

Sintesi delle osservazioni al documento per la consultazione
*“Opzioni per la regolazione della qualità dei servizi elettrici
 nel III periodo di regolazione (2008-2011)”*

Atto n. 16/07

| Elenco dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione | | | | |
|--|-----------------------|---|---|----------------------|
| | Osservazioni generali | Parte I Trasmissione e distribuzione AT | Parte II Distribuzione MT/BT e misura | Parte III Vendita |
| Terna | | X | | |
| Acea | X | X | X | X |
| Aem Milano | X | X | X | |
| Deval | | | X | |
| Enel | X | X | X | X |
| Federutility | X | X | X | X |
| Cittadinanzattiva | X | | | |
| Confartigianato | X | | | |
| Confindustria | X | X | X | X |
| Acea Electrabel | X | | | X |
| Edipower | | X | X | |
| Edison | X | X | | X |
| Eni Div. gas & power | X | | | X |
| Sorgenia | X | | | |
| Anie | | X | X | |

Indice

| | |
|--|-----------|
| Osservazioni generali | 2 |
| Osservazioni specifiche: Parte I (Qualità dei servizi di trasmissione e di distribuzione in alta tensione)..... | 23 |
| 4 Motivazioni tecnico-economiche e obiettivi specifici dell'intervento | 23 |
| 5 Riduzione delle disalimentazioni che non costituiscono incidenti rilevanti | 28 |
| 6 Prevenzione e mitigazione degli incidenti rilevanti | 32 |
| 7 Allineamento della regolazione tra trasmissione e distribuzione in alta tensione..... | 35 |
| 8 Semplificazione delle regole di registrazione delle disalimentazioni AT..... | 37 |
| 9 Valorizzazione dei servizi di mitigazione offerti dai distributori..... | 39 |
| Osservazioni specifiche: Parte II (Qualità dei servizi di distribuzione in media e bassa tensione e di misura)..... | 43 |
| 12 Motivazioni tecnico-economiche e obiettivi specifici dell'intervento | 43 |
| 13 Miglioramento dell'affidabilità delle reti di distribuzione MT/BT..... | 47 |
| 14 Aumento della tutela dei clienti finali che subiscono troppe interruzioni..... | 49 |
| 15 Semplificazione delle regole di registrazione delle interruzioni MT/BT..... | 59 |
| 16 Promozione degli investimenti per la robustezza della rete | 69 |
| 17 Iniziative in materia di qualità della tensione..... | 72 |
| 18 Rafforzamento della tutela dei clienti per gli aspetti di qualità commerciale | 76 |
| 19 Aumento del livello di tutela dei clienti serviti da piccole imprese distributrici | 83 |
| Osservazioni specifiche: Parte III (Qualità del servizio di vendita) | 85 |
| 23 Miglioramento della tempestività di risposta ai reclami dei clienti | 85 |
| 24 Efficacia della regolazione della qualità del servizio in regime di separazione..... | 93 |
| 25 Introduzione di metodi di verifica dei dati di qualità commerciale | 97 |
| 26 Iniziative di comunicazione per la conoscenza degli standard di qualità..... | 98 |

Osservazioni generali

| | |
|------|---|
| Acea | <p>Il documento introduce molti aspetti innovativi rispetto alla normativa attualmente in vigore in materia di qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. L'introduzione di una regolazione non più focalizzata solo sulla riduzione della durata cumulata delle interruzioni, ma che sia finalizzata anche alla riduzione del numero delle stesse, introduce una forte discontinuità rispetto alla precedente regolazione e comporta per i distributori la necessità di prevedere investimenti aggiuntivi, soprattutto di tipo strutturale, per migliorare l'affidabilità della rete. Infatti gli interventi necessari a perseguire tale obiettivo prevedono l'introduzione di sistemi e tecnologie molto onerosi quali il passaggio da neutro isolato a neutro compensato sulla rete MT, l'accorciamento delle semidorsali MT, che spesso richiede la realizzazione di nuove cabine primarie o la riduzione del raggio d'azione delle esistenti, e l'adozione di automatismi per la selezione del tronco guasto.</p> <p>In questi anni Acea ha aumentato considerevolmente gli investimenti sulla base delle esigenze di rete e nel rispetto delle priorità conseguenti al meccanismo indotto dalla regolazione. Tuttavia ancora non si è potuto beneficiare appieno degli effetti che si stanno manifestando con una naturale isteresi, generata anche dalle complessità del territorio servito. In tale contesto la Società verrebbe ulteriormente sollecitata a modificare "in corso d'opera" priorità e strategie d'investimento con il rischio di disperdere su più fronti le proprie risorse economiche. Lo scenario che si è venuto a delineare nel nostro paese è che l'Operatore dominante, rispetto alla maggioranza delle altre imprese di distribuzione, è riuscito da tempo a stanziare una quota parte dei propri investimenti mirata al miglioramento dell'affidabilità delle reti trovandosi ad oggi già in una fase avanzata nel lungo processo di realizzazione di tali interventi. Invece alcuni distributori, tra cui questo operatore, nonostante gli sforzi profusi, non sono riusciti tuttora a conseguire i miglioramenti auspicati dall'Autorità sul contenimento della durata delle interruzioni. Pertanto l'introduzione di una regolazione incentivante secondo un meccanismo di premi e penali anche sul numero delle interruzioni, rischia di penalizzare ulteriormente proprio questi ultimi distributori, che tra l'altro non beneficiano di "compensazioni" su scala nazionale, drenando quelle risorse economiche che sono necessarie in questa fase per colmare il ritardo rispetto ai distributori caratterizzati da migliori indicatori di continuità del servizio, prossimi agli obiettivi stabiliti dall'Autorità. Inoltre, ribadisce che l'assenza di un quadro di revisione del sistema tariffario per il prossimo periodo regolatorio introduce maggiori</p> |
|------|---|

| | |
|--|--|
| | <p>difficoltà nella valutazione della sostenibilità economica degli interventi che le diverse imprese dovrebbero realizzare. Propone, dunque, di mantenere ancora per il prossimo periodo di regolazione l'obiettivo di riduzione delle sole durate cumulate (osserva, comunque, che come rilevato dall'Autorità stessa, anche il numero medio delle interruzioni si è sempre ridotto nel tempo, seppur in proporzione minore, come effetto secondario degli interventi realizzati dai distributori per il contenimento delle durate). In tal modo si potrebbe utilizzare il prossimo periodo regolatorio per monitorare con particolare attenzione questi nuovi parametri per stabilire i livelli di partenza ed il trend di miglioramento sul numero delle interruzioni, da introdurre a partire dal 2012.</p> <p>In merito alla proposta di introdurre, a partire dal 2010, una regolazione che preveda indennizzi automatici ai clienti alimentati in BT che subiscono un numero di interruzioni lunghe superiore ad uno standard prefissato, evidenzia, come già esposto in altre occasioni, l'opportunità di prevedere per tale scadenza l'entrata in vigore di questa regolazione senza la conseguente corresponsione degli indennizzi ai clienti, in modo da poter efficacemente testare i sistemi innovativi che i distributori hanno previsto per il rilievo dei clienti BT effettivamente interrotti in ottemperanza alla delibera 122/06, ed evitare così anche il rischio dell'insorgere di possibili contenziosi con gli stessi. L'auspicato rinvio consentirebbe anche di osservare e sperimentare in che misura i distributori possano effettivamente intervenire sul contenimento del numero delle interruzioni ricordando, come precedentemente esposto, che gli investimenti di tipo strutturale necessari al miglioramento delle reti necessitano di tempi lunghi per la loro realizzazione e per fornire i primi ritorni.</p> <p>Inoltre, in merito alla proposta dell'Autorità di rendere obbligatoria l'attuale natura opzionale del meccanismo di riduzione della durata cumulata delle interruzioni attribuite a terzi, evidenzia la contrarietà della scrivente in quanto, soprattutto nelle aree metropolitane come quella servita da Acea, la complessa gestione del sottosuolo e l'elevato numero degli operatori coinvolti non consente sempre un efficiente coordinamento degli interventi, determinando un'elevata probabilità di danneggiamento dei sottoservizi senza che possano essere messe in atto forme di controllo, di prevenzione o mitigazione da parte del distributore. Ribadisce, pertanto, l'opportunità di non prevedere alcuna modifica alla regolazione in merito alle cause esterne attualmente in vigore.</p> <p>Per quanto riguarda gli aspetti inerenti la qualità commerciale ritiene necessario, prima che abbia inizio il prossimo periodo regolatorio (2008 – 2011), che l'Autorità precisi ruoli e obblighi di distributori e venditori, dopo la scadenza del primo luglio 2007, con particolare riguardo alle attività di richiesta e di esecuzione delle prestazioni commerciali. Ritiene altresì necessario che l'Autorità faccia decorrere dal prossimo periodo regolatorio le nuove disposizioni in materia di</p> |
|--|--|

| | |
|------------|---|
| | <p>verifiche ispettive di cui al documento di consultazione del 24 ottobre 2006, considerando, però, un congruo periodo di sperimentazione, che si propone di almeno due anni, viste le implementazioni occorrenti in materia di registrazioni informatiche e di tenuta di archivi documentali. Infine evidenzia la criticità derivante dal limitato lasso temporale, a decorrere dall'emissione della nuova deliberazione, in cui sarà necessario rivedere, aggiornare e testare tutti i sistemi informativi aziendali per recepire le molteplici novità sinora emerse e che potrebbero costituire la nuova regolazione che avrà decorrenza a partire dal 1° gennaio 2008. A tal fine è auspicabile una tempestiva comunicazione da parte dell'Autorità delle regole di registrazione che saranno mano a mano codificate nel corso del processo di consultazione in atto.</p> |
| Aem Milano | <p>Rileva che le opzioni di regolazione proposte dall'Autorità per il III periodo regolatorio comportano l'introduzione di novità, alcune delle quali sono state già in parte trattate in precedenti consultazioni, e ancora in fase di definizione, che qualora venissero adottate comporterebbero notevoli impatti, di carattere operativo ed economico, sugli operatori coinvolti.</p> <p>In particolare, rileva che qualora l'Autorità ritenesse opportuno introdurre una regolazione basata su parametri ulteriori rispetto a quelli attualmente soggetti a regolazione, come ad esempio la proposta di regolare la continuità del servizio non più solo in relazione alla durata delle interruzioni ma anche attraverso il monitoraggio del numero delle stesse, è prevedibile la necessità di pianificare nuovi investimenti, anche di tipo strutturale, e di rivedere, almeno in parte, le strategie imprenditoriali e gestionali attualmente adottate dagli operatori. Ad oggi, infatti, gli operatori sono stati impegnati in investimenti pluriennali finalizzati a ridurre la durata delle interruzioni subite dai clienti finali, trasformando le stesse da interruzioni lunghe in interruzioni brevi (non soggette ai meccanismi di premi/penalità).</p> <p>L'introduzione di una nuova regolazione basata sulla riduzione del numero delle interruzioni lunghe e brevi subite dal cliente potrebbe essere affrontata solo a fronte di investimenti dedicati. Per tali motivi ritiene opportuno che gli interventi regolatori, soprattutto qualora comportino investimenti di tipo strutturale, debbano prevedere un lasso di tempo che consenta agli operatori di effettuare scelte ponderate e di disporre di tempi utili per adeguare sistemi e strutture, nonché per realizzare gli investimenti necessari a modificare i fattori che insistono sugli obiettivi perseguiti dalle nuove disposizioni normative, nell'ottica di un raggiungimento graduale degli obiettivi stessi.</p> <p>Sembra, inoltre, opportuno garantire un meccanismo specifico e certo di remunerazione degli investimenti affrontati dagli operatori, oltre che dei maggiori costi di gestione derivanti dagli ulteriori adempimenti previsti.</p> <p>Un'ulteriore criticità potrebbe determinarsi, inoltre, in relazione alle tempistiche di entrata in vigore dei nuovi obiettivi. Qualora, come</p> |

| | |
|------|---|
| | <p>prevedibile, il provvedimento venisse emanato, nella sua forma definitiva, a ridosso della decorrenza del prossimo periodo regolatorio, il tempo a disposizione delle imprese di distribuzione per ottemperare alle nuove richieste di regolazione sarebbe estremamente ridotto tenuto conto dei tempi di pianificazione dei nuovi investimenti.</p> <p>Ritiene, inoltre, essenziale un coordinamento tra la regolazione della qualità/continuità del servizio e la regolazione tariffaria.</p> <p>Per quanto riguarda le proposte formulate dall'Autorità in merito alla regolazione della qualità del servizio di vendita, si richiamano le stesse osservazioni di carattere generale sopra indicate con riferimento alla regolazione della continuità, relativamente alla necessità di tempi congrui per l'adeguamento degli applicativi e delle procedure, oltre che alla necessità di garantire adeguata copertura degli oneri che ne derivano.</p> |
| Enel | <p>Enel ritiene che la regolazione della qualità del servizio nel terzo periodo regolatorio debba rispondere soprattutto a criteri di semplicità, sia nei rapporti con i clienti, sia per quanto concerne i processi interni ed esterni all'azienda (es. registrazione e verifica dei dati da parte dell'Autorità).</p> <p>Da un punto di vista economico la nuova regolazione deve basarsi:</p> <ul style="list-style-type: none"> – prevalentemente su meccanismi incentivanti con premi e penali, sulla base dei livelli di qualità raggiunti in relazione a livelli di qualità obiettivo; – su forme di incentivazione per investimenti specifici strutturali che, pur migliorando la qualità e la sicurezza complessiva del sistema non sono incentivati, o sono scarsamente incentivati, dai meccanismi di premi/penali. Si riferisce, in particolare, ad investimenti strutturali di prevenzione/mitigazione di eventi rari il cui verificarsi comporterebbe gravi conseguenze sul sistema elettrico e agli investimenti i cui effetti sulla qualità del servizio si manifestano su un ciclo temporale lungo. <p>Ovviamente, la quantificazione degli incentivi per la qualità deve essere effettuata nel contesto della revisione tariffaria. Enel ritiene che sia necessario innalzare la remunerazione del capitale investito, rendendo nel contempo più trasparente i meccanismi di riconoscimento in tariffa.</p> <p>Nel corso del secondo periodo regolatorio, Enel ha più volte lamentato un livello insufficiente di riconoscimento degli investimenti in tariffa (ricavi tariffari pari al 75% degli investimenti).</p> <p>Dopo un periodo in cui le imprese elettriche hanno perseguito principalmente l'obiettivo di riduzione dei costi, occorre innalzare, analogamente a quanto accaduto in Gran Bretagna, il livello degli investimenti sulla rete elettrica fornendo adeguati incentivi alle imprese.</p> <p>Per ridurre ulteriormente la durata e il numero di interruzioni sono necessari, come riconosciuto dalla stessa Autorità, investimenti strutturali (cabine primarie, per diminuire il numero di utenti interessati</p> |

da un singolo evento, sostituzione di linee aeree in conduttori nudi con linee in cavo, effettuazione di controalimentazioni in MT, per ridurre i tempi di disalimentazione, etc.), caratterizzati da costi unitari alti e da tempi di progettazione, approvvigionamento e realizzazione lunghi. Pertanto il miglioramento dei parametri di continuità nel prossimo periodo di regolazione sarà necessariamente più lento e richiederà investimenti molto più elevati. Di conseguenza, i livelli tendenziali dovranno decrescere più lentamente e l'insieme della remunerazione degli investimenti e dell'entità degli incentivi dovrà essere nettamente superiore ai periodi precedenti, se si vorrà sostenere il cambiamento strutturale della rete.

