterne, con l'esclusione soltanto di quelle dovute a furti, incendi, atti di autorità pubblica e scioperi;
 - b) ai soli fini della verifica degli standard individuali, conteggiare anche le interruzioni provocate da disalimentazioni da interconnessione a monte, in modo da poter responsabilizzare i soggetti (distributori o trasmettitori) sugli effetti a valle delle proprie interruzioni;

- c) ai fini del calcolo degli indicatori di continuità, conteggiare l'effettivo numero di clienti dell'impresa interconnessa a valle coinvolti nell'interruzione provocata da disalimentazione della rete a monte.
- 6.6 Sul primo punto, la consultazione ha mostrato una significativa contrarietà degli operatori alla proposta. In particolare, Enel (che nel II periodo ha aderito volontariamente al regime di inclusione delle interruzioni da danni esterni negli obiettivi tendenziali) è favorevole alle proposte dell'Autorità ma solo relativamente alla regolazione incentivante per ambiti territoriali, non per quella individuale dove ritiene che sia necessario continuare a escludere le interruzioni "esterne". Federutility è contraria a qualunque modifica del regime di esclusione, sulla base del fatto che i distributori non hanno modo di evitare interruzioni provocate da terzi e di conseguenza non disporrebbero degli strumenti necessari per ridurle.
- 6.7 Considerate le posizioni degli operatori l'Autorità ritiene opportuno confermare l'attuale regime basato sulla adesione volontaria al meccanismo di riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne, per entrambe le regolazioni incentivanti della durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe e del numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi. Le interruzioni attribuite a cause esterne rimarrebbero escluse – come avviene ora – dal conteggio delle interruzioni ai fini della regolazione per standard individuali.
- 6.8 Sul secondo punto, l'Autorità intende confermare la propria proposta. Ciò comporta l'introduzione, nel sistema di registrazione, di una nuova origine per identificare le "interruzioni da reti interconnesse a monte", attualmente comprese nelle interruzioni attribuite a cause esterne. Le interruzioni attribuibili a tale origine (e di responsabilità del soggetto a monte) saranno conteggiate ai fini della verifica degli standard individuali dei clienti sottesi e saranno utilizzate per la ripartizione dei rimborsi tra l'impresa distributrice e le imprese interconnesse a monte, di distribuzione o di trasmissione, come proposto nel primo documento. Ai fini di tale conteggio contribuiscono le "interruzioni da reti interconnesse a monte" di responsabilità del soggetto a monte, mentre resterebbero escluse le interruzioni che lo stesso soggetto a monte ha attribuito a cause esterne o a forza maggiore.
- 6.9 Infine, in merito alla proposta iniziale di conteggiare l'effettivo numero di clienti dell'impresa interconnessa a valle coinvolti nell'interruzione in luogo dell'attuale regola che prevede convenzionalmente la disalimentazione di un solo cliente, dalla consultazione è emerso che, nonostante una sostanziale condivisione, il dare seguito a tale proposta comporterebbe un complesso ricalcolo degli indicatori di continuità ai fini della determinazione dei livelli tendenziali e una gestione amministrativa tra imprese distributrici che vanificherebbero i benefici derivanti dalla sua attuazione. Per queste ragioni di complessità amministrativa l'Autorità intende confermare anche per il terzo periodo di regolazione la regola vigente, senza introdurre modifiche.

Accorpamenti di interruzioni consecutive

- 6.10 Nel primo documento l'Autorità ha proposto di:
- a) accorpare ogni interruzione, lunga o breve, che abbia inizio entro un'ora dalla fine della precedente interruzione lunga, con il criterio della durata netta;

- b) fare salvi gli accorpamenti tra interruzioni brevi aventi inizio entro tre minuti dalla interruzione transitoria o breve precedente in assenza di interruzioni lunghe, applicando il criterio della durata lorda nei primi tre minuti;
- c) confermare il criterio di utenza applicato per classificare le interruzioni in relazione alla durata di interruzione vista dal singolo cliente.

6.11 Viste le osservazioni pervenute, che da parte degli operatori in generale apprezzano le proposte per la loro portata semplificativa, e considerata anche l'esperienza dei controlli effettuati sulle imprese distributrici, l'Autorità propone di:

- a) accorpare ogni interruzione breve o lunga che abbia inizio entro un'ora, ma oltre tre minuti, dalla fine della precedente interruzione transitoria o breve o lunga con il criterio della durata netta;
- b) accorpare ogni interruzione breve o lunga che abbia inizio entro tre minuti dalla fine della precedente interruzione transitoria o breve o lunga con il criterio della durata lorda;
- c) confermato il criterio di utenza in base al quale l'interruzione è classificata per ogni gruppo di utenti in base alla durata "percepita" dal singolo gruppo di utenti.

6.12 La proposta tiene conto delle esigenze di comparabilità internazionale e delle possibili evoluzioni in sede di normativa tecnica in tema di sequenze di interruzioni. Essa tiene conto altresì degli esiti dei controlli a seguito dei quali si è riscontrata una difficoltà nell'applicazione della durata netta per rialimentazioni di gruppi di utenza per pochi secondi. Nella tabella seguente è illustrato, con riferimento ai dati di continuità del servizio di Enel distribuzione per l'anno 2006, l'effetto della proposta.

Tabella 1: *effetto dell'applicazione della nuova regola di accorpamento delle interruzioni lunghe e brevi – applicazione ai dati 2006 per 272 ambiti territoriali*

	Numero medio di interruzioni brevi per cliente BT [int./anno]	Numero medio di interruzioni lunghe per cliente BT [int./anno]	Durata cumulata di interruzione per cliente BT [min./anno]
Vecchia regola di accorpamento	4,69	2,16	57,67
Nuova regola di accorpamento	2,84	2,05	59,59
Variazione %	-39%	-5%	3%

6.13 Sempre per tenere conto delle risultanze dei controlli effettuati dall'Autorità nel corso del secondo periodo di regolazione e delle osservazioni avanzate da alcune imprese, si propone di rivedere il criterio di unicità della causa e dell'origine (comma 4.6, lettera c. del Testo integrato della qualità), semplificando l'attuale impostazione. Il cambio di origine rimarrebbe necessario solo nel caso di cambiamento della proprietà della rete, mentre potrebbe essere omesso nel caso di cambio di origine relativo a impianti dello stesso proprietario. Per esempio, un'impresa distributtrice che non possiede impianti AT dovrebbe applicare il criterio

obbligatoriamente solamente nel caso di mutazione della sola origine da AT a MT o viceversa.

- 6.14 Per quanto riguarda il cambio di causa si ritiene, anche per via dell'introduzione della sospensione e posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza (vd successivo punto 6.18), che debba essere registrata un'unica interruzione cui attribuire la causa che ha realmente provocato l'interruzione. Per tale motivo si ritiene che le interruzioni dovranno essere classificate sempre in base alla causa che ha provocato l'interruzione.

Interruzioni attribuibili a eventi eccezionali e cause di forza maggiore

- 6.15 Nel primo documento l'Autorità ha proposto l'adozione del metodo statistico per l'individuazione delle interruzioni che si verificano in periodi di eccezionalità per tutte le imprese distributrici a prescindere dalle loro dimensioni in termini di numero di clienti serviti, in sostituzione dell'attuale metodo EPR (opzionale e alternativo al metodo documentale) per l'attribuzione delle interruzioni a cause di forza maggiore
- 6.16 Il metodo statistico è stato introdotto con la deliberazione n. 172/07, nella quale si prevede comunque che, oltre ai periodi di condizioni eccezionali identificati dal metodo statistico, le imprese distributrici possano comunque attribuire a forza maggiore le interruzioni dovute a eventi eccezionali che abbiano danneggiato impianti per superamento dei limiti di progetto degli stessi. Per tali interruzioni il superamento dei limiti di progetto deve essere opportunamente dimostrato e documentato (es.: documentazione fotografica). In tal modo si consente alle imprese distributrici di attribuire a cause di forza maggiore anche interruzioni dovute a eventi eccezionali non intercettabili dal metodo statistico; tali esclusioni verranno verificate con particolare attenzione nel corso dei controlli e la loro non corretta attribuzione potrà incidere sull'indice di correttezza.
- 6.17 Considerata la regolazione adottata, l'Autorità propone di applicare la medesima regola per l'attribuzione a cause di forza maggiore a tutti i fini di regolazione: interruzioni prolungate e estese, regolazione incentivante per ambiti territoriali e regolazione per standard individuali. Ciò costituisce da una parte una semplificazione del sistema e dall'altra una maggiore garanzia per i clienti in termini di univocità e chiarezza del tema "forza maggiore".
- 6.18 Nel registro delle interruzioni dovranno inoltre essere opportunamente documentati i casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza previsti dalla regolazione delle interruzioni prolungate e estese.

Altre modifiche di aspetti di registrazione

- 6.19 Alla luce delle osservazioni pervenute, l'Autorità intende *non* dare seguito ad alcune proposte che si sono rivelate troppo complesse. Tra queste, in particolare:
- a) non si darà luogo alla modifica del sistema di classificazione territoriale per gradi di concentrazione, mantenendo l'attuale struttura suddivisa su tre livelli (alta, media e bassa concentrazione);
 - b) non si darà luogo alle modifiche dell'unità spaziale di riferimento per la regolazione incentivante (sia del numero medio che della durata cumulata di interruzione), mantenendo il concetto di ambito territoriale.

- 6.20 Per quanto riguarda la registrazione delle interruzioni con origine BT, nel primo documento l'Autorità ha proposto che in caso di guasti con origine BT sezionabili da organi di protezione lungo la linea BT, il contributo ai fini dell'indicatore di durata SAIDI venga convenzionalmente stimato, per imprese distributrici in regime A ai sensi della delibera n. 122/06, con un coefficiente pari a 0,5.
- 6.21 Nonostante la contrarietà manifestata da Enel distribuzione, che dichiara un numero medio di 6-7 sezionatori per linea BT, l'Autorità intende confermare la proposta dal momento che, non essendovi elementi utili per l'individuazione dei punti di sezionamento linea BT per linea BT, tale soluzione rappresenta una ragionevole approssimazione a livello nazionale del numero di clienti BT coinvolti nell'interruzione. A completamento di quanto detto le informazioni contenute nel registro delle interruzioni dovranno essere integrate con l'indicazione che l'interruzione ha coinvolto una sola parte della linea BT e con il numero di fasi effettivamente interrotte.
- 6.22 L'introduzione degli indennizzi automatici, differenziati per clienti domestici e clienti BT non domestici, previsti dalla deliberazione 172/07 comporta che la lista dei clienti BT coinvolti nelle interruzioni, ai sensi della deliberazione 122/06, venga completata con l'informazione domestico/ non domestico.

Spunti per la consultazione

Q.9 *Si condividono le proposte finali dell'Autorità in materia di registrazione delle interruzioni? Se no, per quali motivazioni?*

7 Miglioramento dell'affidabilità delle reti di distribuzione MT/BT

Esiti della consultazione

- 7.1 Nel primo documento, l'Autorità ha individuato come obiettivo prioritario, anche alla luce dei confronti internazionali, il miglioramento dell'affidabilità delle reti di distribuzione MT/BT e ha formulato proposte per modificare la regolazione incentivante per ambiti territoriali, attualmente orientata alla riduzione della durata delle interruzioni. Considerata la rilevanza della materia, le possibili opzioni di regolazione sono state sottoposte a AIR. Sono state analizzate quattro opzioni, non completamente alternative le une rispetto alle altre:
- opzione #3.0 (opzione nulla):* mantenere l'attuale regolazione incentivante della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe;
 - opzione #3.A:* sostituire la regolazione della durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe con la regolazione del numero medio di interruzioni senza preavviso lunghe;
 - opzione #3.B:* come opzione #3.A, ma considerando anche le interruzioni brevi, tramite due indicatori separati (SAIFI e MAIFI) o, più semplicemente, tramite un unico indicatore riferibile alle interruzioni sia lunghe che brevi, per esempio SAIFI+MAIFI;

- d) *opzione #3.C*: introdurre la regolazione del numero medio di interruzioni lunghe e brevi (come in #3.B) ma mantenere in vigore anche la regolazione della durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe.

7.2 Tra queste opzioni, la pre-valutazione qualitativa indicava come preferibile l'opzione #3.C (si veda la tabella 3 del primo documento per la consultazione). Le diverse posizioni emerse dalla consultazione si sono focalizzate sulla nuova regolazione del numero medio di interruzioni per cliente, mentre per la regolazione della durata delle interruzioni non sono emerse posizioni contrastanti con quelle contenute nell'opzione 3.C.

- a) Enel condivide pienamente l'obiettivo, perseguibile principalmente attraverso interventi di investimento strutturale (rifacimento di porzioni di rete) e tecnologico (es. automazione, bobina di Petersen, interventi sulle protezioni). Concorda con l'Autorità nel ritenere che lo schema più efficace di regolazione debba considerare la durata cumulata delle interruzioni congiuntamente al numero delle interruzioni lunghe più brevi.
- b) Federutility e Acea ritengono possibile il solo avvio di un monitoraggio dei valori relativi al numero di interruzioni, sia lunghe che brevi, nel corso del prossimo periodo regolatorio, così da valutare l'opportunità di un intervento in merito dell'Autorità non prima del 2012. Ritengono che siano prevedibili consistenti investimenti, anche di tipo strutturale, da parte dei gestori delle reti di distribuzione, con riferimenti temporali troppo ravvicinati di entrata in vigore dei nuovi obiettivi. Evidenziano da ultimo come investimenti di tipo strutturale necessitano di un periodo di tempo congruo sia per essere avviati sia per produrre i primi effetti. Esprimono una forte contrarietà in merito a quanto sostenuto nel documento di consultazione relativamente ai rischi connessi ad un passaggio eccessivamente brusco dalla attuale regolazione incentivante della durata ad una nuova regolazione rivolta al numero delle interruzioni (lunghe e brevi). Acea, infine, ravvisa infine l'opportunità di perseguire un obiettivo di contenimento dei parametri unitari di penalità in modo da non drenare risorse economiche per quei distributori che presentano peggiori livelli effettivi di continuità. Questo consentirà loro di avere ulteriori disponibilità economiche che potrebbero già dal prossimo periodo essere indirizzate verso forme di investimento focalizzate agli interventi propedeutici al miglioramento dell'affidabilità della rete in previsione della nuova regolazione del numero medio di interruzioni.
- c) Aem Milano condivide la proposta di cui all'opzione 3.C che prevede di introdurre la regolazione del numero medio di interruzioni lunghe e brevi mantenendo, allo stesso tempo, in vigore anche la regolazione della durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe. E' però essenziale evitare penalizzazioni per gli esercenti che hanno pianificato ed effettuato investimenti basandosi sugli obiettivi posti dall'attuale regolazione. Ricorda come il vigente Testo Integrato della qualità aveva definito obiettivi relativi all'indicatore di riferimento, da conseguire nell'arco di 12 anni.
- d) Per Confindustria l'intervento è prioritario, ancor più per alcuni ambiti particolarmente vessati da problematiche di difficile alimentazione. Propone di sostituire, ove possibile, la regolazione della durata delle interruzioni lunghe con la regolazione del numero di interruzioni brevi. Inoltre, ad una prima

valutazione, sembrerebbe opportuno scegliere l'opzione 3.C che comprende incentivi alla riduzione in tutta Italia del numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi ed al non abbassamento dei livelli territoriali raggiunti. Anche il previsto medio impatto economico potrebbe far propendere per la scelta dell'opzione 3.C.

- e) Confartigianato preferisce l'opzione 3.C, che prevede di introdurre la regolazione incentivante sul contenimento del numero di interruzioni (lunghe e brevi), mantenendo però la regolazione per incentivi e penalità della durata delle interruzioni.
- f) Per Cittadinanzattiva è doveroso pensare soluzioni che conservino un giusto equilibrio tra costi e benefici e prevedere forme incentivanti al non peggioramento, come quelle previste dalla soluzione 3.C che sembra essere il compromesso migliore.

7.3 Per quanto riguarda l'osservazione di Federutility e Acea secondo le quali nel terzo periodo di regolazione andrebbe avviato il solo monitoraggio del numero medio di interruzioni lunghe e brevi, si evidenzia che tali interruzioni sono già monitorate da tempo: il numero medio di interruzioni lunghe dall'anno 2000, il numero medio interruzioni brevi dall'anno 2002 (si vedano le tabelle riportate in appendice 2). Non può pertanto essere dato seguito a questa osservazione.

7.4 Quanto all'importante questione, riportata secondo varie sfaccettature da tutte le imprese distributrici, che riguarda l'entità degli investimenti finalizzati alla riduzione del numero medio di interruzioni lunghe e brevi e le tempistiche attese affinché tali investimenti possano produrre i loro primi effetti, l'Autorità è conscia del fatto che l'introduzione della regolazione del numero medio di interruzioni implichi investimenti molto diversi da quelli effettuati per la riduzione della durata delle interruzioni, di tipo strutturale, realizzabili in alcuni casi solo a seguito di atti autorizzativi ottenibili spesso in tempi lunghi. Non va inoltre dimenticata l'analisi effettuata nel primo documento, in particolare l'analisi del panorama internazionale che ha dimostrato che l'Italia non ha ancora una posizione di eccellenza per quanto riguarda il numero medio di interruzioni per cliente; inoltre, è da tenere presente il fatto che vi sono zone del Paese nelle quali si registra un numero medio di interruzioni lunghe e brevi elevatissimo.

7.5 Alla luce delle osservazioni raccolte, l'Autorità conferma che l'opzione preferibile è la #3.C. Di seguito vengono illustrate le proposte di dettaglio per la regolazione della durata e per quella del numero, cercando di tenere conto delle osservazioni motivate delle imprese distributrici.

7.6 L'Autorità intende evitare di gravare eccessivamente sulla componente tariffaria UC6, a carico dei clienti che, come noto, produce, al netto delle penalità versate dalle imprese distributrici, il gettito destinato alla copertura degli incentivi. Tale componente ha raccolto nel I periodo di regolazione un ammontare pari in media a circa 3 euro/cliente/anno e nel II periodo di regolazione un ammontare pari in media a circa 4 euro/cliente/anno (vd tabella seguente). L'Autorità considera che l'onere derivante dall'insieme dei meccanismi incentivanti per la qualità del servizio di distribuzione non debba superare i 5 euro/cliente/anno nel III periodo di

regolazione. Il rispetto di tale limite non dovrà essere perseguito aumentando le penalità a carico delle imprese in caso di mancato rispetto dei livelli tendenziali.

Tabella 2: oneri della regolazione della continuità del servizio, I e II periodo di regolazione

anno	I periodo di regolazione (2000-03)				II periodo di regolazione (2004-07)			
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (stima)
Oneri netti [M€]	2	33	115	202	67	125	165	180÷210
Impatto medio [€/cliente/anno]	≈ 3 €/cliente/anno				≈ 4 €/cliente/anno			

Proposte: regolazione incentivante per la durata delle interruzioni

7.7 L'opzione 3.C prevede di mantenere in vigore la regolazione della durata delle interruzioni. Su tale questione si è registrato un generale consenso; non ha sollevato particolari obiezioni la proposta, avanzata nel primo documento, di ridurre significativamente gli incentivi per il mantenimento della durata al di sotto dei livelli obiettivi, preferendo per questi il sistema ordinario tariffario di remunerazione degli investimenti.

7.8 Il dimensionamento del meccanismo di regolazione incentivante per la durata di interruzione richiede di determinare:

- a) gli indicatori di riferimento e quindi le interruzioni incluse/escluse dallo schema;
- b) i livelli obiettivo, ovvero i livelli verso cui nel medio termine devono convergere i valori degli ambiti dello stesso grado di concentrazione a parità di indicatore di riferimento adottato;
- c) i livelli tendenziali, che indicano, per ciascuno dei 4 anni del periodo di regolazione, gli obiettivi di miglioramento fissati per ogni ambito territoriale;
- d) i parametri unitari di incentivazione e penalità;
- e) i meccanismi di contenimento del rischio.

Per ragioni di semplicità si evidenziano nel seguito gli aspetti inerenti la regolazione della durata delle interruzioni oggetto di modifiche rispetto al periodo di regolazione corrente.

7.9 Per quanto riguarda gli indicatori di riferimento, come anticipato al punto 6.7, l'Autorità ritiene opportuno confermare l'attuale regime basato sulla adesione volontaria al meccanismo di riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne. Ritiene altresì che per le imprese che dispongono di impianti di distribuzione AT non vi sia più ragione di escludere le interruzioni con origine AT su propri impianti dall'indicatore di riferimento. Le interruzioni con origine sulla rete di trasmissione nazionale o su reti di altri esercenti interconnessi a monte rimarranno escluse anche in caso di adesione al meccanismo opzionale di riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne. Per quanto riguarda le interruzioni attribuibili a causa di forza maggiore si rimanda ai punti da 6.15 a 6.17 del presente documento.

- 7.10 Per quanto riguarda i livelli obiettivo, l’Autorità propone di mantenere gli stessi livelli fissati per il secondo periodo di regolazione (alta concentrazione: 25 minuti; media concentrazione: 40 minuti; bassa concentrazione: 60 minuti) per le imprese che non hanno impianti AT e che non aderiranno al meccanismo opzionale di riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne. Per le imprese che aderiranno a tale meccanismo, i livelli obiettivo saranno maggiorati per tenere conto del “contributo” di tali interruzioni. Sulla base dei dati disponibili, riferiti alle imprese che hanno aderito al meccanismo nel II periodo, tale contributo è stimabile in 3 minuti per l’alta concentrazione, 5 minuti per la media concentrazione e 8 minuti per l’alta concentrazione (vd Appendice 2). Allo stesso modo, il livello obiettivo verrà incrementato di 1 minuto (a tutti i livelli di concentrazione) per tenere conto delle interruzioni con origine su impianti AT di responsabilità della medesima impresa distributrice.
- 7.11 Per quanto riguarda i livelli tendenziali, l’Autorità propone di mantenere la stessa funzione adottata all’inizio del secondo periodo di regolazione, tenendo presente che sono passati 4 anni dei 12 previsti per la convergenza verso i livelli obiettivo. Pertanto, per le imprese soggette alla regolazione della durata nel corrente periodo regolatorio, i livelli tendenziali per il prossimo periodo verranno determinati in base al tasso di miglioramento percentuale costante che permette di raggiungere il livello di partenza (valutato sul biennio 2006-07) con il livello obiettivo in 8 anni. Questo metodo assicura la piena stabilità regolatoria rispetto alle decisioni prese all’inizio del secondo periodo di regolazione.
- 7.12 Per quanto riguarda i parametri unitari di incentivazione e penalità, l’Autorità intende mantenere la stessa struttura (parametri differenziati tra utenza domestica e utenza domestica in modo da rispecchiare la *willingness to pay* delle differenti tipologie di clienti), aggiustando alcuni valori per tenere conto anche dei nuovi livelli di partenza all’inizio del III periodo di regolazione. In particolare, rispetto al secondo periodo di regolazione, si prevede di ridurre il valore dei parametri unitari C1 e C2 per gli ambiti con livelli di durata migliori dei livelli obiettivo e di modificare la fascia di applicazione del parametro unitario C1 per gli ambiti con livelli di durata peggiore, in modo da focalizzare gli incentivi verso le situazioni più critiche.
- 7.13 Infine, per quanto riguarda i meccanismi di contenimento del rischio, si ritiene di mantenere i meccanismi di recupero e rateizzazione delle penalità già sperimentati nel secondo periodo di regolazione, e di semplificare la funzione attuale di determinazione del tetto massimo a incentivi e penalità, come descritto di seguito al punto 7.19.
- 7.14 La tabella 3 riassume le proposte per il periodo di regolazione 2008-2011 e le confronta con quelle in vigore nel corrente periodo di regolazione.

Tabella 3: comparazione del meccanismo di regolazione della durata delle interruzioni tra il secondo e il terzo periodo di regolazione

	Periodo 2004-2007	Periodo 2008-2011																																								
Indicatore di riferimento	Durata complessiva annua delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT, riferita alle interruzioni con origine sulle reti MT e BT e attribuite ad altre cause Opzione Riduzione durata interruzioni attribuibili a cause esterne	Durata complessiva annua delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT, riferita alle interruzioni con origine sulle reti AT, MT e BT e attribuite ad altre cause Opzione Riduzione durata interruzioni attribuibili a cause esterne, con esclusione delle interruzioni con origine su rete a monte interconnessa																																								
Unità spaziale	Ambito territoriale	Ambito territoriale																																								
Livelli obiettivo	Alta C. = 25 min. Media C. = 40 min. Bassa C. = 60 min.	Alta C. = 25 min. Media C. = 40 min. Bassa C. = 60 min. Quota cause esterne (su base volontaria) Alta C. = + 3 min. Media C. = + 5 min. Bassa C. = + 8 min. Quota alta tensione (per imprese con AT) Alta, Media e Bassa C. = + 1 min.																																								
Livelli di partenza	Media biennale 2002-2003 dell'indicatore di riferimento ponderato sui clienti BT	Media biennale 2006-2007 dell'indicatore di riferimento ponderato sui clienti BT																																								
Livelli tendenziali (tasso annuo di miglioramento)	Altre cause Obiettivo a 12 anni $\alpha = 1 - (\text{LivOb}/\text{LivPart})^{1/12}$ Cause esterne Per i tendenziali dal 2005 al 2007, aggiunta della media biennale 2003-2004 (con riduzione 2% annuo)	Per tutte le interruzioni incluse Obiettivo a 8 anni $\alpha = 1 - (\text{LivOb}/\text{LivPart})^{1/8}$																																								
Recuperi aggiuntivi	Differenza tra livelli tendenziali e media mobile biennale dell'indicatore di riferimento	Differenza tra livelli tendenziali e media mobile biennale dell'indicatore di riferimento																																								
Parametri unitari C1 (utenza non domest.) e C2 (utenza domest)	Differenziato tra non domestico e domestico <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>AC [min]</th> <th>MC [min]</th> <th>BC [min]</th> <th>C1</th> <th>C2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><25</td> <td><40</td> <td><60</td> <td>24</td> <td>12</td> </tr> <tr> <td>>25 e <75</td> <td>>40 e <120</td> <td>>60 e <180</td> <td>36</td> <td>18</td> </tr> <tr> <td>>75</td> <td>>120</td> <td>>180</td> <td>48</td> <td>24</td> </tr> </tbody> </table> C1 e C2 sono espressi in €cent/minuto/kW	AC [min]	MC [min]	BC [min]	C1	C2	<25	<40	<60	24	12	>25 e <75	>40 e <120	>60 e <180	36	18	>75	>120	>180	48	24	Differenziato tra non domestico e domestico <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>AC [min]</th> <th>MC [min]</th> <th>BC [min]</th> <th>C1</th> <th>C2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><25</td> <td><40</td> <td><60</td> <td>12</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>>25 e <50</td> <td>>40 e <80</td> <td>>60 e <120</td> <td>36</td> <td>18</td> </tr> <tr> <td>>50</td> <td>>80</td> <td>>120</td> <td>48</td> <td>24</td> </tr> </tbody> </table> C1 e C2 sono espressi in €cent/minuto/kW	AC [min]	MC [min]	BC [min]	C1	C2	<25	<40	<60	12	6	>25 e <50	>40 e <80	>60 e <120	36	18	>50	>80	>120	48	24
AC [min]	MC [min]	BC [min]	C1	C2																																						
<25	<40	<60	24	12																																						
>25 e <75	>40 e <120	>60 e <180	36	18																																						
>75	>120	>180	48	24																																						
AC [min]	MC [min]	BC [min]	C1	C2																																						
<25	<40	<60	12	6																																						
>25 e <50	>40 e <80	>60 e <120	36	18																																						
>50	>80	>120	48	24																																						
Penalità	Meccanismo di recupero e rateizzazione delle penalità ricevute per il primo e il secondo anno del periodo di regolazione	Meccanismo di recupero e rateizzazione delle penalità ricevute per il primo e il secondo anno del periodo di regolazione																																								

Proposte: regolazione incentivante per il numero medio di interruzioni lunghe e brevi

- 7.15 La regolazione incentivante del numero medio di interruzioni lunghe e brevi costituisce una importante innovazione del terzo periodo di regolazione. L'Autorità ha valutato attentamente le osservazioni pervenute e ritiene da una parte che debba essere confermata l'introduzione di tale regolazione per colmare il *gap* che allontana il Paese dai competitori internazionali, soprattutto perché per l'utenza non domestica il numero di interruzioni costituisce un elemento importante di competitività, come segnalato dalle associazioni dei clienti in particolare industriali; e dall'altra parte, l'Autorità ritiene debbano essere ricercati strumenti e meccanismi tali da recepire le preoccupazioni espresse dagli operatori per evitare un passaggio troppo brusco e per tenere conto del *lag* temporale che può intercorrere tra la pianificazione degli investimenti e la concreta realizzazione dei benefici di tali investimenti.
- 7.16 Per questi motivi, l'Autorità propone che i parametri e i meccanismi legati alla riduzione del numero medio di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi siano determinati in modo diverso, ove opportuno, dai corrispondenti parametri e meccanismi che disciplinano la regolazione della durata delle interruzioni.
- 7.17 In particolare, con riferimento agli stessi elementi costitutivi già esaminati per la regolazione della durata:
- a) per quanto riguarda gli indicatori di riferimento, si prevede una soluzione del tutto corrispondente a quella proposta per la regolazione della durata; le imprese che opereranno per l'inclusione delle interruzioni attribuite a cause esterne per la durata dovranno utilizzare la stessa opzione anche per la regolazione del numero; sarà soggetta a regolazione la somma del numero medio di interruzioni lunghe e brevi, ma continuerà a essere richiesta la comunicazione separata di questi due indicatori; si segnala infine che l'adozione della regola di accorpamento indicata al punto 6.11 richiederà il ricalcolo dei dati almeno per il biennio 2006-07;
 - b) per quanto riguarda la determinazione dei livelli obiettivo, si propone di considerare la forcella di valori corrispondenti, nel 2006, rispettivamente al 20° e al 33° percentile dei valori medi per ambito territoriale, per ogni grado di concentrazione, con riferimento all'insieme delle interruzioni attribuite a altre cause e a cause esterne; i livelli obiettivo potranno pertanto essere fissati nelle seguenti forcelle di valori, già scontando il nuovo criterio di accorpamento:
 - tra 1,0 e 1,5 interruzioni lunghe o brevi in media per cliente all'anno in alta concentrazione;
 - tra 2,0 e 3,0 interruzioni lunghe o brevi all'anno in media per cliente in media concentrazione;
 - tra 4,0 e 5,0 interruzioni lunghe o brevi all'anno in media per cliente in bassa concentrazione.
 - c) corrispondentemente a quanto proposto per la regolazione della durata, tali livelli potranno essere lievemente aumentati per tenere conto, per gli esercenti con questo tipo di impianti, della quota di livello obiettivo relativa alle interruzioni con origine sulla rete di alta tensione (con un contributo addizionale pari a 0,1 interruzioni lunghe o brevi in media per cliente all'anno);

- d) per le imprese che non operano per il meccanismo di inclusione delle interruzioni attribuibili a cause esterne, i livelli obiettivo sopra indicati saranno diminuiti per tenere conto del contributo relativo alle interruzioni attribuibili a cause esterne: sulla base dei dati disponibili si può valutare tale contributo pari a 0,2 interruzioni/cliente per l'alta e la media concentrazione e 0,3 per la bassa concentrazione (valori medi di tutte le imprese, vd Appendice 2);
- e) l'Autorità ritiene i suddetti livelli obiettivo possano essere raggiunti nell'arco di 3 periodi di regolazione e si impegna a mantenere ferma la regolazione del numero di interruzioni su tale arco di tempo, per considerare la necessità di piani di investimento che vengano al di là dell'orizzonte di un singolo periodo regolatorio quadriennale; da un periodo regolatorio all'altro, verrà rivalutata alla luce dei livelli effettivamente raggiunti il livello di partenza di ciascun ambito territoriale; inizialmente, il livello di partenza sarà valutato come valore medio biennale (media ponderata sui clienti BT) dell'indicatore di riferimento relativo agli anni 2006 e 2007, ricalcolati secondo le nuove regole di accorpamento e di esclusione delle interruzioni;
- f) per quanto riguarda i livelli tendenziali, alla luce delle osservazioni pervenute l'Autorità ritiene che debba essere prevista una funzione diversa, e meno severa, da quella utilizzata per la regolazione della durata; si propone di calcolare i livelli tendenziali decrementando i livelli di partenza di una quantità costante ogni anno tale da pervenire ai livelli obiettivo nel corso di 12 anni; in pratica, tale linea di miglioramento prevede che il miglioramento percentuale richiesto sia minore nei primi anni, dando modo alle imprese di individuare gli investimenti più efficaci nel prossimo periodo di regolazione e di mettere in cantiere gli investimenti necessari per i successivi periodi quadriennali di regolazione, con garanzia della stabilità del quadro regolatorio;
- g) infine, per quanto riguarda i parametri unitari di incentivo/penalità, esprimibili in €/interruzione/kW si ritiene che tali parametri, come per la regolazione della durata, debbano rispecchiare la *Willingness To Pay* dei clienti e debbano pertanto essere sensibilmente maggiori per l'utenza non domestica e crescenti al peggiorare dei livelli di continuità; i valori proposti tengono conto dello studio effettuato dall'Autorità nel corso del 2003 che ha condotto alla determinazione degli analoghi parametri utilizzati per dimensionare incentivi/penalità relativi alla regolazione della durata delle interruzioni;
- h) a differenza della regolazione della durata, si propone che detti parametri vengano maggiorati per le imprese che aderiscono al meccanismo opzionale di riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne, perché la riduzione del numero di interruzioni attribuite a cause esterne è più difficile della riduzione della loro durata (per la regolazione della durata non sono previste maggiorazioni);
- i) al fine di contenere il rischio penalità dovuto al ritardo con cui gli investimenti dedicati alla riduzione del numero di interruzioni darebbero i loro primi effetti, si propone di applicare un meccanismo di diluizione delle penalità analogo a quello previsto per la regolazione della durata di interruzione.