Su alcune proposte di regolazione l'Autorità sembra esprimere nel documento un orientamento più netto.

Tra questi, Enel non condivide:

- l'introduzione di uno standard individuale sul numero massimo di interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti BT, in conseguenza degli elevati costi gestionali e del rischio elevato di contenzioso con i clienti;
- l'introduzione di un nuovo standard individuale sul numero massimo di interruzioni lunghe e brevi per i clienti MT prima dell'adeguamento dei loro sistemi di protezione (su cui è necessario intraprendere una capillare azione di sensibilizzazione);
- la proposta di trasferimento obbligatorio e sistematico in BT di tutti i clienti MT con potenza inferiore a 100 kW con trasformatori su palo e su cabine MT/BT in elevazione, senza una adeguata valutazione dei benefici, valutazione che può essere effettuata solo dall'impresa relativamente ai singoli casi;
- il conteggio delle interruzioni lunghe con preavviso successive alla prima ai fini della verifica del rispetto degli standard individuali sul numero massimo di interruzioni per cliente.

Ritiene infine indispensabile evidenziare che la regolazione sugli eventi eccezionali e sulle interruzioni estese, messa in consultazione dall'Autorità, non possa essere definita in maniera anticipata rispetto al resto della regolazione generale della qualità del servizio elettrico per il III periodo regolatorio, ma debba rientrare nello stesso processo, per le fortissime implicazioni gestionali che comporta, e per seguire i medesimi principi guida che saranno stabiliti dal processo in esame. E' inoltre importante che la regolazione della qualità del servizio, compresa quella relativa agli eventi eccezionali, sia emanata congiuntamente alla regolazione tariffaria per le forti implicazioni economiche che essa presenta.

A tale proposito segnala, ad esempio, che solo con riguardo alla qualità commerciale, le proposte contenute nel documento di consultazione inerenti la trasformazione di gran parte degli indicatori generali in indicatori specifici, comporterebbero l'erogazione di circa 86.000 indennizzi a fronte di circa 70.000 indennizzi erogati con la regolazione in vigore nell'anno 2006 (+ 22%).

| | |
|--------------|--|
| | <p>Fra l'altro, le nuove proposte di regolazione della qualità implicherebbero anche una modifica radicale dei sistemi di gestione ed una conseguente maggiore complessità operativa.</p> <p>Osservazioni specifiche.</p> <p>Prestazioni da non rendicontare: appare opportuno escludere dall'ambito delle attività da assoggettare alla regolazione della qualità commerciale le seguenti attività: (i) gli spostamenti degli impianti che non originano dalla presa del cliente o che sono relativi ad una presa cessata; (ii) le lottizzazioni. Nel primo caso il rapporto è regolato 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 del servizio, 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.</p> <p>Canali comunicativi previsti dall'esercente: il rispetto dei termini previsti dalla regolazione della qualità commerciale deve valutarsi riferendosi, esclusivamente, alle richieste che i clienti indirizzano correttamente ai canali appositamente predisposti dagli esercenti. Fermo restando l'obbligo a dare esecuzione a tutte le richieste comunque pervenute, la qualità non può essere garantita per le richieste che non utilizzano i canali previsti.</p> <p>Riallaccio con telegestione: Enel ha adottato la procedura di riduzione della potenza disponibile ai clienti morosi, in luogo del distacco totale. Questa circostanza, che senza dubbio allevia il disagio dell'utente, ha comportato però una perdita di tempestività nel pagamento delle bollette insolute, ingenerando problemi non indifferenti alla tempestività del riallaccio. Accade infatti che per molti clienti la potenza ridotta consente un livello di utilizzo accettabile per gran parte degli usi quotidiani e, pure effettuando le riduzioni di potenza ad inizio settimana, un numero consistente di dimostrati pagamenti pervengono nei giorni di venerdì, al termine della settimana lavorativa, 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. Propone, quindi, di modificare l'articolo 53.1 dell'attuale testo integrato per la qualità del servizio elettrico, al fine di consentire, in alternativa al distacco, la possibilità di ridurre la potenza disponibile al cliente e, in tali casi, prevedere che la successiva riattivazione, sia garantita entro 1 giorno lavorativo (anziché feriale), cioè esclusivamente dal lunedì al venerdì, non conteggiando, quindi, a tale scopo, i giorni di sabato e di domenica.</p> |
| Federutility | <p>Continuità</p> <p>Con riferimento alle imprese che svolgono il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, rileva che le opzioni di regolazione proposte dall'AEEG per il III ciclo regolatorio introducono diverse novità, non</p> |

| | |
|--|---|
| | <p>tutte trattate nel presente documento di consultazione (vedi interruzioni prolungate/estese, regole tecniche di connessione, robustezza della rete, etc.) - peraltro attualmente ancora non definite - che possono determinare notevoli impatti, di carattere operativo ed economico, sugli operatori coinvolti. In particolare, rileva che qualora l’Autorità volesse regolare parametri (ad es. il numero interruzioni) ulteriori rispetto a quelli attualmente soggetti a regolazione, sono prevedibili consistenti investimenti, anche di tipo strutturale, da parte dei gestori delle reti di distribuzione.</p> <p>Inoltre l’assenza di un quadro di revisione del sistema tariffario per il prossimo periodo regolatorio, introduce maggiori difficoltà nella valutazione della sostenibilità economica degli interventi che le diverse imprese dovrebbero realizzare.</p> <p>Un ulteriore criticità verrebbe a determinarsi, inoltre, in relazione a riferimenti temporali troppo ravvicinati di entrata in vigore dei nuovi obiettivi; qualora, come prevedibile, il provvedimento finale fosse emanato a ridosso della decorrenza del prossimo periodo regolatorio, il tempo a disposizione delle imprese per ottemperare alle nuove richieste di regolazione sarebbe minimo.</p> <p>Per i motivi sopra esposti, si ritiene indispensabile che gli interventi regolatori, soprattutto qualora comportino investimenti di tipo strutturale, debbano almeno prevedere:</p> <ul style="list-style-type: none"> – un lasso temporale che consenta agli operatori di effettuare scelte ponderate e di disporre dei tempi utili per adeguare sistemi informativi, strutture e procedure, nonché per realizzare gli investimenti necessari a modificare i fattori che insistono sugli obiettivi perseguiti dalle nuove disposizioni normative, nell’ottica di un raggiungimento graduale degli obiettivi stessi; – obiettivi di regolazione e finalità strategiche stabili nel tempo, tali da consentire il completamento (per tutti gli operatori) degli interventi avviati ed il ritorno - sia in termini economici che di risultati - sugli investimenti sostenuti; – meccanismi specifici e certi per la remunerazione degli investimenti e per la copertura dei maggiori costi di gestione derivanti dagli ulteriori adempimenti previsti. <p>A maggior chiarimento di quanto indicato, evidenzia che:</p> <ul style="list-style-type: none"> – nel periodo di regolazione che volge al termine, le imprese sono state impegnate in investimenti finalizzati al contenimento della durata delle disalimentazioni della fornitura, per cui le azioni intraprese sono state focalizzate prevalentemente sulla mitigazione degli effetti di tali eventi, quindi sulla loro durata. La priorità imposta dall’attuale meccanismo di premi/penalità ed il livello di interventi realizzati, non accompagnato da un diretto riconoscimento economico degli sforzi così sostenuti, non ha consentito ad imprese con capacità di investimento diverse da quelle dell’Operatore dominante di intervenire decisamente anche sulle cause che hanno determinato le disalimentazioni e quindi, |
|--|---|

| | |
|--|--|
| | <p>indirettamente, sul numero di queste. Da un primo confronto di Federutility con le Associate risulta, infatti, che gli investimenti effettuati – e tutt’ora in corso – non hanno potuto incidere sulla riduzione del numero di interruzioni, per cui l’orientamento dell’Autorità verso una regolazione di tale parametro comporta, per le imprese, la necessità di pianificare nuovi investimenti e di rivedere, almeno in parte, le strategie imprenditoriali e gestionali da esse ad oggi adottate. Vale la pena ricordare che tali interventi prevedono l’introduzione di sistemi e tecnologie onerose quali, a titolo esemplificativo, la bobina di Petersen o automatismi per la selezione del tronco guasto. A questo proposito ritiene quindi importante dedicare alla materia in questione ulteriori approfondimenti e confronti, anche tra la stessa Autorità e gli operatori, utili a definire l’opportunità, in termini di costi/benefici, della introduzione di tale regolazione, in virtù di una attenta analisi degli attuali livelli di tale parametro, della copertura economica a disposizione per gli interventi necessari, e del grado di incidenza sui conseguenti costi per il sistema;</p> <ul style="list-style-type: none"> – in virtù di quanto sopra esposto, ritiene non opportuno prevedere l’avvio di un meccanismo di standard e indennizzi ai Clienti BT coinvolti da disalimentazioni e riferito al numero di interruzioni subite, prima ancora di aver osservato e sperimentato in che misura le imprese possono realmente intervenire sul contenimento di tale fattore. Ricollegandosi a quanto osservato in precedenza, evidenzia che investimenti di tipo strutturale necessitano di un periodo di tempo congruo sia per essere avviati sia per produrre i primi effetti. A titolo esemplificativo, con riferimento alla modifica dell’esercizio della rete MT da neutro isolato a neutro compensato, osserva che considerando solo i tempi necessari per avviare l’investimento, reperire le apparecchiature necessarie (bobine di Petersen) ed ultimare la installazione delle stesse bobine sull’intera rete gestita – ricordando che la normativa attuale, per tale attività, prevede un preavviso di 6 mesi per l’utente interessato – appare opportuno considerare l’anno 2010 come momento eventualmente utile per valutare l’introduzione della regolazione sul numero e non, come proposto dall’Autorità, come limite temporale per la decorrenza della nuova regolazione relativa agli indennizzi, seppure con un avvio graduale in funzione delle dimensioni aziendali; – in linea di principio, prendendo spunto dagli aspetti sopra affrontati per ribadire un concetto di carattere generale valido per la regolazione in genere, si esprime una forte contrarietà in merito a quanto sostenuto dall’AEEG 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). Sottovalutare tale rischio in funzione di considerazioni |
|--|--|

| | |
|--|--|
| | <p>rivolte unicamente alla situazione prevalentemente presente su scala nazionale e quindi, indirettamente, agli investimenti intrapresi dal principale esercente di distribuzione, comporta una discriminazione nei confronti dei restanti operatori i quali, in assenza di una specifica regolazione al riguardo, si troverebbero in grave difficoltà a causa di disposizioni che si baserebbero, almeno per tali aspetti, sulle scelte dell'operatore principale. Di conseguenza, tali esercenti si troveranno nella condizione di dover impiegare consistenti risorse per "sanare" un ritardo non prevedibile, con svantaggi evidenti sia per le imprese stesse sia per gli utenti da esse alimentati. Ricorda infine che in virtù degli attuali meccanismi e della loro applicazione, diversamente da Enel, le differenze dovute alla diversa economia di scala (es. contatore elettronico), e i costi non intercettati da modelli tariffari standardizzati sui "numeri" dell'operatore dominante, determinano per alcune nostre imprese difficoltà per la mancanza di un pieno riconoscimento dei costi indotti dalla regolazione, e sostenuti in questi anni (vedi perequazioni specifiche);</p> <ul style="list-style-type: none"> - con riferimento alla auspicata copertura degli oneri sostenuti dagli esercenti per l'adeguamento alle nuove disposizioni, in considerazione del fatto che è lo stesso Regolatore a indurre gli operatori ad effettuare i nuovi investimenti sopra richiamati, ritiene che il coordinamento tra la regolazione della qualità/continuità del servizio e la regolazione tariffaria debba essere "reale" e tempestivo, per cui non condivide la previsione di remunerare tali investimenti mediante meccanismi incentivanti del tipo "premi/penalità". Detta copertura deve avvenire tramite gli appositi strumenti tariffari, che consentano la remunerazione effettiva di investimenti strutturali sulla rete, salvo poi prevedere forme di penalizzazione/incentivazione in funzione dei risultati ottenuti dagli operatori; - inoltre, in considerazione del fatto che, ad oggi, non tutte le imprese hanno ottenuto i miglioramenti auspicati in termini di riduzione della durata delle disalimentazioni, nel caso in cui l'Autorità voglia confermare i propri orientamenti enunciati nel documento e volti ad affiancare alla regolazione della durata quella del numero, ritiene opportuno che i nuovi meccanismi introdotti consentano agli operatori attualmente "in ritardo" - rispetto al raggiungimento degli obiettivi fissati nel presente periodo regolatorio - di colmare il gap esistente senza ulteriori aggravii, anche al fine di evitare di sottrarre risorse necessarie per l'adempimento delle nuove prescrizioni; - in ultimo evidenzia che le valutazioni espresse nel presente documento dovranno opportunamente essere integrate una volta definiti alcuni aspetti del quadro regolatorio ancora in discussione e già richiamati in precedenza (interruzioni estese, etc.). |
|--|--|

| | |
|--|---|
| | <p>Qualità commerciale</p> <p>Per quanto riguarda le proposte formulate dall’Autorità in merito alla regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e vendita, rileva criticità da un lato riconducibili ad osservazioni di carattere generale comuni anche alla regolazione della continuità – ad es. in merito alla necessità di tempi congrui per l’adeguamento degli applicativi e delle procedure ed alla copertura degli oneri conseguenti (in particolare si pensi ai potenziali impatti, anche dal punto di vista informatico, derivanti dall’introduzione di nuovi indicatori specifici in sostituzione di indicatori generali) - dall’altro derivanti dalla situazione contingente che caratterizza il quadro regolatorio e normativo relativo all’attività di vendita. In particolare evidenzia che le opzioni di regolazione proposte presuppongono interventi normativi volti alla separazione societaria tra venditore e distributore, in analogia a quanto già avvenuto nel settore del gas. Da tale assunzione derivano una serie di proposte finalizzate all’introduzione di nuovi standard (o al rafforzamento di standard esistenti) e di procedure mutuare dal settore gas, in merito alle quali, tuttavia, risulta difficoltoso fornire valutazioni – anche solo di merito – stante la citata carenza normativa. In aggiunta alle considerazioni di tipo generale sopra riportate, osserva inoltre che:</p> <ul style="list-style-type: none"> – affinché le proposte dell’Autorità siano attuabili, è necessario individuare chiaramente quali prestazioni possono essere richieste, dal cliente finale al distributore oppure al venditore, nonché definire uno standard di comunicazione tra detti soggetti. In merito a quest’ultimo aspetto, rileva che l’Autorità propone di riprendere quanto già predisposto in merito nel settore gas, trascurando però il fatto che, al momento, il gruppo di lavoro istituito presso la stessa Autorità sui medesimi temi è nella fase iniziale dei lavori. Inoltre, è auspicabile estendere la partecipazione a tale tavolo anche ai rappresentanti delle Aziende elettriche, al fine di evitare asimmetrie normative tra i due settori regolati, quanto meno relativamente alle disposizioni regolatorie applicabili ad entrambi i settori; – le opzioni formulate dall’Autorità sono state predisposte a seguito dell’analisi dei dati di qualità commerciale riferiti all’anno 2005; è opportuno verificare – come previsto dalla stessa Autorità nella seconda fase di consultazione – se l’andamento dei parametri della qualità nell’anno 2006 confermerà oppure no il trend registrato nell’anno 2005, per cui osservazioni di maggior dettaglio saranno possibili solo a valle dell’analisi dei dati di qualità commerciale relativi all’anno 2006; – in merito alla previsione di estendere al settore elettrico il metodo di verifica dei dati di qualità commerciale già sperimentato sul settore gas, Federutility intende ribadire la propria contrarietà in merito riassumendo, nel seguito, le considerazioni già svolte in occasione della consultazione Autorità su tali temi. Le perplessità segnalate derivano sostanzialmente dalla considerazione che i criteri alla base del metodo di verifica sembrano privilegiare |
|--|---|

| | |
|-------------------|--|
| | <p>essenzialmente aspetti formali di qualità - relativi alla registrazione e gestione “documentale” del dato – e quindi funzionali prevalentemente ad un controllo sui dati stessi piuttosto che ad una reale verifica della qualità del servizio offerto. Tra l’altro, si è rilevata la mancanza di un confronto con gli operatori in merito alle risultanze delle verifiche sperimentali condotte sia nei confronti delle aziende del settore elettrico che del gas, per cui Ferderutility aveva a suo tempo proposto all’Autorità l’apertura di un tavolo su tali aspetti. In ogni caso, auspicando un accoglimento dell’Autorità dei suggerimenti forniti nel citato documento di osservazioni, si propone di prevedere un periodo sperimentale (di almeno 2 anni) che preceda l’estensione al settore elettrico del metodo in discussione, in analogia a quanto avvenuto nel settore gas;</p> <ul style="list-style-type: none"> – relativamente alla documentazione o certificazione che il distributore o il venditore sono tenuti a produrre al fine di dimostrare, nei confronti dell’Autorità, l’avvenuto rispetto di alcune procedure, rileva un appesantimento degli oneri a carico degli operatori, in virtù del fatto che le nuove disposizioni sembrano richiedere una produzione notevole di materiale cartaceo, in contrasto con le recenti evoluzioni dei processi informativi aziendali, progressivamente orientati – come riconosciuto dalla stessa Autorità - verso l’adozione di procedure e tecnologie sempre più informatizzate, anche a vantaggio di una riduzione dei tempi e dei costi ad esse sottostanti. E’ pertanto opportuno che l’Autorità, in fase di definizione della normativa per il prossimo periodo regolatorio, definisca in maniera chiara le casistiche per le quali risulti necessario il documento cartaceo, nonché i relativi contenuti; – è opportuno, inoltre, tenere presente che nei prossimi anni avverrà una installazione graduale dei contatori elettronici, per cui coesisteranno due sistemi – con relative procedure – per i clienti in bassa tensione, che potranno presentare: <ul style="list-style-type: none"> ▪ contatori meccanici o contatori elettronici non ancora telegestiti; ▪ contatori elettronici telegestiti (nel caso di misure dirette). Tale situazione impatterà sicuramente nella rendicontazione di alcuni indicatori (ad es. attivazione/disattivazione della fornitura), e si auspica fin da ora particolare attenzione da parte dell’Autorità verso tali aspetti. |
| Cittadinanzattiva | <p>Premessa</p> <p>In vista della completa liberalizzazione della domanda prevista per il 1 luglio 2007 Cittadinanzattiva ritiene che sia fondamentale contrapporre alle dinamiche di mercato tipiche di un regime concorrenziale, base fondamentale per garantire una reale libertà di scelta ai cittadini-consumatori, un sistema adeguato di controlli a tutela a favore dell’utente finale al fine di assicurare un graduale passaggio dal vecchio al nuovo regime che non incida in maniera iniqua sui costi che gli utenti stessi saranno tenuti a sostenere. Il contenimento dei costi per</p> |

gli utenti è per Cittadinanzattiva cosa molto importante, ma è altrettanto importante, a fronte del mantenimento di un adeguato livello di prezzi tariffari, prevedere un sistema di controllo e tutela che non penalizzi la qualità del servizio, altro elemento fondamentale nel rapporto tra cittadino e servizio di pubblica utilità. Trovare pertanto il giusto equilibrio tra soluzioni che non incidano in maniera sensibile sul livello dei prezzi tariffari ma che al tempo stesso garantiscano un livello di qualità del servizio in linea con il resto dei paesi occidentali, è una prerogativa assoluta a cui tutti siamo tenuti ad assolvere. Il documento di consultazione in esame propone soluzioni che a parere di Cittadinanzattiva possano ottemperare alle suddette esigenze, anche se ritiene urgente ed imprescindibile un tempestivo intervento governativo in materia al fine di adeguare compiutamente il nostro ordinamento alle Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE. In assenza di intervento governativo in materia non si può far altro che limitare il rischio di una distorsione dei benefici legati ad un sistema di mercato libero oltre che rendere provvisorio e di incerto sviluppo ogni provvedimento regolatorio lasciato alla sola competenza dell'Autorità.

Valutazione del documento

Il documento in esame, molto corposo ma ben articolato, investe una serie di tematiche che interessano trasversalmente tutto il tema della qualità dei servizi elettrici, sia dal punto di vista qualitativo dell'utenza finale (utenza in BT, MT e AT) sia dal punto di vista qualitativo dell'offerta (trasmissione, distribuzione e vendita).

Per questo motivo Cittadinanzattiva ha ritenuto opportuno concentrare il suo contributo solo nelle parti (II e III) in cui l'analisi risultava finalizzata ad analizzare e regolare aspetti strettamente connessi temi nei quali poter spendere la propria competenza e/o riguardanti le utenze domestiche, prevalentemente in BT, e la qualità del servizio riferita ad esse, essendo queste le utenze che meglio identificano la rappresentatività della nostra azione.

Parte II

Nell'analisi puntuale degli obiettivi è assolutamente in linea con quanto previsto dall'Autorità e quindi si pronuncia positivamente sui quesiti Q.10, Q.11, Q.12, Q.13, in quanto estendere forme di tutela già collaudate e che hanno già esplicitato la loro funzione in maniera soddisfacente anche alle utenze "minori" sembra quanto mai opportuno.

Quanto previsto in relazione al quesito Q.14 è condivisibile a patto però che questa semplificazione attenga più che altro alla forma e alle procedure più che alla sostanza. Segnala inoltre un aspetto che non può essere trascurato e cioè il grave ritardo (soprattutto nelle grandi città) che accusano le aziende nel programma di sostituzione dei vecchi misuratori analogici con quelli digitali che consentono la telegestione. Questo elemento potrebbe causare gravi disagi a chi, non ancora in

| | |
|--|--|
| | <p>possesso della nuova tecnologia, sia catapultato in un sistema di tutela ancora più vacuo.</p> <p>Nell'ottica della futura apertura dei mercati sembra assolutamente necessario sposare anche le proposte oggetto dei quesito Q.16 in quanto non prevedere una estensione di tali forme di tutela anche a soggetti definiti "minori" ma che potranno a tutti gli effetti dialogare con gli stessi termini con le utenze finali, rischierebbe di creare un "vuoto qualitativo" rischioso e gravissimo.</p> <p>Quanto alla migliorabilità del servizio di distribuzione (Q.17) è doveroso pensare soluzioni che, come già auspicato in premessa, conservino un giusto equilibrio tra costi e benefici e a parere di Cittadinanzattiva prevedere forme incentivanti al non peggioramento come quelle previste dalla soluzione 3.C sia il compromesso migliore. Pertanto si dichiara favorevole a tale soluzione.</p> <p>Per quanto riguarda le interruzioni del servizio condivide l'impostazione dell'Autorità (Q.18), e circa le opzioni proposte (Q.19), seppur la soluzione 4.B sembri la più valida in termine di benefici, il timore che i maggiori costi che questa soluzione comporti vengano in toto trasferiti in bolletta fa propendere per la soluzione 4.A.</p> <p>(Q.20) Prevedere, inoltre, un termine di preavviso maggiore ritiene sia oltremodo opportuno. Un termine valido può essere di 5 giorni espresso in giorni lavorativi perché così facendo si potrebbe offrire un valido elemento per consentire a tutti gli utenti di BT che utilizzano la fornitura per scopi lavorativi, di pianificare adeguatamente il loro flusso produttivo energivoro tarandolo su scala settimanale ed adeguandolo al contesto relazionale nel quale operano.</p> <p>Assolutamente d'accordo inoltre sulla necessità di computare anche le interruzioni con preavviso nella valutazione del mantenimento degli standard al fine di evitare il concentrarsi delle interruzioni sulla stessa utenza (Q.21).</p> <p>Passando agli aspetti inerenti la qualità commerciale dell'offerta Cittadinanzattiva non può prescindere dalla considerazione già fatta sullo stato di attuazione del programma di sostituzione dei misuratori elettronici. Essendo questo strumento funzionale a diversi aspetti di regolazione della qualità commerciale dei servizi di fornitura (come tra l'altro riconosciuto dalla stessa Autorità in vari punti tra i quali il 18.9, pag. 60 del documento di consultazione in oggetto), ritiene che sia opportuno innanzi tutto operare una ricognizione puntuale dello stato dell'arte di questo programma e poi operare nei termini previsti dall'Autorità per quanto riguarda i tempi e le modalità di erogazione dei servizi e prestazioni da parte dell'azienda fornitrici dei servizi elettrici (Q.34-Q39) in particolar modo sulla previsione di standard specifici per la verifica della tensione.</p> <p>(Q.40, Q.41) E' d'accordo sull'estensione della regolamentazione anche alle imprese di minori dimensioni per gli stessi motivi già sopra enunciati.</p> |
|--|--|

| | |
|-----------------|---|
| | <p>Parte III</p> <p>In riferimento alla parte relativa il servizio di vendita occorre considerare, come sottolinea giustamente la stessa Autorità, che seppur la previsione sia quella di un mercato in concorrenza perfetta lo stato attuale delle cose ci consegna una situazione in cui l'assetto del mercato non sia ancora sufficientemente competitivo e quindi richieda un puntuale intervento di regolazione che espliciti i suoi effetti benefici in attesa che il mercato maturi in direzione di una concorrenza reale. Nella fattispecie il tema dei reclami appare essere quello di maggiore interesse anche perché declinazione diretta del rapporto conflittuale tra utente finale e impresa fornitrice del servizio.</p> <p>Troppo spesso, al fine di eludere un reclamo, le imprese esercenti il servizio elettrico tendono a confondere la natura dello stesso, generando imbarazzi nel cliente su quale sia la procedura, il contenuto o la formulazione adatta affinché quella richiesta sia effettivamente soddisfatta. Premesso che per reclamo si intende "la comunicazione che il cittadino inoltra legittimamente ad un Ente erogatore di un servizio di cui egli usufruisce e nella quale manifesta un'insoddisfazione dovuta al cattivo funzionamento del servizio stesso chiedendo spiegazioni, chiarimenti o sollecitando l'Ente ad intervenire per ripristinare i livelli ordinari di qualità del servizio", ritiene opportuno quindi, prevedere in qualche modo forme chiare, omogenee e standardizzate nella metodologia di inoltro dei reclami oltre che della pubblicizzazione di esse. E' compito dell'azienda adeguare la propria informazione all'utenza al fine di fornirle gli strumenti adeguati per operare correttamente un reclamo.</p> <p>Prevedere forme imposte di pubblicità da parte dell'Autorità sulle modalità di inoltro dei reclami e sui tempi entro i quali questi devono essere esperiti, che abbiano la caratteristica di assoluta evidenza (ad esempio prevedendo un vademecum standard per tutte le imprese, da pubblicare nella stessa forma su tutti i possibili canali comunicativi con l'utenza come le fatture, i siti internet, gli opuscoli di promozione di servizi, ecc.) è un'ottima soluzione per scongiurare disservizi in merito (Q.44, Q45) - (Q.49).</p> |
| Confartigianato | <p>Condivide le finalità generali del processo avviato dall'Autorità</p> <p>Ritiene che tale provvedimento di regolazione della qualità dei servizi elettrici per i prossimi 4 anni (periodo 2008-2011), vada nella giusta direzione, già indicata dalla regolazione del vigente II periodo (2004-2007), di ridurre con ancor maggior incisività i disservizi nell'erogazione dell'energia elettrica verso i clienti finali, contribuendo a indirizzare in particolare il soggetto esercente il servizio di distribuzione verso investimenti sempre più importanti nell'aumentare il livello della qualità tecnica e commerciale dei propri servizi.</p> <p>Ridurre ancor più di quanto fatto fino ad oggi la numerosità e la durata delle interruzioni sia con preavviso, che senza preavviso (quelle più dannose per le imprese ed i cittadini), sia temporanee, che brevi, che lunghe (prolungate ed estese) deve diventare un "must" per tutto il</p> |