7.18 La tabella 4 riassume le proposte per il periodo di regolazione 2008-2011 per quanto concerne la nuova regolazione del numero medio di interruzioni lunghe e brevi per ambito territoriale.

Tabella 4: nuovo meccanismo di regolazione del numero medio di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi

	Periodo 2008-2011						
Indicatore di riferimento	Numero medio delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT, riferito alle interruzioni con origine sulle reti AT, MT e BT e attribuite ad altre cause + Numero medio delle interruzioni senza preavviso brevi per cliente BT, riferito alle interruzioni con origine sulle reti AT, MT e BT e attribuite ad altre cause Opzione cause esterne (come per la regolazione della durata)						
Unità spaziale	Ambito territoriale						
Livelli obiettivo	Adesione alla regolazione delle interruzioni dovute a cause esterne: Alta C. = 1 - 1,5 interruzioni/cliente Media C. = 2 - 3 interruzioni/cliente Bassa C. = 4 - 5 interruzioni/cliente Mancata adesione alla regolazione delle interruzioni dovute a cause esterne: Alta C. = - 0,2 interruzioni/cliente Media C. = - 0,2 interruzioni/cliente Bassa C. = - 0,3 interruzioni/cliente Quota alta tensione (per le imprese con impianti AT) Per tutte le concentrazioni: + 0,05 interruzioni/cliente						
Livelli di partenza	Media biennale 2006-2007 dell'indicatore di riferimento ponderata sui clienti BT						
Livelli tendenziali (quota annua di miglioramento)	Per tutte le interruzioni incluse Obiettivo a 12 anni (LivPart – LivOb) / 12						
Recuperi aggiuntivi	Differenza tra livelli tendenziali e media mobile biennale dell'indicatore di riferimento						
Parametro unitario C (euro/ num / kW interrotto)	Differenziato per miglioramento e mantenimento al di sotto dei livelli obiettivo e tra BT non domestico e domestico						
	Altre cause						
	Alta C.	Media C.	Bassa C.	Altre cause Dom.	Altre Cause Non dom.	Altre cause + cause est. Domestici	Altre cause + cause est. Non dom.
	<1 int/cl	<2 int/cl	<4 int/cl	0÷2	1÷3	1÷3	3÷5
>1 int/cl e <2 int/cl	>2 int/cl e <4 int/cl	>4 int/cl e <8 int/cl	2÷4	5÷7	3÷5	7÷9	
>2 int/cl	>4 int/cl	>8 int/cl	4÷5	8÷10	5÷6	10÷12	
Penalità	Meccanismo di recupero delle penalità ricevute per il primo e il secondo anno del periodo di regolazione						

Proposte: tetto massimo agli incentivi e alle penalità (per entrambe le regolazioni)

- 7.19 Si propone di stabilire un unico tetto massimo agli incentivi e alle penalità, sia per la regolazione della durata che per quella del numero. Ciò comporta la modifica della formula adottata per il tetto massimo della sola regolazione della durata nel secondo periodo di regolazione.
- 7.20 Per scopi di massima semplificazione, si propone di stabilire il tetto in misura fissa per cliente servito dall'ambito territoriale. In prima approssimazione tale tetto potrebbe essere pari a 8 ÷ 10 €/cliente per gli incentivi; per le penalità, si propone di mantenere un tetto massimo più basso rispetto agli incentivi, pari però non più alla metà del tetto degli incentivi, come nel secondo periodo di regolazione, ma a $\frac{3}{4}$ di tale tetto. Per le penalità si potrebbe quindi applicare un tetto massimo pari a 6 ÷ 7,5 €/cliente. Il tetto agirebbe anno per anno e ambito per ambito (come già adesso avviene).

Analisi costi-benefici della regolazione della durata e del numero di interruzioni

- 7.21 Nel quadro dell'analisi di impatto della regolazione, sono state effettuate alcune simulazioni per valutare i costi e i benefici per l'utenza dello schema proposto. La tabella 5 presenta i risultati essenziali di tali simulazioni:
- a) Per la regolazione della durata, gli incentivi (netti delle penalità) attesi variano da 190 a 330 M€ sul quadriennio, in relazione alle diverse ipotesi di miglioramento (rispettivamente per un miglioramento in 4 anni compreso tra il 16% e il 33% a partire dal livello effettivo biennale 2006-07);
- b) Per la regolazione del numero, gli incentivi (netti delle penalità) attesi variano da 95 a 355 M€ sul quadriennio in relazione alle diverse ipotesi di miglioramento (rispettivamente per un miglioramento in 4 anni compreso tra il 17% e il 30%);
- 7.22 In sintesi, l'impatto tariffario atteso per i clienti sull'arco del quadriennio (complessivamente per entrambe le regolazioni, tenendo conto del tetto massimo) potrebbe essere variabile tra 1,90 e 4,70 €/cliente/anno circa; in relazione al beneficio ottenuto nelle diverse ipotesi di miglioramento e considerando anche l'effetto del tetto massimo a incentivi e penalità.

Tabella 5: *Simulazione degli effetti costo/beneficio dei meccanismi proposti per i clienti*

	Regolazione della durata di interruzione	Regolazione del numero di interruzioni	Effetto complessivo, con tetto max
Benefici: miglioramenti % rispetto al livello di partenza	16% ÷ 33%	17% ÷ 30%	
Costi : onere degli incentivi a favore delle imprese [M€]	190 ÷ 330	95 ÷ 355	265 ÷ 650
Costi: impatto tariffario medio sul periodo [€/cliente/anno]	1,35 ÷ 2,35	0,65 ÷ 2,50	1,90 ÷ 4,70

Spunti per la consultazione

- Q.10** *Si condividono le proposte finali dell’Autorità in materia di regolazione incentivante del numero e della durata delle interruzioni? Se no, per quali motivazioni?*
- Q.11** *Ci sono motivazioni in base alle quali le interruzioni con origine AT, per le imprese che dispongono di impianti AT, non dovrebbero essere soggette a regolazione? Potrebbero essere escluse le imprese che dispongono unicamente di sbarre AT nelle proprie cabine primarie ma non di linee AT?*
- Q.12** *Si condividono le maggiorazioni ai livelli obiettivo per le imprese che dispongono di impianti AT e per quelle che aderiranno alla regolazione delle interruzioni attribuibili a cause esterne?*
- Q.13** *La nuova regolazione del numero medio di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi prevede una serie di parametri e meccanismi tali da riconoscere la maggiore difficoltà di intervento per la riduzione delle cause esterne e da evitare un passaggio troppo brusco dalla regolazione della durata alla regolazione del numero di interruzioni, per dare modo agli investimenti finalizzati alla riduzione del numero di interruzioni di dispiegare i propri benefici? Vi sono altri elementi dei quali l’Autorità dovrebbe tenere conto?*
- Q.14** *Si condivide il nuovo meccanismo di calcolo del tetto massimo agli incentivi e alle penalità? Se no, per quali motivazioni?*

8 Tutela dei clienti che subiscono troppe interruzioni

Clienti MT – effetti della regolazione individuale del numero massimo di interruzioni

- 8.1 Dal 2006 la regolazione individuale del numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti alimentati in media tensione (di seguito: clienti MT). Gli standard applicabili sono differenziati per grado di concentrazione e si riferiscono alle interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità dell’impresa distributrice (massimo 3 interruzioni per i clienti serviti in ambiti in alta concentrazione, 4 per quelli serviti in ambiti in media concentrazione e 5 per quelli serviti in ambiti in bassa concentrazione; sono escluse alcune tipologie di interruzioni). In caso di mancato rispetto degli standard individuali, le imprese distributrici sono tenute al versamento di una penalità, fino a un tetto massimo. I clienti che subiscono un numero di interruzioni annue superiore allo standard ad essi applicabile possono avere titolo ad indennizzi automatici se dimostrano di aver adeguato i propri impianti di utenza ai requisiti di selettività delle protezioni fissati dall’Autorità. Sono stati stabiliti requisiti semplificati per impianti di utenza semplici. I clienti che non adeguano i propri impianti ai requisiti di selettività delle protezioni sono tenuti al pagamento di un corrispettivo tariffario specifico (CTS); l’ammontare del CTS è trattenuto dalle imprese distributrici fino a una concorrenza massima (1% dei ricavi riconosciuti per la tipologia di utenza “clienti in media tensione per altri usi”) e il resto è versato alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.
- 8.2 Sono disponibili i dati del primo anno di attuazione della regolazione individuale del numero massimo di interruzioni per clienti MT. In sintesi:

- a) Per il mancato rispetto degli standard di qualità per clienti di media tensione relativamente all'anno 2006, le imprese distributrici subiscono complessivamente una penalità pari a circa 3,5 milioni di euro (per il 2006, tali penalità sono transitoriamente calcolate solo in relazione ai clienti alimentati in alta e media tensione con potenza disponibile maggiore di 500 kW).
 - b) I clienti MT che hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (di seguito: clienti "peggio serviti"), sono localizzati nella maggior parte nelle regioni del Sud: la percentuale dei clienti "peggio serviti" nelle regioni del Sud è di circa 21%, ben oltre il valore medio nazionale (7%). Per ricevere l'indennizzo i clienti MT che subiscono interruzioni in misura superiore agli standard devono aver inviato all'impresa distributtrice una dichiarazione di adeguatezza. Qualora i clienti non presentino tale dichiarazione, la penalità viene versata dall'impresa distributtrice alla Cassa conguaglio e ha l'effetto di alleviare la tariffa media nazionale.
 - c) Al Nord, dove i clienti con troppe interruzioni sono meno che al Sud, i clienti sono più "sensibili" alla nuova regolazione e hanno inviato la dichiarazione di adeguatezza in misura superiore rispetto al Sud. Da una stima effettuata dall'Autorità, se tutti i clienti con più interruzioni dello standard avessero inviato la dichiarazione di adeguatezza, avrebbero ricevuto un indennizzo medio pari a circa 2.000 € per ciascun cliente interessato (tale valore ammonta a circa 3.500 € per i clienti con potenza disponibile maggiore di 500 kW).
- 8.3 Nel complesso, la regolazione individuale del numero massimo di interruzioni per clienti MT sta dispiegando i propri effetti nei confronti delle imprese distributtrici (dal 2007 la platea di clienti rispetto ai quali verranno calcolate le penalità si allarga a tutti i clienti con potenza superiore a 100 kW), mentre si registrano lentezze nel processo di adeguamento dei clienti MT.
- 8.4 Per rendere più efficace la regolazione del numero massimo di interruzioni per clienti MT, nel primo documento l'Autorità ha proposto di:
- a) aggiornare lo standard esistente sul numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe in relazione alla situazione attuale, in base all'analisi dei dati di continuità relativi all'anno 2006, e introdurre un nuovo standard sul numero massimo per cliente MT della somma di interruzioni lunghe e brevi;
 - b) modificare i requisiti di adeguamento per i per clienti MT con impianti di utenza semplici, introducendo come requisito strutturale l'interruttore di manovra sezionatore protetto con fusibile e relè omopolare di terra (IMS-FGT), per il quale il CEI ha già avviato un'inchiesta pubblica; qualora tale soluzione strutturale fosse disponibile a condizioni di mercato accessibili, potrebbe essere rimosso il requisito attuale di disporre di un contratto di manutenzione per impianti di utenza semplici;
 - c) ridurre la percentuale di costi riconosciuti utilizzata come tetto massimo all'ammontare di CTS trattenibile dalle imprese distributtrici;
 - d) trasferire in bassa tensione la consegna dei clienti finali alimentati in media tensione con potenza disponibile inferiore a 100 kW con consegne su palo o tramite cabina in elevazione con consegna agli amari (situazioni che rendono di fatto impraticabile l'adeguamento ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità).

8.5 Di seguito vengono esaminati i quattro aspetti principali sopra indicati, evidenziando per ciascuno di essi gli esiti della consultazione e le proposte finali dell’Autorità.

Clienti MT – aggiornamento degli standard individuali e estensione alle interruzioni brevi

8.6 Le osservazioni pervenute hanno evidenziato le seguenti posizioni:

- a) Enel, Federutility e Acea non condividono di estendere la tutela dei clienti MT considerando anche le interruzioni brevi senza prima attendere gli esiti della regolazione introdotta con la deliberazione n. 247/07. L’esperienza ha inoltre mostrato una modesta adesione dei clienti MT all’adeguamento dei propri impianti. Per Enel sarebbe utile per il prossimo periodo di regolazione prevedere una forte sensibilizzazione di tali clienti all’adeguamento dei loro impianti. Meglio sarebbe per i clienti sensibili al numero di interruzioni brevi la possibilità di un contratto di qualità. Per Federutility, inoltre, la regolazione ha fatto sì che i distributori effettuassero investimenti volti a trasformare le interruzioni da lunghe in brevi, per cui l’evoluzione delle interruzioni brevi MT risulta tutt’ora in corso.
- b) Aem Milano ritiene condivisibile l’obiettivo di rafforzare la tutela offerta ai clienti finali che subiscono un numero di interruzioni superiore allo standard, in particolare per quanto riguarda i clienti MT, sensibili ai costi sopportati in presenza di interruzioni. Insieme a Federutility ritiene opportuno segnalare una criticità legata alla prescrizione in base alla quale il distributore può aumentare il livello potenza a disposizione dell’utente, solo a seguito di tre superi del livello contrattuale in essere nel corso dell’anno, in contrasto con gli obiettivi di sicurezza del sistema e di garanzia del servizio che il regolatore persegue.
- c) Confindustria, Confartigianato, Cittadinanzattiva, Edipower e Anie hanno invece condiviso la proposta dell’Autorità.

8.7 Considerate le posizioni emerse, l’Autorità propone di aggiornare la regolazione individuale del numero massimo annuo di interruzioni per clienti MT, fissando gli standard per il periodo di regolazione 2008-2011, sulla base sui livelli effettivi disponibili fino all’anno 2006. L’analisi di tali livelli effettivi è sintetizzato nelle tabelle seguenti. Nell’analisi è stato tenuto conto anche dell’applicazione, per il terzo periodo di regolazione, delle nuove regole di inclusione delle interruzioni con origine su rete interconnessa a monte (si veda il punto 6.8) e in tema di accorpamento di interruzioni consecutive (si veda il punto 6.11).

Tabella 6: percentuali di clienti MT per numero di interruzioni lunghe all’anno (potenza >100kW, escluse cause esterne, con nuova regola di accorpamento, incluse origini RTN e AT, 2006)

n° interruzioni	Concentrazione		
	Alta	Media	Bassa
0	51,2%	41,3%	37,2%
1	76,1%	66,2%	60,9%
2	87,8%	80,0%	75,6%
3	92,9%	87,3%	84,6%
4	95,6%	91,8%	90,0%
5	97,5%	94,4%	93,5%
6	98,5%	96,0%	95,7%
7	98,8%	97,1%	96,9%
8+	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 7: percentuali di clienti MT per numero di interruzioni lunghe+brevi all'anno (potenza >100kW, escluse cause esterne, con nuova regola di accorpamento, incluse origini RTN e AT, 2006)

n° interruzioni	Concentrazione		
	Alta	Media	Bassa
0	30,3%	20,4%	18,6%
1	51,9%	38,5%	33,0%
2	65,7%	52,3%	44,7%
3	73,5%	62,0%	53,9%
4	80,3%	69,1%	62,0%
5	85,1%	74,6%	68,6%
6	88,2%	79,0%	73,3%
7	90,7%	82,1%	77,4%
8	92,4%	84,7%	80,6%
9	93,7%	86,6%	83,2%
10	94,8%	88,2%	85,4%
11	95,5%	89,6%	87,3%
12	96,3%	90,8%	89,1%
13	96,8%	91,7%	90,7%
14	97,0%	92,5%	91,9%
15	97,3%	93,3%	92,7%
16+	100,0%	100,0%	100,0%

- 8.8 Alla luce della suddetta analisi, l'Autorità ritiene che gli standard relativi al numero massimo di interruzioni senza preavviso lunghe per clienti MT debbano essere aggiornati utilizzando come riferimento la fascia tra l'85° e il 90° percentile della distribuzione dei dati per ciascun grado di concentrazione (tale riferimento era stato adottato anche all'inizio del secondo periodo di regolazione) e pertanto:
- per i clienti MT serviti in ambiti territoriali in alta concentrazione, si propone di aggiornare lo standard da 3 interruzioni lunghe/anno a 2;
 - per i clienti MT serviti in ambiti territoriali in media concentrazione, si propone di aggiornare lo standard da 4 interruzioni lunghe /anno a 3;
 - per i clienti MT serviti in ambiti territoriali in bassa concentrazione, si propone di aggiornare lo standard da 5 interruzioni lunghe /anno a 4.
- 8.9 L'Autorità intende confermare per il terzo periodo di regolazione gli attuali meccanismi in vigore (penalità separate dagli indennizzi), nonché il metodo di calcolo della potenza media interrotta e la valorizzazione della potenza media interrotta (parametro Vp) in vigore per l'attuale periodo di regolazione.
- 8.10 Nei nuovi standard sono incluse, a differenza di quanto previsto nel secondo periodo di regolazione, anche le interruzioni per disalimentazione della rete di trasmissione nazionale o con origine sulle reti di distribuzione in alta tensione. Anche per quanto riguarda il ribaltamento sull'impresa a monte della quota parte di indennizzo automatico dovuto ad ogni cliente che ha subito almeno una interruzione con origine sulla rete a monte (inclusa la rete di trasmissione nazionale), in misura proporzionale alle interruzioni complessivamente subite, l'Autorità intende confermare quanto proposto nel primo documento, dal momento che la soluzione individuata è del tutto analoga a quella introdotta con la deliberazione n. 172/07 in

materia di interruzioni prolungate e estese e, come già detto, mira a rendere facilmente percepibili gli standard da parte dei clienti finali e pertanto ridurre i possibili contenziosi.

8.11 Per quanto riguarda l'estensione degli standard per clienti MT anche alle interruzioni brevi, la consultazione ha messo in evidenza posizioni non facilmente conciliabili. L'Autorità ritiene non rinunciabile l'obiettivo di introdurre standard individuali, almeno per i clienti di maggiori dimensioni, riferiti non solo alle lunghe ma anche alle brevi; tuttavia, valutate le osservazioni pervenute, ritiene sia opportuno approfondire la questione, in modo da individuare soluzioni che siano il più possibile vicine alle esigenze dei clienti in particolare industriali. Si ritiene che vi siano diverse strade possibili:

- a) introdurre standard relativi al numero massimo di interruzioni lunghe e brevi, che potrebbero essere fissati – in base al criterio della fascia tra l'85° e il 90° percentile utilizzato per l'aggiornamento degli standard relativo alle sole interruzioni lunghe – orientativamente ai valori indicati nella tabella 7;
- b) introdurre standard relativi al numero massimo di interruzioni lunghe e brevi, solo per i clienti di una certa dimensione (per esempio, superiore a 500 kW) che in tal caso potrebbero essere fissati anche a valori migliori di quelli indicati nella tabella 7;
- c) in aggiunta alle soluzioni precedenti, sviluppare forme contrattuali, personalizzabili in relazione alla situazione specifica locale, che i clienti MT interessati possono scegliere; il premio da riconoscere potrebbe essere stabilito dalle parti o potrebbe essere approfondita la possibilità di definire tale premio in via amministrativa⁴.

8.12 Tali soluzioni, e altre possibili, dovrebbero essere oggetto di uno specifico approfondimento da compiere nel primo semestre 2008, in modo che i nuovi standard sulle interruzioni lunghe e brevi possano entrare in vigore dal 2009. Nello stesso approfondimento dovrebbero essere valutati i rischi, paventati da alcune imprese distributrici nella consultazione, circa possibili comportamenti impropri mirati all'abuso degli indennizzi automatici. Si ritiene che questi eventuali comportamenti abusivi, salvo il loro perseguimento in sede civile o penale, potrebbero essere prevenuti modificando il criterio della potenza interrotta. Per esempio, per i nuovi standard relativi alle interruzioni lunghe e brevi, sfruttando le potenzialità dei misuratori orari ormai disponibili per tutta l'utenza MT, si potrebbe superare il riferimento al 70% della potenza disponibile e introdurre il riferimento alla potenza effettivamente interrotta dall'interruzione, con riferimento alla potenza nel quarto d'ora in cui ha avuto inizio l'interruzione.

Clients MT – requisiti di adeguamento degli impianti di utenza e livelli del CTS

8.13 L'Autorità conferma che nel terzo periodo regolatorio il corrispettivo tariffario specifico (CTS) sarà applicato a tutti i clienti MT che non avranno adeguato i propri impianti ai requisiti di selettività delle protezioni. Il meccanismo del CTS rientra

⁴ Una forma contrattuale di questo tipo esiste in Francia, dove il cliente MT può, a propria scelta e previo pagamento di un premio aggiuntivo alla tariffa, ottenere un calcolo personalizzato dello standard di interruzioni brevi, o lunghe più brevi, basato sui dati degli ultimi 4 anni sul proprio punto di consegna.

nel più generale obiettivo dell’Autorità di responsabilizzare i clienti verso un uso appropriato della rete, evitando costi a danno degli altri utenti per effetto di problemi interni all’impianto di utenza. Un tema analogo è quello della penalizzazione degli assorbimenti di energia reattiva, per il quale vengono indicate proposte nel documento di consultazione sulle tariffe.

- 8.14 L’Autorità conferma altresì il proprio orientamento ad accelerare significativamente l’adeguamento degli impianti di utenza, che finora non ha dati i risultati attesi (anche per effetto del fatto che il CTS è stato applicato solo dal 2007 e limitatamente ai clienti di maggiori dimensioni; dal 2008 sarà applicato a tutti i clienti MT, salvo i punti di consegna MT esclusi dalla regolazione).
- 8.15 Per accelerare il processo di adeguamento, l’Autorità indica due direzioni non alternative tra di loro:
- a) ridurre i costi di adeguamento e in particolare i costi di adeguamento strutturale per clienti MT con impianti semplici; a questo proposito, l’Autorità conferma il proprio interesse per una rapida definizione delle specifiche di un interruttore di manovra sezionatore (IMS) protetto con fusibile e relè omopolare di terra per clienti MT in reti a neutro compensato, in ragione delle specificità della rete italiana. Qualora la disponibilità delle specifiche tecniche, già in inchiesta pubblica da parte del CEI, dovesse venir meno o protrarsi nel tempo, l’Autorità potrà prendere in considerazione l’adozione autonoma di specifiche tecniche tali da consentire il perseguimento dell’obiettivo; se invece a seguito della pubblicazione delle specifiche tecniche fosse possibile accertare la disponibilità sul mercato di tale tipo di soluzione tecnica, l’Autorità potrebbe valutare la rimozione del requisito, attualmente previsto, di disporre di un contratto di manutenzione, ferma restando l’importanza delle attività di manutenzione;
 - b) elevare il CTS in modo da fornire un segnale economico inequivocabile a tutti i clienti MT; a questo proposito sono state già formulate ipotesi nell’ultimo documento di consultazione sulle regole tecniche di connessione (atto n. 34/06) e potrebbe essere valutato un incremento del CTS progressivamente nel tempo anche per i clienti che non richiedono aumenti di potenza, oppure una modulazione del CTS in ragione anche della potenza, in modo da fornire un segnale economico non troppo debole anche ai clienti MT di maggiore dimensione che sono quelli a cui si può imputare, in assenza di adeguate protezioni selettive, una maggiore rischiosità data la dimensione dell’impianto di utenza.

Clients MT – utilizzo dei proventi derivanti dal corrispettivo tariffario specifico

- 8.16 In merito alla proposta di ridurre la percentuale di costi riconosciuti utilizzata come tetto massimo all’ammontare di CTS (corrispettivo tariffario specifico) trattenibile dalle imprese distributrici, la consultazione ha evidenziato le posizioni contrarie di Federutility e Acea le quali hanno sottolineato come le imprese distributrici debbano pur sempre svolgere le attività di gestione, archiviazione e verifica connesse al meccanismo definito con le delibere 247/04 e 246/06 e come tale costo amministrativo sia destinato ad aumentare sia per la applicazione del CTS alla totalità dei clienti MT sia per la maggiore informazione ai clienti per le attività connesse alla dichiarazione di adeguatezza.

- 8.17 Il tema dell'utilizzo del CTS è da collegare all'effettuazione di controlli e di iniziative di sensibilizzazione. In merito alla effettuazione dei controlli presso i clienti, per verificarne la conformità ai requisiti tecnici e alla dichiarazione di adeguatezza, Federutility e Acea hanno richiesto che le imprese distributrici possano eseguirli direttamente, senza avvalersi di organismi tecnici abilitati all'effettuazione delle verifiche degli impianti di terra ai sensi del decreto del D.P.R. n. 462/01, previa adeguata formazione tecnica specifica. In merito alle iniziative di sensibilizzazione, Enel ha sollevato questo tema, pur senza fornire indicazioni concrete.
- 8.18 L'Autorità ritiene che, visto il limitato adeguamento dei clienti, sia opportuno dotare le imprese distributrici di strumenti per l'effettuazione di controlli sugli impianti dei clienti per verificare l'adeguatezza del sistema delle protezioni alle norme tecniche vigenti al momento della connessione; in tal modo si potrà stimolare un maggiore adeguamento dei clienti finali. L'Autorità non vede motivi ostativi al fatto che tali controlli vengano svolti con personale dell'impresa, a condizione che l'impresa distributtrice si astenga in ogni maniera dal suggerire fornitori di servizi o di apparati per l'eventuale adeguamento. In merito alle iniziative di sensibilizzazione, l'Autorità ritiene che esse siano massimamente importanti e che le imprese distributrici dovrebbero concordarle con le associazioni dei clienti industriali, allo scopo di permettere ai clienti MT di conoscere meglio i propri diritti in relazione alla qualità del servizio. Anche il ruolo delle amministrazioni locali non deve essere sottovalutato⁵.
- 8.19 Per promuovere l'effettuazione di controlli e iniziative di sensibilizzazione, il tetto massimo del gettito del CTS trattenibile dal distributore, attualmente stabilito in ragione fissa dell'1% sui ricavi riconosciuti dai clienti MT, potrebbe essere reso in parte variabile in funzione dell'effettuazione di controlli o di iniziative di sensibilizzazione che accelerino il processo di adeguamento. La proposta potrà essere meglio specificata a seguito della presente consultazione. Deve comunque essere introdotto un obbligo – i cui costi sono ricompresi nella quota di CTS trattenibile dal distributore – di comunicazione periodica al cliente MT circa le modalità e i tempi di adeguamento e i costi in caso di mancato adeguamento.

Clients MT – punti di consegna MT con potenza inferiore a 100 kW non adeguabili

- 8.20 Per quanto riguarda la proposta di trasferimento in bassa tensione la consegna dei clienti finali alimentati in media tensione con potenza disponibile inferiore a 100 kW con consegne su palo o tramite cabina in elevazione con consegna agli amari (di seguito: punti di consegna MT tecnicamente non adeguabili), la consultazione ha evidenziato le seguenti posizioni:
- a) Enel non condivide la proposta dell'Autorità poiché i costi della bonifica sarebbero troppo elevati rispetto al danno provocato dalle interruzioni generate

⁵ Ad esempio, la Regione Abruzzo ha inserito nell'ambito del Bando DOCUP Asse 2, Misura 2.1, Azione 2.1.1, relativo al sostegno degli investimenti materiali ed immateriali delle PMI ed al sostegno dell'*Information Technology*, la possibilità di includere tra le spese ammissibili quelle inerenti all'acquisizione dei Dispositivi Generali e le Protezioni generali atti a migliorare la qualità dei servizi elettrici di cui alla delibera 247/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

da tali impianti: si tratta di impianti in gran parte localizzati in aree rurali alimentati da linee che sopportano un carico ridotto. Resterebbero poi a carico dei clienti, in ragione delle responsabilità di carattere penale previste dalle norme in materia di gestione dei rifiuti, tutte le attività ed i costi connessi allo smaltimento delle apparecchiature. Propone quindi di mantenere esclusi dalla regolazione tali suddetti impianti che risultano, fra l'altro, in progressiva naturale scomparsa. Resterebbe facoltà del distributore proporre al cliente la trasformazione in BT di tali forniture, sulla base dell'effettiva incidenza dell'impianto sulla continuità generale del servizio.

- b) Federutility e Acea hanno evidenziato come in alcune realtà l'impegno non sarà trascurabile, sia in termini economici che di risorse impiegate. Rilevano infine la necessità di dover disporre di un adeguato locale cabina ove installare le apparecchiature del distributore, nei casi in cui non sia possibile alimentare l'utenza da cabine limitrofe. Nel caso in cui il cliente fosse disponibile a cedere il proprio locale, ci sarebbe necessità di pervenire ad una modifica patrimoniale del locale cabina che da uso "consegna" asservito alla sola utenza MT passerebbe ad uso "trasformazione", con l'obbligo per il distributore, ai sensi del provvedimento CIP 46/82, di dover corrispondere alla proprietà un canone di locazione ai prezzi di mercato, generando in tal modo ulteriori oneri per il distributore stesso.
- c) Secondo Confindustria l'idea di trasferimento del punto di consegna da MT a BT per potenza disponibile inferiore a 100 kW appare utile in quanto agevole ed economica in sé e per ridurre gli effetti di distorsione sulla rete MT.

8.21 La bonifica dei punti di consegna MT tecnicamente non adeguabili, oltre ad aver sollevato reazioni contrastanti da parte dei soggetti interessati, avrebbe anche riflessi tariffari, dal momento che per effetto della bonifica diminuirebbe in misura non trascurabile il numero di punti di consegna MT e aumenterebbe (impercettibilmente) il numero di punti di consegna BT, con riflessi sul calcolo dei corrispettivi e parametri tariffari e incertezze sulla copertura dei costi riconosciuti complessivi.

8.22 Valutate le osservazioni dei soggetti interessati e considerate le implicazioni tariffarie, in mancanza di una valutazione precisa dei benefici di sistema che potrebbe derivare da una bonifica integrale dei punti di consegna MT di potenza tecnicamente non adeguabili, l'Autorità ritiene che sia opportuno, per il prossimo periodo di regolazione, lasciare alle imprese distributrici la scelta di trasferire in bassa tensione punti di consegna MT che risultino "critici" sotto il profilo della continuità del servizio. Le imprese distributrici potrebbero quindi valutare il rapporto costi/benefici di tali interventi e selezionare quelli più critici; in questa ipotesi, non sarebbe concesso alle imprese distributrici richiedere alcun contributo al cliente per la trasformazione da MT a BT del punto di consegna, non avendo il cliente avanzato alcuna richiesta. Al termine del periodo di regolazione la questione potrebbe essere riesaminata alla luce dei risultati ottenuti e dell'effettiva diminuzione di tali punti sulle reti MT.