| | |
|--|--|
| | <p>sistema elettrico nazionale. Analogamente accrescere la qualità commerciale (tempi di risposta alle richieste dei clienti, qualità dei call center, ecc...) dei servizi erogati sia dai distributori che dai venditori di energia elettrica, in un mercato completamente liberalizzato lato domanda a partire dal 1° luglio 2007, dovrà essere un impegno ineludibile, per tutti gli operatori, come ineludibile dovrà essere lo sforzo dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas per introdurre regole chiare e complete e valide per tutti i consumatori (sia domestici che non domestici – sia in AT, che in MT che in BT) e per implementare strumenti sempre più efficaci di verifica e di controllo delle stesse.</p> <p>Continuità del servizio Argomento sempre estrema attualità e criticità nonostante gli indubbi miglioramenti avutosi negli ultimi 4 anni in particolare in termini di miglioramento dell'indicatore dei minuti persi per cliente-anno e del numero di interruzioni medio annuo per cliente. Confartigianato condivide la ratio delle nuove proposte dell'Autorità riguardanti la trasmissione e distribuzione in alta tensione e la distribuzione in media e bassa tensione. In particolare per quanto riguarda le proposte per migliorare ulteriormente la qualità tecnica dei servizi di trasmissione e distribuzione in AT esprime le seguenti preferenze (capitoli 5 e 6): Riduzione delle disalimentazioni: preferisce l'opzione 1.B che prevede l'introduzione di un sistema di incentivi/penalità simmetrico in relazione all'energia non servita a fronte di un target determinato su dati storici. Mitigazione e prevenzione degli incidenti rilevanti in AT: preferisce l'opzione 2.C, che prevede la modulazione del differenziale di remunerazione degli investimenti di sviluppo in relazione alla completezza delle realizzazioni rispetto al Piano di sviluppo approvato. Per quanto riguarda poi le proposte per migliorare ulteriormente la qualità tecnica dei servizi di distribuzione in MT e in BT (area b) esprime le seguenti preferenze in merito alle opzioni alternative illustrate nei capitoli 13 e 14: Migliorare l'affidabilità delle reti MT/BT: 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. Estendere la tutela dei clienti finali per le interruzioni: preferisce l'opzione 4.B, che prevede di introdurre dal 2010 standard individuali per tutti i clienti di tutti gli ambiti territoriali. In subordine propende per l'opzione 4.A che prevede di introdurre standard individuali dal 2010 progressivamente, iniziando dai clienti appartenenti agli ambiti territoriali con peggiori livelli di continuità del servizio (tendenzialmente ubicati al Sud Italia).</p> <p>Qualità commerciale</p> |
|--|--|

| | |
|---------------|---|
| | <p>Condivide la ratio delle nuove proposte dell' Autorità riguardanti la vendita di energia elettrica. In particolare per quanto riguarda le proposte dell' Autorità per migliorare ulteriormente la qualità commerciale dei servizi di vendita esprime le seguenti preferenze in merito alle opzioni alternative illustrate nel capitolo 23:</p> <p>Migliorare l'attività di risposta ai reclami dei clienti: preferisce l'opzione 5.A, che prevede, oltre a rafforzare la pubblicazione comparativa riferita ai diversi operatori presenti sul mercato, di introdurre penalità per la quota di reclami a cui viene data risposta da parte dell' operatore oltre la soglia fissata da uno standard generale (tenendo conto anche della soddisfazione dei clienti reclamanti per la risposta ricevuta).</p> <p>Suggerisce inoltre di abbinare all' opzione 5.A anche l'opzione 5.B, che ipotizza di introdurre uno standard specifico per i reclami (da affiancare allo standard generale).</p> <p>Infine giudica positivamente l'intenzione di regolamentare ai fini della qualità le aree di intervento evidenziate dall' Autorità nelle ulteriori proposte, non soggette a Air, illustrate ai cap. 8, 9, 14,15,16,17,18,19,24,25 e riguardanti i seguenti obiettivi:</p> <p>Trasmissione e distribuzione in AT:</p> <ul style="list-style-type: none"> – equiparazione tra regolazione Rete trasmissione Nazionale e Distribuzione in AT; – valorizzazione dei servizi di mitigazione. <p>Distribuzione in MT e in BT:</p> <ul style="list-style-type: none"> – estensione standard MT alle interruzioni brevi; – meno esclusioni dalla regolazione; – promozione di investimenti specifici; – iniziative per la qualità della tensione; – revisione standard di qualità commerciale; – allineamento regole per i piccoli esercenti il servizio di distribuzione. <p>Vendita al dettaglio ai clienti finali:</p> <ul style="list-style-type: none"> – separazione tra distributori e venditori; – metodo di verifica dei dati sulla qualità commerciale. |
| Confindustria | <p>Il giudizio complessivo del documento è favorevole in quanto, come mai nella materia vessata della qualità, l' Autorità ha premesso al Documento di consultazione contenente specifiche proposte di modifica dell' attuale normativa, alcuni "condivisibili" obiettivi della proposta di regolamentazione nel III periodo di regolamentazione, orientando quindi la propria futura attività quadriennale.</p> <p>Delle sei prefigurazione di obiettivo condivide in particolare le seguenti:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. garantire che standard di qualità, indennizzi ai clienti ed incentivi per il miglioramento della qualità siano definiti in coerenza con i provvedimenti dell' Autorità in materia di regolazione delle tariffe e corrispettivi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, |

| | |
|-----------------|---|
| | <p>distribuzione e misura, in chiave di promozione di nuovi investimenti;</p> <ol style="list-style-type: none"> 2. rafforzare i livelli di tutela dei clienti finali anche alle interruzioni di breve durata e dei clienti alimentati in BT; 3. introdurre forme di relegazione per prevenire e mitigare le disalimentazioni e incidenti rilevanti su rete di trasmissione nazionale; 4. estendere la regolazione della qualità anche ai distributori minori. <p>Ma, soprattutto il documento riporta come le opzioni alternative alle singole modifiche proposte sono state formulate in base alla vasta attività di approfondimento e ricerca sul tema della qualità ai quali il GdL e la Commissione Energia di Confindustria ha portato dal 2005 il suo contributo di idee proposte e coinvolgimento del sistema a rete che gli è proprio.</p> <p>Per tutte l'indagine Cesi Ricerca sul monitoraggio fisico, continuo e coordinato di 600 nodi di distribuzione elettrica in tutto il territorio nazionale e l'indagine Politecnico di Milano sulla qualificazione e quantizzazione dei danni per interruzione dell'alimentazione elettrica nel complesso delle imprese nazionali e nella media del singolo settore merceologico: studi assolutamente innovativi che, si vuole rimarcarlo, sono merito dell'Autorità ma anche frutto dello stimolo che migliaia di aziende associate a Confindustria hanno spinto la Commissione Energia a interessarsi del tema e il GdL qualità a collaborare operativamente con l'Autorità per la loro realizzazione.</p> <p>Da ultimo una notazione sulla qualità già in corso di regolazione per i "black out". La consultazione si affianca a quella del 2005 sul tema delle "interruzioni estese e prolungate" sulla quale il GdL qualità di Confindustria ha collaborato vivamente, stante il fortissimo interesse delle associate dei tre settori (trasmissione, distribuzione e utenza). I provvedimenti conseguenti, ancora in forma di bozza, dovranno essere correlati, nell'ottica di migliorare la qualità anche nell'ottica di ridurre le interruzioni transitorie inferiori al minuto secondo.</p> |
| Acea Electrabel | <p>Dall'analisi delle opzioni di regolazione concernenti la qualità della vendita di energia elettrica per il terzo periodo di regolazione formulate dall'Autorità, rileva criticità riconducibili sia ad osservazioni di carattere generale, comuni tra l'altro anche alla regolazione della continuità, sia all'attuale situazione che caratterizza il quadro regolatorio e normativo relativo all'attività di vendita. In particolare, le contingenti discussioni riguardo taluni aspetti della regolazione, nonché, la contestuale assenza di norme primarie in merito alla definitiva liberalizzazione dei clienti domestici, rendono le ipotesi previste dall'Autorità quelle attualmente più facilmente percorribili. Suddette proposte presuppongono interventi normativi orientati alla separazione societaria tra soggetto venditore e soggetto distributore, alla stregua di quanto già avvenuto nel settore del gas. Da qui discendono una serie di proposte finalizzate all'introduzione di nuovi standard, al rafforzamento di quelli esistenti e all'implementazione di</p> |

procedure mutate dal settore gas. Su tali proposte sottolinea la difficoltà di giungere ad opportune valutazioni delle stesse data la citata carenza normativa.

Rileva, dall'analisi di quanto già previsto in questo primo documento di consultazione, la necessità di un adeguamento dei propri sistemi informativi nonché della propria organizzazione. Pertanto auspica che nel prossimo documento di consultazione, possa essere definita una maggiore articolazione delle tematiche affrontate dalla consultazione in oggetto. Ciò permetterebbe di avere, con un maggiore margine di tempo, i contenuti della conseguente delibera e permetterebbe agli operatori di disporre di tutti gli elementi necessari per programmare la corretta applicazione delle disposizioni prescritte nei termini previsti, applicazione che permane critica anche in relazione alla contestuale regolazione dei call center ed ai generali adempimenti legati alla liberalizzazione (es. unbundling).

Per quanto attiene la richiesta di supporti cartacei a sostegno delle registrazioni della qualità commerciale, dalla lettura del documento emerge che l'Autorità, da un lato sembra spingersi verso una maggiore apertura rafforzata dalla necessità di introdurre l'uso di comunicazioni sistematizzate e certificate (come il GdL sullo standard di comunicazione tra distribuzione e vendita di gas indica), dall'altro sembra ritenere scarsamente rilevanti le registrazioni sui sistemi degli esercenti, richiedendo che taluni fasi del processo di gestione delle prestazioni sia testimoniato da supporti documentali ulteriori rispetto alle registrazioni stesse. Con riguardo a tale previsione, la Acea Electrabel non può fare a meno di evidenziare che, in alcuni casi le documentazioni cartacee, come richieste, esplicano i loro effetti testimoniali solo ed esclusivamente se recanti la sottoscrizione del cliente il cui ottenimento, spesso, risulta non solo difficoltoso ma addirittura negato.

In relazione, invece, al tema delle verifiche ispettive, Acea Electrabel teme che la richiesta di una formalizzazione eccessiva dei processi possa sviare gli operatori dal raggiungimento del principale obiettivo perseguito dall'Autorità, ovvero quello della garanzia di qualità delle prestazioni fornite. Pertanto ritiene che un adeguato periodo di sperimentazione, da mutuare dall'esperienza del gas, possa fornire all'Autorità un più ampio panorama delle scelte applicative ed organizzative che ciascun operatore potrà attuare anche in virtù della imminente liberalizzazione del mercato elettrico.

Infine, per quanto concerne i reclami, ove venisse introdotto il livello specifico anche per gli stessi, Acea Electrabel ritiene opportuno predisporre un approfondimento sul tema, analizzando più dettagliatamente sia l'aspetto d'identificazione del reclamo sia, e soprattutto, i criteri di valutazione della fondatezza dello stesso. Ciò assumerà rilievo in particolare nei casi in cui la risposta tardiva al

| | |
|--------|---|
| | reclamo preveda la corresponsione al cliente di un indennizzo. |
| Edison | <p>Accoglie favorevolmente l'intento dell'Autorità di definire alcuni interventi per migliorare la qualità commerciale nei servizi elettrici relativi a trasmissione, distribuzione, vendita e misura. Ritiene che la consultazione in oggetto, sottoposta a AIR, rappresenti un corretto e efficiente strumento per evidenziare ambiti e margini di miglioramento nei segmenti della filiera elettrica sopra indicati.</p> <p>Trasmissione. Sottolineare l'opportunità di:</p> <ul style="list-style-type: none"> - riallineare il più possibile la regolazione della qualità per clienti connessi alla RTN e per i clienti connessi alle reti di distribuzione in alta tensione (D-AT), in considerazione della sostanziale omogeneità della rete in alta tensione. A differenza di quanto suggerito dall'Autorità, tuttavia, il processo di omogeneizzazione dovrebbe prevedere non l'applicazione della normativa prevista per le disalimentazioni sulla rete di trasmissione nazionale (meno tutelante) alle reti D-AT, ma l'estensione dei meccanismi di tutela oggi previsti per i clienti connessi alle reti di distribuzione in alta tensione anche ai clienti connessi alla rete di trasporto nazionale. In sostanza, dovrebbero essere previsti standard minimi di qualità in termini di numero e durata delle interruzioni brevi e/o lunghe validi su tutta la rete in alta tensione. Il mancato rispetto degli standard minimi dovrebbe dar luogo ad un indennizzo, sia per i clienti in prelievo che per quelli in immissione. Per i clienti caratterizzati da specifiche esigenze (ad esempio sensibilità alle microinterruzioni) dovrebbe essere prevista la diffusione di contratti di qualità. - prevedere il riconoscimento, con meccanismi diretti, dei meccanismi di incentivazione di investimenti finalizzati al miglioramento di specifici aspetti di qualità (ad esempio la robustezza meccanica ed elettrica della rete) proposti dall'Autorità con riferimento alla media e bassa tensione, anche a soggetti proprietari di reti con obbligo di connessione di terzi, ma non titolari di concessioni di distribuzione. <p>Vendita. Come indicato dalla stessa Autorità, ritiene necessaria la promozione di una maggiore tempestività nelle risposte da parte dei venditori a reclami scritti o richieste scritte di informazioni dei clienti. Tra le opzioni indicate nel documento di consultazione, ritiene preferibile l'opzione 5B che consiste nell'affiancare alla regolazione annuale per standard generali anche un nuovo standard specifico che fissi il tempo massimo per le risposte scritte, oltre il quale deve essere versato un indennizzo automatico direttamente ai clienti. Secondo Edison questa opzione rispetta il principio per il quale il cliente ha diritto ad un servizio caratterizzato da standard di qualità "minimi" e il relativo mancato rispetto da parte dell'esercente debba dar luogo ad un indennizzo percepito dallo stesso cliente. Il versamento di una penalità presso la Cassa conguaglio del settore elettrico (ipotesi prevista dall'opzione 5A) diluirebbe di contro l'efficacia dell'intervento e probabilmente non sarebbe percepita dal cliente come un reale</p> |

| | |
|----------------------|--|
| | beneficio, in quanto non avrebbe unriscontro immediato – economicamente tangibile - dell'intervento. |
| Eni Div. gas & power | <p>Pur ritenendo accettabile la previsione un livello minimo di tutela del cliente finale in particolare di piccole dimensioni nei limiti di quanto previsto dalla Direttiva europea 2003/54/CE ed in attesa del recepimento della stessa nell'ordinamento nazionale, ritiene opportuno che nel terzo periodo regolatorio, avendo gli operatori già raggiunto, secondo quanto riportato nel Documento, livelli accettabili di servizio nei periodi precedenti, la qualità del servizio assuma progressivamente ruolo di leva concorrenziale, al pari del prezzo e di altre condizioni di fornitura. La qualità del servizio, infatti, rappresenta un elemento rilevante di differenziazione concorrenziale tra fornitori, in particolare in un segmento di mercato tendenzialmente caratterizzato da bassa marginalità come quello domestico. Se pertanto è comprensibile che in questa fase del processo di liberalizzazione sia mantenuta la regolazione vigente in materia di qualità, ad avviso di ENI DGP è opportuno considerare i rischi che potrebbero presentarsi, già a partire dal 1 luglio 2007, data della completa liberalizzazione del settore elettrico; in particolare in prossimità della apertura del mercato elettrico l'appesantimento dei vincoli in materia, a nostro avviso non coerente con il nuovo contesto di liberalizzazione può contribuire a limitare le effettive possibilità di entrata di nuovi competitors in questo segmento della filiera elettrica. La completa apertura del mercato domestico a partire da tale data, infatti, estende la plateadei clienti servibili dalle impresa di vendita e, di conseguenza, comporta un potenziale aumento degli obblighi e degli adempimenti cui i venditori non integrati sono soggetti per garantire la qualità del servizio di vendita nei confronti dei suddetti clienti. Si pensi, a titolo di esempio, all'impatto dell'introduzione di obblighi di tempestività nelle comunicazioni tra venditori e distributori: l'eventuale definizione di tempistiche eccessivamente stringenti potrebbe comportare un notevole aggravio gestionale per i soggetti interessati a servire clienti del segmento domestico; tutto ciò a vantaggio dei fornitori storici i quali, essendo a tutt'oggi integrati, possono contare su strutture dimensionate a recepire le richieste di suddetti clienti. Quest'ultimo esempio consente inoltre di segnalare un'ulteriore esigenza: la previsione di mutuare obblighi dal settore gas (introdurre obblighi di trasferimento tempestivo dai venditori ai distributori e di rendere i venditori come interfaccia unica nei confronti del cliente) richiede una coerenza nella effettiva separazione societaria tra attività di vendita e distribuzione (come da previsioni da Direttiva 2003/54/CE) per evitare che soggetti integrati possano godere di un vantaggio competitivo nei confronti dei concorrenti. A questo proposito, sottolineare l'esigenza, già sostenuta nell'ambito di recenti consultazioni, di pervenire ad una definizione certa del contenuto e delle caratteristiche del cosiddetto mandato di connessione, relativo alle richieste di carattere tecnico strumentali alla fornitura (aumento di potenza, voltura, subentro, ecc.). A valle</p> |

| | |
|----------|--|
| | <p>dell'introduzione del regime di separazione societaria, non va trascurata, soprattutto nella prima fase di apertura del mercato, il rischio che tale nuovo assetto di mercato possa portare al peggioramento della qualità percepita da parte dei consumatori. Si pensi, ad esempio, all'eventualità che nella fase di passaggio dal mercato vincolato al mercato libero, agli operatori pervengano erroneamente dai clienti richieste o reclami relativi ad attività svolte da un altro soggetto. In questo caso, si genererebbero ritardi nell'effettuazione delle prestazioni, con un peggioramento dei livelli di qualità percepita dal cliente e un potenziale deterioramento dell'immagine del fornitore in essere. Ritiene pertanto auspicabile che i provvedimenti successivi al presente Documento tengano conto delle possibili criticità emergenti nella prima fase di liberalizzazione del mercato.</p> |
| Sorgenia | <p>In generale ritiene che le proposte di regolazione inerenti la tempestività di risposta ai reclami dei clienti, l'efficacia della regolazione della qualità del servizio in regime di separazione, e la comunicazione degli standard di qualità, siano interventi opportuni che possono effettivamente contribuire a migliorare la qualità nell'attività di vendita. Tuttavia ritiene che tali interventi dovrebbero essere introdotti solo successivamente all'entrata in vigore ed alla effettiva applicazione dei provvedimenti inerenti la regolazione dei rapporti tra i diversi attori che operano nel mercato elettrico. Segnala infatti che solo quando gli operatori esercenti il servizio di vendita avranno a disposizione tutte le informazioni che i distributori sono tenuti a comunicare in modo tempestivo e standardizzato (dati anagrafici, letture, dati inerenti le fatture di trasporto, ...), sarà possibile rispettare le tempistiche inerenti i servizi di vendita sottoposti alla regolazione di qualità. Ritiene inoltre necessario istituire un sistema di regolazione della qualità inerente le prestazioni delle società distributrici con riferimento agli obblighi di comunicazione (tempistiche e modalità) agli operatori attivi nel segmento della vendita. Tale regolazione dovrebbe anche prevedere un adeguato sistema di indennizzi automatici nel caso di mancato rispetto dei suddetti obblighi di comunicazione.</p> |

Osservazioni specifiche: Parte I (Qualità dei servizi di trasmissione e di distribuzione in alta tensione)

4 Motivazioni tecnico-economiche e obiettivi specifici dell'intervento

Q.1 *Si condivide la modifica proposta della soglia di energia non fornita che identifica gli incidenti rilevanti? Si ritiene opportuno integrare la definizione di "incidente rilevante" con aspetti connessi al servizio di dispacciamento?*

| | |
|--------------|--|
| Terna | <p>Concorda con la modifica proposta di 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), anche sulla base di analisi effettuate da Terna sui dati relativi alla registrazione delle disalimentazioni, che confermano una maggiore significatività della soglia dei 500 MWh.</p> <p>Concorda sull'opportunità di ricomprendere tra le disalimentazioni del sistema di trasmissione anche le interruzioni che occorrono sulle reti di distribuzione.</p> <p>Tuttavia si rende opportuno effettuare alcune precisazioni in merito all'inclusione tra le alimentazioni di quelle interruzioni prodotte dall'intervento di sistemi di protezione automatici o manuali; in particolare sono sicuramente da escludersi le interruzione dovute ad attivazione (secondo quanto meglio precisato in risposta allo spunto Q.4):</p> <ul style="list-style-type: none"> • del PESSE; • del Banco Manovra Interrompibili (BMI); • degli equilibratori e alleggeritori del carico (EAC) per regime di sottofrequenza dovuta all'interconnessione con la rete europea. <p>Includere tout court tali disalimentazioni nell'ambito dei disservizi che interessano il sistema di trasmissione potrebbe addirittura comportare l'effetto distorsivo di mettere a repentaglio la sicurezza del sistema elettrico.</p> |
| Anie | Condivide le proposte dell'Autorità. |
| Federutility | Non condivide la proposta, descritta nel punto 4.4, lettera a), relativa all'innalzamento della soglia per l'identificazione degli incedenti rilevanti - a 500 MWh di energia non fornita - poiché tale valore risulta eccessivamente elevato, nel caso di interruzioni occorse sulle reti di distribuzione in alta tensione, se commisurato alla dimensione media |

| | |
|------------|---|
| | <p>dei Distributori.</p> <p>Rileva che il metodo di definizione dell'incidente rilevante in base alla soglia di energia non servita risulta incompleto, in quanto vi sono diversi fattori che possono incidere e che devono, di conseguenza, essere valutati per l'identificazione e la definizione di un incidente rilevante. La dimensione dell'azienda distributrice, la fascia oraria interessata dell'interruzione di fornitura, la dimensione e l'attività del Cliente finale coinvolto. Ritiene opportuna la ricerca di un indicatore in grado di meglio identificare le diverse situazioni, anche attraverso il coinvolgimento diretto degli operatori</p> |
| Aem Milano | <p>Con riferimento alle ipotesi di incidenti rilevanti su reti in AT, AEM Milano (che svolge prevalentemente attività di distribuzione su reti in media tensione) è dotato di un centro di telecontrollo che, in caso di disalimentazioni, consente di effettuare manovre per il ripristino dell'alimentazione anche su parti della RTN (linee AT, barre di stazione e cabine primarie a 220 kV); non si può escludere la possibilità che, qualora si verifichi un incidente rilevante sulla rete AT, possano determinarsi conseguentemente anche disalimentazioni con origine sulla rete MT, connesse agli eventi occorsi sulla rete in AT. Oltre ai casi riportati al paragrafo 4.4 b) del documento per la consultazione, si possono richiamare alcuni esempi di disalimentazioni, tra cui: eventi che si verificano in presenza di specifiche necessità di manovre di interruttori MT di trasformatori e di sbarre; eventi che si determinano a fronte della ripresa graduale del carico richiesta dalla stessa Terna. AEM Milano ritiene opportuno proporre che tali situazioni, laddove opportunamente documentate dai distributori, siano escluse dalla regolazione delle interruzioni sulla rete MT. In tale prospettiva, le eventuali interruzioni con origine sulla rete MT che si rendessero necessarie al fine di consentire manovre per il ripristino dell'alimentazione sulla RTN dovrebbero essere registrate e quindi computate nel calcolo degli standard come interruzioni con origine RTN.</p> |
| Enel | <p>Non condivide l'utilizzo dell'energia non fornita (ENS) quale variabile di identificazione degli incidenti rilevanti in quanto si tratta di un parametro stimato e non definibile in modo esatto. Infatti non è possibile determinare in modo certo la quantità di energia che sarebbe stata effettivamente prelevata dai clienti nel periodo in cui ciascuno è stato interrotto. Tale dato sarebbe pertanto frutto di ipotesi. Segnala inoltre che la misurazione della continuità attraverso la ENS introdurrebbe una differenziazione in relazione agli orari in cui si verificano le interruzioni, che seppur logica per i clienti energivori finirebbe per trascurare gli effetti sulla clientela domestica. In pratica l'incentivo alla riduzione sarebbe più forte in un'area del nord ad elevata densità industriale piuttosto che al sud, ciò sarebbe contrario all'obiettivo di riduzione del gap regionale della qualità. Si ritiene quindi preferibile l'utilizzo del numero di minuti persi per clienti interrotti (momentum) valutato sulla rilevazione dei clienti BT</p> |

| | |
|---------------|--|
| | <p>interrotti, includendo anche i clienti MT e AT con opportuni fattori di ponderazione.</p> <p>Questa soluzione costituisce anche l'unica quantificazione certificabile degli effetti della mitigazione (che l'Autorità intende incentivare) realizzata dai distributori a valle.</p> <p>L'impresa distributrice è in grado di determinare il valore dell'indicatore. Qualora l'utilizzo del momentum risultasse di difficile impiego per Terna, si propone di mantenere il parametro energia non fornita come indicatore per Terna e il momentum per le interruzioni sull'AT per l'impresa distributrice nonché per la quantificazione degli effetti della mitigazione.</p> <p>Relativamente all'innalzamento della soglia degli incidenti rilevanti, non ritiene opportuno variare la soglia di definizione di incidente rilevante da 150 MWh a 500 MWh (qualora si volesse mantenere l'ENS come indicatore, analoghe considerazioni valgono per l'indicatore momentum), in concomitanza all'introduzione di un meccanismo incentivante per la qualità del servizio di trasmissione e di distribuzione sulla rete AT.</p> <p>Condivide, infine, la proposta di ricomprendere tra le disalimentazioni del sistema di trasmissione le interruzioni sul sistema di protezione automatici o manuali previsti nei Piani di difesa o conseguenti ad anomalie di esercizio della rete di trasmissione (es. conseguenze di perdita di una fase della trasmissione).</p> |
| Edison | <p>Condivide la proposta di innalzare la soglia di Energia Non Fornita (ENS) che identifica gli incidenti rilevanti, integrando la definizione con aspetti connessi al servizio di dispacciamento.</p> |
| Acea | <p>Non condivide la proposta, descritta nel punto 4.4a), di innalzamento della soglia per l'identificazione degli incidenti rilevanti a 500 MWh di ENS poiché tale valore si ritiene sia eccessivamente elevato, nel caso di interruzioni occorse sulle reti D-AT, se commisurato alla dimensione media dei distributori in alta tensione.</p> <p>Segnala inoltre che a seguito del verificarsi di un incidente rilevante sulla AT potrebbero determinarsi interruzioni con origine MT non individuate nelle tipologie riportate al Punto 4.4, lettera b) del documento e conseguenti, ad esempio, alla effettuazione di manovre di interruttori di trasformatori MT, di sbarre, etc., necessarie per la ripresa graduale del carico richiesta da Terna stessa. Propone che tali situazioni, opportunamente documentate dai distributori, possano essere registrate con "origine RTN" e quindi escluse dalla regolazione sulla rete MT.</p> |
| Confindustria | <p>Rispetto all'innalzamento della soglia degli incidenti rilevanti a 500 MWh di energia non fornita, preferisce la proposta di inserire, tra le disalimentazioni del sistema di trasmissione e anche tra gli incidenti rilevanti, tutte le interruzioni che occorrono sulle reti di distribuzione per effetto dei sistemi di protezione automatici e manuali: ciò in quanto, poiché le interruzioni sulla trasmissione sono praticamente inesistenti, il problema più evidente appare essere quello della</p> |

| | |
|----------|--|
| | disalimentazione nella distribuzione: gli interventi, infatti, nell'esigenza di ripristino della distribuzione spesso fanno diventare ancor più dannosa della disalimentazione iniziale la problematica complessiva per le aziende che, dopo l'interruzione, hanno reiterazione di interruzioni conseguenti a manovre automatiche o manuali per loro assolutamente imprevedibili nella durata, frequenza ed intensità, tanto da produrre ulteriori danni in caso di riavvio degli impianti dopo il primo riavvio della interruzione iniziale |
| Edipower | E' favorevole all'eliminazione del limite temporale in quanto lo spostamento di un certo numero di interruzioni da "disalimentazioni ordinarie" a "incidenti rilevanti" può costituire uno stimolo efficace per l'impresa di trasmissione e per le imprese di distribuzione in AT al miglioramento della qualità del servizio. |