8.23 Resterebbero quindi esclusi dalla regolazione individuale del numero massimo di interruzioni i punti di consegna con potenza disponibile inferiore a 100 kW con consegne su palo o tramite cabina in elevazione con consegna agli amari. L'Autorità intende valutare se estendere tale esclusione a tutti i punti di potenza

disponibile inferiore a 100 kW, fermo restando che un cliente potrebbe comunque, inviando la dichiarazione di adeguatezza, rientrare nel meccanismo di regolazione (protezione degli standard e obbligo di pagare il CTS in caso di revoca della dichiarazione di adeguatezza).

- 8.24 Infine, si intende valutare se riferire la regolazione individuale del numero massimo di interruzioni per clienti MT non più alla nozione di “potenza disponibile” ma a quella di “potenza prenotata”, illustrata nel documento di consultazione sulle tariffe diffuso contestualmente al presente documento.

Clients BT – esiti della consultazione e proposte

- 8.25 Per quanto riguarda i clienti di bassa tensione la proposta relativa alla futura introduzione di standard e indennizzi automatici è stata sottoposta ad AIR per via della complessità dei meccanismi di registrazione dei clienti di bassa tensione coinvolti nelle interruzioni, meccanismi introdotti con la deliberazione n. 122/06. Si trattava dell’ipotesi di regolazione #4, con tre opzioni alternative le une rispetto alle altre:

- a) *opzione #4.0 (opzione nulla):* non introdurre alcun tipo di standard individuale per clienti BT nel terzo periodo di regolazione;
- b) *opzione #4.A:* a partire dal 2010 per le imprese che servono più di 100.000 clienti e progressivamente per le altre imprese di distribuzione, introdurre standard sul numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe, associati a indennizzi automatici, per i clienti di bassa tensione (domestici e non domestici) appartenenti agli ambiti territoriali caratterizzati da livelli di continuità peggiori;
- c) *opzione #4.B:* introdurre standard sul numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per tutti i clienti di bassa tensione, domestici e non domestici, a partire dal 2010 per le imprese che servono più di 100.000 clienti e progressivamente per le altre imprese di distribuzione.

- 8.26 Tra queste opzioni, la pre-valutazione qualitativa indicava come preferibile l’opzione #4.A (si veda la tabella 4 del primo documento per la consultazione). Dalla consultazione sono emerse posizioni assai contrastanti.

- 8.27 Dal lato delle imprese distributrici Enel, Federutility e Acea hanno segnalato che l’introduzione di standard individuali (opzioni 4.A e 4.B) riguardo al numero delle interruzioni lunghe dei clienti BT dovrebbe essere rinviata al quarto periodo regolatorio dopo aver valutato gli effetti della regolazione generale sul numero medio delle interruzioni; essa inoltre rischia di alimentare contenziosi con i clienti, mentre l’obiettivo di miglioramento del numero di interruzioni può essere perseguito in maniera più efficace attraverso un meccanismo di premi e penali basato sul miglioramento del numero medio di interruzioni lunghe per cliente BT; infine, ci sarebbe la necessità di testare l’efficacia delle soluzioni adottate dai vari soggetti, in particolare la telegestione dei misuratori, anche per via della contestuale possibile adozione di un meccanismo di tutela inerente le interruzioni prolungate/estese per gli stessi utenti BT. Solo AEM Milano ha dichiarato di preferire l’opzione 4.B.

- 8.28 Per quanto riguarda le rappresentanze dei consumatori:
- a) Confindustria ha segnalato come l'opzione 4.B appaia valida dal punto di vista dell'estensione (domestici e non domestici) ma sorgono perplessità che sia legata alle sole interruzioni senza preavviso lunghe. D'altra parte l'opzione 4.0, che minimizza i costi di applicazione alle imprese distributrici, potrebbe incentivarne l'impegno per il miglioramento dell'affidabilità delle reti di distribuzione in MT/BT. Comunque, quale che sia l'opzione prescelta si osserva che gli scenari di tutela dei clienti BT dovranno prendere in considerazione anche le interruzioni senza preavviso brevi;
 - b) Confartigianato e Cittadinanzattiva propendono per l'opzione 4.A. Per Cittadinanzattiva la motivazione è legata al fatto che l'opzione 4.B, seppur sembri la più valida, rischia di comportare maggiori costi alle imprese che verrebbero poi trasferiti nelle bollette dei consumatori.
- 8.29 Alla luce delle proposte formulate e delle osservazioni pervenute l'Autorità esprime le seguenti valutazioni:
- a) l'introduzione di standard sul numero massimo di interruzioni per i clienti di bassa tensione appare inevitabile come tendenza generale;
 - b) ci sono diversi elementi che suggeriscono maggiore gradualità: non solo le osservazioni delle imprese, ma anche la tempistica dettata dalla delibera 122/06 che non permetterebbe di avere dati individuali, necessari per fissare gli standard, prima di metà 2009 e riferiti solo a un anno, il 2008⁶;
 - c) con la recente deliberazione n. 172/07 sono stati introdotti standard sulla durata massima delle interruzioni (prolungate e estese), anche in condizioni eccezionali, con rimborsi automatici;
 - d) le interruzioni brevi possono essere causa di costi non solo per i clienti di media tensione, ma anche per i clienti di bassa tensione non domestici.
- 8.30 Tutto ciò considerato, l'Autorità ritiene preferibile l'opzione #4.0 e propone che gli standard sul numero massimo di interruzioni possano entrare in vigore dal quarto periodo di regolazione e che per il periodo di regolazione 2008-2011, coerentemente con l'entrata in vigore degli obblighi di registrazione del numero reale di clienti BT coinvolti nelle interruzioni (delibera n. 122/06), vengano monitorati i seguenti indicatori, valutati per ambito territoriale o anche per Comune:
- a) numero di clienti BT (domestici e non domestici) con più di X interruzioni lunghe;
 - b) numero di clienti BT non domestici con più di Y interruzioni lunghe e brevi.
- 8.31 I valori delle soglie X e Y saranno differenziati per grado di concentrazione; nel conteggio delle interruzioni ai fini di questi indicatori si escludono le interruzioni attribuite a cause esterne e a periodi di condizioni eccezionali o a eventi eccezionali, mentre sono incluse le interruzioni per disalimentazione della rete di trasmissione nazionale e le interruzioni con origine su reti di distribuzione ad alta tensione.
- 8.32 Questi indicatori potrebbero essere utilizzati, nella seconda metà del periodo regolatorio (2010-2011), per introdurre meccanismi alternativi di tutela dei clienti

⁶ Il CEER ha raccomandato che per la fissazione di standard di qualità il periodo di osservazione dovrebbe basarsi su almeno 2 anni di dati.

BT con troppe interruzioni. Si tratterebbe di aggiungere uno schema di regolazione che induca (con incentivi/penalità) al miglioramento dell'indicatore "numero di clienti con più di X interruzioni" o "numero di clienti con più di Y interruzioni". Il meccanismo potrebbe avere una funzione transitoria e propedeutica per scomparire quando verranno introdotti standard individuali associati a rimborsi.

Interruzioni con preavviso

- 8.33 Nel primo documento l'Autorità ha proposto che il preavviso venga comunicato:
- ai clienti BT con almeno 72-96 ore (3-4 giorni) di anticipo rispetto all'inizio dell'interruzione per le interruzioni programmate che non vengono effettuate per ripristinare precedenti situazioni di guasto (per le quali si confermerebbe il termine di 24 ore di anticipo attualmente in vigore, anche per i clienti MT);
 - ai clienti MT con almeno di 1 settimana di anticipo; inoltre, per i clienti MT che hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza, l'Autorità ha proposto che abbiano diritto a concordare l'effettuazione di interruzioni con preavviso in giornate e orari da fissare di comune accordo con l'impresa distributrice, senza addebito di costi per lavoro straordinario nel caso sia necessario effettuare l'interruzione con preavviso in giornate di sabato o festive per la specifica tipologia produttiva del cliente MT.
- 8.34 Per evitare che le interruzioni con preavviso vengano ripetute sulla stessa utenza, l'Autorità ha inoltre proposto di computare anche le interruzioni con preavviso successive alla prima in un anno per ciascun cliente, ai fini della verifica del rispetto degli standard individuali sul numero massimo di interruzioni per cliente MT o BT.
- 8.35 Tenuto conto delle osservazioni pervenute l'Autorità ritiene di:
- portare il termine di comunicazione del preavviso a 48 ore, anche per le interruzioni che vengono effettuate per ripristinare precedenti situazioni di guasto, sia per clienti BT che MT, confermando per questi ultimi che non vi debba essere addebito di costi per lavoro straordinario nel caso sia necessario effettuare l'interruzione con preavviso in giornate di sabato o festive per la specifica tipologia produttiva del cliente MT;
 - dare seguito alla proposta di computare delle interruzioni con preavviso successive alla prima in un anno per ciascun cliente ai fini della verifica del rispetto degli standard individuali sul numero massimo di interruzioni.
- 8.36 A seguito di alcune segnalazioni, l'Autorità richiederà strumenti di comunicazione del preavviso più appropriati, soprattutto nelle zone rurali ove risultano essere utilizzate modalità talora inadeguate (es. cartelli plastificati di adeguata grandezza e ben visibili in luogo di fogli di carta appesi su pali dell'illuminazione pubblica). Si intende anche valutare se vi siano le condizioni affinché il preavviso possa essere inviato ai clienti finali attraverso ulteriori canali informativi (telefono, SMS, e-mail, etc.) rispetto a quello cartaceo, che attualmente risulta essere l'unico utilizzato.

Spunti per la consultazione

Q.15 *Si condividono i nuovi standard sul numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe? Se no per quali motivazioni?*

- Q.16** *Quale tra le tre alternative possibili circa l'introduzione di standard sul numero massimo di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi si ritiene maggiormente adatta al perseguimento dell'obiettivo di tutela dei clienti che subiscono troppe interruzioni?*
- Q.17** *Quali meccanismi si suggeriscono per la modulazione del tetto massimo al gettito del CTS? Si condivide la proposta dell'Autorità di renderlo variabile in funzione dell'effettuazione di controlli o di iniziative di sensibilizzazione che accelerino il processo di adeguamento?*
- Q.18** *Si condividono le proposte dell'Autorità in merito ai punti di consegna MT con potenza inferiore a 100kW?*
- Q.19** *Si condividono le proposte avanzate in materia di tutela dei clienti BT che subiscono troppe interruzioni? Se no, per quali motivazioni?*
- Q.20** *Si condividono le proposte dell'Autorità in merito alle interruzioni con preavviso? Attraverso quali canali informativi ulteriori potrebbe essere inviato il preavviso ai clienti finali?*

9 Aggiornamento della regolazione della qualità commerciale

Esiti della consultazione

- 9.1 Nel primo documento, l'Autorità ha avanzato alcune proposte al fine di rafforzare la tutela dei clienti per gli aspetti di qualità commerciale. Le proposte vengono richiamate nei paragrafi seguenti, in relazione ai singoli standard di qualità esistenti e proposti.
- 9.2 Prima di passare alla disamina standard per standard, è da segnalare che dalla consultazione è emersa la richiesta di valutare l'introduzione di ulteriori indennizzi o la modifica di quelli esistenti anche in relazione alla completa liberalizzazione e alla revisione della disciplina dei rapporti tra distributore e venditori, oggetto di specifica consultazione (Atto n. 14/07). Gli operatori, pur condividendo molte delle proposte di regolazione della qualità del servizio in regime di separazione societaria tra distributore e venditore, ritengono che tali interventi dovrebbero essere introdotti solo successivamente all'effettiva applicazione dei provvedimenti relativi alla regolazione dei rapporti tra i diversi attori che operano nel mercato elettrico. Federutility in particolare sottolinea che affinché le proposte presentate nel primo documento siano attuabili è necessario individuare chiaramente quali prestazioni possono essere richieste dal cliente finale al distributore oppure al venditore.
- 9.3 Come anticipato al punto 2.4 l'Autorità ha in corso l'analisi dei flussi informativi tra i soggetti operanti sul mercato a seguito di una specifica consultazione (Atto n. 14/07); inoltre è stato ritenuto opportuno stralciare il tema della regolazione delle risposte ai reclami e di affrontarlo in modo comune tra i due settori dell'energia elettrica e del gas. Per questi motivi, e anche per promuovere una sempre più stretta convergenza della regolazione tra i due settori, l'Autorità prevede di emanare un documento di consultazione dedicato alla regolazione della qualità del servizio di vendita ovvero ai diritti/obbligazioni contrattuali tra i venditori e i clienti finali. Tale regolazione potrà infatti essere definita indipendentemente dall'inizio del nuovo

periodo di regolazione relativo al trasporto e alla misura. Verranno esaminate proposte per nuovi standard sulle risposte ai reclami e alle richieste di informazione, nonché gli obblighi di tempestività per i venditori nell'inoltro ai distributori delle richieste dei clienti per attività soggette agli standard di qualità commerciale e nel successivo trasferimento al cliente delle eventuali somme ricevute a titolo di indennizzo automatico.

- 9.4 Anche nelle more della consultazione di cui al punto precedente, l'Autorità conferma comunque l'orientamento, già espresso nel primo documento di consultazione, secondo il quale i clienti – almeno quelli alimentati in bassa tensione – dovrebbero rivolgere le richieste di prestazioni di qualità commerciale (che coinvolgono prestazioni anche del distributore) al venditore, il quale successivamente le dovrebbe inoltrare al distributore. Sarebbero escluse le richieste di intervento per guasti che vanno comunque rivolte al distributore. La questione è relativa non solo ai clienti del mercato libero ma anche a quelli in regime di maggior tutela, dal momento che l'esercente di maggior tutela è un soggetto separato rispetto al distributore (salvo eccezioni per piccole imprese). La definizione dei flussi informativi tra gli operatori della distribuzione e della vendita per il settore elettrico, in esito alla consultazione sopra richiamata, sarà coerente con questo orientamento, tenendo conto anche degli standard di comunicazione tra gli operatori della vendita e della distribuzione e delle esigenze di convergenza con il settore gas. Di seguito viene esemplificato il problema del rapporto tra distributore e venditore con riferimento a uno standard specifico (esecuzione lavori di ammontare predeterminabile).
- 9.5 Prima di discutere la revisione dei singoli standard, vengono esaminati alcuni temi di carattere generale che attengono alla disciplina della qualità commerciale relativamente ai seguenti argomenti:
- a) la revisione della disciplina degli appuntamenti;
 - b) la revisione della disciplina degli indennizzi automatici;
 - c) l'estensione al settore elettrico del metodo campionario di verifica dei dati di qualità commerciale già sperimentato e avviato nel settore gas;
 - d) il trattamento dei tempi relativi alle autorizzazioni.

Revisione della disciplina degli appuntamenti

- 9.6 Nella disciplina vigente sono soggetti a standard specifico di qualità e quindi a indennizzo automatico solo gli *appuntamenti personalizzati*. Per le prestazioni che necessitano di appuntamento il cliente può scegliere infatti, all'atto della fissazione dell'appuntamento, se accettare la data proposta dall'esercente per l'effettuazione dell'intervento, ed in tal caso essere tutelato sul tempo massimo entro il quale debba essere effettuata la prestazione richiesta (tempestività), oppure se richiedere un appuntamento personalizzato, e in tal caso essere tutelato sul rispetto della fascia oraria concordata (puntualità). L'appuntamento personalizzato è infatti l'appuntamento fissato, su richiesta del cliente, in data successiva a quella proposta dall'esercente. Lo standard di qualità applicabile è la *fascia massima di puntualità per appuntamenti personalizzati*, attualmente pari a tre ore nel settore elettrico (ma a due ore nel settore gas), ed è soggetto a indennizzo automatico nel caso di mancato rispetto per cause non attribuibili a forza maggiore o all'utente interessato o a terzi.

- 9.7 Nel primo documento di consultazione sono stati sollecitati suggerimenti per riesaminare la disciplina degli appuntamenti personalizzati al fine di assicurare la verificabilità dell'effettiva richiesta del cliente di posticipare la prestazione a fronte di una maggiore garanzia di puntualità nell'appuntamento.
- 9.8 Non sono pervenuti suggerimenti di riesame della disciplina; tra le osservazioni di carattere più operativo, Enel distribuzione osserva che relativamente agli appuntamenti la regolazione attuale richiede dati inutili per il corretto monitoraggio e che nulla aggiungono alla tutela dei clienti. E' citata ad esempio, la registrazione del luogo dell'appuntamento per la realizzazione di un nuovo punto di consegna o modifica di uno esistente (tale luogo non può che essere che il luogo della fornitura) ed alla registrazione dell'ora effettiva dell'esecuzione dell'appuntamento (per Enel è sufficiente rilevare che l'appuntamento è avvenuto nella fascia di rispetto prevista).
- 9.9 L'Autorità intende riesaminare profondamente la questione degli appuntamenti, ritenendo che vada estesa a tutti gli appuntamenti la garanzia della puntualità. Pertanto, l'Autorità propone che, ogni qual volta sia necessario per l'esercente fissare un appuntamento con il cliente per eseguire la prestazione o svolgere un sopralluogo, tale appuntamento deve essere effettuato rispettando la *fascia massima di puntualità*. L'Autorità propone altresì che la soglia per la fascia massima di puntualità venga ristretta da tre a due ore, come già avvenuto nel settore gas.
- 9.10 L'appuntamento deve essere fissato nel rispetto dei limiti di tempo massimo (in giorni lavorativi) per l'esecuzione delle prestazioni, salvo che il cliente non richieda per propri motivi la posticipazione dell'operazione oltre detti tempi massimi. Limitatamente ai casi in cui l'appuntamento viene fissato oltre il termine fissato dallo standard di tempestività applicabile, si propone inoltre che sia consegnato al momento dell'intervento (senza obbligo di controfirma), o inviato al cliente in un momento successivo, un modulo che riporti almeno le seguenti informazioni:
- a) codice univoco della prestazione;
 - b) potenza contrattuale;
 - c) data e fascia di puntualità concordata;
 - d) data e ora di inizio della prestazione o del sopralluogo;
 - e) quantificazione dell'indennizzo automatico, da riconoscere al cliente in caso di mancato rispetto della fascia di puntualità
 - f) l'indicazione che l'appuntamento è stato fissato oltre il tempo massimo stabilito dall'Autorità su richiesta del cliente.
- Di tale documentazione l'esercente conserva copia, almeno informatica, da esibire in sede di controllo.
- 9.11 Vista la portata della revisione della disciplina proposta, l'Autorità può considerare un leggero rinvio dell'entrata in vigore di tale nuova disciplina (che si intende estendere anche al settore gas), dell'ordine di 6 mesi per l'adeguamento dei sistemi informativi.

Revisione della disciplina degli indennizzi

- 9.12 Per quanto riguarda le modalità di calcolo e di corresponsione dell'indennizzo automatico in caso di mancato rispetto dei tempi massimi previsti dagli standard specifici, per evitare ritardi eccessivi nell'esecuzione delle prestazioni richieste dai

clienti, l'Autorità ha proposto che l'importo dell'indennizzo automatico venga aumentato in misura proporzionale al tempo in eccesso rispetto agli standard fino ad un massimo del triplo del valore base dello stesso. Ha proposto inoltre di estendere al settore elettrico la previsione di un tempo limite entro cui erogare l'indennizzo al cliente finale (per esempio 7 mesi, come già previsto nel settore gas). Nel documento inoltre si proponeva che l'impresa distributrice comunicasse tempestivamente al cliente la mancata corresponsione dell'eventuale indennizzo automatico per il verificarsi di cause di forza maggiore o di cause esterne che possano comportare il mancato rispetto dello standard applicabile.

9.13 Dalla consultazione sono emerse posizioni differenziate:

- a) Enel Distribuzione si dichiara favorevole a fissare l'ammontare dell'indennizzo in misura proporzionale al tempo in eccesso rispetto agli standard, fino ad un tetto massimo pari al 20% del corrispettivo previsto per la prestazione; tuttavia le modalità di calcolo dell'indennizzo automatico non dovrebbero trasformare l'indennizzo stesso in una penale vera e propria, perdendo, quindi, la funzione di elemento disincentivante per l'esercente. Enel ritiene inoltre non giustificabile il mantenimento anche del meccanismo del raddoppio o della quintuplicazione dell'indennizzo per tardiva erogazione, e ritiene che esso debba essere compensato con un meccanismo equivalente all'applicazione di interessi moratori;
- b) Federutility, pur ribadendo la propria contrarietà all'introduzione di prescrizioni premature rispetto al quadro regolatorio in via di definizione, ritiene opportuno che una qualsiasi modifica ai meccanismi di indennizzo debba essere apportata nell'ottica di pervenire a meccanismi semplici, comprensibili e di facile gestione sia per gli operatori sia per i clienti. La proposta di aumentare gli indennizzi secondo le modalità illustrate sembra comportare una eccessiva complicazione senza apportare particolari benefici per il cliente finale. Federutility ritiene inoltre eccessivamente onerose le ulteriori prescrizioni previste in carico al distributore in termini di comunicazioni al cliente (ovvero al venditore qualora si replichi il modello adottato per il settore gas), anche in considerazione del fatto che le cause che determinano ritardi – esterne o di forza maggiore – potrebbero essere multiple e consecutive, e che pertanto la gestione delle comunicazioni risulterebbe onerosa, nonché di poca utilità, in termini di tutela del cliente finale.

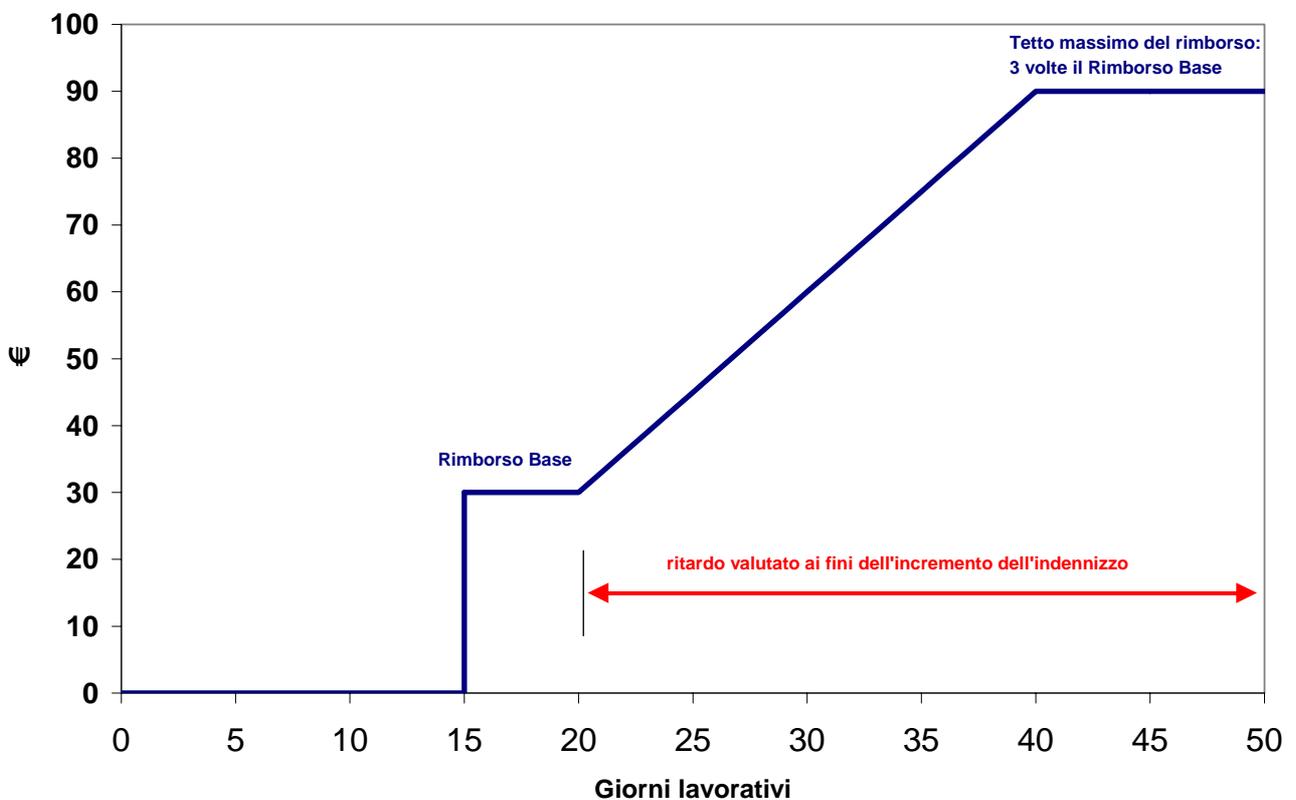
9.14 Valutate le osservazioni pervenute, l'Autorità conferma il proprio orientamento a rivedere le modalità di calcolo dell'indennizzo automatico in caso di mancato rispetto degli standard specifici in modo da aumentare l'indennizzo in relazione al tempo in eccesso rispetto agli standard, e quindi in modo da stimolare gli esercenti a eseguire le prestazioni prima possibile. A tale scopo si propone di:

- a) per gli standard relativi a tempi massimi espressi in giorni lavorativi, in caso di ritardi superiori a 5 giorni oltre lo standard, aumentare l'importo dell'indennizzo previsto per ciascuna prestazione del 10% del rimborso base per ogni giorno di ulteriore ritardo, fino a un massimo del triplo del rimborso base, o, se più gravoso, del 20% del corrispettivo della prestazione;
- b) per lo standard relativo alla riattivazione dopo il pagamento in caso di distacco o riduzione di potenza per morosità, aumentare l'importo dell'indennizzo previsto di 1/3 del rimborso base per ogni giorno di ulteriore ritardo in caso di esecuzione

della prestazione oltre il secondo giorno, fino a un massimo del triplo del rimborso base;

- c) per lo standard relativo alla fascia di puntualità, non applicare l'aumento del rimborso in caso di esecuzione della prestazione nei limiti fissati dallo standard di tempo massimo ove applicabile; qualora la prestazione venga eseguita oltre tali limiti, si applica l'aumento del rimborso come alla precedente lettera a) in relazione al ritardo misurato in giorni;
- d) per lo standard relativo al tempo di ripristino della fornitura per guasto del gruppo di misura, in caso di ritardi superiori a 1 ora oltre lo standard applicabile, aumentare l'importo dell'indennizzo previsto del 20% del rimborso base per ogni ora di ulteriore ritardo, fino a un massimo del triplo del rimborso base;
- e) in corrispondenza dell'introduzione del meccanismo di aumento dei rimborsi in relazione al ritardo nell'esecuzione della prestazione, ridurre sensibilmente il meccanismo attuale di aumento dei rimborsi in relazione al ritardo nell'erogazione del rimborso stesso. Per esempio, potrebbe essere ridotto da 2 a 1,5 e da 5 a 2 il coefficiente di aumento dei rimborsi, rispettivamente dopo 3 e 6 mesi. In caso di ritardo sia nell'esecuzione della prestazione sia nell'erogazione del rimborso, si applicherebbero entrambi i meccanismi.

9.15 Il grafico seguente fornisce un esempio applicativo dell'aumento dell'indennizzo previsto relativamente alla prestazione esecuzione di lavori semplici per clienti finali BT (da eseguirsi in 15 giorni lavorativi – rimborso base per utenza domestica 30 €).



- 9.16 Anche per la revisione del meccanismo di calcolo degli indennizzi, considerata la portata della revisione della disciplina proposta, l'Autorità intende sicuramente posporre l'entrata in vigore di tale nuova disciplina (che si intende estendere anche al settore gas); in questo caso, si ritiene opportuno far entrare in vigore il nuovo meccanismo con un ritardo di 1 anno (cioè dal 2009).
- 9.17 L'Autorità è comunque aperta a considerare proposte alternative che perseguano lo stesso scopo (evitare ritardi ingiustificati nell'esecuzione delle prestazioni).

Metodo campionario di verifica dei dati di qualità commerciale

- 9.18 L'Autorità sollecitava suggerimenti in merito ad alcune problematiche applicative riscontrate nel corso delle verifiche ispettive sperimentali effettuate ai sensi della delibera n. 213/06.
- 9.19 Enel distribuzione osserva che le ispezioni effettuate in questi anni non hanno fatto rilevare aspetti particolari oltre quelli già osservati in sede di consultazione e recepiti nella recente delibera n. 74/07, relativa alla verifica dei dati di qualità commerciale e di sicurezza dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas naturale. Si segnala che, in realtà, il controllo previsto dalla delibera n. 168/04 e confermato dalla delibera n. 74/07, è un mero controllo formale delle registrazioni e quindi non garantisce una effettiva tutela del cliente.
- 9.20 Si ritiene pertanto che gli errori di registrazione, a volte inevitabili e che hanno come effetto impercettibili variazioni dei tempi medi delle prestazioni, non sono equiparabili a mancati adempimenti quali il riconoscimento del dovuto indennizzo o l'esecuzione della prestazione nel tempo effettivo.
- 9.21 Federutility, esprimendo una generale contrarietà alla proposta di estendere al settore elettrico il metodo di verifica dei dati di qualità commerciale già sperimentato sul settore gas, propone di prevedere un periodo sperimentale (di almeno 2 anni), in analogia a quanto avvenuto nel settore gas.
- 9.22 Alla luce delle osservazioni pervenute, l'Autorità conferma la validità del metodo sperimentato in entrambi i settori, seppure con poche verifiche ispettive, e recentemente modificato proprio in modo da eliminare alcuni appesantimenti emersi proprio dalla sperimentazione. In particolare, l'Autorità non vuole in alcun modo aumentare la gestione cartacea della documentazione necessaria per i controlli e considera accettabili tutti i documenti conservati o estraibili dai sistemi informativi all'atto del controllo.
- 9.23 L'Autorità conferma pertanto il proprio orientamento all'estensione del metodo campionario di verifica dei dati di qualità commerciale e, considerando che la sperimentazione senza effetti economici è stata avviata già dalla fine del 2007, ritiene possibile introdurre definitivamente il metodo, con effetti economici, per i controlli sui dati relativi alle prestazioni del 2008 (quindi per i controlli effettuati a partire dal 2009).

Autorizzazioni

- 9.24 Nel primo documento di consultazione è stata avanzata una proposta di carattere generale sull'introduzione dell'obbligo di avvio dell'iter autorizzativo entro 15 giorni lavorativi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo da parte del cliente conteggiando eventuali ritardi nel tempo di esecuzione della prestazione.
- 9.25 Enel distribuzione concorda sull'opportunità di fissare un tempo predeterminato per l'avvio dell'iter autorizzativi, ritenendo però che i tempi debbano essere analoghi a quanto già previsto dall'articolo 4.6 della delibera n. 89/07, cioè entro 30 giorni lavorativi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo.
- 9.26 Federutility invece non condivide la proposta di prevedere un tempo minimo entro il quale il distributore è tenuto ad avviare l'iter autorizzativo, in quanto non ne comprende la necessità. Ritiene infatti che tale tempo sia già a carico dell'esercente, in quanto il tempo di esecuzione delle prestazioni decorre dalla accettazione del preventivo stesso; tra l'altro, il processo autorizzativo può comportare la disponibilità di un certo numero di autorizzazioni, tra loro collegate – se non consequenziali (ad es. il nulla osta di scavo da parte del comune è richiedibile solo dopo il conseguimento del nulla osta provinciale) - per cui sarebbe comunque difficoltoso individuare un momento preciso cui riferire univocamente l'avvio di detto procedimento.
- 9.27 Valutate le osservazioni pervenute, e considerate convincenti le osservazioni di Federutility, l'Autorità non intende dare seguito alla proposta.

Standard specifici di qualità commerciale per l'attività di distribuzione

- 9.28 Per quanto riguarda i *lavori con preventivo ad ammontare predeterminabile*, è stato proposto nella prima consultazione di conteggiare nel tempo di esecuzione della prestazione il ritardo nella consegna della documentazione e la verifica che si tratti effettivamente di un lavoro semplice. Si è proposto altresì di considerare anche che con "documentazione da consegnare al cliente" si intenda, oltre a quanto già previsto:
- a) l'indicazione dei corrispettivi per l'esecuzione del lavoro come già comunicati ed accettati dal cliente al momento della richiesta;
 - b) l'indicazione che la prestazione è soggetta a livello specifico di qualità;
 - c) l'indicazione dell'entità dell'indennizzo automatico dovuto al cliente in caso di mancato rispetto del tempo massimo di 15 giorni lavorativi.
- 9.29 In esito alla consultazione molti esercenti sostengono che la proposta appare condivisibile, salvo una verifica dei costi e dei benefici che tale modifica comporterebbe per il sistema, in particolare per il regime di separazione tra distribuzione e vendita:
- a) Enel distribuzione segnala che nella propria prassi operativa sono già ricompresi, nei 15 giorni previsti per l'esecuzione dei lavori semplici, tutti i tempi di cui all'articolo 49.2 del Testo integrato della qualità. Evidenzia che con le attuali regole i clienti del mercato libero perderebbero il beneficio dell'accorpamento in un unico standard delle due attività (preventivazione ed esecuzione lavori) poiché al momento della richiesta del cliente il venditore non sarebbe in grado di fornire immediatamente al cliente il preventivo (ad

ammontare predeterminabile) perché lo dovrebbe a sua volta richiedere al distributore. Enel chiede di mantenere tale prestazione anche per i clienti del mercato libero, per i quali il contatto fra cliente e distributore è mediato dal venditore, con l'introduzione di una nuova tipologia di preventivo formale denominato "*preventivo per lavori a forfait*", da evadere in un tempo molto contenuto (ad es. 5 gg) e che preveda il sopralluogo solo successivamente all'accettazione del lavoro da parte del cliente, entro i 5 giorni successivi.

- b) Federutility segnala invece che in molti casi è lo stesso cliente a non rendersi subito disponibile alla sottoscrizione del contratto ed a concordare la data dell'appuntamento per l'esecuzione immediata del lavoro, motivo per cui il distributore si trova nella necessità di effettuare un sopralluogo, attivando così la procedura relativa al preventivo anche per importi predeterminabili. La proposta di indicare i corrispettivi per l'esecuzione del lavoro come già comunicati ed accettati dal cliente al momento della richiesta, in un'ottica di separazione societaria delle attività di distribuzione e di vendita, non è percorribile, poiché è il venditore che ha il contatto con il cliente e non il distributore.

9.30 Il preventivo ad ammontare predeterminabile era stato introdotto nel secondo periodo di regolazione proprio per prevedere tempi più brevi per la gran parte dei lavori semplici dal momento che consente la comunicazione al cliente dell'importo e dei tempi previsti contestualmente al momento della richiesta del cliente e prevede l'accorpamento delle fasi di preventivazione nella sola fase di esecuzione una volta che il cliente abbia accettato il preventivo. Con la separazione tra distribuzione e vendita potrebbero venir meno alcuni vantaggi che hanno reso possibile l'introduzione di tale prestazione, in particolare:

- a) al momento della richiesta da parte del cliente il venditore potrebbe non essere in grado di informare il cliente circa l'ammontare del preventivo e soprattutto circa i tempi previsti per l'esecuzione dello stesso;
- b) la produzione della documentazione tecnica non può che essere a carico del distributore; i tempi del suo trasferimento al cliente tramite il venditore si allungherebbero inevitabilmente.

9.31 Anche la proposta di Enel di introdurre una nuova tipologia di "*preventivo per lavori a forfait*", appare non attuabile perché il venditore potrebbe non essere in grado di valutare che si tratti effettivamente di un lavoro a forfait e perché al momento della richiesta dovrebbe essere in grado di fare preventivi differenziati in funzione del distributore di volta in volta coinvolto. Inoltre vi è da considerare che non tutti gli esercenti si sono avvalsi della possibilità di effettuare preventivi ad ammontare predeterminabile.

9.32 Una ulteriore complicazione viene dal fatto che, a seguito del sopralluogo, il distributore può accertare che il lavoro da eseguire è complesso invece che semplice e che la documentazione tecnica è insufficiente, venendosi così a creare flussi informativi aggiuntivi tra le parti, incluso l'eventuale recesso dalla richiesta da parte del cliente.

9.33 Alla luce di quanto esposto, considerato l'orientamento espresso dall'Autorità al precedente punto 9.4 e vista la possibile complessità delle relazioni tra cliente, venditore e distributore, le strade percorribili appaiono tre:

- a) mantenere separate per i clienti finali le due prestazioni di preventivazione e di esecuzione dei lavori, eliminando pertanto la preventivazione ad ammontare predeterminabile;
- b) prevedere che, una volta inoltrata la richiesta al venditore, questi la inoltri al distributore entro un determinato tempo; da questo in momento in poi il cliente potrebbe avere come unica interfaccia il solo distributore, salvo che per il pagamento della prestazione, che avverrebbe sempre tramite il venditore; inoltre prevedere anche per il distributore un tempo massimo per la consegna al cliente del preventivo;
- c) prevedere che il venditore possa agire completamente per conto del cliente, anche accettando il preventivo; in tal caso lo standard sarebbe pienamente applicabile.

In ogni caso, come già sottolineato, sarà da tener in considerazione l'orientamento espresso dall'Autorità al precedente punto 9.4 secondo il quale i clienti, almeno quelli BT, rivolgono le proprie richieste al venditore.

- 9.34 In merito all'attuazione di forme di controllo della documentazione delle prestazioni per evitare rischi di elusione della normativa, non sono pervenute osservazioni da parte dei soggetti interessati. La problematica evidenziata in merito al fatto che alcune prestazioni sono effettuate in regime di appuntamento personalizzato, quando invece il cliente non ha espressamente richiesto un rinvio della prestazione oltre i termini fissati dagli standard, dovrebbe essere già risolta con la revisione della disciplina degli appuntamenti affrontata ai punti precedenti.
- 9.35 Per quanto riguarda il *tempo di attivazione e disattivazione della fornitura* la revisione di questi standard è rinviata alla definizione di obblighi di tempestività sui venditori. In linea di massima, l'Autorità intende mantenere inalterato il tempo complessivo attualmente previsto; pertanto, qualora l'obbligo di tempestività in capo al venditore per inoltrare la richiesta di prestazione al distributore venga fissato, a seguito di specifica consultazione, pari a due giorni lavorativi dalla ricezione della richiesta del cliente (comprensiva della documentazione e degli atti necessari alla stipula del contratto da parte del cliente), l'orientamento dell'Autorità è di ridurre il tempo a disposizione dell'impresa distributrice per effettuare la prestazione da cinque a tre giorni lavorativi (dalla richiesta del venditore). Ciò dovrebbe essere possibile in relazione all'avvento del misuratore elettronico che dovrebbe comportare una riduzione dei tempi di esecuzione da parte dell'impresa distributrice.
- 9.36 Per le seguenti prestazioni attualmente regolate da standard generali l'Autorità ha proposto la trasformazione dello standard da generale a specifico:
- a) verifica della tensione di alimentazione;
 - b) verifica del gruppo di misura;
 - c) preventivazione dei lavori sulla rete di media tensione.
- 9.37 Per quanto riguarda la *verifica della tensione di fornitura* la motivazione si basa sul fatto che tale standard generale è stato ampiamente disatteso (sulla bassa tensione è stato rispettato in media al 76% in luogo del 90%). Nel contempo l'Autorità ha proposto di rendere specifico lo standard anche sulla media tensione e ha invitato gli esercenti a fornire elementi utili alla semplificazione della prestazione, anche a

seguito della diffusione dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione, che attualmente potrebbe essere poco comprensibile dal cliente finale.

9.38 Le osservazioni pervenute hanno evidenziato le seguenti posizioni:

- a) Per Federutility, stante la diffusione graduale dei misuratori elettronici nonché dei sistemi di telegestione, è opportuno valutare l'introduzione di modifiche dello standard solo a conclusione della completa installazione dei misuratori elettronici. In seguito all'installazione dei misuratori elettronici potrebbe essere ipotizzabile la verifica della tensione anche utilizzando, come riferimento i valori registrati dal contatore stesso.
- b) Per Enel distribuzione la proposta contenuta nel documento di consultazione, per cui la prestazione relativa alla verifica della tensione si basi sempre su misure effettuate a norma CEI EN 50160 è condivisibile, soprattutto se accompagnata dalla fissazione di un corrispettivo unico nazionale da parte dell'Autorità. Per quanto riguarda possibili semplificazioni derivanti dall'utilizzo dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione di bassa tensione, esse devono essere lasciate alla valutazione degli esercenti. Per quanto riguarda lo standard di riferimento propone di fissare il tempo intercorrente fra la data di richiesta e la data di comunicazione dell'esito della verifica (non dell'installazione dello strumento di verifica) pari a 30 giorni lavorativi. Infatti, per la trasformazione dello standard da generale a specifico, occorre prevedere un'adeguata maggiorazione dello standard stesso, portandolo cioè a 45 giorni, per avere un minimo di elasticità rispetto al tempo necessario ad organizzare ed eseguire la prestazione. Enel richiama la necessità di definire informazioni minime da fornire al cliente in seguito alla verifica in esame: l'esito (positivo/negativo), il tracciato delle registrazioni o una elaborazione delle stesse, o altre informazioni. Enel inoltre sottolinea il fatto che sovente i clienti richiedano verifiche della tensione in aree nelle quali è già noto che i valori della tensione, in particolari condizioni di assetto della rete, potrebbero essere fuori dai limiti previsti (ad esempio in aree dove sono pianificati o in corso di realizzazione interventi di potenziamento degli impianti). In questi casi non appare opportuno effettuare una verifica strumentale che registrerebbe una situazione già nota; si ritiene corretto rispondere alla richiesta del cliente con l'invio di una comunicazione informativa in cui si illustrano gli interventi sulla rete in atto per ripristinare i valori corretti della tensione (la data di ripristino verrebbe registrata, come previsto dalle norme attuali). Con l'invio di tale comunicazione si chiuderebbe la prestazione verifica della tensione (anche se la misura effettiva non è stata eseguita, in quanto superflua ai fini di conoscere una situazione già nota).

9.39 L'Autorità valuta in modo positivo le osservazioni pervenute. E' da tenere in considerazione il fatto che valori della tensione di fornitura non compresi nella fascia di tolleranza prevista dalla normativa vigente possano impattare potenzialmente su più clienti alimentati dalla stessa linea. Rimangono da chiarire alcuni aspetti:

- a) considerando la proposta di Enel di inviare una comunicazione informativa ai clienti alimentati in zone nelle quali è già noto che il valore della tensione di alimentazione è fuori norma, il cliente dovrebbe anche essere informato circa i

- tempi previsti per la risoluzione del problema. Tali tempi non dovrebbero inoltre eccedere un tempo massimo e dovrebbero essere giustificati tramite illustrazione dei lavori necessari al ripristino della tensione entro le tolleranze previste dalle norme;
- b) la trasformazione dello standard da generale a specifico non deve consentire comportamenti opportunistici da parte dei clienti che, venendo a conoscenza del problema, provochino volutamente un aumento ingiustificato del numero delle verifiche con il rischio che l'esercente si trovi a concentrare maggiormente le proprie attività per rientrare nello standard piuttosto che nel risolvere il problema.
- 9.40 Quanto all'utilizzazione dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione, l'Autorità, viste le osservazioni pervenute, ne valuterà in tempi successivi un eventuale utilizzo ai fini della verifica della tensione di fornitura.
- 9.41 A seguito della richiesta del cliente la prestazione potrebbe seguire due strade a seconda che sia nota o meno la presenza di problemi alla tensione (valore efficace fuori norma). Nel caso in cui non sia nota la presenza di problemi alla tensione l'esercente esegue la verifica della tensione. Se a seguito della verifica accerta che vi sono problemi di tensione informa il cliente circa i tempi previsti per risoluzione del problema. Nel caso in cui sia già nota la presenza di problemi alla tensione l'esercente non esegue la verifica della tensione ma informa il cliente circa i tempi previsti (gli stessi già comunicati ad altri clienti alimentati dalla stessa linea) per la risoluzione del problema. Lo standard potrebbe essere fissato pari a 30 giorni lavorativi sia per i clienti BT che per quelli MT e si applicherebbe a entrambe le situazioni appena indicate. Uno standard pari a 30 giorni lavorativi appare ragionevole anche nel caso in cui la verifica debba essere effettuata, tenuto conto di tutte le fasi necessarie all'espletamento della prestazione: informazione al cliente che verrà effettuata la verifica, installazione delle apparecchiature di misura, durata della misura (1 settimana), disinstallazione delle apparecchiature di misura, elaborazione dei dati e comunicazione finale al cliente.
- 9.42 L'Autorità invita gli esercenti e le associazioni dei consumatori a formulare ulteriori proposte per pervenire ad una definizione efficiente di tale prestazione, incluse le informazioni da fornire al cliente nel caso in cui la tensione di fornitura sia fuori norma.
- 9.43 Per quanto riguarda la trasformazione da standard generale a specifico della *verifica del gruppo di misura*, la proposta avanzata è motivata dal fatto che lo standard generale è stato disatteso (rispettato in media al 89% in luogo del 90%) e dalla necessità di renderlo omogeneo per le verifiche dei gruppi di misura di media tensione.
- 9.44 Federutility propone di riconsiderare le modifiche allo standard solo successivamente al completamento del quadro regolatorio inerente le attività di distribuzione e di vendita di energia elettrica.
- 9.45 Per Enel distribuzione la proposta contenuta nel documento di consultazione è condivisibile solo se accompagnata dalla fissazione di un corrispettivo unico nazionale da parte dell'Autorità. Nel caso di un eventuale passaggio a standard

specifico, ritiene che sia necessario aumentare le tempistiche attualmente previste e portarle a 20 giorni, per avere un minimo di elasticità rispetto al tempo strettamente necessario ad organizzare ed eseguire la prestazione.

- 9.46 Viste le osservazioni pervenute, l’Autorità conferma l’intenzione di trasformare lo standard da generale a specifico, anche in virtù del fatto che le attività di misura riguardanti la manutenzione dei misuratori rimarranno in capo all’impresa distributrice (Testo integrato *unbundling*, delibera n. 11/07). Si propone di fissare lo standard di 15 giorni lavorativi sia per la bassa tensione che per la media tensione.
- 9.47 L’Autorità è favorevole alla regolazione del corrispettivo nazionale a carico del cliente in caso che la verifica non individui alcuna irregolarità, come suggerito da alcuni operatori sia per la verifica della tensione di fornitura sia per la verifica del gruppo di misura. Tale tema è trattato nel documento di consultazione tariffaria.
- 9.48 In tema di *riattivazione a seguito di distacco per morosità*, dalla consultazione sono inoltre emerse le seguenti considerazioni e proposte di Enel distribuzione:
- a) la procedura di riduzione della potenza disponibile ai clienti morosi, in luogo del distacco totale, che allevia il disagio dell’utente, ha comportato però una perdita di tempestività nel pagamento delle bollette insolute, ingenerando problemi alla tempestività del riallaccio. Un numero consistente di dimostrati pagamenti pervengono nei giorni di venerdì generando sovraccarichi di lavoro per la giornata del sabato (normalmente non lavorativa) e costringendo ad avvalersi delle squadre di pronto intervento per la quota di riattivazioni che non va a buon fine con la telegestione;
 - b) Enel propone, quindi, di modificare l’articolo 53.1 del Testo integrato della qualità, per consentire in alternativa al distacco, la possibilità di ridurre la potenza disponibile al cliente e prevedere che la successiva riattivazione sia garantita entro un giorno lavorativo (anziché feriale), cioè esclusivamente dal lunedì al venerdì, non conteggiando, quindi, a tale scopo, i giorni di sabato e di domenica.
- 9.49 Valutata attentamente la proposta di Enel, l’Autorità intende confermare lo standard vigente dal momento che il sistema di telegestione dovrebbe essere in grado di fornire in tempo pressoché reale informazioni utili circa lo stato di raggiungibilità dei misuratori. Tali informazioni potrebbero essere utilizzate per pianificare al meglio gli interventi di riattivazione sugli stessi misuratori.

Standard generali di qualità commerciale per l’attività di distribuzione

- 9.50 Per quanto riguarda il *tempo di esecuzione di lavori complessi* è stato proposto di introdurre l’obbligo di avvio dell’iter autorizzativo entro 15 giorni lavorativi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo da parte del cliente conteggiando eventuali ritardi nel tempo di esecuzione della prestazione.
- 9.51 Per Enel distribuzione la proposta di scorporare dal computo dei tempi di qualunque prestazione i tempi necessari allo svolgimento degli “adempimenti a carico cliente” è riferita in particolare ai tempi di completamento della documentazione e dei tempi associati alle sospensive richieste dal cliente. Nel primo caso il tempo da scorporare

andrebbe conteggiato dalla data di comunicazione al cliente dei documenti mancanti/errati alla data di ricevimento della documentazione richiesta.

- 9.52 Enel distribuzione evidenzia inoltre che i risultati finora conseguiti sono da addebitarsi, principalmente, ai tempi che normalmente i clienti utilizzano per assumere le decisioni di loro competenza (ad es. il posizionamento della cabina cliente). Propone, pertanto, di mantenere lo standard generale, consentendo di incorporare i tempi associati agli adempimenti a carico del cliente. L'introduzione di standard specifici di regolazione potrà essere valutata, dopo aver verificato gli effetti connessi allo scorporo proposto dei "tempi cliente".
- 9.53 Federutility evidenzia che nei casi di preventivi per lavori complessi sulla rete MT, effettuati in base al provvedimento CIP 42/86, titolo V (a preventivo), in alcuni casi (ad es. per la verifica del tracciato di linee aeree in aree montane di lunghezza elevata) i tempi per il preventivo e la progettazione di massima sono molto lunghi. Propone quindi di valutare l'esclusione di questi casi dalla regolazione oppure di prevedere la determinazione di tempi specifici distinguendo tale tipologia di lavori dai preventivi a forfait previsti dal richiamato provvedimento CIP, al titolo II.
- 9.54 Per Enel distribuzione appare opportuno escludere dall'ambito delle attività da assoggettare alla regolazione della qualità commerciale le seguenti attività: gli spostamenti degli impianti che non originano dalla presa del cliente o che sono relativi ad una presa cessata e le lottizzazioni. Nel primo caso il rapporto è regolato da apposite leggi (per esempio il T.U. Acque e impianti elettrici 1775 del 1933) e, ad avviso di Enel, non può essere soggetto alla regolazione della qualità commerciale, così come pure nel caso delle lottizzazioni, dove i tempi e le modalità sono dettate dalle esigenze del cantiere di lavoro, con interventi, sospensioni e riprese di lavori che avvengono in tempi anche molto lunghi.
- 9.55 L'Autorità invita i soggetti esercenti e le associazioni dei consumatori a formulare proposte che permettano di identificare in modo preciso alcuni lavori di particolare complessità da escludere dagli standard generali o da trattare separatamente.

Call center guasti

- 9.56 Nel mercato liberalizzato, la conoscenza dei servizi di segnalazione guasti assume particolare importanza, per la separazione tra venditore e distributore. Con la deliberazione 27 giugno 2007, n. 156/07 (Testo integrato della vendita), l'Autorità ha disposto l'obbligo per i venditori di riportare nei documenti di fatturazione dei clienti finali il recapito del servizio guasti comunicato dall'impresa distributrice competente; a complemento di questa prima misura, l'Autorità intende, tra l'altro, estendere al servizio elettrico alcuni requisiti attualmente previsti per i servizi telefonici di pronto intervento del settore gas: in particolare, si propone che, come già avviene per il settore gas, debba essere chiaramente indicato nella bolletta che il servizio è attivo 24 ore su 24 e che l'intervento è gratuito.
- 9.57 Si propone inoltre che i call center di distribuzione per segnalazioni guasti debbano essere in grado di rinviare ai venditori (ove possibile, anche attraverso sistemi telefonici di dirottamento della chiamata sui call center commerciali) il cliente che abbia per errore chiamato il call center tecnico invece di quello commerciale.

Analogamente, i call center di vendita devono essere in grado di rinviare ai call center dei distributori le chiamate per segnalazioni di guasti.

- 9.58 Infine, si sollecitano proposte per la fissazione di standard minimi di qualità in relazione ai *call center* delle imprese di distribuzione per la segnalazioni di guasti e anomalie del servizio elettrico.

Spunti per la consultazione

- Q.21** *Si condividono le proposte dell’Autorità in merito alla revisione della disciplina degli appuntamenti, degli indennizzi e degli atti autorizzativi? Se no, per quali motivazioni?*
- Q.22** *Quali tra le alternative prospettate si ritiene maggiormente efficace in merito alla revisione della disciplina riguardante la preventivazione di lavori ad ammontare predeterminabile?*
- Q.23** *Si condivide la proposta dell’Autorità in merito alla revisione della prestazione di verifica della tensione di alimentazione? Quali sono le informazioni che dovrebbero essere fornite ai clienti in esito alla verifica o nell’informativa che sostituisce la verifica? Si condividono gli standard proposti? Se no, per quali motivazioni?*
- Q.24** *Si condividono gli standard proposti per la verifica del gruppo di misura? Se no, per quali motivazioni?*
- Q.25** *Si condivide la proposta dell’Autorità di revisione della prestazione relativa alla riattivazione a seguito di distacco per morosità? Se no, per quali motivazioni?*
- Q.26** *Con riferimento all’esecuzione di lavori complessi, quali sono e come potrebbero essere identificati i lavori di particolare complessità da escludere dagli standard generali e da trattare separatamente?*
- Q.27** *Quali potrebbero essere gli standard minimi di qualità in relazione ai call center delle imprese di distribuzione per la segnalazione di guasti e di anomalie del servizio elettrico?*

10 Aumento del livello di tutela dei clienti serviti da piccole imprese distributrici

Esiti della consultazione

- 10.1 L’Autorità ritiene che, dopo alcuni anni in cui le imprese distributrici di minori dimensioni hanno beneficiato di deroghe ed esclusioni parziali (sia per quanto riguarda la regolazione della qualità commerciale sia per quella della continuità del servizio), sia necessario estendere la regolazione della qualità del servizio a tutte le imprese distributrici, allo scopo di tutelare i clienti da esse serviti.
- 10.2 In particolare, nel primo documento per la consultazione, l’Autorità ha indicato l’esigenza di allineare i livelli di tutela a quelli attualmente previsti per i clienti serviti dalle imprese di maggiori dimensioni.
- 10.3 I piccoli esercenti di distribuzione non hanno partecipato alla consultazione; Enel non ha presentato osservazioni; Federutility ha chiesto che prima di avviare un processo di estensione alle imprese minori della disciplina della qualità del servizio

se ne valuti il prevedibile e reale impatto sulla gestione di tali reti di distribuzione, dichiarandosi disponibile a coadiuvare l'Autorità in una attività di analisi del fenomeno della qualità sulle piccole reti e riservandosi in ogni caso, qualora l'Autorità ripresentasse tale proposta anche nel prosieguo della consultazione, di proporre soluzioni alternative di regolazione.

Proposte

- 10.4 L'Autorità conferma il proprio orientamento in relazione all'estensione della regolazione della qualità del servizio. In particolare:
- a) per quanto concerne la regolazione della qualità commerciale, tutte le imprese distributrici, di qualunque dimensione, sarebbero soggette all'applicazione degli standard specifici di qualità commerciale, inclusa la nuova disciplina degli appuntamenti proposta nel presente documento di consultazione, che dovrebbe risultare particolarmente significativa per la tutela dei clienti delle imprese distributrici di minori dimensioni, sul territorio delle quali è spesso presente un elevato numero di utenze non residenti per le quali il rispetto della puntualità degli appuntamenti è particolarmente sentito;
 - b) per quanto concerne la regolazione della continuità del servizio, tutte le imprese distributrici, di qualunque dimensione, sarebbero soggette all'applicazione degli standard specifici di continuità del servizio (al momento, per clienti MT e in prospettiva per clienti BT); in relazione all'applicazione della regolazione incentivante della durata e del numero di interruzioni, l'Autorità intende valutare accorgimenti per evitare effetti di volatilità e per assicurare verificabilità dei dati.
- 10.5 Per evitare effetti di volatilità dei dati di continuità del servizio, possono essere esaminate due possibili soluzioni, complementari tra loro:
- a) aumentare l'arco della media mobile, da due a tre/quattro anni, in relazione alla ridotta dimensione dell'ambito territoriale; si potrebbe per esempio adottare la media mobile triennale per gli ambiti da 25.000 a 5.000 clienti, e quella quadriennale per gli ambiti con meno di 5.000 clienti. Ciò comporterebbe anche un'inserimento progressivo delle imprese nella regolazione della continuità del servizio, per tenere conto della disponibilità di dati verificabili dai sistemi di telecontrollo (per le imprese con meno di 5.000 clienti l'obbligo di disporre di telecontrollo o di altra idonea strumentazione decorre dall'1 gennaio 2007);
 - b) aggregare, su base volontaria, diversi ambiti "piccoli" di diverse imprese distributrici in un unico ambito "congiunto" (dello stesso grado di concentrazione) e nominare una impresa distributtrice "capofila" che sarebbe responsabile dello scambio di dati con l'Autorità, nonché dell'interfaccia durante i controlli tecnici per la verifica delle modalità di registrazione dei dati. Le imprese partecipanti all'ambito "congiunto" dovrebbero stabilire, con proprie modalità, le regole per la ripartizione degli incentivi e delle penalità, nonché di eventuali effetti dei controlli.
- 10.6 Per le imprese distributrici che non sono state soggette alla regolazione della continuità del servizio nel II periodo di regolazione, i livelli di riferimento per la durata di interruzione dovrebbero essere raggiunti in 12 anni (e non in 8 come indicato al punto 7.11 per le imprese che sono già soggette a tale regolazione). Per

quanto riguarda la regolazione del numero medio di interruzioni, verranno adottati gli stessi parametri per tutte le imprese distributrici.

- 10.7 L'Autorità è disponibile a esaminare le preannunciate soluzioni alternative di regolazione applicabili ai piccoli esercenti di distribuzione (al momento non ancora disponibili) purchè esse siano orientate agli obiettivi di aumento della tutela dei clienti serviti dalla imprese distributrici di minori dimensione e siano mantenuti, anche in maniera semplificata, i requisiti di verificabilità dei dati di qualità del servizio.

Spunti per la consultazione

Q.28 *Si condivide quanto proposto per le imprese distributrici di minore dimensione? Se no, per quali motivazioni? Quali soluzioni alternative si propongono, in grado di raggiungere lo stesso obiettivo (aumentare la tutela per i clienti serviti da piccole imprese distributrici)?*

Appendici

Appendice 1: aggiornamento del piano di consultazione

Nel primo documento per la consultazione era stato presentato il piano di sviluppo del procedimento (piano di consultazione) ed era stato indicato che gli aggiornamenti a tale piano sarebbero stati resi noti sul sito internet dell'Autorità.

In attuazione di quanto previsto, si riporta di seguito il piano di consultazione aggiornato alla data di pubblicazione del presente documento.

Attività	Periodo	Stato
Avvio del procedimento (delibera n. 209/06)	settembre 2006	✓
Emanazione del documento di consultazione in materia di verifica dei dati di qualità commerciale (atto n. 29/06)	ottobre 2006	✓
Emanazione del documento di consultazione sulle interruzioni prolungate e estese (atto n. 2/07)	gennaio 2007	✓
Avvio fase di ricognizione (lettere agli esercenti di distribuzione e trasmissione per incontri tematici)	gennaio 2007	✓
Fase di ricognizione (incontri tematici) e raccolta dati e informazioni dai principali esercenti	febbraio-marzo 2007	✓
Termine per la presentazione delle osservazioni scritte al documento di consultazione sulle interruzioni prolungate e estese	3 marzo 2007	✓
Emanazione del documento di consultazione in materia di qualità dei servizi telefonici	7 marzo 2007	✓
Presentazione dei risultati dell'indagine sui livelli di potenza di corto circuito sulle reti MT (in collaborazione con CEI e AEIT)	8 marzo 2007	✓
Emanazione del primo documento di consultazione con opzioni alternative	4 aprile 2007	✓
Termine per la presentazione delle osservazioni scritte documento di consultazione in materia di qualità dei servizi telefonici	20 aprile 2007	✓
Seminario pubblico di presentazione del primo documento di consultazione con opzioni alternative	11 maggio 2007	✓
Svolgimento di incontri tecnici con gli esercenti per la discussione e l'esame delle opzioni e delle proposte presentate	Maggio-luglio 2007	✓
Termine per la presentazione delle osservazioni scritte al primo documento di consultazione con opzioni	21 maggio 2007	✓
Emanazione del provvedimento in materia di qualità dei servizi telefonici (deliberazione n. 139/07)	19 giugno 2007	✓
Realizzazione dell'indagine demoscopica sulla soddisfazione e le aspettative dei clienti	Luglio-ottobre 2007	✓ (Avviata)
Emanazione del provvedimento in materia di interruzioni prolungate e estese (delibera n. 172/07)	12 luglio 2007	✓
Pubblicazione dei commenti ricevuti (non soggetti a riservatezza) sul sito internet dell'Autorità	Agosto 2007	✓

Emanazione del secondo documento di consultazione sulla regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo	Agosto 2007	✓
Seminario pubblico di presentazione del secondo documento di consultazione con proposte per i servizi di trasmissione e distribuzione	Seconda metà settembre 2007	
Termine per la presentazione delle osservazioni scritte al secondo documento di consultazione	1 ottobre 2007	
Provvedimento in materia di definizione delle regole di registrazione delle interruzioni per il III periodo di regolazione	Ottobre 2007	
Circolazione di uno schema di provvedimento per osservazioni finali entro 15 gg (regolazione qualità dei servizi di trasmissione e distribuzione)	Novembre 2007	
Emanazione del provvedimento finale (regolazione qualità dei servizi di trasmissione e distribuzione)	Novembre-dicembre 2007	
Emanazione del documento di consultazione sulla regolazione della qualità del servizio di vendita (elettricità/gas)	Gennaio-febbraio 2008	
Emanazione del provvedimento finale sulla regolazione regolazione della qualità del servizio di vendita (elettricità/gas)	Giugno 2008	

Appendice 2: livelli attuali di qualità e effetti della regolazione (elementi quantitativi)

Di seguito si riportano alcuni grafici e tabelle contenenti dati sui livelli attuali di qualità del servizio (2006) e sugli effetti della regolazione.