Q.2 *Si condivide l'obiettivo di allineare il più possibile la regolazione della qualità tra per clienti connessi alla RTN e i clienti connessi direttamente alle reti D-AT?*

| | |
|--------------|--|
| Terna | Condivide l'obiettivo dell'Autorità di allineare la regolamentazione della qualità del servizio per i clienti AT connessi alla RTN ed i clienti connessi direttamente alla reti AT di distribuzione. Tale obiettivo scaturisce dall'esigenza di evitare discriminazioni tra clienti connessi a reti caratterizzate da una sostanziale unitarietà/omogeneità tecnica (stesso livello di tensione) e, come suggerito dalla stessa Autorità nel documento di consultazione, può essere conseguito applicando alle interruzioni con origine sulle reti AT di distribuzione la stessa regolamentazione attualmente prevista per le disalimentazioni sulle reti AT appartenenti alla RTN. |
| Anie | Condivide la proposta dell'Autorità. |
| Federutility | Condivide le proposte dell'Autorità in merito al perseguimento dell'obiettivo di allineare, ove possibile, la regolazione della qualità dei Clienti connessi alla RTN a quella dei Clienti connessi direttamente alle reti di distribuzione in alta tensione. Relativamente al primo degli aspetti di cui sopra, occorre inoltre segnalare che a seguito del verificarsi di un incidente rilevante sulla AT potrebbero determinarsi interruzioni con origine MT non individuate nelle tipologie riportate al punto 4.4, lettera b) del documento e conseguenti, ad esempio, alla effettuazione di manovre di interruttori di trasformatori MT, di sbarre, o alla realizzazione di altri interventi necessari per la ripresa graduale del carico richiesta da Terna stessa. Propone che tali situazioni, opportunamente documentate dai distributori, possano essere registrate con "origine RTN" e quindi escluse dalla regolazione sulla rete MT. Ricorda inoltre che in alcune particolari aree del territorio (ad es. Trentino Alto Adige) molte alimentazioni della rete di distribuzione sono attestate a impianti di produzione (Enel-Edison, ecc.). Per taluni aspetti che riguardano la affidabilità di tali alimentazioni, la certificazione dei dati sugli eventi e la ripresa del servizio di cui sopra |

| | |
|------------|---|
| | dovrebbero essere opportunamente sottoposti alla stessa regolazione – con i relativi obblighi – cui sono soggetti gli impianti di Terna. |
| Aem Milano | <p>Alla luce del fatto che pur in presenza di una sostanziale omogeneità della rete in alta tensione, attualmente sussistono alcune discriminazioni a sfavore dei clienti connessi alla rete RTN rispetto a quelli connessi direttamente alle reti di distribuzione AT, AEM Milano condivide l'obiettivo di allineare la regolazione della qualità per i clienti connessi alla RTN a quella dei clienti connessi direttamente a reti di distribuzione in AT. Segnala, tuttavia, che la soluzione proposta dall'Autorità di applicare alle interruzioni originate sulle reti di distribuzione in AT la stessa normativa prevista per le disalimentazioni sulla RTN, potrebbe avere implicazioni di carattere economico connesse al necessario adeguamento dei sistemi (in particolare, si fa riferimento al passaggio, per le sole interruzioni occorse sulla rete di distribuzione in AT, dalla rilevazione del numero dei clienti interrotti alla stima dell'energia non fornita).</p> <p>In alternativa alla proposta dell'Autorità, propone che venga applicato ai clienti direttamente connessi alla RTN, coinvolti in interruzioni con origine sulla rete in AT, lo stesso standard in vigore per i clienti allacciati alle reti di distribuzione in AT. Nel caso in cui si intendano mantenere in vigore gli standard individuali, si richiede di chiarire come debbano essere regolati i clienti AT alimentati da un'altra impresa di distribuzione.</p> |
| Enel | <p>Condivide l'obiettivo fissato dall'Autorità di allineare la regolazione della qualità del servizio sulla RTN e sulle reti di distribuzione in AT, al fine di eliminare ogni discriminazione fra i clienti connessi alla rete di trasmissione nazionale e quelli connessi direttamente alla rete di distribuzione AT. Tuttavia, come già espresso nella risposta allo spunto Q1, l'indicatore preferito per la misura della qualità del servizio sulla rete AT di distribuzione è il momentum.</p> |
| Edison | <p>Condivide l'obiettivo di allineare il più possibile la regolazione della qualità per clienti connessi alla RTN e per i clienti connessi alle reti di distribuzione in alta tensione (D-AT), in considerazione della sostanziale omogeneità della rete in alta tensione. A differenza di quanto suggerito dall'Autorità, tuttavia, il processo di omogeneizzazione dovrebbe prevedere non l'applicazione della normativa prevista per le disalimentazioni sulla rete di trasmissione nazionale (meno tutelante) alle reti D-AT, ma l'estensione dei meccanismi di tutela oggi previsti per i clienti connessi alle reti di distribuzione in alta tensione anche ai clienti connessi alla rete di trasporto nazionale. In sostanza, dovrebbero essere previsti standard minimi di qualità in termini di numero e durata delle interruzioni brevi e/o lunghe validi su tutta la rete in alta tensione. Il mancato rispetto degli standard minimi dovrebbe dar luogo ad un indennizzo, sia per i clienti in prelievo che per quelli in immissione.</p> |
| Acea | <p>Condivide la necessità di equiparare il trattamento riservato ai clienti AT, qualora questi siano connessi alla RTN o alla D-AT. A tal fine si</p> |

| | |
|---------------|--|
| | concorda con la proposta formulata dall'Autorità di rimuovere la regolazione sul numero delle interruzioni per tutti i clienti AT. |
| Confindustria | Appare utile allineare il più possibile la regolazione della qualità tra clienti connessi alla RTN ed i clienti connessi alle reti D-AT per eliminare ogni discriminazione oggi esistente per clienti allacciati a linee suddivise in tronchi appartenenti in parte alla trasmissione ed in parte alla distribuzione |
| Edipower | E' favorevole all'allineamento della possibile la regolazione della qualità per clienti connessi alla RTN e per i clienti connessi alle reti di distribuzione in alta tensione (D-AT). E' opportuno prevedere un meccanismo di indennizzi automatici. |

Q.3 *Ci sono altri obiettivi specifici rilevanti per i servizi di trasmissione e distribuzione in alta tensione dell'energia elettrica? Se sì, quali?*

| | |
|---------------|--|
| Terna | Non rileva obiettivi specifici rilevanti per il servizio di trasmissione e di distribuzione in AT oltre quelli indicati dall'Autorità al punto 4.9 del documento di consultazione. |
| Anie | Ritiene che gli obiettivi siano ben identificati |
| Federutility | Nessuna osservazione. |
| Enel | Non ci sono altri obiettivi specifici rilevanti. |
| Edison | Ritiene opportuno il riconoscimento di indennizzi automatici anche nei confronti di operatori che immettono energia nella rete e non solo nei confronti degli utenti in prelievo. |
| Acea | Non rileva ulteriori obiettivi specifici da segnalare. |
| Confindustria | Durata in minuti, ma anche frequenza, ma soprattutto mancanza di preavviso e- da ultimo – reiterazione. Queste quattro condizioni di disagio appaiono essere gli obiettivi da combattere per una vera politica di miglioramento della QSE italiana |
| Edipower | Perseguire una maggiore trasparenza delle informazioni applicando alle imprese distributrici gli stessi obblighi di registrazione e pubblicazione dei livelli attesi di qualità e dei dati registrati dal Codice di rete per la RTN. |

5 Riduzione delle disalimentazioni che non costituiscono incidenti rilevanti

Q.4 *Si condividono le valutazioni espresse? Si ritiene che sia preferibile un'opzione diversa da quella indicata? Se sì, per quali motivi? Ci sono altre opzioni che non sono state considerate? Si invitano i soggetti interessati a fornire elementi quantitativi in termini di costi e benefici annessi alle diverse opzioni presentate e in particolare a quella indicata come preferibile (opzione #1.B).*

| | |
|-------|---|
| Terna | Con riferimento al quadro regolatorio complessivo in materia di qualità |
|-------|---|

| | |
|-----------------|---|
| | <p>del servizio di trasmissione, intende prospettare all'Autorità un' ipotesi di regolamentazione della qualità del servizio di trasmissione per il terzo periodo regolatorio, ulteriore rispetto a quelle prefigurate nel documento di consultazione, basata sull'adozione dei principi base di seguito illustrati.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Fissare un target unico di energia non servita (ENS) che, al fine di valutare il livello di qualità del servizio di trasmissione, non faccia distinzione tra disalimentazioni ordinarie e incidenti rilevanti. La distinzione di cui alla delibera dell'Autorità n. 250/04 potrebbe permanere con riferimento all'obbligo per Tema di predisporre il rapporto di cui all'art. 35.2 della medesima delibera. 2. Considerare ai fini del calcolo dell'ENS le disalimentazioni dovute a tutte le cause previste dall'art. 30.1, lettera c) della delibera n. 250/04 con le precisazioni di seguito riportate: <ol style="list-style-type: none"> 1CD - Cause di insufficienza di risorse, con l'esclusione di quelle relative a non adeguatezza a programma del sistema elettrico (intervento PESSE); attivazione BMI; intervento delle EAC per sottofrequenza generata dall'Estero, per le ragioni specificate in risposta allo spunto Q.1 di cui sopra; 2FM - Cause di forza maggiore. Si propone di considerare nel calcolo dell'ENS anche quelle cause, indipendenti dal controllo di Tema, dovute a condizioni meteorologiche eccezionali (quali ad esempio nevicate di particolare intensità o condizioni particolari di inquinamento salino, ecc.) fermo restando che deve essere comunque riconosciuta l'esclusione di responsabilità di Tema per cause aventi effettivamente carattere straordinario quali: calamità naturali (alluvioni, terremoti), atti terroristici, interventi della protezione civile, ecc 3CE -Cause esterne; 4AC - Altre cause; 3. Considerare per il computo dell'ENS l'effettivo valore di energia non servita con l'esclusione di alcuni eventi di particolare rilevanza caratterizzati da una ampia e diffusa portata (vedi ad es. Black out 2003). Tali estese disalimentazioni potrebbero rientrare nel calcolo dell'ENS con una soglia massima predeterminata un cd. "cap" oppure una formula con pesi fortemente decrescente all'aumentare dell'ENS effettivamente verificatasi in modo da mitigare l'imprevedibilità dell'entità del fenomeno, tipica di tali incidenti estesi; 4. Utilizzare un criterio omogeneo tra calcolo del valore target di ENS e valore di consuntivo; 5. Adottare una curva asimmetrica, con una fascia di indifferenza rispetto al valore target, per l'implementazione del meccanismo di premi/penalità, in modo da tenere debitamente in conto il fatto che l'attuale livello di qualità del servizio di trasmissione offerto da Tema è già ritenuto dalla stessa Autorità piuttosto soddisfacente (punto 4.2 del documento di consultazione). |
| Confartigianato | Preferisce l'opzione 1.B che prevede l'introduzione di un sistema di |

| | |
|--------------|--|
| | incentivi/penalità simmetrico in relazione all' energia non servita a fronte di un target determinato su dati storici. |
| Anie | Condivide le valutazioni espresse con preferenza verso l'opzione 1B. Non è da sottovalutare la vetustà dei componenti e degli impianti; è necessario studiare strumenti regolatori incentivanti/sanzionatori per il rinnovo degli impianti; ciò consentirebbe un importante miglioramento di affidabilità. |
| Federutility | Non rileva particolari criticità nel coinvolgimento delle imprese di distribuzione in AT nel processo di riduzione delle disalimentazioni diverse dagli incidenti rilevanti. In ogni caso, visto il carattere innovativo di tale tipo di registrazione per gli impianti in alta tensione delle imprese di distribuzione, ritiene opportuno prevedere un congruo periodo di monitoraggio utile a definire un valore medio atteso di energia non servita quale obiettivo prefissato nonché un eventuale trend di miglioramento nel tempo. Osservazioni più dettagliate potranno comunque essere formulate solo una volta note le proposte di dettaglio dell'Autorità, premesso che si auspica un opportuno coordinamento tra le nuove eventuali disposizioni su tali aspetti ed i criteri di registrazione delle interruzioni in alta tensione in vigore, tra l'altro, solo dall'1 gennaio 2007. |
| Aem Milano | Con riferimento all'introduzione di stimoli alla riduzione delle disalimentazioni diverse dagli incidenti rilevanti, ritiene condivisibile la proposta di cui al paragrafo 15.7, secondo cui tutte le interruzioni, ad eccezione di quelle attribuibili a causa di forza maggiore, provenienti da una rete interconnessa a monte (inclusa la RTN) dovrebbero rientrare nel conteggio delle interruzioni utili ai fini del confronto con gli standard sul numero massimo annuo di interruzioni subite da utenti MT o BT. Tale soluzione comporta un indubbio vantaggio per il cliente. L'impresa a valle dovrebbe ribaltare sull'impresa a monte la quota parte di indennizzo automatico dovuto ad ogni cliente che ha subito almeno una interruzione con origine sulla rete a monte in misura proporzionale alle interruzioni complessivamente subite. |
| Enel | Condivide l'opzione proposta dall'Autorità di una regolazione incentivante della riduzione delle disalimentazioni ordinarie mediante l'introduzione di un sistema di premi/penali che dovrebbe presentare: <ul style="list-style-type: none"> • obiettivi tendenziali "piatti" almeno nei primi 3 anni per consentire agli investimenti - che richiedono tempi realizzativi molto lunghi - di spiegare i loro effetti; • un differente indicatore rispetto a quello proposto basato sul valore medio dell'energia non fornita. Si propone l'utilizzo del momentum (aggregando in maniera ponderata i clienti AT, MT e BT), in quanto, come già evidenziato allo spunto 1, esiste una difficoltà oggettiva nella determinazione dell'energia non fornita al cliente interrotto. |
| Edison | Ritiene preferibile l'opzione 1.A (che prevede una penalizzazione a carico dell'impresa di trasmissione e delle imprese di distribuzione in AT in caso di superamento, a livello complessivo annuo, di un valore |