Trasmissione

- *Energia non servita (ENS) con suddivisione fra interruzioni ordinarie ed interruzioni dovute ad incidenti rilevanti (Grafico A.1)*

Distribuzione – continuità del servizio

- *media nazionale dei minuti persi per cliente BT per interruzioni senza preavviso lunghe dal 1998 al 2006 (Grafici A.2, A.3, A.4)*
- *media nazionale del numero medio di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente BT dal 2002 al 2006 (Grafici A.5, A.6)*
- *media nazionale dei minuti persi e del numero medio per cliente BT per interruzioni con preavviso dal 2000 al 2006 (Grafici A.7, A.8)*
- *distribuzione dei clienti BT per minuti persi per l'anno 2006 (Grafico A.9)*
- *distribuzione degli ambiti territoriali per minuti persi dal 1998 al 2006 (Grafici A.10)*
- *effetti sui minuti persi e sul numero medio di interruzioni per clienti BT prodotti dalla regolazione delle interruzioni dovute a cause esterne negli anni 2005 e 2006 (Tabella A.11)*
- *effetti della regolazione del numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per l'anno 2006: clienti MT con numero di interruzioni oltre lo standard a livello regionale e confronto tra clienti MT con numero di interruzioni oltre lo standard e di clienti MT con impianti adeguati (Grafici A.12 e A.13)*

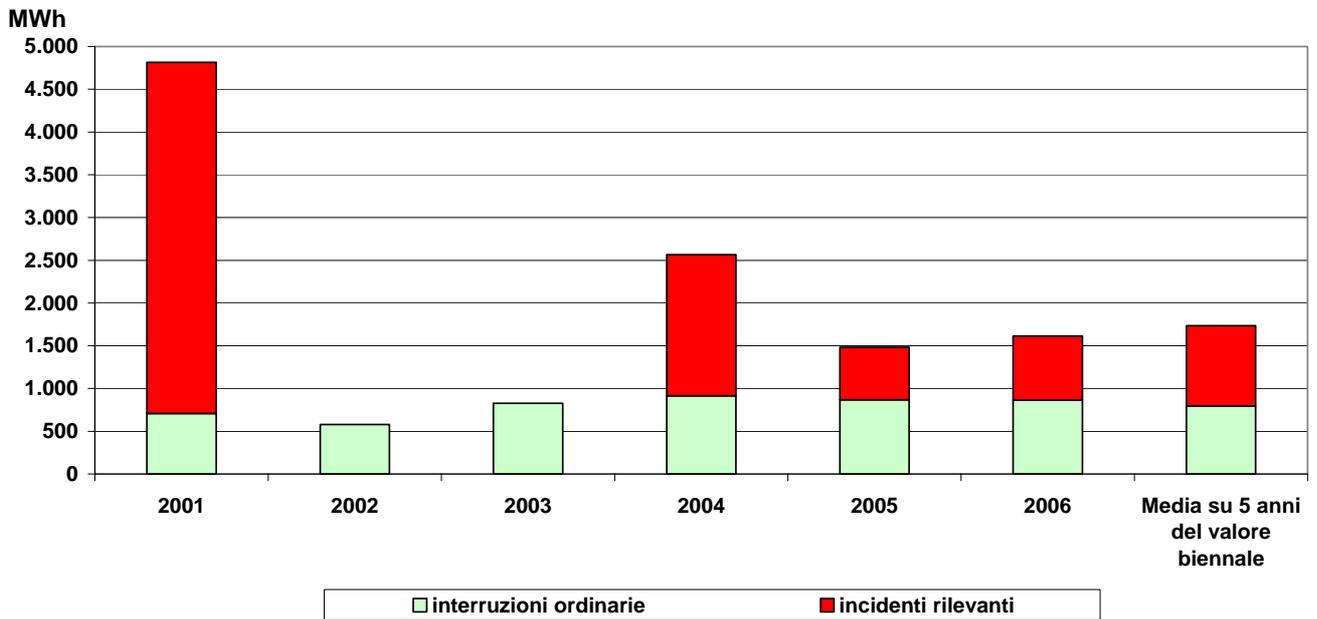
Distribuzione – microinterruzioni

- *Numero medio annuo di interruzioni transitorie negli anni 2004, 2005 e 2006 (Grafico A.14)*
- *Numero di buchi di tensione nel periodo 6 febbraio 2006 – 4 febbraio 2007 (A.15a) per cliente MT a livello regionale; numero medio annuo nazionale di buchi di tensione su reti a neutro compensato (A.15b) e a neutro isolato (A.15c) secondo la classificazione UNIPEDA nel periodo 6 febbraio 2006 – 4 febbraio 2007 (fonte: sistema Queen, Cesi Ricerca)*

Distribuzione – qualità commerciale

- *Livelli generali e specifici ((Tabelle A.16 e A.17) di qualità commerciale per clienti BT e ammontare degli indennizzi versati nel periodo 1997-2006 (Tabella A.18)*

Grafico A.1a : energia non servita (ENS) in MWh con suddivisione fra interruzioni ordinarie ed interruzioni dovute ad incidenti rilevanti ⁽¹⁾



⁽¹⁾ tra gli incidenti rilevanti sono esclusi:

- insufficienza di sistema - distacchi (applicazione PESSE) del 26/06/2003;
- black out nazionale del 28/09/2003;
- incidente rilevante per insufficienza di sistema - distacchi, occorso sulla rete europea del 04/11/2006.

⁽²⁾ si veda il punto 4.11 del documento

Grafico A.2 : minuti persi per cliente BT per interruzioni senza preavviso lunghe a livello nazionale

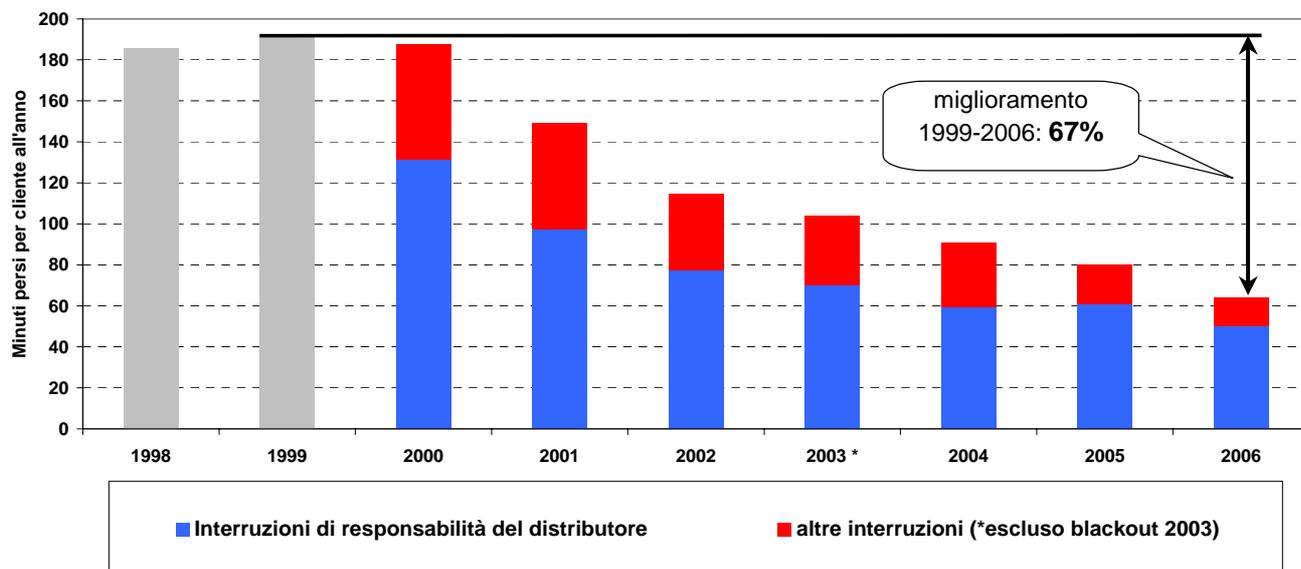


Grafico A.3 : minuti persi per cliente BT, in percentuale, per interruzioni senza preavviso lunghe a livello nazionale, anno 2006; contributo per tipologia di interruzioni non di responsabilità dell'impresa distributrice

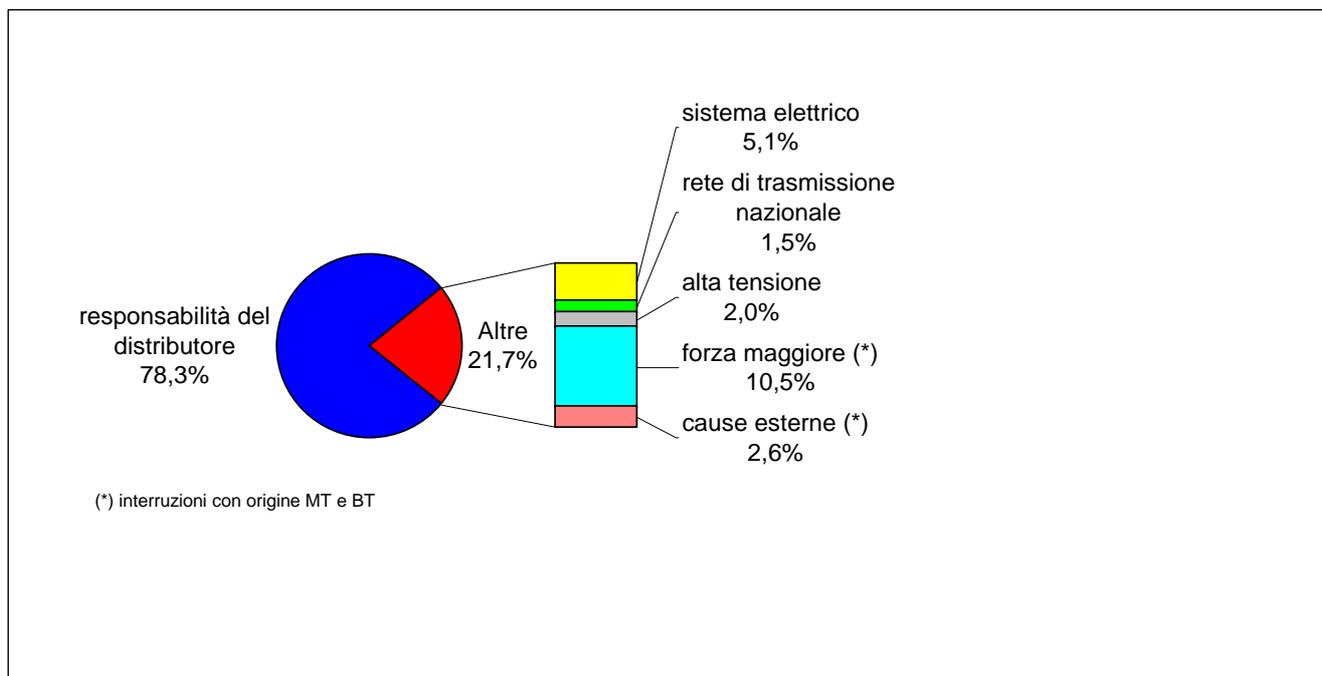


Grafico A.4 : minuti persi per cliente BT per interruzioni senza preavviso lunghe per circoscrizione

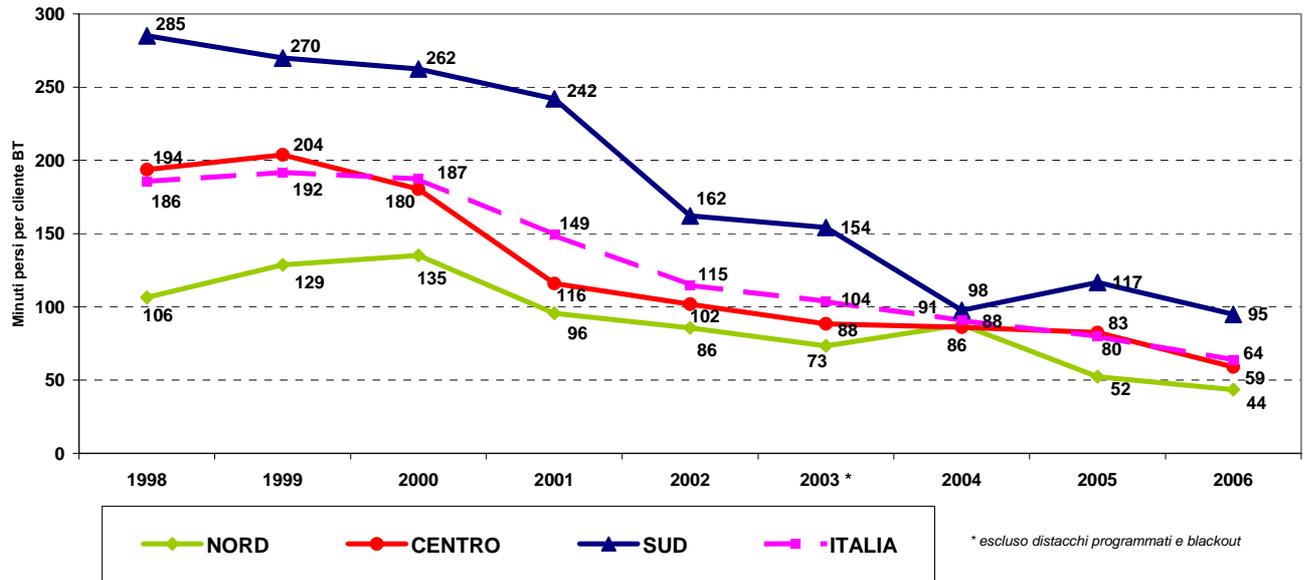


Grafico A.5: numero medio di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT per circoscrizione

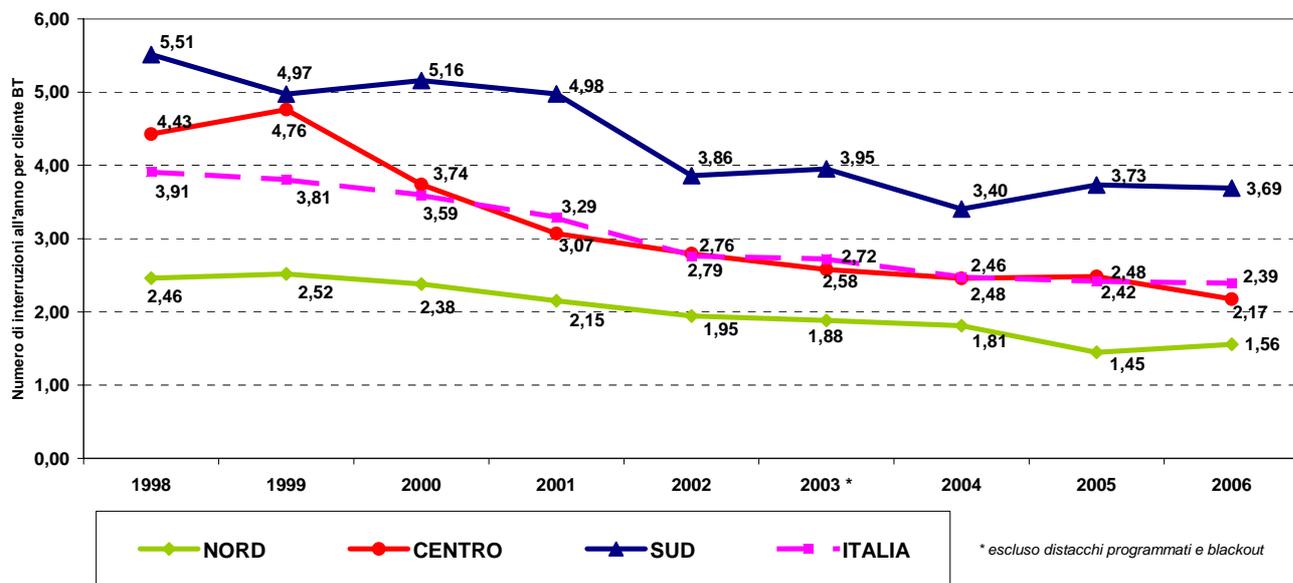


Grafico A.6 : numero medio di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente BT

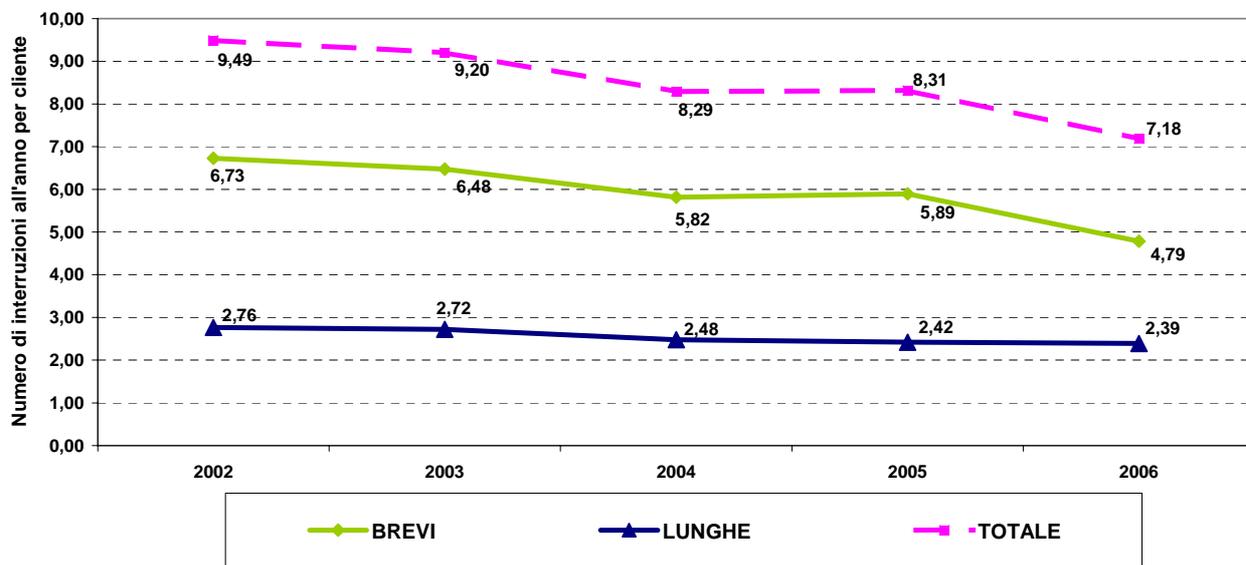


Grafico A.7 : minuti persi per cliente BT per interruzioni con preavviso lunghe per circoscrizione

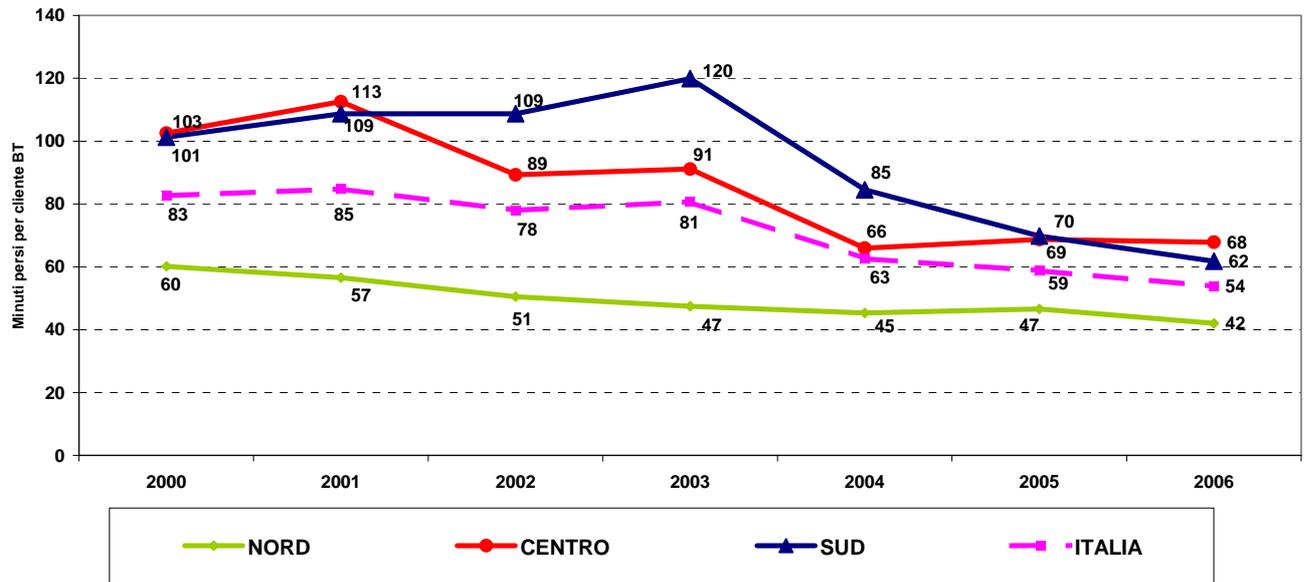


Grafico A.8: numero medio di interruzioni con preavviso lunghe per cliente BT per circoscrizione

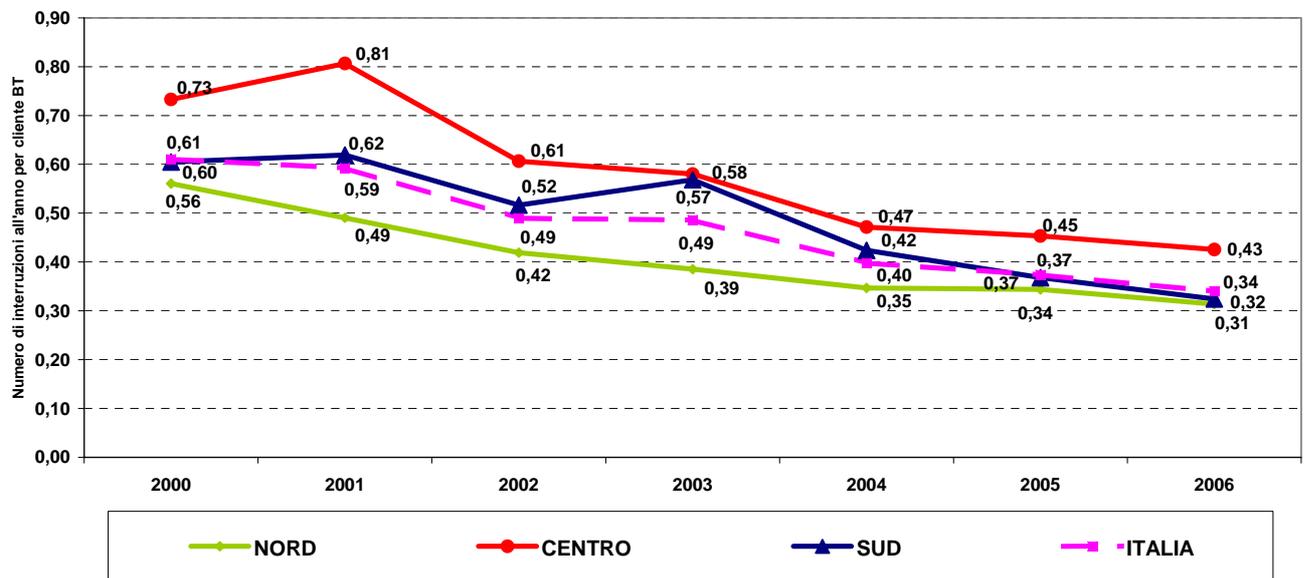


Grafico A.9a : numero di clienti BT rispetto al livello obiettivo (minuti persi per cliente BT), anno 2006

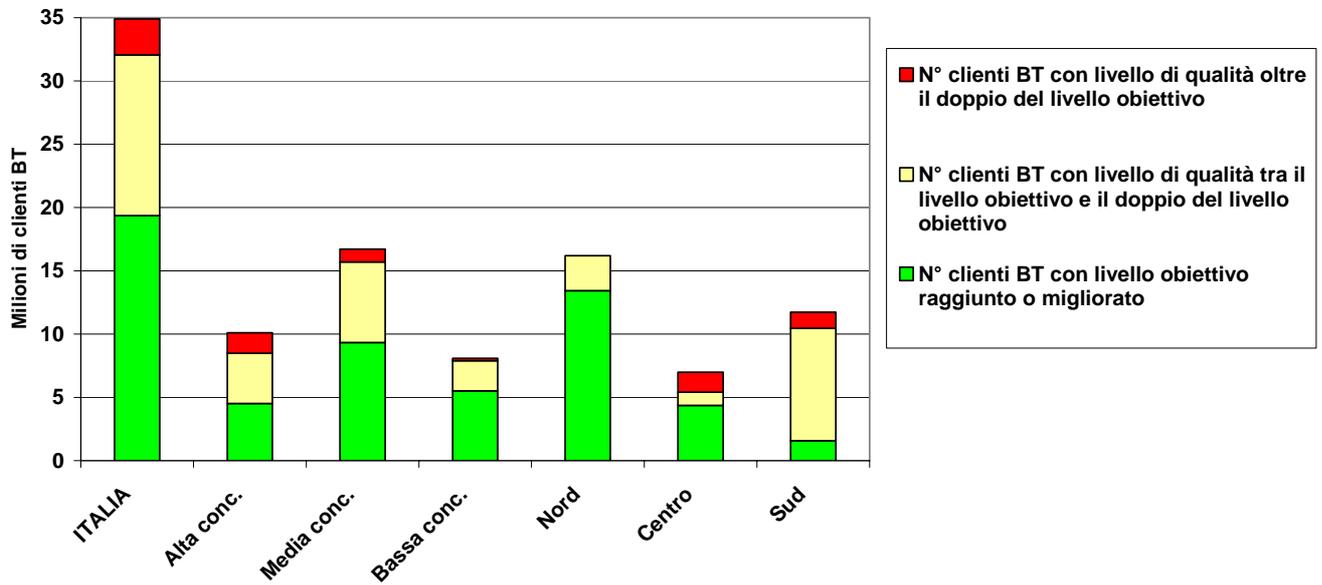


Grafico A.9b: ripartizione clienti BT per grado di concentrazione (totale clienti BT 34,9 milioni, anno 2006)

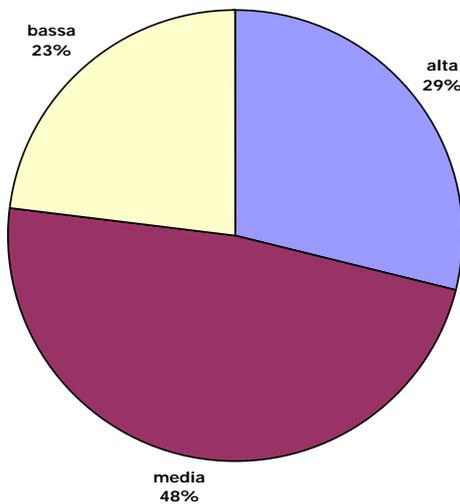


Grafico A.9c: ripartizione clienti BT per circoscrizione (totale clienti BT 34,9 milioni, anno 2006)

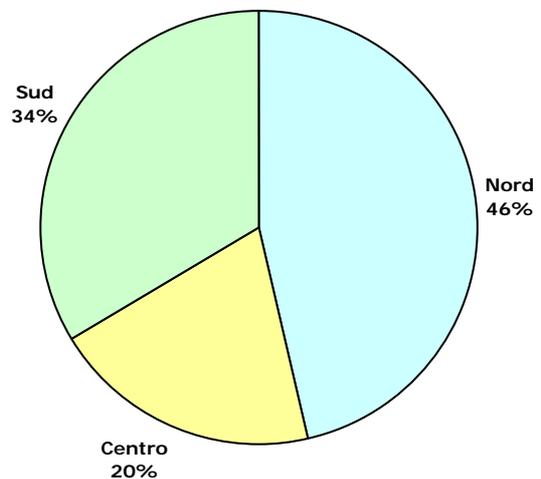


Grafico A.10a: distribuzione degli ambiti di alta concentrazione (minuti persi per cliente BT per interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità dell'impresa distributrice)

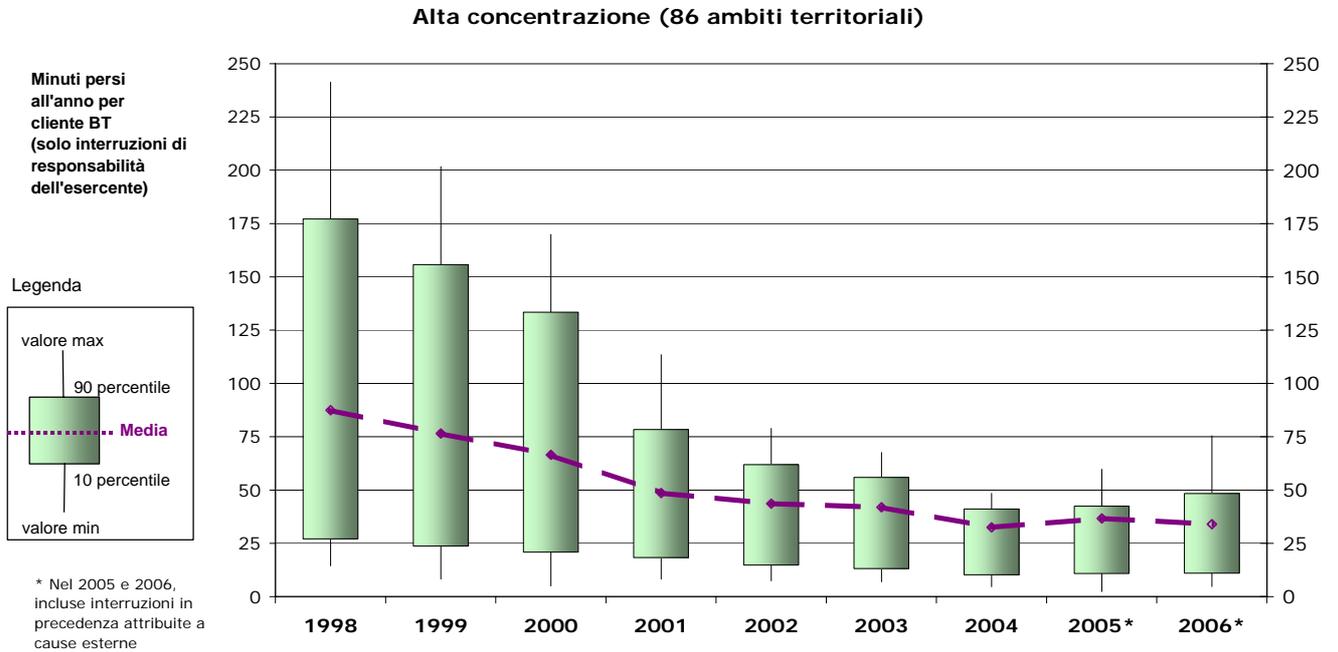


Grafico A.10b : distribuzione degli ambiti di media concentrazione (minuti persi per cliente BT per interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità dell'impresa distributrice)

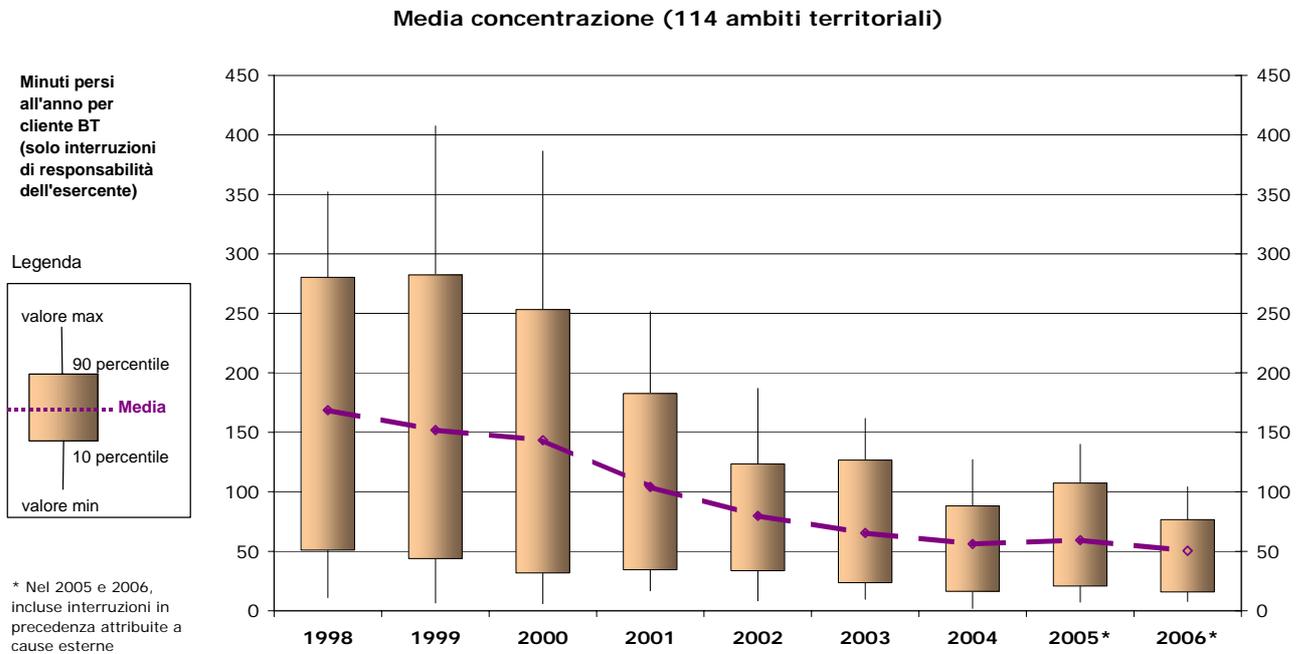


Grafico A.10c : distribuzione degli ambiti di bassa concentrazione (minuti persi per cliente BT per interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità dell'impresa distributrice)

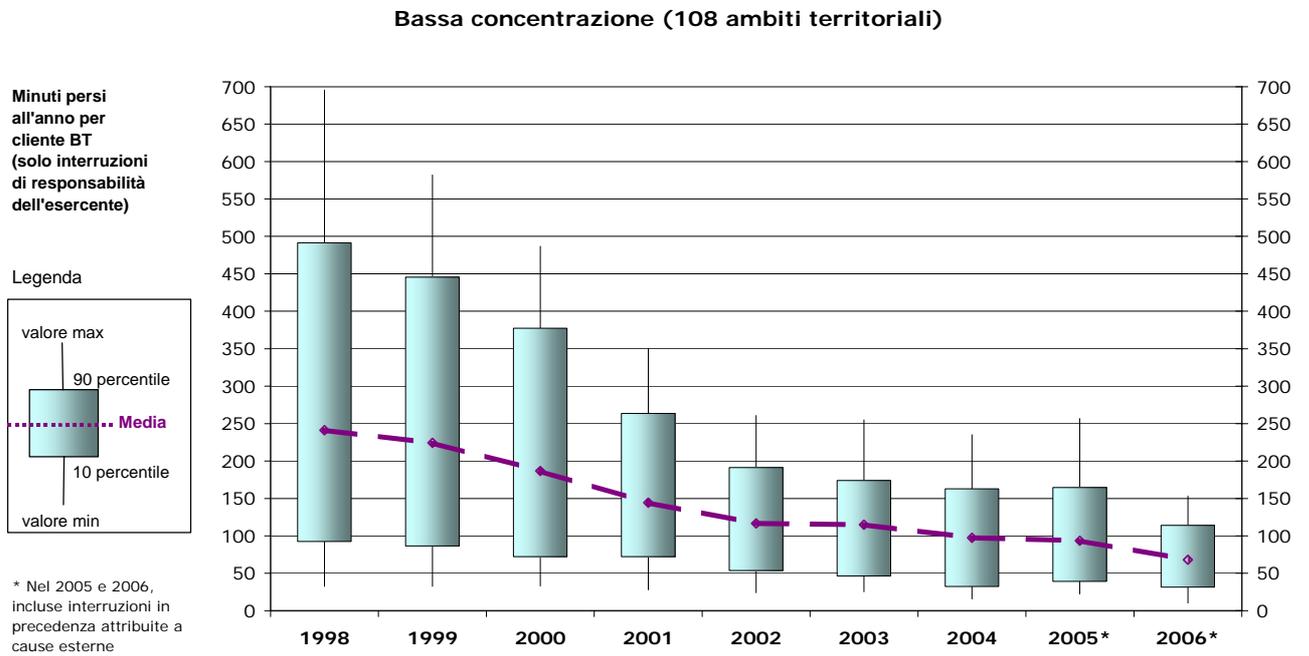


Tabella A.11 : effetti della regolazione delle interruzioni dovute a cause esterne, anno 2006

Territorio	Durata cumulata per cliente BT; contributo cause esterne partecipanti [Min/cl]	Durata cumulata per cliente BT; contributo cause esterne non partecipanti [Min/cl]	Durata cumulata per cliente BT; contributo cause esterne nazionale [Min/cl]	Numero medio per cliente BT; contributo cause esterne nazionale [Int/cl]
Alta	2,5	11,0	5,5	0,17
Media	5,1	18,7	5,5	0,19
Bassa	7,6	19,6	8,1	0,29
ITALIA	5,2	12,4	6,1	0,21

Grafico A.12: clienti MT con numero di interruzioni senza preavviso lunghe oltre lo standard (clienti peggio serviti) per regione, anno 2006

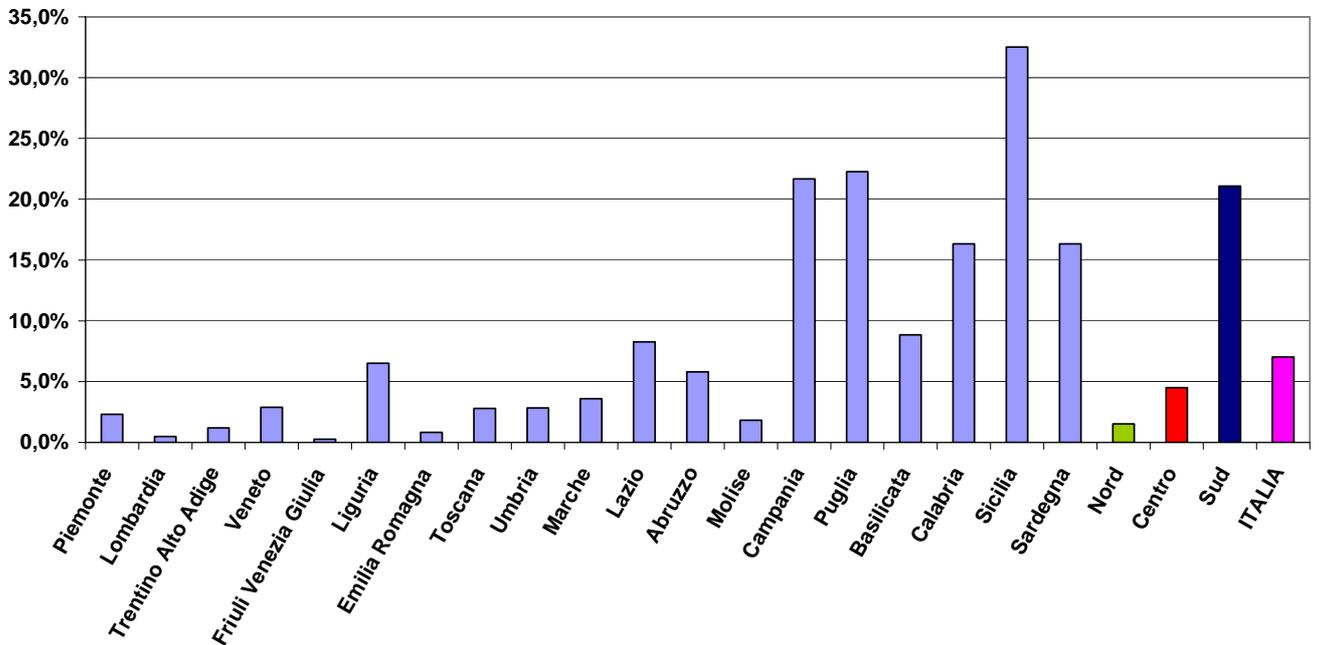


Grafico A.13: confronto tra numero clienti MT che hanno inviato la dichiarazione di adeguatezza e numero clienti MT con numero annuo di interruzioni oltre lo standard, anno 2006

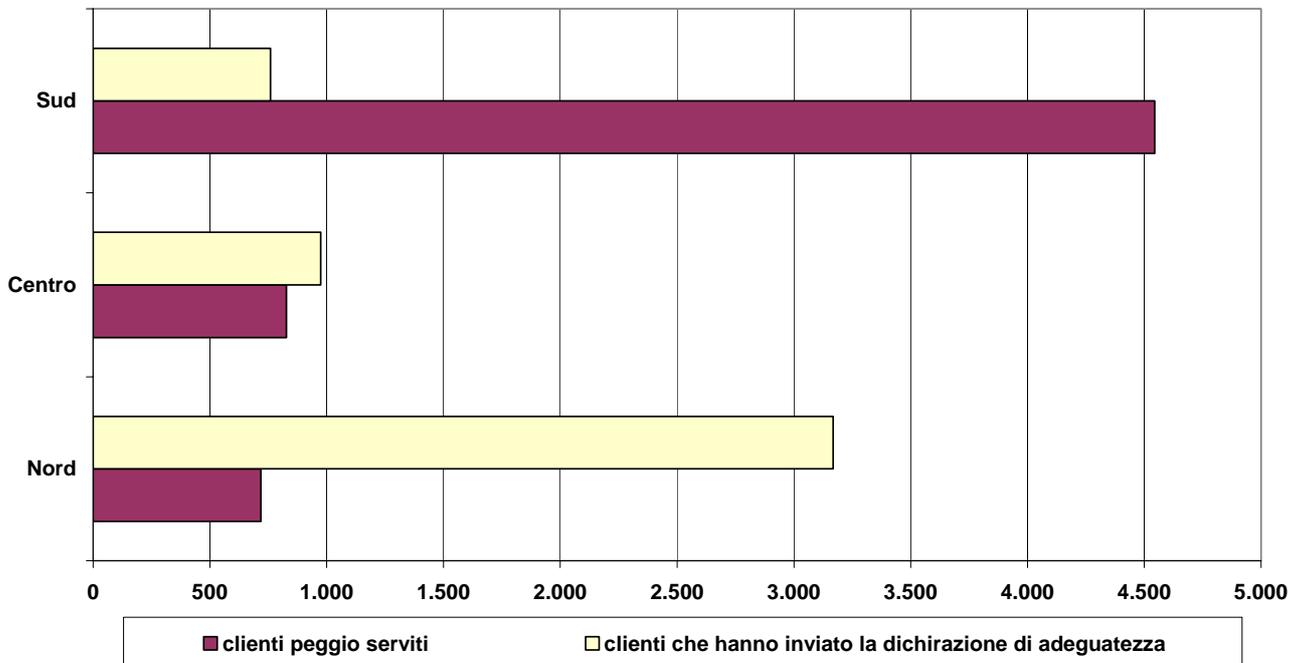


Grafico A.14 : numero medio di interruzioni senza preavviso transitorie per cliente MT per regione

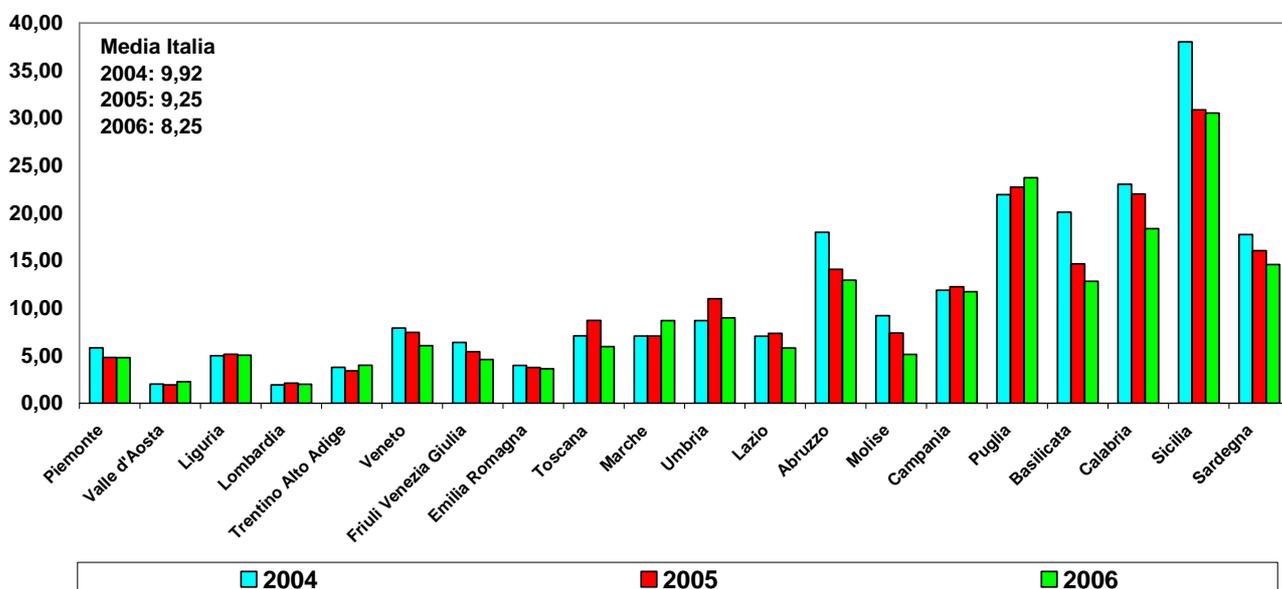


Grafico A.15a : numero medio annuo nazionale di buchi di tensione per regione (sulle semisbarre MT delle stazioni AT/MT di reti a neutro compensato) nel periodo 6 febbraio 2006 – 4 febbraio 2007 [fonte: monitoraggio della qualità della tensione, Cesi Ricerca]

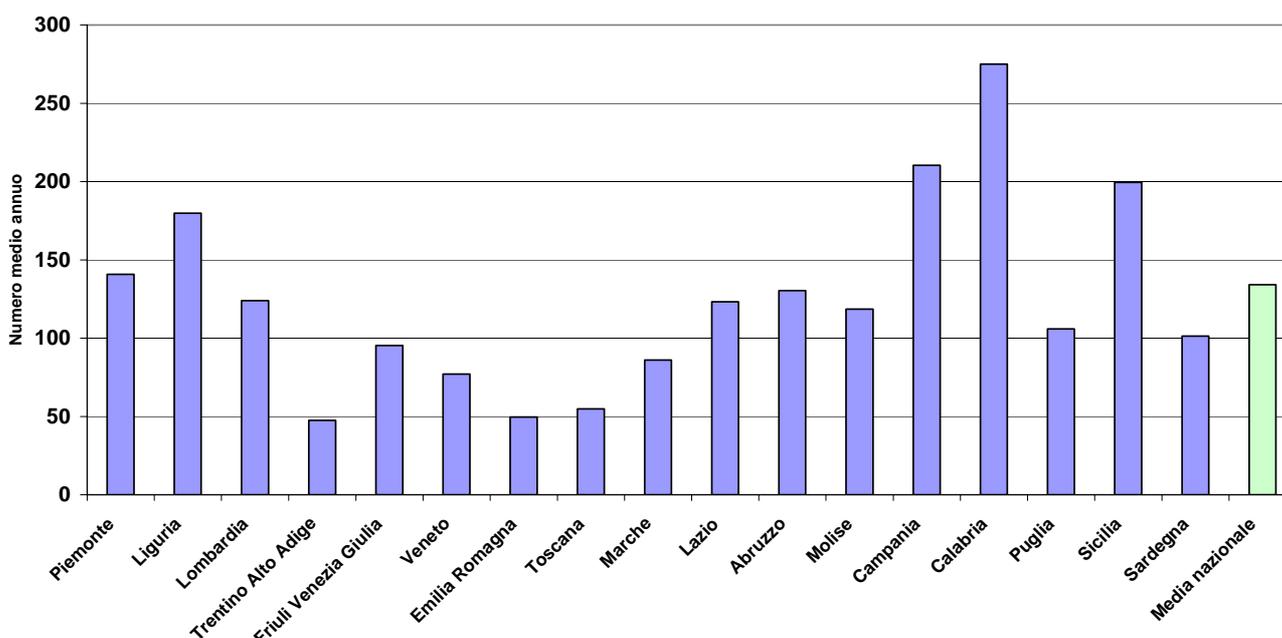


Tabella A.15b : numero medio annuo nazionale di buchi di tensione sulle semisbarre MT delle sottostazioni AT/MT di reti a neutro compensato (NC) secondo la classificazione UNIPEDA nel periodo 6 febbraio 2006 – 4 febbraio 2007 [fonte: monitoraggio della qualità della tensione, Cesi Ricerca]

Tensione residua [%]	20<= <100 [ms]	100<= <500 [ms]	0.5<= <1 [s]	1<= <3 [s]	3<= <60 [s]	Totale
90>u≥85	20,7	7,4	0,5	0,4	0	29,0
85>u≥70	16,8	24,8	1,1	0,6	0	43,3
70>u≥40	13,6	34	0,5	0,2	0,1	48,4
40>u≥10	2,4	14,7	0,3	0,1	0	17,5
10>u≥1	0,3	1,4	0	0	0	1,7
Totale	53,8	82,3	2,4	1,3	0,1	139,9

Tabella A.15c : numero medio annuo nazionale di buchi di tensione sulle semisbarre MT delle sottostazioni AT/MT di reti a neutro isolato (NI) secondo la classificazione UNIPEDA nel periodo 6 febbraio 2006 – 4 febbraio 2007 [fonte: monitoraggio della qualità della tensione, Cesi Ricerca]

Tensione residua [%]	20<= <100 [ms] ⁽³⁾	100<= <500 [ms]	0.5<= <1 [s]	1<= <3 [s]	3<= <60 [s]	Totale
90>u≥85	***	5,5	0,6	0,2	0,3	6,6
85>u≥70	***	13,6	0,6	0,2	0,0	14,4
70>u≥40	***	31,2	0,7	0,1	0,1	32,1
40>u≥10	***	15,7	0,4	0,1	0,0	16,2
10>u≥1	***	1,3	0,1	0,0	0,0	1,4
Totale	***	67,3	2,4	0,6	0,4	70,7

⁽³⁾ In conseguenza del collegamento fase-terra dell'avvolgimento primario dei trasformatori presenti nelle cabine primarie, nelle reti a neutro isolato compaiono buchi di tensione "artefatti" nella classe di durata tra 20 e 100 ms dovuti non a un effettivo buco sulla MT, ma a fenomeni di saturazione dei TV in corrispondenza di eventi quali i guasti monofase. Relativamente alla numerosità dei buchi di tensione artefatti, si può stimare, che essi corrispondano approssimativamente al 30% del numero totale buchi rilevati sulle semisbarre MT a neutro isolato

Tabella A.16 : attuazione livelli generali di qualità commerciale per la clientela alimentata in BT anno 2006

Prestazione	Standard	ANNO 2006		
		Numero annuo di richieste	% Fuori Standard	Tempo medio di effettivo
Esecuzione di lavori complessi	85% entro 60 gg lavorativi	105.919	14,2%	46,55
Verifica gruppo di misura	90% entro 10 gg lavorativi	9.071	9,4%	7,35
Verifica tensione	90% entro 10 gg lavorativi	2.700	20,3%	15,49
Risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di distribuzione	90% entro 20 gg lavorativi	32.394	24,0%	20,73
Risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di misura	90% entro 20 gg lavorativi	5.879	10,8%	10,88
Risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di vendita	90% entro 20 gg lavorativi	65.545	8,4%	9,02

Tabella A.17 : attuazione livelli specifici di qualità commerciale per la clientela alimentata in BT anno 2006

Prestazione	Standard	ANNO 2006			
		Numero annuo di richieste	% Fuori Standard	Tempo medio di effettivo	Numero di indennizzi automatici
Preventivazione per esecuzione lavori sulla rete BT	20 gg lavorativi	328.637	2,8%	13,08	8.434
Esecuzione di lavori semplici	15 gg lavorativi	419.042	2,4%	8,77	9.688
Attivazione della fornitura	5 gg lavorativi	1.702.260	1,0%	1,97	16.653
Disattivazione della fornitura	5 gg lavorativi	826.458	0,5%	1,58	3.144
Riattivazione per morosità	1 gg feriale	863.530	3,6%	0,51	32.361
Rettifica di fatturazione	90 gg solari	11.453	7,1%	46,65	515
Ripristino fornitura a seguito guasto gruppo di misura	3 ore / 4 ore	130.461	1,7%	1,71	2.501
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	3 ore	52.674	0,7%		259

Tabella A.18 : numero e ammontare rimborsi pagati, anni 1997 – 2006, settore elettrico

	CARTA DEI SERVIZI			REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE						
	1997	1998	1999	2000 II° sem.	2001	2002	2003	2004	2005	2006
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	73.867
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	21	54	22	4.771	12.437	52.229	79.072	48.305	63.822	73.714
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

Appendice 3: costi delle microinterruzioni (ricerca del Dipartimento di ingegneria gestionale del Politecnico di Milano)

Di seguito si riporta l'executive summary della ricerca sui costi delle microinterruzioni per clienti industriali, commissionata dall'Autorità al Dipartimento di ingegneria gestionale del Politecnico di Milano e realizzata attraverso la collaborazione delle imprese industriali partecipanti al sistema di monitoraggio della qualità della tensione realizzato nell'ambito della Ricerca di sistema dalla società Cesi Ricerca.



Politecnico di Milano
Dipartimento di Ingegneria Gestionale

PROGETTO DI RICERCA
Valutazione dei costi sostenuti dai clienti per microinterruzioni

EXECUTIVE SUMMARY

Componenti del gruppo di ricerca:

Elena Fumagalli, Paola Garrone, Luca Grilli, Renato Redondi.

Obiettivi del progetto e attività di ricerca⁷

Obiettivo del progetto “Valutazione dei costi sostenuti dai clienti per microinterruzioni” è la valutazione economica del danno subito dai clienti industriali per i disturbi di tensione cosiddetti *microinterruzioni*, ovvero dei costi provocati da tali eventi.

Come noto, gli utenti del servizio elettrico di distribuzione subiscono disturbi della tensione di alimentazione di diversa natura. Il progetto di ricerca si concentra in particolare sui disturbi della tensione quali le *interruzioni transitorie* ed i *buchi di tensione* (tali disturbi nel seguito saranno indicati con il termine generico di "microinterruzioni". L'analisi dei costi sostenuti dalle singole imprese e dall'intera economia in relazione alle microinterruzioni appare particolarmente complessa per diverse ragioni: la non immediata identificazione delle tecnologie, dei processi di produzione e dei settori sensibili al problema; la contingenza di tali costi sia a caratteristiche dei clienti industriali sia a fattori esogeni, legati alla distribuzione e a caratteristiche ambientali; la modesta osservabilità dei fenomeni, ovvero la limitata disponibilità di resoconti oggettivi delle conseguenze delle microinterruzioni presso i clienti industriali e la relativa difficoltà ad ottenerne di consistenti dagli stessi; l'assenza di metodologie consolidate di analisi dei costi riconducibili alle microinterruzioni.

Lo studio si è articolato in diverse attività.

Identificazione dei settori e dei processi di produzione sensibili. Per ciò che concerne le tecnologie e i settori maggiormente sensibili alle microinterruzioni, l'analisi della letteratura di derivazione ingegneristica ha evidenziato come il ventaglio di tecnologie sensibili ai disturbi della tensione sia piuttosto ampio e soprattutto come la diffusione di tali tecnologie possa coinvolgere potenzialmente un vasto numero di settori industriali. Un contributo fondamentale è stato poi ottenuto da colloqui con esperti in materia di microinterruzioni che hanno permesso di determinare quali tecnologie, processi e settori siano maggiormente esposti ai problemi di disturbi di qualità della tensione e al tempo stesso siano maggiormente diffusi nel sistema economico italiano. Al termine di tale fase, è stato identificato un campione di settori manifatturieri e di servizio esposti al problema delle microinterruzioni.

Stato dell'arte. E' stata svolta rassegna della letteratura che permettesse di identificare le metodologie più appropriate alla ricostruzione dei costi delle microinterruzioni. E' emersa la necessità di un approccio *ibrido* che permettesse di coniugare l'affidabilità delle analisi *ex-post* (*field survey*) dei costi diretti patiti da un campione di imprese a seguito dei disturbi e la capacità degli approcci *market-based* di individuare i costi indiretti sostenuti dalle imprese nella forma di investimenti precauzionali atti a limitare i danni delle microinterruzioni. Si è deciso di effettuare l'analisi *survey* su unità produttive che dispongono di un misuratore di tensione così da poter disporre di dati più affidabili sulla frequenza e sulla natura dei disturbi.

Analisi dei costi diretti: metodologia. La ricerca ha proposto una metodologia originale di stima dei *costi diretti*, ovvero dell'insieme dei costi sopportati dalle imprese clienti in seguito al verificarsi di

⁷ Il progetto è stato condotto da Elena Fumagalli, Paola Garrone e Luca Grilli del Politecnico di Milano e da Renato Redondi dell'Università degli Studi di Brescia in stretta collaborazione con Luca Lo Schiavo e Ferruccio Villa della Direzione Consumatori e qualità del servizio dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG). Un vivo ringraziamento va agli esperti che hanno offerto utili informazioni e suggerimenti e hanno facilitato i contatti con le imprese del campione. Lo studio è stato reso possibile dalla disponibilità delle seguenti persone: Ing. Baggini (Università di Bergamo), Ing. Bertolet (Assoutility), Ing. Biancardi (Confindustria) Ing. Bianchi (Assocarta), Ing. Brambilla, Dott.ssa Bruni (Confindustria), Prof. Delfanti (Politecnico di Milano), Ing. Fontanella (Teamware), Ing. Garbero (Cesi Ricerca), Ing. Ostellino, Prof. Prudenzi (Università dell'Aquila). Si ringraziano inoltre l'ing. Bresesti (CESI Ricerca) e l'ing. Chiumeo (CESI Ricerca) per gli utili commenti ad una prima bozza di questo Executive Summary.

una microinterruzione. La formulazione dei costi provocati dalle microinterruzioni per le cosiddette “imprese clienti” si basa sull’ipotesi, confermata dagli studi di caso di cui si riferisce in seguito, che tali disturbi assumono rilevanza economica solo quando si verifica un fermo produzione. I danni economici che le imprese sperimentano in tale circostanza sono stati classificati nelle seguenti voci di costo: riparazione di macchinari e apparecchiature, difettosità dei materiali e dei semilavorati, recupero della produzione, perdita della produzione. A ciascuna delle voci di costo sono poi stati associati alcuni indicatori atti a rappresentare i danni di natura economica in seguito a singoli eventi. A tali indicatori è poi stato affiancato il numero dei fermi di produzione sperimentati in un anno dalle imprese.

Analisi empirica dei costi diretti. I costi diretti sono stati stimati a due livelli: stima per i settori manifatturieri di appartenenza delle imprese osservate, sulla base di informazioni raccolte per un campione di imprese (attraverso una cosiddetta *field survey*); stima per l’intero sistema economico italiano. L’indagine sul campo per l’analisi dei costi diretti ha previsto la messa a punto di un insieme di strumenti ed il loro utilizzo in un campione di imprese. Occorre ricordare che l’analisi sul campo ha avuto notevoli difficoltà di implementazione per le ragioni sintetizzate in apertura. La survey pertanto integra informazioni ottenute attraverso tre diversi strumenti di indagine: studi di caso sul campo, questionario di registrazione dei costi provocati da disturbi di tensione (cosiddetto diario di bordo), interviste telefoniche; tutti costituiscono un’applicazione della metodologia di analisi dei costi diretti, ma la compilazione del diario di bordo e ancora di più gli studi di caso si caratterizzano per una superiore profondità di esplorazione e per una superiore robustezza rispetto alle interviste telefoniche. In particolare sono individuabili tre sotto-fasi della survey.

- *Parte prima - studi di caso.* Sono stati condotti 10 approfonditi studi di caso per validare la metodologia e ottenere un insieme di primi risultati a riguardo delle singole voci di costo, della frequenza degli eventi e dei costi complessivi, diretti e indiretti.
- *Parte seconda – elaborazione del diario di bordo.* Anche sulla base della prima parte, è stato messo a punto uno strumento – cosiddetto “diario di bordo” – che permettesse un’accurata registrazione delle conseguenze degli eventi legati alla qualità della tensione in termini di costi economici per le linee produttive e per l’intera unità (stabilimento).
- *Parte terza – definizione del campione, raccolta dei diari di bordo ed indagini supplementari.* Il campione principale comprende 50 imprese, di cui 10 esaminate tramite studi di caso, provenienti dalle imprese partecipanti al progetto di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione in media tensione promosso dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas (AEEG) (nominativi forniti da CESI Ricerca con autorizzazione dell’AEEG). A tali imprese è stato presentato il diario di bordo. A fianco dei 10 studi di caso, sono 14 i casi di impresa che hanno compilato con l’ausilio del gruppo di ricerca il diario di bordo (di cui 3 già presenti nel sottocampione degli studi di caso) e 29 i casi indagati solo tramite intervista.

La raccolta di informazioni e, in particolare, la conduzione degli studi di caso ha consentito di confermare la validità della metodologia di valutazione dei costi diretti. I costi provocati dalle microinterruzioni per le “imprese clienti” assumono rilevanza economica solo quando si verifica un fermo produzione. Il “peso” delle singole voci è diverso da impresa a impresa e da settore a settore, in ragione – oltre che della tipologia di disturbo di qualità della tensione - delle differenze nel processo produttivo (diverse tecnologie, diversi macchinari, diverse organizzazioni del lavoro operativo) e nei mercati dei materiali, dei semilavorati e dei prodotti “di scarto”.

Il calcolo dei costi diretti per le imprese del campione ha prodotto una base di dati che include diverse variabili sulla base delle quali e per ciascuna delle imprese esaminate, sono stati calcolati i seguenti indicatori: costo diretto annuo normalizzato sulla potenza, costo diretto per evento normalizzato sulla potenza, costo diretto per stabilimento per anno, costo diretto per evento per

stabilimento; inoltre è stato calcolato il numero annuo di fermi produzione dovuti a microinterruzioni.

Alcune statistiche descrittive - mediana, media, minimo, massimo – relative ai diversi indicatori di costo diretto e al numero di fermi di produzione hanno permesso di giungere ad una stima non parametrica dei medesimi indicatori per i 13 settori di appartenenza delle imprese (cosiddetti settori osservati, SO).

Analisi dei costi indiretti: metodologia e indagine di mercato. I clienti industriali – soprattutto in alcuni settori – investono in sistemi di de-sensibilizzazione quali gli apparecchi UPS, che annullano i costi diretti ma provocano un costo di prevenzione. A partire da dati relativi al mercato degli apparati di protezione per l'intero sistema economico italiano, è stato stimato il costo di acquisto di tutti i sistemi di protezione UPS attualmente utilizzati dalle imprese; su tale base è stata calcolata la quota annua di ammortamento che costituisce una stima dei costi indiretti per anno.

Stima dei costi totali per il sistema economico italiano. I costi totali rappresentano tutti i costi, diretti e indiretti, sopportati da tutte le imprese del sistema economico italiano esposte al problema delle microinterruzioni. Con riferimento ai costi diretti totali, la stima viene ottenuta proiettando sui settori sensibili gli indicatori di costo diretti calcolati dall'indagine sul campo. La proiezione risponde a criteri di prudenza, ovvero alla volontà di ridurre i rischi di sovrastimare o sottostimare i costi sopportati dall'utenza. In relazione al fatto che per alcuni settori sono disponibili osservazioni dirette e per altri no, vengono presentate due stime. Una prima stima dei costi diretti riguarda tutte le imprese italiane appartenenti ai settori osservati (Stima "settori osservati"). Essa viene ottenuta assumendo che solo le imprese appartenenti a tali settori sostengano costi diretti per le microinterruzioni; per tale esercizio, i settori osservati (SO) vengono definiti ad un elevato livello di disaggregazione. Una seconda stima dei costi diretti riguarda tutte le imprese italiane appartenenti all'insieme di tutti i settori sensibili al problema delle microinterruzioni (Stima "settori sensibili"): oltre ai settori SO anche gli altri settori identificati nella prima fase ma non osservati direttamente (cosiddetti settori potenzialmente sensibili non osservati PSNO). Ambedue le stime utilizzano alcune assunzioni metodologiche che operazionalizzano la conoscenza del fenomeno costruita con l'analisi della letteratura, con i colloqui con gli esperti e con l'osservazione dei casi di studio; sulla base di tali assunzioni, le statistiche relative agli indicatori di costo vengono quindi normalizzate sul numero di addetti delle imprese osservate e vengono proiettate in maniera differenziata ai settori SO e PSNO utilizzando il numero di addetti delle imprese italiane (Censimento ISTAT 2001). Alle due stime del totale dei costi diretti viene sommato il totale dei costi indiretti per l'intero sistema economico italiano.

Risultati empirici: costi delle microinterruzioni

Calcolo dei costi diretti nei settori osservati

I risultati dell'indagine relativi ai costi diretti registrati nelle imprese e nei settori sottoposti a diretta osservazione rappresentano l'output di maggior rilievo dello studio sia per la profondità dell'analisi sia per la possibilità di una validazione preliminare attraverso il confronto con la letteratura.⁸ Si anticipa il risultato di maggiore evidenza e con maggiori implicazioni: la variabilità

⁸ Le stime relative ai costi diretti per i settori osservati sono state ottenute utilizzando le informazioni relative sia all'intero campione sia ad un sottocampione che esclude le imprese analizzate che non hanno rilevato effetti legati alle microinterruzione. Nel seguito sono riferiti anche i risultati relativi a tale sottocampione, per conformità alle proiezioni all'intero sistema economico e per un criterio di prudenza.

dei costi diretti tra imprese e tra settori. Essa è grandissima, come ovvio, con riferimento agli indicatori di costo diretto annuo per stabilimento; tuttavia essa appare assai grande anche quando si passa a considerare indicatori normalizzati.