| | |
|---------------|--|
| | <p>predefinito di energia non servita) alla 1.B (che prevede incentivi e penalità – entro soglie massime – in caso di miglioramento o peggioramento della qualità del servizio di trasmissione rispetto ad un obiettivo prefissato in corrispondenza di un valor medio atteso di energia non fornita).</p> <p>Ritiene l'opzione 1.A sia più vicina alla logica in base alla quale il gestore del servizio abbia un obbligo ad operare entro standard di qualità predefiniti e debba essere penalizzato quando ciò non avviene. Peraltro in presenza di un meccanismo di premi e penalità (con un limite a queste ultime) non potrebbero essere esclusi aggravii tariffari per il cliente finale.</p> |
| Acea | <p>Da quanto esposto nel documento per la consultazione ritiene condivisibile identificare quale opzione preferibile la 1.B, in quanto quest'ultima introduce un meccanismo simmetrico che incentiva anche il miglioramento della qualità del servizio offerta. Evidenzia, tuttavia, la necessità di prevedere la massima semplificazione del metodo che verrà adottato per il calcolo dei parametri identificativi, che attualmente non è esplicitato in forma completa nella descrizione dell'opzione proposta, in quanto d'impatto diretto sui costi di organizzazione e gestione a carico dell'impresa. Visto il carattere innovativo di tale tipo di registrazione per gli impianti in alta tensione delle imprese di distribuzione, ritiene opportuno prevedere un congruo periodo di monitoraggio in modo da individuare un valore medio atteso di energia non servita quale obiettivo prefissato e un eventuale trend di miglioramento nel tempo.</p> |
| Confindustria | <p>Le valutazioni sulle metodologie di riduzione delle disalimentazioni che non costituiscono incidente rilevanti partono dall'assunto che l'indicatore SAIDI, pari alla durata cumulata annua di interruzione per utente della rete, sia l'indicatore migliore per la responsabilizzazione di Terna: si potrebbe riaprire l'analisi valutando l'ipotesi di adottare in alternativa l'indicatore MAIFI, pari al numero medio di interruzioni brevi – tra 1 secondo e 3 minuti – per utente di rete, tenendo conto dell'anzidetto obiettivo complessivo della Consultazione di voler “rafforzare i livelli di tutela dei clienti finali anche alle interruzioni di breve durata “.</p> <p>Ciò detto, come opzione per stimolare la riduzione delle disalimentazioni diverse dagli incidenti rilevanti e non attribuibili a cause di forza maggiore dall'impresa che esercisce il servizio, si predilige la 1.B, lì dove afferma l'opportunità di introdurre incentivi e penalità (entro soglie massime) in caso di miglioramento/ peggioramento della qualità di trasmissione rispetto ad obiettivi prefissati in corrispondenza di un valore medio atteso di numero medio di interruzioni brevi per utente delle rete a livello di territorio da determinare (Regione-Macroregione).</p> <p>Stante la difficoltà di valutare appieno sulla carta i criteri di valutazione qualitativa dell'opzione proposta (che si afferma essere ad alta efficacia, a media economicità per gli esercenti e a bassa semplicità</p> |

| | |
|----------|--|
| | amministrativa) si propone una sperimentazione localizzata e di durata prefissata, prima della sua adozione. |
| Edipower | Condivide le valutazioni espresse dall'Autorità e si concorda con la preferenza per i meccanismi di incentivazione simmetrici (opzione 1B). Tuttavia ritiene opportuno associare ai meccanismi di premio/penalità anche un sistema di indennizzo automatico per gli utenti adeguati ai requisiti fissati dall'Autorità. Gli standard soggetti a indennizzi dovrebbero essere differenziati tra utenti passivi e attivi, utilizzando rispettivamente l'energia non fornita e quella non ritirata. Il meccanismo di indennizzo è viepiù necessario in considerazione dei maggiori costi conseguenti al riconoscimento in tariffa per effetto del meccanismo di incentivo/penalità. |

6 Prevenzione e mitigazione degli incidenti rilevanti

- Q.5** *Si condividono le valutazioni espresse? Ci sono altre opzioni che non sono state considerate? Quale limite di incremento del costo energia (su base annua) potrebbe essere considerato accettabile a fronte di nuovi criteri di dispacciamento per prevenire gli incidenti rilevanti? Si invitano i soggetti interessati a fornire elementi quantitativi in termini di costi e benefici annessi alle diverse opzioni presentate.*
- Q.6** *Ci sono altri aspetti di qualità del servizio di trasmissione che potrebbero costituire oggetto di regolazione della qualità del servizio (ad esempio il mantenimento di adeguati profili di tensione)? Quali soluzioni si propongono in merito, anche allo scopo di corresponsabilizzare gli utenti della rete?*

| | |
|--------------|--|
| Terna | In generale non ritiene opportuno perseguire in via separata l'ipotesi illustrata nel documento di consultazione relativa alla valutazione della possibilità di adottare criteri aggiuntivi di dispacciamento senza inquadrarli nell'ambito più generale dell'introduzione di meccanismi incentivanti l'approvvigionamento delle risorse necessarie al servizio di dispacciamento. Anche in relazione a tale considerazione è stata elaborata la proposta di regolamentazione della qualità del servizio di trasmissione di cui al precedente spunto di consultazione Q.4. |
| Anie | (Q5) Condivide le valutazioni espresse con preferenza verso l'opzione 2.C. (Q6) Emanazione di una normativa cogente che obblighi gli utenti ad adeguare i propri impianti ai requisiti fissati dall'Autorità. |
| Federutility | Nessuna osservazione. |
| Aem | (Q6) In qualità di utente della RTN ritiene condivisibile proporre il monitoraggio della tensione sulla rete AT nei punti di connessione: segnala che un adeguato livello della qualità della tensione della rete AT determina la qualità della tensione sulle sbarre MT. |
| Enel | (Q5) Coerentemente all'obiettivo proposto di allineare la regolazione della qualità sulla rete di trasmissione (RTN) e su quella di |

| | |
|---------------|--|
| | <p>distribuzione in AT, ritiene che debbano essere incentivati tutti gli interventi realizzati sulla rete AT di distribuzione (linee AT e cabine primarie) secondo i medesimi criteri che saranno definiti per la rete di trasmissione, ovvero attraverso il medesimo WACC incentivante e per le medesime tipologie di intervento.</p> <p>La rete AT di proprietà del distributore è infatti intimamente connessa a quella di trasmissione ed, in ragione di ciò, assume una analoga rilevanza ai fini del funzionamento del sistema elettrico nazionale.</p> <p>Segnala che la presenza di un trattamento economico differente per gli investimenti sulla rete AT dei diversi gestori potrebbe determinare uno sviluppo della rete non ottimale per effetto della diversa propensione dei soggetti proprietari ad intervenire sugli stessi.</p> <p>(Q6) Non ravvisa altri aspetti rilevanti ai fini della regolazione.</p> |
| Edison | <p>(Q5) Alla luce di una prima disamina delle opzioni proposta dall’Autorità con riferimento all’introduzione di elementi di prevenzione degli incidenti rilevanti, si ritiene dovrebbe essere valutata con attenzione l’ipotesi di privilegiare l’opzione 2.0, vale a dire il mantenimento delle condizioni attualmente utilizzate per la verifica delle condizioni N-1. Infatti, l’applicazione dell’opzione 2.A caratterizzata da un meccanismo incentivante di premi/penalità anche all’energia non servita negli incidenti rilevanti - incidenti che, tipicamente, si caratterizzano come eventi di portata rilevante con effetti su numerosi soggetti - correrebbe il rischio di rivelarsi o eccessivamente rischiosa per Terna (in assenza di tetti massimi alle penalità) o scarsamente significativa per il consumatore (in presenza di tetti alle penalità), qualora attraverso le penali si intendesse risarcire l’utente danneggiato. Viceversa, l’applicazione dell’opzione 2.B, che prevede la valutazione di eventuali criteri aggiuntivi di verifica della sicurezza N -1 che tengano conto di alcune condizioni di perdita di un singolo elemento del sistema (ad esempio il “guasto sbarra”) rischia di rivelarsi eccessivamente macchinosa e di generare complessità nella gestione delle reti (anche in considerazione della rarità degli eventi considerati). L’opzione 2C, infine, che prevede una modulazione della maggior remunerazione attualmente riconosciuta agli interventi di sviluppo in relazione al grado di efficacia degli stessi, rischia di comportare pericolose alterazioni ai piani di sviluppo di trasmettitori/distributori, che tenderanno a non inserire a Piano investimenti necessari, ma la cui realizzazione possa essere resa incerta da problematiche, ad esempio, di tipo autorizzativo.</p> <p>(Q6) Come ulteriori aspetti di qualità del servizio di trasmissione potrebbero essere presi in considerazione numero e durata delle interruzioni brevi e/o lunghe.</p> |
| Acea | Nessuna osservazione. |
| Confindustria | <p>(Q5) Circa la prevenzione e mitigazione degli incidenti rilevanti, sembrerebbe opportuna l’affermazione che ritroviamo al § 6.7 del Documento che afferma “la complessità del tema è tale che non è possibile sulla base solo di una valutazione qualitativa preliminare dire</p> |

| | |
|----------|--|
| | <p>al momento quale opzione risulti preferibile”.</p> <p>D'altra parte la politica di questa associazione di scongiurare gli effetti psicologici (oltre che economici) di black out, spingono ad aderire ad una scelta di intervento per la prevenzione e mitigazione degli stessi fenomeni metereologici eccezionali, perdite in sequenza e perturbazioni elettriche interne ed estere, tuttavia, sono fortunatamente complessivamente rare, ma non sono certamente egualmente eludibili. L'intensa dannosità ed evidenza degli stessi fanno ritenere, pertanto, utile optare per la soluzione 2.0 che, seppur mantiene i criteri attualmente utilizzati per le verifiche N-1, consente le azioni della delibera 289/06 in materia di asservimento dei clienti interrompibili ad automatismi selettivi in grado di intervenire tempestivamente in caso di transitori di tensione o di frequenza o per attivazione di sezioni critiche: l'opzione, infatti, graverà su quei clienti che – per aver scelto l'interrompibilità – avranno già valutato i minori danni e i maggiori benefici dell'interruzione, ancorché improvvisa, salvando spesso la generalità dell'utenza (che non ha né i benefici né le remunerazioni dei clienti interrompibili).L'opzione ha, inoltre, una valutazione qualitativa complessiva Media, rispetto alle altre.</p> <p>(Q6) Sempre sul medesimo tema, per corresponsabilizzare gli utenti della rete, si potrebbe sviluppare una rilevazione dell'estensione qualitativa e per fascia di tensione protetta da sistemi di continuità di alimentazione presso i pochi clienti industriali in AT. Ciò potrebbe essere utile per l'Autorità nella valutazione successiva dell'abolizione/riduzione della maggiore remunerazione agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto sulla rete di trasmissione (pari al 2% aggiuntivo rispetto al WACC riconosciuto per gli investimenti ordinari).</p> |
| Edipower | <p>(Q5) Ribadisce le osservazioni formulate in risposta allo spunto Q4: ritiene necessario associare l'introduzione di premi/penalità (opzione 2.A) a strumento di tutela dei clienti finali. Ritiene efficace l'opzione 2.C purchè la maggiorazione della remunerazione del capitale investito venga opportunamente destinata a quegli investimenti, determinati sulla base di un'analisi di rischio associata a una valutazione costi/benefici, che consentono di minimizzare il rischio di incidenti rilevanti al minor costo per il sistema. L'opzione 2.B introduce elementi di complessità e scarsa trasparenza in quanto si ritiene non agevole per il Gestore del dispacciamento correlare in modo diretto i maggiori costi con i benefici ottenuti. Le opzioni 2A e 2C possono essere considerate complementari e non alternative.</p> <p>(Q6) Il mantenimento dei profili di tensione e frequenza ai valori normali di esercizio sono aspetti da considerare per la qualità. I clienti che contribuiscono a questi servizi potrebbero essere corresponsabilizzati con un'equa remunerazione di questi servizi.</p> |

7 Allineamento della regolazione tra trasmissione e distribuzione in alta tensione

Q.7 *Quali interventi si suggeriscono per diffondere i contratti per la qualità tra i clienti connessi a reti di alta tensione? Si ritiene necessario, a questo scopo, introdurre l'obbligo per i gestore di rete (sia di distribuzione che di trasmissione) di offrire almeno un contratto per la qualità per questa tipologia di clienti? Si ritiene necessario fissare dei livelli di riferimento per le interruzioni lunghe e brevi in AT?*

| | |
|--------------|---|
| Terna | <p>In linea di principio non è contraria all'introduzione dell'obbligo per i gestori di rete (di trasmissione o di distribuzione in AT) di offrire almeno un contratto per la qualità del servizio offerto ai clienti connessi in AT.</p> <p>Per quanto attiene la fissazione di livelli di riferimento per il numero di interruzioni lunghe e brevi in AT, fermo restando l'approvazione e la pubblicazione annuale da parte dell'Autorità dei livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per l'anno in corso, ritiene necessario che all'interno dei contratti di qualità sia lasciato alla libera contrattazione tra le parti la fissazione di tali parametri.</p> |
| Anie | <p>L'obiettivo indicato può essere perseguito solamente estendendo ai clienti AT gli standard di qualità (soggetti a indennizzi automatici) oggi previsti per i clienti connessi a reti D-AT.</p> <p>Concorda con la proposta di introdurre l'obbligo per il gestore di rete di offrire almeno un contratto per la qualità a clienti AT e si condivide la necessità di fissare livelli di riferimento per interruzioni lunghe e brevi in AT.</p> |
| Federutility | <p>Visto il mancato interesse da parte degli utenti verso tali strumenti, non appare utile la previsione di introdurre obblighi specifici per la offerta dei contratti per la qualità, stante comunque la disponibilità delle imprese a valutare, caso per caso, l'opportunità di offrire soluzioni dedicate, qualora ciò sia effettivamente possibile per il distributore in funzione delle peculiarità della rete gestita e delle richieste dell'utente. Oltre alla necessità di una sensibilizzazione dei clienti sull'argomento, il diffondersi di tali contratti, forse più interessante a livello di clienti MT che AT, necessita di strumenti di intervento che permettano un migliore equilibrio del rapporto costo degli interventi/ricavo ipotizzando anche forme di finanziamento per progetti concreti da realizzare. La fissazione di livelli di riferimento per interruzioni in AT può essere utile nella gestione dei contratti per la qualità con riferimento ai clienti connessi su reti MT.</p> |
| Aem | <p>Ritiene che fissare livelli di riferimento per le interruzioni occorse sulla rete di distribuzione in AT può essere utile anche al fine di meglio gestire i contratti per la qualità da stipulare con i clienti finali connessi alle reti MT, al fine di offrire soluzioni personalizzate a problemi specifici. Tuttavia, in ragione dello scarso interesse degli utenti verso</p> |