Con riferimento alla presentazione dei risultati, si ricorda che il valore mediano dei diversi indicatori costituisce una statistica di speciale interesse perché nel campione sono presenti un numero piccolo di imprese per le quali i costi diretti hanno avuto valori eccezionalmente alti e che portano a considerare il valore medio meno rappresentativo; per completezza, tuttavia, viene riportata anche questa seconda statistica.

- *Costo diretto annuo normalizzato sulla potenza [€/kW]*. Per l'intero campione la mediana (media) di tale indicatore è stata stimata pari a 10,7 €/kW (62,4 €/kW); se si escludono le imprese che non hanno avuto fermi produzione e danni di alcun tipo nel corso di un anno (focalizzazione sul *sottocampione*), la mediana assume valore pari a 23,2 €/kW (75,4 €/kW). E' possibile confrontare tali valori con i risultati di un'indagine condotta nel 2004 da CESI - Ricerca di sistema sui problemi di qualità della tensione nei clienti italiani.⁹ I dati dei due studi sono riportati in dettaglio nelle Tabelle 1 (Politecnico) e 2 (CESI) in Annesso (A). Il campione di CESI Ricerca comprende imprese con dimensioni in un intervallo più ampio (potenza impegnata compresa tra 20 kW e 160 MW contro 400 kW e 31 MW del presente studio). CESI Ricerca riporta un costo molto disperso, tra 0 e 1.000 €/kW, comprendente anche i costi delle interruzioni; per i soli disturbi di power quality, il valore medio CESI Ricerca è pari a 6 €/kW e quindi presenta un ordine di grandezza simile a quello della mediana dell'intero campione del presente studio (il valore medio, si ricorda, è meno rappresentativo in quanto tale campione include alcuni outlier di grandi dimensioni). Per due particolari settori, plastica e alimentari, gli intervalli di valori di costo del presente studio appaiono non troppo dissimili dai risultati CESI Ricerca.
- *Costo diretto per evento normalizzato sulla potenza [€/kW-evento]*. Per l'intero campione la mediana (media) di tale indicatore è stata stimata pari a 0,9 €/kW-evento (2,8 €/kW-evento) (minimo pari a 0, massimo pari a 30 €/kW-evento); nel sottocampione delle sole imprese con costi non nulli, la mediana assume valore pari a 1,2 €/kW-evento (3,4 €/kW-evento). Tale indicatore di costo diretto è quello in cui il valore medio risulta più confrontabile tra i vari studi in quanto normalizzato sulla dimensione (almeno in termini di potenza assorbita) e relativo al singolo evento (dunque meno influenzato dalle diverse frequenze dei disturbi di power quality). La letteratura di riferimento comprende due studi di EPRI: i risultati del primo riguardano i buchi di tensione (2001), i risultati del secondo riguardano interruzioni cosiddette 'momentary' (2005).¹⁰ I dati degli studi considerati sono riportati in dettaglio nelle Tabelle 3 (Politecnico), 4 (EPRI, 2001) e 5 (EPRI, 2005) in Annesso (B). Con riferimento al primo di tali due studi, il valore medio del sottocampione del presente studio entra nell'intervallo indicato per la Danimarca, è inferiore ai valori indicati per la Finlandia e superiore al valore per l'Islanda; la mediana del campione completo del presente studio risulta invece inferiore. Quando si tenga conto dell'incompleta sovrapposizione in termini di composizione dei settori e di disturbi di power quality, appare relativamente incoraggiante il confronto dei risultati relativi ai singoli settori, poiché sono frequenti i casi

⁹ CESI – Ricerca di sistema, 2004, Ampliamento dell'Indagine sui Costi Associati alla Qualità del Servizio, Rapporto CESI, 31 dicembre 2004.

¹⁰ EPRI, 2001a, Scoping Study on Trends in the Economic Value of Electricity Reliability to the U.S. Economy, Electric Power Research Institute; EPRI, 2005, The Economics of Voltage Sag Ride-Through Capabilities, studio condotto da M. McGranaghan, M. Stephens e B. Roettger per l'Electric Power Research Institute. Un'interruzione "momentanea" è "an interruption of duration limited to the period required to restore service by an interrupting device"(IEEE, 2004, IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Std. 1366-2003, May 2004).

nei quali gli ordini di grandezza sono paragonabili o, quanto meno, gli intervalli stimati si sovrappongono parzialmente. Con riferimento al secondo studio, i risultati del presente studio appaiono allineati nei settori tessile, metallurgia e macchine elettriche.

- *Costo diretto per stabilimento per anno [€/stabilimento-anno]*. Per l'intero campione la mediana (media) di tale indicatore è stata stimata pari a 33.690 €/stabilimento-anno (138.376 €/stabilimento-anno) (minimo pari a 0, massimo pari a 1.066.000 €/stabilimento-anno); nel sottocampione costituito dalle sole imprese con costi non nulli, la mediana assume valore pari a 67.020 €/stabilimento-anno (167.333 €/stabilimento-anno). Il confronto con altri studi appare difficile in quanto la dimensione degli stabilimenti considerati nei rispettivi campioni non viene esplicitata nel dettaglio. Ciò premesso, la già citata survey CESI – Ricerca di sistema riporta valori molto dispersi (da 0 a circa 1 milione €/stabilimento-anno) ma non troppo disallineati da quelli stimati nel presente studio.¹¹ Un secondo studio di riferimento è un lavoro di EPRI su un insieme ampio di settori¹²; esso riporta un costo diretto pari a 2.859 \$/stabilimento-anno per processi produttivi continui e pari a 9.643 \$/stabilimento-anno per altri processi manifatturieri. Ambedue i valori sono molto inferiori alle stime Politecnico, ma va osservato che il campione EPRI differisce in maniera importante dal campione Politecnico: comprende solo interruzioni con durata inferiore o uguale a 1 s, esclude i buchi di tensione e include anche imprese molto piccole (per stabilimenti di dimensioni maggiori EPRI suggerisce che i valori aumentano drammaticamente).
- *Costo diretto per evento per stabilimento [€/evento-stabilimento]*. Per l'intero campione la mediana (media) di tale indicatore è stata stimata pari a 2.844 €/evento-stabilimento (7.996 €/evento-stabilimento) (minimo pari a 0, massimo pari a 67.177 €/evento-stabilimento); nel sottocampione costituito dalle sole imprese con costi non nulli, la mediana assume valore pari a 4.660 €/evento-stabilimento (9.506 €/evento-stabilimento). I risultati possono essere confrontati con alcune stime di costo diretto per evento ottenuti da un già citato studio di EPRI e da un'analisi dell'Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.¹³ Per un grande consumatore industriale negli Stati Uniti e per un buco di tensione, EPRI stima un costo diretto per evento non troppo dissimile dai risultati del presente studio, pari a 8.955 \$/evento-stabilimento. Anche i risultati dell'Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory per grandi utenze industriali, pur non essendo allineati ai risultati del presente lavoro, non sembrano divergere drammaticamente; le stime per piccole-medie utenze sono meno interessanti, in quanto queste ultime sono poco rappresentate nel campione Politecnico. Il valor medio (varianza) dell'indicatore è pari a 15.601 \$/evento-stabilimento (varianza 69.990 \$/evento-stabilimento) per buchi di tensione e a 23.097 \$/evento-stabilimento (varianza 94.201 \$/evento-stabilimento) per interruzioni di 1-2s.

In conclusione, le stime derivate dalla presente *field survey* danno luogo a valori di costo che appaiono paragonabili, almeno come ordine di grandezza, a quelli indicati nella letteratura italiana e internazionale, quando si faccia riferimento alla medesima categoria di disturbo di power quality e di costo e si tenga conto della diversa composizione dei campioni. Data questa preliminare

¹¹ CESI – Ricerca di sistema (2004): si veda *ultra*.

¹² EPRI, 2001b, *The Cost of Power Disturbances to Industrial & Digital Economy Companies*, CEIDS, Electric Power Research Institute.

¹³ EPRI (2001a): si veda *ultra*; Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2003, *A Framework and Review of Customer Outage Costs: Integration and Analysis of Electric Utility Outage Cost Survey*, rapporto per l'Office of Electric Transmission and Distribution.

validazione dei risultati, le principali conclusioni dall'analisi dei costi diretti nei settori osservati sono le seguenti.

Primo, come anticipato, il risultato principale è la variabilità dei costi diretti tra imprese e tra settori. Un'evidenza di tale distribuzione è data dalla stima, riportata più sopra, del costo diretto per evento normalizzato sulla potenza per l'intero campione: la media è più grande di tre volte della mediana, mentre il valore massimo è più grande di dieci volte della mediana. Non è stato possibile identificare con completezza le ragioni di tale dispersione dei costi diretti annui. Tuttavia, non vi sono dubbi che un fattore assai rilevante è la variabilità del numero di eventi di fermata del processo produttivo per microinterruzioni, pur dovendo riconoscere che le imprese sono state in grado di documentare tale indicatore con gradi di precisione piuttosto diversi. In particolare, appare significativo che le imprese del campione denuncino un numero annuo di fermi di produzione compresi tra 0 e 80 eventi all'anno (media pari a 27,2 e mediana pari a 20,5). I dati di frequenza per settore sono riportati in Tabella 9 in Appendice (4.5).

Secondo, la *field survey* conferma la particolare sensibilità ai disturbi di qualità della tensione dei processi produttivi utilizzati in alcuni settori: carta, plastica, tessitura di fibre naturali ed artificiali, produzione di apparecchiature elettriche ed elettroniche, produzione di autoveicoli e loro parti, lavorazioni meccaniche (anche se si osserva che all'interno del settore vanno fatte delle distinzioni), fabbricazione del vetro (ma anche della ceramica e del gesso), settore alimentare.

Terzo, per quanto riguarda la stima del costo diretto si osserva, infine, che non è stato possibile raccogliere dati per alcuni dei settori inizialmente individuati come potenzialmente sensibili. Questi settori sono quelli della stampa, della gomma, della produzione di cavi elettrici, delle lavorazioni meccaniche, dei cementifici e della siderurgia; di essi si terrà conto nella proiezione sul sistema economico nazionale.

Stima della rilevanza dei costi diretti nell'intero sistema economico

Quanto "pesano" i costi *direttamente* provocati dalle microinterruzioni nei settori esposti ai disturbi di qualità della tensione e quindi nell'intero sistema economico italiano? Come anticipato, la metodologia di stima dei *costi diretti totali annui* per le microinterruzioni si basa su criteri di prudenza e porta a due stime: la prima proietta gli indicatori di costo calcolati attraverso l'indagine su tutte le imprese appartenenti ai settori osservati (SO) (*Stima "settori osservati"*); la seconda proietta i medesimi indicatori oltre che sulle imprese dei settori SO anche sulle imprese di altri settori potenzialmente sensibili ma non osservati (PSNO) (*Stima "settori sensibili"*).

I risultati presentati in questo sotto-capitolo e nei seguenti discendono da assunzioni piuttosto stringenti, sebbene motivate dalle conoscenze maturate nel corso dello studio; inoltre essi consistono in stime basate su un campione limitato in dimensione e non stratificato sulle caratteristiche del sistema economico italiano. Per tali ragioni le evidenze vanno considerate come il frutto di un esercizio preliminare, per quanto condotto al meglio delle conoscenze di chi scrive.

Su tutte le imprese di tali due insiemi di settori vengono proiettate le statistiche ottenute per gli indicatori di costo, utilizzando il numero di addetti di ciascun settore come driver, anche a causa della indisponibilità di statistiche relative alla potenza impegnata dalle unità produttive italiane.

- *Stima "settori osservati"*. La mediana dei *costi diretti totali annui* per tutto il sistema economico italiano, quando si assuma che il fenomeno delle microinterruzioni colpisca solo i settori osservati (settori SO), viene stimata pari a 267,8 Mln €/anno (minimo pari a 252,1 Mln €/anno, massimo pari a 296,3 Mln €/anno).

- *Stima “settori sensibili”*. Per i soli settori potenzialmente sensibili ma non osservati la stima dei costi diretti totali annui viene stimata pari a 315,6 Mln €anno. La mediana dei *costi diretti totali annui* per tutto il sistema economico italiano, quando si assuma che il fenomeno delle microinterruzioni colpisca sia i settori direttamente osservati sia gli altri settori indicati dagli esperti (settori SO e settori PSNO), viene stimata pari a 583,4 Mln €anno (minimo pari a 567,7 Mln €anno, massimo pari a 611,8 Mln €anno).

Già sulla base della stima “settori osservati”, il livello dei costi diretti annui per microinterruzioni appare non irrilevante e anche l’incidenza sull’economia dei settori coinvolti non è per nulla trascurabile. Infatti, se ci si riferisce al valore mediano dei costi diretti totali annui, è possibile affermare che ogni 1.000 € di fatturato (di valore aggiunto) le imprese appartenenti ai soli settori osservati sostengono un costo diretto per microinterruzioni pari a 1,7 € (8,1 €). Tale conclusione appare confermata quando si considerino i risultati della stima “settori sensibili”: ogni 1.000 € di fatturato (di valore aggiunto), le imprese che appartengono ai settori osservati e agli altri settori potenzialmente sensibili sostengono un costo diretto per microinterruzioni pari a 1,5 € (6,8 €).

Occorre anticipare un argomento discusso in maggior dettaglio in 2.4. Quando si passa dai settori sensibili all’intero sistema economico italiano, l’evidenza relativa ai costi *direttamente* provocati dalle microinterruzioni è maggiormente articolata: le microinterruzioni si presentano come un problema economicamente “concentrato”, ovvero con effetti diretti piuttosto importanti per una parte piuttosto piccola del sistema economico. Infatti va rilevato che i settori che sostengono costi ex-post, ovvero in seguito ai singoli fenomeni di fermo produzione dovuti al verificarsi di microinterruzioni, sono solo una parte piuttosto limitata del sistema economico italiano. I settori direttamente osservati infatti producono il 7,03% del fatturato e il 5,76% del valore aggiunto prodotto dall’intero sistema economico nazionale; più ampio, ma comunque minoritario, il comparto composto sia dai settori sensibili osservati sia dai settori potenzialmente sensibili ma non osservati: esso produce il 16,97% del fatturato nazionale e il 14,98% del valore aggiunto nazionale. La parte restante dell’economia o non è toccata dal fenomeno o se ne difende con apparati di protezione (si veda 2.3).

Appare pertanto possibile affermare che l’insieme dei settori sensibili al problema delle microinterruzioni è relativamente circoscritto, ma i costi che le imprese appartenenti a tali settori subiscono in seguito alle microinterruzioni sono significativi in termini assoluti e relativi.

Stima della rilevanza dei costi indiretti nell’intero sistema economico

I costi diretti dovuti alle microinterruzioni sono dunque rilevanti ancorché concentrati in alcuni settori. Tuttavia, sono numerose le imprese e i settori dell’economia italiana che sostengono altri costi legati ai disturbi di tensione; si tratta di costi ex-ante, ovvero di costi dovuti alla decisioni di impedire che le microinterruzioni abbiano conseguenze rilevanti sul processo produttivo e quindi sui costi delle imprese. In particolare, dalle interviste effettuate con gli esperti del settore è emerso che l’acquisto e l’utilizzo di sistemi UPS (Uninterruptible Power Supply) sono lo strumento principale adottato dalle imprese per proteggersi contro le microinterruzioni.

Va precisato che l’utilizzo dei dati relativi al mercato dell’UPS porta ad una stima “conservativa” dei costi indiretti. A questo riguardo, va infatti riconosciuto che l’utilizzo di sistemi UPS permette la protezione contro problemi di tensioni riconducibili alle microinterruzioni ma anche ad interruzioni di durata maggiore a quelle oggetto dell’analisi. Tuttavia, le interviste con gli esperti e le interviste effettuate alle imprese suggeriscono che nel settore industriale per interruzioni di durata maggiore gli UPS hanno come obiettivo quello di proteggere solamente i sistemi di controllo (ad esempio i PLC) per facilitare il successivo riavvio della produzione. Per i settori dei servizi bancari, finanziari

e delle telecomunicazioni, gli UPS hanno invece il compito di proteggere attivamente anche e soprattutto contro interruzioni di durata maggiore.

Ciò premesso, i *costi indiretti totali annui* per microinterruzioni per il sistema economico italiano sono stati stimati attraverso la quota annua di ammortamento di tutti i sistemi di protezione UPS che è possibile ritenere, stante la vita tecno-economica di tali apparati, essere attualmente in utilizzo presso le imprese italiane. La stima risultante è pari a 196.778 € Tali costi sono distribuiti in maniera ineguale nel sistema economico. Grazie ai bilanci delle imprese produttrici dei sistemi UPS è stato possibile stimare una scomposizione del fatturato per settore di utilizzo. Il settore che più utilizza sistemi UPS è quello dei servizi al quale viene destinato circa il 33% delle vendite. Al secondo posto vi è il settore delle telecomunicazioni (17%) e al terzo posto il settore manifatturiero e delle costruzioni (13%), settori a cui appartengono gran parte delle imprese osservate.

In conclusione, i costi indiretti totali annui presentano un ordine di grandezza paragonabile ai costi diretti totali annui, pur essendo inferiori in livello.

Stima della rilevanza dei costi totali nell'intero sistema economico

Quanto “pesano” i costi *associati* alle microinterruzioni nell'intero sistema economico italiano? L'unione dei risultati presentati in 2.2 e in 2.3 permette di dare una valutazione dell'impatto complessivo delle microinterruzioni sul sistema economico italiano. L'inclusione dei costi legati agli apparati di protezione dai disturbi di tensione aumenta ovviamente l'entità e la stessa pervasività dei costi annui per microinterruzioni. Tuttavia, come verrà discusso più sotto, l'incidenza economica dei disturbi di tensione non è paragonabile a quella registrata nei soli settori sensibili.

- *Stima “settori osservati”*. La mediana dei *costi totali annui* per tutto il sistema economico italiano, quando si includano i costi diretti e i costi indiretti e quando si assuma che solo i settori osservati subiscano i costi diretti, viene stimata pari a 464,6 Mln €anno (minimo pari a 448,9 Mln €anno, massimo pari a 493,0 Mln €anno).
- *Stima “settori sensibili”*. La mediana dei *costi totali annui* per tutto il sistema economico italiano, quando si includano i costi diretti e i costi indiretti e quando si assuma che i costi diretti delle microinterruzioni colpiscano sia i settori direttamente osservati sia gli altri settori indicati dagli esperti, viene stimata pari a 780,2 Mln €anno (minimo pari a 764,5 Mln €anno, massimo pari a 808,6 Mln €anno).

Se ci si riferisce alla “forchetta” costituita dal valore mediano “settori osservati” e dal valore mediano “settori sensibili” dei costi totali annui, è possibile affermare che ogni 1.000 € di fatturato (di valore aggiunto) le imprese italiane sostengono un costo (diretto e/o indiretto) per microinterruzioni compreso tra 0,20 € e 0,34 € (tra 0,81 € e 1,36 €). Per una valutazione dell'entità del danno economico, è utile un confronto tra la “forchetta” appena illustrata e i soli costi diretti nell'insieme dei settori sensibili. Ad esempio, nei settori sensibili, che corrispondono al 16,97% del fatturato nazionale, ogni 1.000 € di fatturato le imprese sostengono un costo diretto per microinterruzioni pari a 1,5 €. Il “peso” delle microinterruzioni nell'intero sistema economico nazionale, ovvero nella “generica” impresa italiana, è assai inferiore al “peso” dei soli costi diretti nei settori sensibili (di un fattore superiore a 4).

In conclusione, le evidenze empiriche raggiunte con lo studio possono essere sintetizzate nel modo seguente: la probabilità che un'impresa italiana abbia un danno economico rilevante dai disturbi di tensione è piccola, ma tale danno economico è significativo per un sottoinsieme del sistema economico italiano.

Primo, la stima dei costi totali annui sostenuti dai cosiddetti clienti industriali per i disturbi di tensione (*microinterruzioni*) porta a valori approssimabili con un intervallo compreso tra un valore minimo pari a 449 Mln € e un valore massimo pari a 809 Mln €. Si tratta di un effetto economico importante.

Secondo, tali costi sono distribuiti in maniera disomogenea tra i settori e tra le imprese: solo un ristretto insieme di settori manifatturieri (17,96 % del fatturato del sistema economico) registra danni economici rilevanti in termini assoluti e relativi in seguito ad eventi di microinterruzione (costi diretti); inoltre, le stesse imprese appartenenti a tale insieme di settori appaiono colpite dai costi diretti secondo gradi assai diversi.

Terzo, il sistema economico italiano sostiene un ulteriore costo, meno rilevante dei costi diretti ma significativo, per la presenza delle microinterruzioni: numerose imprese appartenenti ad un insieme piuttosto ampio di settori hanno deciso di dotarsi di apparati di protezione. L'interpretazione di tale decisione lascia aperti alcuni interrogativi: da una parte, essa manifesta la capacità di alcune imprese di rimediare al problema dei disturbi di tensione; d'altra parte, l'efficienza economica di tale soluzione non è stata valutata nel merito.

Conclusioni: implicazioni per la regolazione

I risultati dello studio portano alla seguente riflessione in merito alle implicazioni per la regolazione dei disturbi della tensione: l'entità dei costi delle microinterruzioni merita un intervento, ma la disomogeneità di tali costi nel sistema economico sembra sconsigliare un intervento di carattere generale. In altre parole, il regolatore può voler considerare la possibilità di adottare rimedi "mirati", ovvero di privilegiare misure la cui attuazione è condizionata dall'evidenza di costi sopportati da singoli clienti industriali.

Vale la pena a tale riguardo ripetere che la proposta di un intervento mirato nasce proprio dall'evidenza relativa alla distribuzione non uniforme dei costi delle microinterruzioni tra imprese e tra settori e, dunque, dal riconoscimento che per alcune imprese e per alcuni settori il danno economico può essere assai rilevante. Inoltre, l'esperienza condotta in questo progetto ha mostrato che i costi sopportati dai clienti a causa delle microinterruzioni sono descrivibili e valutabili. Infine, condizionare l'intervento ad un'evidenza di danno economico appare coerente con la natura dei problemi produttivi legati a disturbi di qualità della tensione, problemi riconducibili, in probabilità, sia ad azioni intraprese o non intraprese dai distributori sia ad azioni intraprese o non intraprese dai clienti industriali; l'eventualità di un intervento a fronte della dimostrazione di un danno può stimolare proprio la parte con maggiori potenziali responsabilità.

Appare possibile proporre tre linee di azione, non mutuamente esclusive; in particolare, la prima azione appare una precondizione per la seconda e per la terza.

- a. *Documentazione dei costi per i clienti industriali.* Appare opportuno che ogni tipo di intervento sia preceduto da una valutazione il più possibile oggettiva della entità e della natura dei costi delle microinterruzioni. A questo fine, gli strumenti utili appaiono due. In primo luogo, appare necessaria una maggiore diffusione degli Apparati di Misura. In secondo luogo, per quanto riguarda la valutazione economica dei danni subiti dai clienti, i costi di informazione possono essere ridotti dalla diffusione di una metodologia di calcolo dei costi condivisa tra utenti (o loro rappresentanti o consulenti), distributori e regolatore; il presente studio del Politecnico di Milano può essere considerato un esempio di tale metodologia.
- b. *Misure ex-ante: contratti per la qualità.* Appare opportuno promuovere l'offerta da parte dei distributori di contratti per la qualità. Tali contratti dovrebbero obbligare il distributore

ad una compensazione a seguito della presentazione di un'evidenza relativa a costi sopportati da un cliente industriale per microinterruzioni e della incapacità del distributore di dimostrare che il danno è dovuto ad errori o negligenze del cliente. Restano da approfondire numerosi aspetti: se sia necessario obbligare i distributori a tale offerta o se invece sia sufficiente una raccomandazione a questo riguardo; la validità della dimostrazione del distributore a riguardo dell'assenza di sue responsabilità; le condizioni economiche alle quali il cliente può accedere a tali contratti; la natura della compensazione. In ogni caso, tale intervento richiede una documentazione del problema sperimentato dal cliente.

- c. *Misure ex-post: conciliazione delle controversie utenti-distributori.* L'offerta di contratti per la qualità precede l'insorgere dei problemi a cui vuole porre rimedio. Appare possibile promuovere tentativi ad-hoc di risoluzione delle controversie tra un distributore ed un cliente industriale in seguito alla segnalazione da parte di quest'ultimo di un danno addebitato a microinterruzioni. Un esempio solo evocativo di tale approccio è la funzione svolta, in generale per delega ai Comitati regionali per le comunicazioni, dall'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni, nei tentativi di conciliazione delle controversie sorte tra utenti ed operatori di telecomunicazioni. Anche in questo caso restano da approfondire numerosi aspetti, tra i quali: il soggetto responsabile della conciliazione; se sia necessario obbligare i distributori partecipare a tali tentativi; la natura di eventuali compensazioni. Anche tale approccio richiede che il problema sperimentato dal cliente venga documentato.

Annesso: confronti tra dati emersi da ricerche in materia di costi delle interruzioni

I riferimenti alle ricerche sono indicati nelle note a piè di pagina dei paragrafi precedenti. Nelle tabelle settoriali è utilizzato il riferimento ATECO per la classificazione dei settori produttivi.

A. Costo diretto annuo normalizzato sulla potenza

Tabella 1. Politecnico di Milano (2007) – Costo diretto annuo per kW [€/kW]

Settore	Campione completo (sottocampione)	
	media	mediana
Tutti i settori	62,4 (75,4)	10,7 (23,2)
Per settori		
DA – alimentare	79,1	15,3
DB – tessile	6,5	6,5
DE – carta	21,7 (22,8)	8,1 (14,0)
DF – raffinerie	13,3	13,3
DG – chimica	10,6 (15,9)	4,8 (15,9)
DH – plastica	78,4	71,1
DI – minerali non metalliferi	17,4	18,9
DJ – metallurgia	225,4 (338,1)	67,0 (338,1)
DL – macchine elettriche	252,3	268,7
DM – auto e automotive	42,8	42,8

Tabella 2. CESI - Ricerca di Sistema (2004) - Costo diretto annuo per kW [€/kW]

Per settori (Italia Nord-Est)	Intervallo dei costi annui per kW
Siderurgico	10 – 50
Metalmeccanico	3 – 68
Plastica	2 – 180 (10 – 35 su 35% del campione)
Legno	1 – 20
Chimica	Bassa sensibilità
Alimentare	0 – 80 (un outlier 280)
Media costo interruzioni e disturbi di voltage quality (intervallo)	18 (0 -1000) (47,3 nel settore plastica)
Media costo disturbi di voltage quality	6

B. Costo diretto per evento normalizzato sulla potenza

Tabella 3. Politecnico di Milano (2007) – Costo diretto per evento per kW [€/kW-evento]

Settore	Campione completo (sottocampione)		
	media	mediana	intervallo
DM – auto e automotive	2,9	2,9	0,7 – 5,0
DH – plastica	2,2	1,8	0,1 – 4,2
DB – tessile	3,2	3,2	3,2
DE – carta	1,0 (1,1)	0,9 (0,9)	0,1 – 2,2
DF – raffinerie	13,3	13,3	13,3
DJ – metallurgia	3,3 (4,9)	1,1 (4,9)	0 (1,1) – 8,7
DI – minerali non metalliferi	0,9	0,8	0,1 – 2,3
DA – alimentare	5,9	0,6	0,2 – 30
DG – chimica	0,5 (0,7)	0,6 (0,7)	0 (0,6) – 0,8
DL – macchine elettriche	10,6	9,3	0,1 – 22,4
Tutti i settori	2,8 (3,4)	0,9 (1,2)	0 (0,1) - 30

Tabella 4. EPRI (2001) - Costo diretto per buco di tensione per kW [\$/kW-evento]

Consumatore industriale, Danimarca, buco di tensione	Intervallo: 1,52 – 4,36
Consumatore industriale, Finlandia, buco di tensione	Intervallo: 2,94 – 4,18
Consumatore industriale, Islanda, buco di tensione	0,218

Tabella 5. EPRI (2005) - Costo diretto per evento per kW [\$/kW-evento]

Settore	Intervallo
Automobile manufacturing	5 - 7,5
Rubber and plastic	3 - 4,5
Textile	2 - 4
Paper	1,5 - 2,5
Petrolchemical	3 - 5
Metal fabrication	2 - 4
Glass	4 - 6
Food processing	3 - 5
Pharmaceutical	5 - 50
Electronics	8 - 12

C. Frequenza degli eventi di fermo produzione per microinterruzioni

Tabella 6. Politecnico di Milano (2007) – Frequenza degli eventi di fermo produzione per microinterruzioni

Per settore	Frequenza minima annua	Frequenza mediana annua	Frequenza massima annua
DA – alimentare	8	15	55
DB – tessile	-	2	-
DE – carta	0	9,5	40
DF – raffinerie		0	
DG – chimica	6	25,5	45
DH – plastica	1	32,5	80
DI – minerali non metalliferi	8	24	60
DJ – metallurgia	60	65	70
DL – macchine elettriche	12	50	52
DM – auto e automotive	15	15	15
Campione	0	20,5 (media: 27,2)	80
Sottocampione	0	23,0 (media: 28,5)	80

Appendice 4: registrazione delle interruzioni di distribuzione (schema di articolato)

Di seguito si riporta uno schema di articolato relativo alla Parte I del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici, limitatamente alla parte sulla registrazione delle interruzioni.

Sono indicate in grassetto le modifiche proposte rispetto al testo vigente.

Si sollecitano osservazioni e commenti puntuali all'articolato proposto.

PARTE I

REGOLAZIONE DELLA CONTINUITÀ DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

TITOLO 1 – DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1

Definizioni per la continuità del servizio

1.1 Ai fini della presente Parte, si applicano le seguenti definizioni:

- l'Autorità è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- alta tensione (AT) è un valore efficace della tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV e uguale o inferiore a 150 kV;
- altissima tensione (AAT) è un valore efficace della tensione nominale tra le fasi superiore a 150 kV;
- assetto standard è la configurazione della rete di distribuzione in condizioni normali di esercizio;
- autoproduttore è il soggetto di cui all'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99;
- bassa tensione (BT) è un valore efficace della tensione nominale tra le fasi uguale o inferiore a 1 kV;
- cliente AT è il cliente finale direttamente connesso alla rete di distribuzione in alta tensione, che non sia direttamente connesso alla rete di trasmissione nazionale;
- cliente BT è il cliente finale allacciato alla rete di distribuzione alimentato a bassa tensione;
- cliente finale è la persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete con obbligo di connessione di terzi anche attraverso reti interne di utenza e linee dirette;
- cliente MT è il cliente finale allacciato alla rete di distribuzione alimentato a media tensione;
- clienti del mercato libero sono i clienti finali idonei ai sensi dell'articolo 14, comma 5-*bis*, del decreto legislativo n. 79/99;
- clienti del mercato vincolato sono i clienti finali diversi dai clienti del mercato libero;

- condizione di rete magliata: stato della rete di distribuzione ad alta tensione che consente percorsi alternativi di alimentazione della stessa utenza;
- condizione di rete radiale: stato della rete di distribuzione ad alta tensione che consente un solo percorso possibile di alimentazione della stessa utenza;
- distribuzione è l'attività di cui all'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99;
- gruppo di misura è l'insieme delle apparecchiature poste presso il punto di consegna dell'energia elettrica al cliente finale, atto a misurare l'energia elettrica prelevata ed eventualmente dedicato ad altre funzioni caratteristiche del punto di consegna;
- impresa distributrice è qualunque soggetto che svolga l'attività di cui all'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99;
- **incidente rilevante è l'interruzione che comporta un livello di energia non servita superiore alla soglia di cui all'articolo 35 dell'Allegato A alla deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250/04, come segnalato da Terna alle imprese distributrici interessate;**
- interruzione è la condizione nella quale la tensione sul punto di consegna dell'energia elettrica per un cliente finale è inferiore all'1% della tensione dichiarata;
- interruzione con preavviso è l'interruzione dovuta all'esecuzione di interventi e manovre programmati sulla rete di distribuzione, preceduta dal preavviso;
- interruzione senza preavviso è l'interruzione non preceduta dal preavviso;
- interruzione lunga è l'interruzione di durata superiore tre minuti;
- interruzione breve è l'interruzione di durata superiore a un secondo e non superiore a tre minuti, eventualmente identificata in base all'intervento di dispositivi automatici;
- interruzione transitoria è l'interruzione di durata non superiore a un secondo, identificata in base all'intervento di dispositivi automatici;
- media tensione (MT) è un valore efficace della tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV e uguale o inferiore a 35 kV;
- preavviso è la comunicazione ai clienti finali interessati dell'inizio previsto e della durata prevista dell'interruzione; da effettuarsi con mezzi idonei e con un anticipo non inferiore a quello previsto dalla presente deliberazione;
- produttore di energia elettrica è il soggetto di cui all'articolo 2, comma 18, del decreto legislativo n. 79/99;
- rete di trasmissione nazionale è la rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto 25 giugno 1999 ed integrata a seguito dei successivi interventi di sviluppo deliberati dal Gestore della rete;
- reti di distribuzione sono le reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale;
- rialimentazione definitiva: condizione nella quale, a seguito di una interruzione, viene ripristinata la tensione **normale di esercizio** per un tempo superiore **ad 1 ora**;
- sistema di telecontrollo è il sistema di gestione e di supervisione a distanza della rete di distribuzione in alta e media tensione, atto a registrare in modo automatico e continuo gli eventi di apertura e chiusura di interruttori o di altri

organi di manovra (causati sia da comandi a distanza, sia da interventi di protezioni o di dispositivi automatici), e gli eventi di mancanza di tensione nel punto di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale o con altre imprese distributrici, nonché atto a consentire la successiva consultazione dei dati registrati;

- strumentazione per la registrazione della continuità del servizio è l'insieme degli strumenti atti a registrare in modo automatico e continuo i parametri di qualità dell'energia elettrica, ed almeno le interruzioni lunghe, brevi e transitorie, nonché atti a consentire la successiva consultazione dei dati registrati;
- **Terna è la società Terna Spa alla quale, ai sensi del DPCM 11 maggio 2004, sono stati trasferiti gli impianti, le attività e le funzioni facenti precedentemente capo al Gestore della rete di trasmissione nazionale.**

Articolo 2

Finalità e principi generali per la continuità del servizio

2.1 La parte I del presente provvedimento persegue le finalità di:

- a) assicurare una corretta ed omogenea registrazione delle interruzioni da parte delle imprese distributrici, per disporre di indicatori di continuità affidabili, comparabili e verificabili e per consentire una adeguata informazione dei clienti interessati dalle interruzioni;
- b) migliorare la continuità del servizio a livello nazionale e ridurre le differenze regionali a parità di grado di concentrazione;
- c) limitare il numero delle interruzioni annue subite dai clienti;
- d) favorire la contrattualizzazione di livelli di continuità del servizio e di qualità della tensione superiori agli standard definiti dall'Autorità.

2.2 In merito alla continuità del servizio e alla qualità della tensione l'impresa distributtrice non può adottare comportamenti discriminatori tra clienti del mercato libero e **clienti serviti in regime di maggior tutela o di salvaguardia** alimentati allo stesso livello di tensione e con analoga localizzazione.

TITOLO 2 – OBBLIGHI DI REGISTRAZIONE DELLE INTERRUZIONI

Articolo 3

Registrazione automatica delle interruzioni senza preavviso

- 3.1 L'impresa distributrice effettua la registrazione automatica delle interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie, mediante un sistema di telecontrollo o altra strumentazione, la cui gestione può essere affidata a soggetti terzi, sotto la responsabilità dell'impresa distributrice.
- 3.2 Il sistema di telecontrollo o la strumentazione per la registrazione della continuità del servizio devono essere installati su tutte le linee AT e MT di distribuzione dell'energia elettrica, nel punto in cui dette linee si attestano sui seguenti impianti:
- a) impianti di trasformazione AAT/AT e AT/AT;
 - b) impianti di trasformazione AAT/MT e AT/MT;
 - c) impianti di smistamento AT;
 - d) impianti di trasformazione MT/MT o di smistamento MT da cui partono linee MT equipaggiate con interruttori asserviti a protezioni;
 - e) impianti di interconnessione AT o MT con il Gestore della rete o altre imprese distributrici, da cui partono linee MT equipaggiate con interruttori asserviti a protezioni.
- 3.3 Ogni impresa distributrice registra le interruzioni del servizio elettrico utilizzando l'assetto reale della rete, salvo quanto disposto al successivo articolo 14 in materia di rilevazione del numero reale di clienti BT coinvolti in ciascuna interruzione.**

Articolo 4

Registro delle interruzioni

- 4.1 Ogni impresa distributrice tiene un registro delle interruzioni, anche su supporto informatico, riportante i dati indicati nei successivi commi 4.2, 4.3 e 4.4, e specificati nei successivi articoli da 5 a 12.
- 4.2 Con riferimento ad ogni interruzione lunga, il registro riporta:
- a) l'origine dell'interruzione;
 - b) l'eventuale attestazione dell'avvenuto preavviso;
 - c) la causa dell'interruzione;
 - d) la data, l'ora e il minuto di inizio dell'interruzione;
 - e) il numero e l'elenco dei clienti AT coinvolti nell'interruzione;
 - f) la durata dell'interruzione per ciascun cliente AT coinvolto nell'interruzione;
 - g) il numero e l'elenco dei clienti MT coinvolti nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;

- h) la durata dell'interruzione per ciascun cliente MT coinvolto nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;
- i) il numero di clienti BT **domestici** coinvolti nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;
- j) il numero di clienti BT non domestici coinvolti nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;**
- k) la durata dell'interruzione per ogni gruppo di clienti BT progressivamente rialimentato e il numero di clienti di ogni gruppo di clienti BT progressivamente rialimentato, distinti per grado di concentrazione;
- l) la data, l'ora e il minuto di fine dell'interruzione per tutti i clienti coinvolti dall'interruzione;
- m) l'informazione che l'interruzione interessa solo una parte di rete BT per guasti con origine sulla rete BT;**
- n) l'informazione che l'interruzione interessa una, due o tre fasi per guasti con origine sulla rete BT;**
- o) l'eventuale attestazione dell'avvenuta sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza;**
- p) la data, l'ora e il minuto di inizio della sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza;**
- q) la durata della sospensione o posticipazione.**

4.3 Con riferimento ad ogni interruzione breve, il registro riporta:

- a) l'origine dell'interruzione;
- b) la causa dell'interruzione;
- c) la data, l'ora e il minuto di inizio dell'interruzione;
- d) il numero e l'elenco dei clienti AT coinvolti nell'interruzione;
- e) il numero e l'elenco dei clienti MT coinvolti nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;
- f) il numero di clienti BT **domestici** coinvolti nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;
- g) il numero di clienti BT non domestici coinvolti nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;**
- h) la data, l'ora e il minuto di fine dell'interruzione per tutti i clienti coinvolti dall'interruzione.

4.4 Con riferimento ad ogni interruzione transitoria, il registro riporta:

- a) l'origine dell'interruzione;
- b) la causa dell'interruzione;**
- c) la data, l'ora e il minuto di inizio dell'interruzione;
- d) il numero e l'elenco dei clienti AT coinvolti;
- e) il numero di clienti MT coinvolti nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;

- 4.5 L'impresa distributrice assicura l'accesso alle informazioni contenute nel registro delle interruzioni da parte dei clienti finali interessati, e da parte dei soggetti responsabili delle attività di misura e di vendita dell'energia elettrica.
- 4.6 Ai fini della classificazione delle interruzioni in lunghe, brevi e transitorie, l'impresa distributrice adotta i seguenti criteri:
- a) criterio di utenza: qualora per una stessa interruzione, **secondo i criteri di accorpamento di cui alla successiva lettera b)**, alcuni clienti siano disalimentati per meno di 3 minuti e altri per più di 3 minuti, l'impresa distributrice considera una interruzione breve per il primo gruppo di clienti e una interruzione lunga per il secondo;
 - b) criterio di accorpamento:
 - i) con la durata netta: qualora due o più interruzioni lunghe, brevi o transitorie che interessano lo stesso cliente finale per la stessa causa e per la stessa origine si susseguano l'una dall'altra **entro 60 minuti e oltre 3 minuti**, vengono accorpate in un'unica interruzione avente durata pari alla somma delle durate delle interruzioni considerate separatamente, al netto dei tempi di rialimentazione intercorsi tra l'una e l'altra;
 - ii) **con la durata lorda: qualora due o più interruzioni lunghe, brevi o transitorie che interessano lo stesso cliente finale per la stessa causa e per la stessa origine si susseguano l'una dall'altra entro 3 minuti, vengono accorpate in un'unica interruzione avente durata pari alla somma delle durate delle interruzioni considerate separatamente, al lordo dei tempi di rialimentazione intercorsi tra l'una e l'altra;**
 - c) criterio di unicità dell'origine: l'impresa distributrice identifica ogni interruzione con una origine; qualora durante l'interruzione venga a mutare l'origine è necessario registrare una interruzione separata, se questa ha durata superiore a 5 minuti a decorrere dall'istante di modifica dell'origine; fino a tale soglia si considera un'unica interruzione avente l'origine iniziale. **E' facoltà dell'impresa distributrice applicare il criterio di unicità dell'origine nei casi di mutazione dell'origine da MT a BT o viceversa se la rete oggetto di tale mutazione è servita dalla stessa impresa distributrice.**
- 4.7 **I criteri di accorpamento di cui al comma 4.6, lettera b), non devono essere utilizzati per il susseguirsi di sole interruzioni transitorie.**

Articolo 5

Grado di concentrazione

- 5.1 Ai fini della registrazione delle interruzioni e della elaborazione degli indicatori di continuità per i clienti MT e BT sono individuati i seguenti gradi di concentrazione:
- a) alta concentrazione: territorio dei comuni nei quali è stata rilevata nell'ultimo censimento una popolazione superiore a 50.000 abitanti;

- b) media concentrazione: territorio dei comuni nei quali è stata rilevata nell'ultimo censimento una popolazione superiore a 5.000 abitanti e non superiore a 50.000 abitanti;
 - c) bassa concentrazione: territorio dei comuni nei quali è stata rilevata nell'ultimo censimento una popolazione non superiore a 5.000 abitanti.
- 5.2 Restano in vigore le riclassificazioni del grado di concentrazione di porzioni di territorio di Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti approvate dall'Autorità a seguito di istanze presentate ai sensi dell'articolo 4, comma 4.2, della deliberazione n. 128/99.
- 5.3 Le imprese distributrici hanno facoltà di includere il territorio di uno o più comuni in aree territoriali a concentrazione più alta di quanto previsto dal comma 5.1, dandone comunicazione all'Autorità.

Articolo 6

Origine delle interruzioni

- 6.1 L'impresa distributtrice classifica le interruzioni in base alla sezione di rete elettrica in cui ha origine l'interruzione, secondo la seguente articolazione:
- a) interruzioni con origine "sistema elettrico", intese come le interruzioni:
 - i) conseguenti agli ordini impartiti da **Terna** di procedere alla disalimentazione di clienti per motivi di sicurezza del sistema elettrico, anche se tecnicamente effettuati tramite interventi e manovre sulle reti di distribuzione in attuazione del piano di distacco programmato, o conseguenti all'intervento di dispositivi automatici di alleggerimento del carico;
 - ii) **conseguenti ad incidenti rilevanti**;
 - b) interruzioni originate sulla rete di trasmissione nazionale, intese come le interruzioni originate sulle linee e negli impianti appartenenti alla rete elettrica di trasmissione nazionale;
 - c) interruzioni originate sulla rete AT, intese come le interruzioni originate sulle linee AT o negli impianti di trasformazione AT/AT e AT/MT (solo sul lato AT) o negli impianti di smistamento AT, escluse le linee e gli impianti appartenenti alla rete elettrica di trasmissione nazionale;
 - d) interruzioni originate sulla rete MT, intese come le interruzioni originate negli impianti di trasformazione AAT/MT (escluso il lato AAT), negli impianti di trasformazione AT/MT (escluso il lato AT), negli impianti di trasformazione MT/MT o di smistamento MT, sulle linee MT inclusi i gruppi di misura dei clienti MT e negli impianti di trasformazione MT/BT (solo sul lato MT);
 - e) interruzioni originate sulla rete BT, intese come le interruzioni originate negli impianti di trasformazione MT/BT (escluso il lato MT) o sulle linee BT incluse le prese, le colonne montanti e, qualora l'interruzione coinvolga più di un cliente BT, sui gruppi di misura centralizzati.
 - f) **interruzioni originate su reti interconnesse a monte di proprietà di altre imprese distributrici.**

- 6.2 Per le interruzioni che si originano negli impianti di trasformazione, se gli interruttori asserviti alla protezione dei guasti originati nel trasformatore hanno funzionato correttamente, l'interruzione è attribuita al lato a monte se provoca la disalimentazione della sbarra a monte. **Negli impianti di trasformazione MT/BT di proprietà di un'unica impresa distributrice è facoltà della stessa attribuire a origine MT le interruzioni dovute alla sola apertura del lato MT del trasformatore MT/BT.**
- 6.3 Le interruzioni originate nei gruppi di misura dei clienti BT, anche centralizzati, che coinvolgono un solo cliente BT **non sono conteggiate ai fini degli indicatori di continuità del servizio ma vengono registrate nell'ambito della regolazione della qualità commerciale per la verifica dello standard specifico ad esse applicato.**
- 6.4 Per l'attribuzione dell'origine delle interruzioni in condizione di rete AT magliata si fa riferimento a quanto indicato nelle tabelle 8 e 9.

Articolo 7

Cause delle interruzioni

- 7.1 L'impresa distributrice registra le cause delle interruzioni, escluse le interruzioni con origine "sistema elettrico", le interruzioni con origine sulla rete di trasmissione nazionale **e le interruzioni con origine su reti interconnesse a monte** secondo la seguente articolazione:
- a) cause di forza maggiore, intese come: eventi naturali eccezionali per i quali sia stato dichiarato dall'autorità competente lo stato di emergenza o di calamità naturale, eventi naturali eccezionali per i quali siano stati superati i dati climatici di progetto previsti dalle norme tecniche, scioperi, **interruzioni occorse in periodi di condizioni eccezionali o dovute a sospensioni o posticipazioni, danni provocati da terzi quali furti o incendi, atti di autorità pubblica;**
 - b) cause esterne, intese come: guasti provocati da clienti, contatti fortuiti o danneggiamenti di conduttori provocati da terzi;
 - c) altre cause, intese come tutte le altre cause non indicate alle precedenti lettere a) e b), comprese le cause non accertate, anche con riferimento alle interruzioni non localizzate.
- 7.2 L'impresa distributrice documenta l'attribuzione delle interruzioni alle cause di cui al precedente comma 7.1, lettere a) e b) **e documenta altresì l'eventuale attestazione dell'avvenuta sospensione o posticipazione.**
- 7.3 Ai fini dell'attribuzione delle interruzioni alla causa di cui al precedente comma 7.1, lettera b), sono considerate terzi le gestioni delle attività di cui all'articolo 4, comma 4.1, lettere h) e i), della deliberazione n. 310/01, facenti capo alla stessa impresa distributrice.
- 7.4 Nella registrazione delle cause delle interruzioni di cui al comma 7.1 **lettera a), l'impresa distributrice identifica i periodi di condizioni eccezionali secondo quanto indicato alla scheda [allegato A alla deliberazione n. 172/07].**

7.5 L'impresa distributrice:

- a) attribuisce a **periodi di condizioni eccezionali tutte le interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie con istante di inizio in un periodo di condizione eccezionale e documenta l'eventuale attribuzione delle interruzioni assegnate a causa forza maggiore non avvenute in periodi di condizioni eccezionali;**
- b) documenta l'attribuzione delle interruzioni limitatamente alle cause di cui al precedente comma 7.1, lettera b), salvo quanto previsto dal comma *[ex 24.1]*;
- c) **ricalcola i dati di continuità del servizio per gli anni 2006 e 2007 in conformità a quanto previsto ai commi 4.6, 7.1, lettera a), e 7.4 e li comunica all'Autorità entro e non oltre il 15 giugno 2008.**

7.6 Per l'attribuzione della causa delle interruzioni in condizione di rete AT magliata si fa riferimento a quanto indicato nelle tabelle 8 e 9.

Articolo 8

Documentazione dell'inizio delle interruzioni

- 8.1 L'impresa distributrice documenta l'inizio delle interruzioni con preavviso mediante registrazione su apposita modulistica dell'apertura degli organi di manovra, unitamente alla documentazione di messa in sicurezza, ovvero mediante registrazione dell'apertura degli interruttori rilevata dal sistema di telecontrollo o da altra idonea strumentazione per la registrazione della continuità del servizio.
- 8.2 L'impresa distributrice documenta l'inizio delle interruzioni senza preavviso originate sulla rete AT e sulla rete MT ad eccezione delle interruzioni originate negli impianti di trasformazione MT/BT (lato MT), mediante registrazione della prima apertura degli interruttori, rilevata dal sistema di telecontrollo o da altra strumentazione per la registrazione della continuità del servizio. Con le stesse modalità è documentato l'inizio delle interruzioni con origine "sistema elettrico" di cui al precedente articolo 6, comma 1, lettera a), punto i).
- 8.3 L'impresa distributrice documenta l'inizio delle interruzioni senza preavviso lunghe originate sulla rete BT e negli impianti di trasformazione MT/BT (lato MT), mediante annotazione su apposito elenco della data, dell'ora e del minuto della prima segnalazione, anche attraverso chiamata telefonica, dell'interruzione.
- 8.4 L'impresa distributrice documenta l'inizio delle interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie originate sulla rete di trasmissione nazionale o causate da interconnessione con altri esercenti, mediante registrazione della mancanza di tensione rilevata dal sistema di telecontrollo o da altra strumentazione per la registrazione della continuità del servizio ovvero mediante annotazione su apposita modulistica. Con le stesse modalità è documentato l'inizio delle interruzioni con origine "sistema elettrico" di cui al precedente articolo 6, comma 1, lettera a), punto ii).

Articolo 9

Clienti AT coinvolti nelle interruzioni

- 9.1 Per ciascun cliente AT coinvolto in una interruzione con preavviso o senza preavviso lunga o breve, l'impresa distributrice registra la durata dell'interruzione come periodo ricompreso tra l'inizio dell'interruzione, come definito al precedente articolo 8, e la fine dell'interruzione, corrispondente alla rialimentazione definitiva dello stesso cliente AT.

Articolo 10

Clienti MT coinvolti nelle interruzioni

- 10.1 Per ciascun cliente MT coinvolto in una interruzione con preavviso o senza preavviso lunga o breve l'impresa distributrice registra la durata dell'interruzione come periodo ricompreso tra l'inizio dell'interruzione, come definito al precedente articolo 8, e la fine dell'interruzione, corrispondente alla rialimentazione definitiva dello stesso cliente MT, fatto salvo per le interruzioni brevi quanto previsto al successivo articolo 12, comma 3.

Articolo 11

Clienti BT coinvolti nelle interruzioni

- 11.1 Per ogni interruzione con preavviso, senza preavviso lunga e senza preavviso breve, escluse le interruzioni originate sulla rete BT, l'impresa distributrice registra il numero di trasformatori MT/BT coinvolti nell'interruzione, distintamente per grado di concentrazione.
- 11.2 Per ogni interruzione con preavviso, senza preavviso lunga e senza preavviso breve l'impresa distributrice, in assenza di esatta attribuzione del numero di clienti BT per ogni trasformatore MT/BT e per ogni linea BT **secondo quanto definito al successivo articolo 14**, stima il numero di clienti BT coinvolti nell'interruzione con i seguenti criteri:
- a) per le interruzioni con preavviso e senza preavviso lunghe e senza preavviso brevi originate sulla rete elettrica di trasmissione nazionale, sulla rete AT o sulla rete MT, il numero di clienti BT coinvolti nell'interruzione è pari al prodotto del numero di trasformatori MT/BT disalimentati, rilevato dall'impresa distributrice per ogni interruzione, per il numero medio di clienti BT per trasformatore MT/BT, calcolato all'inizio di ogni anno in ciascun comune o frazione serviti e per ciascun grado di concentrazione;
 - b) per le interruzioni con e senza preavviso lunghe originate sulla rete BT, il numero di clienti BT coinvolti nell'interruzione è pari al prodotto del numero di linee o fasi BT disalimentate, rilevato dall'impresa distributrice per ogni interruzione, per il numero medio di clienti BT per linea o fase BT, calcolato all'inizio di ogni anno in ciascun comune o frazione serviti e per ciascun grado di concentrazione.

- 11.3 Nel caso di interruzioni senza preavviso lunghe risolte con rialimentazione progressiva di gruppi di clienti BT, l'impresa distributrice stima il numero di clienti di ogni gruppo di clienti BT progressivamente rialimentato con gli stessi criteri indicati al precedente comma 11.2, sulla base del numero di trasformatori MT/BT progressivamente rialimentati o del numero di linee BT progressivamente rialimentate.
- 11.4 L'impresa distributrice registra la durata dell'interruzione con preavviso o senza preavviso lunga relativa ai clienti BT come periodo ricompreso tra l'inizio dell'interruzione, come definito al precedente articolo 8, e la fine dell'interruzione coincidente:
- a) per le interruzioni con e senza preavviso lunghe originate sulla rete di trasmissione nazionale, sulla rete AT o sulla rete MT, con la rialimentazione definitiva di ogni trasformatore MT/BT interessato;
 - b) per le interruzioni con e senza preavviso lunghe originate sulla rete BT, con la rialimentazione definitiva di ciascun gruppo di clienti BT progressivamente rialimentato o, in mancanza di questo, con la rialimentazione definitiva dell'ultimo cliente BT rialimentato;
 - c) per le interruzioni con origine "sistema elettrico", con le modalità di cui al successivo articolo 12, comma 4.

Articolo 12

Documentazione della fine delle interruzioni

- 12.1 L'impresa distributrice documenta la fine delle interruzioni lunghe o brevi subite dai clienti AT e MT mediante registrazione del sistema di telecontrollo o di altra idonea strumentazione per la registrazione della continuità del servizio, ovvero mediante apposita modulistica nei casi di cui ai commi 8.1 e 8.4.
- 12.2 L'impresa distributrice documenta l'istante di fine delle interruzione lunghe o brevi subite dai clienti BT:
- a) per le interruzioni con e senza preavviso lunghe e senza preavviso brevi originate sulla rete elettrica di trasmissione nazionale, **sulla rete interconnessa a monte**, sulla rete AT e sulla rete MT, ad eccezione delle interruzioni originate negli impianti di trasformazione MT/BT (lato MT), mediante registrazioni del sistema di telecontrollo o di altra idonea strumentazione per la registrazione della continuità del servizio, ovvero mediante apposita modulistica nei casi di cui ai commi 8.1 e 8.4;
 - b) per le interruzioni con e senza preavviso lunghe originate sulla rete BT e negli impianti di trasformazione MT/BT (lato MT), mediante apposita modulistica.
- 12.3 L'impresa distributrice che identifica le interruzioni brevi in base all'intervento di dispositivi automatici considera come istante di fine delle interruzioni brevi l'istante relativo al ciclo di richiusura su cui sono tarate le protezioni intervenute. La stessa impresa è tenuta a fornire evidenza, in sede di controllo tecnico, delle procedure di taratura e verifica periodica delle protezioni.

- 12.4 **Per le interruzioni dovute all'attuazione di piani di distacco programmato, in deroga alle disposizioni di cui ai precedenti commi, l'impresa distributrice può considerare come istante di fine o l'istante di rialimentazione effettivo della linea MT o l'istante corrispondente all'istante di inizio più la durata teorica di interruzione secondo il medesimo piano.**

Articolo 13

Verificabilità delle informazioni registrate

- 13.1 L'impresa distributrice mantiene costantemente aggiornato il registro delle interruzioni.
- 13.2 Ciascuna interruzione è identificata con un codice univoco, al fine di attribuire alla stessa interruzione le informazioni contenute in:
- a) registri di esercizio;
 - b) tabulati o archivi informatizzati del sistema di telecontrollo o di altra idonea strumentazione per la registrazione della continuità del servizio;
 - c) elenchi delle segnalazioni e chiamate telefoniche dei clienti per richieste di pronto intervento;
 - d) rapporti di intervento delle squadre operative;
 - e) documentazione di messa in sicurezza e altra documentazione ritenuta necessaria.
- 13.3 L'impresa distributrice conserva in modo ordinato e accessibile tutta la documentazione necessaria per la verifica della correttezza delle registrazioni effettuate, per un periodo di due anni decorrenti dall'1 gennaio dell'anno successivo a quello in cui la registrazione è stata effettuata.
- 13.4 L'impresa distributrice, ai fini della verificabilità delle informazioni registrate, può avvalersi delle registrazioni mediante ordine funzionale al sistema di telecontrollo di apertura o chiusura di organi di manovra in media tensione non telecontrollati nè asserviti a protezioni o a dispositivi automatici. La registrazione mediante ordine funzionale può avvenire in tempi differiti rispetto agli effettivi istanti di occorrenza, ma comunque entro 10 giorni dall'istante di occorrenza, e deve includere la data e l'ora dell'effettivo istante di occorrenza dell'evento registrato.
- 13.5 Le imprese distributrici che nel corso del periodo di regolazione **2004-2007** abbiano esteso il servizio all'intero Comune o a nuovi Comuni, comunicano all'Autorità entro il 31 marzo **2008** le modalità e i tempi per l'unificazione delle modalità di registrazione delle interruzioni, **anche con riferimento alle disposizioni contenute nel successivo articolo 14**. Le imprese distributrici che si vengano a trovare nelle predette condizioni nel corso del periodo di regolazione **2008-2011** ne danno comunicazione all'Autorità entro il 31 marzo dell'anno successivo alla data di efficacia dell'acquisizione della rete.

Articolo 14

Gradualità degli obblighi di registrazione delle interruzioni

14.1 Le imprese distributrici si dotano di sistemi per la rilevazione del numero reale di clienti BT coinvolti in ciascuna interruzione, comprovata dalla lista dei medesimi, come di seguito specificati:

- a) sistemi in grado di associare ogni cliente BT almeno a una linea BT, identificata in assetto standard della rete BT per interruzioni di qualsiasi origine, e di aggiornare tale associazione tenendo conto delle variazioni di assetto della rete BT per sole espansioni di rete e per variazioni di consistenza dell'utenza BT, in accordo a quanto indicato ai commi successivi; in tal caso, sia le interruzioni relative ad una parte di linea BT sia le interruzioni relative alla singola fase di una linea BT sono da considerarsi come interruzioni dell'intera linea BT in assetto standard;
- b) sistemi in grado di associare ogni cliente BT alla parte di linea BT sottesa a un organo di protezione o sezionamento, con identificazione dell'assetto reale della rete BT per interruzioni di qualsiasi origine e di aggiornare tale associazione tenendo conto delle variazioni di assetto della rete BT per espansioni di rete, per manovre e riparazione di guasti e per variazioni di consistenza dell'utenza BT, in accordo a quanto indicato ai commi successivi; per interruzioni con origini sulla rete BT sono considerati interrotti tutti i clienti BT associati alla parte di linea BT effettivamente interrotta, anche in caso anche in caso di interruzione dovuta all'intervento di protezione unipolari;
- c) sistemi in grado di associare ogni cliente BT ad un punto di consegna BT con identificazione della singola fase, e di aggiornare tale associazione tenendo conto delle variazioni di assetto della rete BT per espansioni di rete, per manovre e riparazione di guasti e per variazioni di consistenza dell'utenza BT, in accordo a quanto indicato ai commi successivi.

14.2 Le imprese distributrici adottano almeno il sistema di cui al precedente comma 14.3, lettera a):

- a) con decorrenza 1 gennaio 2008 per le imprese distributrici con numero di clienti BT superiore a 100.000 alla data del 31 dicembre 2005, aggiornando lo schema di rete BT per sole espansioni e la consistenza dei clienti BT con cadenza almeno semestrale per gli anni 2008 e 2009, almeno trimestrale per il 2010 e mensile dal 2011;
- b) con decorrenza 1 gennaio 2010 per le imprese distributrici con numero di clienti BT compreso tra 50.000 e 100.000 alla data del 31 dicembre 2005, aggiornando lo schema di rete BT per sole espansioni e la consistenza dei clienti BT con cadenza almeno semestrale per il 2010, almeno trimestrale per il 2011 e mensile dal 2012;
- c) con decorrenza 1 gennaio 2011 per le imprese distributrici con numero di clienti BT compreso tra 5.000 e 50.000 alla data del 31 dicembre 2005, aggiornando lo schema di rete BT per sole espansioni e la consistenza dei clienti BT con cadenza almeno trimestrale per il 2011 e mensile dal 2012;
- d) con decorrenza 1 gennaio 2012 per le imprese distributrici con numero di clienti BT inferiore a 5.000 alla data del 31 dicembre 2005, aggiornando lo schema di rete BT per sole espansioni e la consistenza dei clienti BT con cadenza almeno trimestrale per il 2012 e mensile dal 2013.

- 14.3 Per le imprese distributrici che intendono adottare il sistema di cui al comma 14.3, lettera b), oppure lettera c) senza ausilio del sistema di telegestione dei misuratori elettronici, si applicano le date di entrata in vigore indicate al precedente comma 14.4, salvo per le imprese distributrici con numero di clienti BT superiore a 100.000 alla data del 31 dicembre 2005 per le quali l'obbligo di registrazione del numero reale di clienti BT interrotti decorre dall'1 gennaio 2009. Le imprese distributrici che intendono adottare il sistema di cui al comma 14.3, lettera b), garantiscono le medesime scadenze di aggiornamento dello schema di rete BT indicate al comma 14.4 anche per manovre e riparazione di guasti sulla rete BT.
- 14.4 Le imprese distributrici di qualunque dimensione che intendono adottare il sistema di cui al comma 14.3, lettera c), aggiornano lo schema di rete BT per espansioni di rete, manovre e riparazione di guasti e per variazioni di consistenza dell'utenza BT con cadenza continuativa. Per le imprese distributrici di qualunque dimensione che intendono adottare il sistema di cui al comma 14.3, lettera c), tramite l'ausilio del sistema di telegestione dei misuratori elettronici, l'obbligo di registrazione del numero reale di clienti BT interrotti decorre dall'1 gennaio 2010. In via transitoria per gli anni 2008 e 2009 le stesse imprese effettuano, anche con sistemi non automatici, la rilevazione del numero reale di clienti BT soggetti a interruzioni solo quando le stesse sono prolungate oltre gli standard di tempo massimo di ripristino dell'alimentazione che l'Autorità potrà stabilire con apposito provvedimento.
- 14.5 Le imprese distributrici di qualsiasi dimensione possono definire propri sistemi per la rilevazione del numero reale di clienti BT coinvolti in ciascuna interruzione purchè caratterizzati da requisiti funzionali non inferiori a quelli del sistema di cui al comma 14.3, lettera a), e da scadenze di aggiornamento dello schema di rete BT non inferiori a quelle indicate al comma 14.4, ferme restando le date di entrata in vigore ivi indicate.
- 14.6 Le imprese distributrici che adottano il sistema di cui al comma 14.1, lettera a), ai fini del calcolo degli indicatori di continuità del servizio di cui al successivo comma [ex 15], in caso di guasto che interessa una sola parte di linea BT, calcolano il numero di clienti BT effettivamente interrotti in misura pari al 50% del numero dei clienti BT effettivamente allacciati a quella stessa linea BT.**
- 14.7 Le imprese distributrici che adottano i sistemi di cui al comma 14.1, lettere a) e b), ai fini del calcolo degli indicatori di continuità del servizio di cui al successivo comma [ex 15], in caso di guasto monofase o bifase, calcolano il numero di clienti BT effettivamente interrotti in misura pari rispettivamente al 33% e 66% del numero dei clienti BT effettivamente allacciati a quella stessa linea BT.**