| | |
|---------------|---|
| | <p>tali strumenti, non ritiene opportuna la previsione di introdurre obblighi specifici per la presentazione dei contratti per la qualità, stante la disponibilità delle imprese a valutare l'opportunità di offrire soluzioni dedicate. Infine, nell'ipotesi proposta dall'Autorità di demandare la regolazione della qualità del servizio di distribuzione su reti in AT ai contratti per la qualità, ritiene opportuno chiarire come si debbano gestire i casi di clienti connessi a reti di distribuzione in AT gestite da altra impresa di distribuzione.</p> |
| Enel | <p>Condivide la proposta di rimozione degli standard relativi ai clienti finali e agli altri utenti direttamente connessi alla rete di distribuzione in AT e l'eventuale introduzione di contratti per la qualità personalizzati e adeguati alle relative esigenze. Rimangono da definire le modalità applicative di tali contratti, soprattutto come valorizzare le inevitabili ricadute positive degli interventi realizzati per offrire le maggiori performance richieste sugli altri clienti che insistono sulle medesime reti del cliente contrattualizzato.</p> |
| Edison | <p>Per quanto concerne la diffusione dei contratti di qualità fa riferimento a quanto esplicitato in premessa e in risposta allo spunto Q.2. Concorda inoltre con la necessità di definire "livelli di riferimento massimi" per le interruzioni lunghe e brevi in AT.</p> |
| Acea | <p>Condivide la necessità di realizzare l'allineamento della regolazione della qualità del servizio tra la RTN e la D-AT rimuovendo gli standard relativi ai clienti AT direttamente connessi alle reti D-AT. Non ritiene opportuno, tuttavia, introdurre alcun obbligo per il distributore in merito all'offerta e sottoscrizione di contratti per la qualità. E' infatti precipuo interesse del cliente, in funzione delle caratteristiche del proprio ciclo di produzione e del proprio impianto, fare richieste personalizzate e condividere con il gestore della rete AT cui è interconnesso gli aspetti peculiari dell'eventuale contratto individuale per la qualità. Resta comunque la massima disponibilità da parte delle imprese a valutare, caso per caso, l'opportunità di offrire soluzioni codificate che siano corrispondenti alle esigenze dei singoli clienti.</p> |
| Confindustria | <p>L'allineamento della regolazione della qualità tra trasmissione e distribuzione in AT attraverso la diffusione dei contratti per la qualità tra i clienti connessi alla rete di AT appare utile, anche come banco di prova del complessivo avvio dell'istituto. Potrebbe verificarsi, peraltro, che l'offerta di CdQ a clienti di AT, di MT e di BT imponga all'esercente di poter avere dai distributori, a loro volta, soluzioni differenziate e personalizzate. Vista l'inesistente regolazione delle interruzioni inferiori ai 3 minuti, l'avvio dei CdQ appare da conseguire nell'arco del III periodo di regolazione mediante la valutazione del successo o meno di nuovi criteri di individuazione statistica (es.: accorpamenti di interruzioni lunghe e brevi consecutive delle quali si parla al § 15.14-19 del Documento).</p> <p>Al punto 7.3 la dizione è tale che sembra che solo le utenze connesse all'alta tensione abbiano tali problemi, mentre la problematica delle microinterruzioni è un elemento determinante del costo industriale di</p> |

| | |
|----------|---|
| | tutte le imprese. Il 7.3 è pertanto completamente da rivedere inserendo la possibilità indicate a tutte le utenze, comprese le PMI, oppure alle aziende per le quali si superano determinati valori annui di interruzioni transitorie (vedi anche Q.17 che segue). |
| Edipower | Andrebbe introdotto l'obbligo per i gestori di rete di offrire contratti per la qualità. Condivide il ragionamento dell'Autorità e ritiene che il meccanismo della contrattazione bilaterale possa configurarsi come integrativo rispetto agli standard che le parti possono consensualmente adottare anche derogando dai meccanismi di indennizzo. Sarebbe opportuno che l'Autorità promuovesse la costituzione di un gruppo di lavoro tra distributori/gestori e le associazioni dei grandi clienti finali per definire un insieme significativo di schemi contrattuali in grado di coprire le esigenze più diffuse (es. attivi/passivi; tipologia di ciclo produttivo o categoria merceologica). |

8 Semplificazione delle regole di registrazione delle disalimentazioni AT

Q.8 *Si considerano opportune le integrazioni proposte alle modalità di registrazione delle interruzioni in alta tensione in materia di "guasti in sequenza" su reti AT miste tra trasmissione e distribuzione?*

| | |
|-------|---|
| Terna | <p>L'ipotesi di regolamentazione della qualità del servizio proposta da Terna in risposta al punto Q.4 prevede di includere tra le disalimentazioni rilevanti al fine della determinazione del livello di qualità del servizio di trasmissione offerto (valore dell'ENS) anche quelle dovute a Cause esterne (3 CE).</p> <p>Pertanto, in relazione a tale proposta, non trova applicazione l'ipotesi avanzata di suddividere in parti uguali (50% - 50%) l'energia non servita dovuta a "guasti in sequenza" su reti AT miste tra trasmissione e distribuzione.</p> <p>Prescindendo da tale considerazione non è comunque favorevole all'ipotesi illustrata di suddividere in parti uguali l'attribuzione di energia non fornita per "guasti in sequenza" su reti AT miste di trasmissione e distribuzione. Infatti ritiene fondamentale che per tutti i guasti, e quindi anche per i "guasti in sequenza", siano fissate regole condivise circa l'attribuzione univoca della responsabilità della disalimentazione. Per i "guasti in sequenza" il regime di responsabilità attualmente in vigore, che prevede l'attribuzione della responsabilità della disalimentazione al soggetto proprietario della rete AT su cui si è verificato il secondo/ultimo guasto (il primo determina la sola perdita della sicurezza n - 1) è quello maggiormente in linea con i principi generali in materia di responsabilità, anche ai fini di eventuali richieste risarcitorie. Inoltre, ciò consente di distinguere le singole responsabilità anche al fine del calcolo degli altri indici attualmente utilizzati per la</p> |
|-------|---|

| | |
|--------------|---|
| | <p>valutazione del livello di qualità del servizio di trasmissione offerto (interruzione per clienti, ecc.).</p> <p>Per le stesse motivazioni non è favorevole all'applicazione della suddetta regola (50% - 50%) per l'attribuzione dell'energia non servita a causa di disalimentazioni occorse in situazioni di indisponibilità programmata di elementi di rete che comportano smagliature su reti AT miste tra trasmissione e distribuzione; tutto ciò pur condividendo l'esigenza di individuare strumenti atti a responsabilizzare entrambi gli operatori (di trasmissione e di distribuzione) ad individuare il migliore piano possibile di indisponibilità programmata e ad eseguire i lavori in modo sempre più efficiente per il sistema.</p> |
| Anie | Considera opportune le integrazioni proposte dall'Autorità. |
| Federutility | Ritiene che le integrazioni proposte in tema di modalità di registrazione delle interruzioni in AT – e che in parte recepiscono osservazioni presentate in altre occasioni - siano opportune e condivisibili. |
| Enel | <p>La proposta dell'Autorità recepisce alcune indicazioni già fornite da Enel ed è pertanto pienamente condivisibile. Si rendono, però, necessarie alcune precisazioni.</p> <p>La metodologia di ripartizione del momentum (o in subordine dell'energia non fornita) deve tener conto delle diverse modalità con cui l'evento guasto o la disalimentazione programmata può verificarsi. In sintesi occorre distinguere fra le seguenti casistiche:</p> <p>A. Guasto singolo su rete in assetto standard:</p> <ul style="list-style-type: none"> - guasto con localizzazione: attribuzione del momentum (o l'energia non fornita) al gestore proprietario del componente guasto; - guasto senza localizzazione: attribuzione del momentum (o l'energia non fornita) in percentuali uguali tra tutti i gestori proprietari delle porzioni della rete interessata; <p>B. Guasto su rete in assetto non standard (per lavori programmati o per primo - o successivo - guasto accertato):</p> <ul style="list-style-type: none"> - guasto con localizzazione: in percentuali uguali tra il gestore responsabile della prima disalimentazione e ciascuno dei proprietari di un componente sede di guasto; - guasto senza localizzazione: in percentuali uguali tra il gestore responsabile della prima disalimentazione e tutti gli altri gestori proprietari di porzioni della rete interessata. <p>In caso di fenomeno evolutivo, la metodologia va applicata in sequenza alle diverse fasi dell'evento; così per il primo guasto della sequenza, fino al verificarsi del secondo evento, il momentum (o l'energia non fornita) sarà ripartito secondo il criterio per guasto singolo. Dall'inizio del secondo evento e fino al verificarsi del terzo evento il momentum (o l'energia non fornita) sarà ripartito tra il responsabile del primo evento e quello del secondo. Dall'inizio del terzo evento il momentum (o l'energia non fornita) sarà ripartito tra il responsabile del primo evento, quello del secondo e quello del terzo, e così via.</p> <p>In caso di controversie sulla determinazione del componente guasto, il guasto potrà essere considerato senza localizzazione ovvero potrà</p> |

| | |
|---------------|--|
| | <p>essere richiesto un “arbitrato”.</p> <p>Occorre comunque evidenziare che la localizzazione del guasto sul componente, ed il conseguente coinvolgimento nella ripartizione dell’indicatore (momentum o energia non fornita), non costituiscono una determinazione di responsabilità a carico del gestore proprietario, ma solo un criterio convenzionale di ripartizione da utilizzarsi nell’ambito di un meccanismo incentivante.</p> |
| Acea | <p>Condivide pienamente le integrazioni proposte in merito alle modalità di concorso secondo ripartizione al 50% nell’attribuzione delle responsabilità tra gestore della RTN e della rete di D-AT per le interruzioni “in sequenza” o per le indisponibilità programmate.</p> |
| Confindustria | <p>Considera opportune le integrazioni proposte alle modalità di registrazione delle interruzioni in AT in materia di guasti in sequenza su reti in AT miste tra trasmissione e distribuzione.</p> |

9 Valorizzazione dei servizi di mitigazione offerti dai distributori

Q.9 *Si considera fattibile il meccanismo proposto? Quali altri meccanismi alternativi si propongono per valorizzare i servizi di mitigazione offerti dai distributori MT/BT?*

| | |
|-------|---|
| Terna | <p>Prescindendo dall'analisi dell'indicatore proposto per la valorizzazione degli eventuali servizi di mitigazione offerti dai distributori MT/BT, non condivide la previsione dei "meccanismi di compensazione" in base alla quale si aggiunge la stima dell'effetto economico "differenziale" relativo ai servizi di mitigazione offerti, in termini di minori incentivi o maggiori penalità per l'impresa di trasmissione o di distribuzione in alta tensione.</p> <p>In linea generale non ritiene che misure di incentivazione, che nello specifico riguardano la fornitura di servizi di mitigazione da parte dei distributori MT/BT, vadano realizzate prevedendo meccanismi di compensazioni da parte di altri soggetti - impresa di trasmissione o di distribuzione in AT. Ciò al fine di evitare l'insorgere di eventuali disallineamenti tra i diversi obiettivi dei soggetti coinvolti dovuti all'insorgere di possibili comportamenti speculativi da parte di alcuni di essi.</p> <p>Inoltre la valorizzazione dei servizi di mitigazione offerti dai distributori MT/BT mediante la capacità di controalimentazione della rete MT per effetto dell'aumento della magliatura della rete stessa oppure attraverso l'utilizzo di gruppi mobili di generazione, già trova, a nostro parere, una implicita e specifica forma di remunerazione nell'ambito della regolazione della continuità del servizio di distribuzione, per cui le ulteriori misure di compensazione prospettate costituirebbero una ulteriore valorizzazione.</p> <p>Per quanto attiene, infine, il presunto beneficio che l'impresa di</p> |
|-------|---|

| | |
|--------------|---|
| | <p>trasmissione e quindi Terna trarrebbe in modo implicito dalla diminuzione del valore dell'ENS per effetto dei servizi di mitigazione crescenti che i distributori MT/BT fornirebbero, fa notare che tale presunto beneficio sarebbe via via intercettato nel meccanismo di regolamentazione della qualità del servizio di trasmissione proposto, attraverso l'aggiornamento periodico del target di ENS da rispettare.</p> |
| Anie | <p>Considera fattibile il meccanismo proposto.</p> |
| Federutility | <p>Concorda sulla previsione di una valorizzazione dei servizi di “mitigazione” offerti dagli operatori della distribuzione; resta da valutare la fattibilità operativa del meccanismo proposto dall’Autorità – basato sulla differenza tra l’energia non fornita a bocca di cabina primaria e l’energia non fornita a livello di Clienti finali - in merito al quale la Federazione si riserva ulteriori approfondimenti.</p> <p>Rileva, inoltre che:</p> <ul style="list-style-type: none"> • la previsione per cui la valorizzazione del servizio di controalimentazione sia funzionale ad integrare il meccanismo di incentivazione/penalizzazione economica relativo alla riduzione degli incidenti non rilevanti non comporta, necessariamente, anche una efficiente motivazione economica per gli investimenti nella magliatura della rete MT, come auspicato dall’Autorità al punto 9.3. A questo proposito, si sottolinea che gli investimenti realizzati per elevare la possibilità di controalimentazione non troverebbero una ragionevole valorizzazione se riferiti ai soli casi in cui i Distributori sono chiamati a fornire il supporto; va evidenziato, ad esempio, che in casi di aree di disalimentazione che coinvolgono più di una cabina primaria buona parte delle reti MT realizzate non sarebbe in grado di fornire detto supporto. Ritiene più opportuno un approfondimento tecnico con il coinvolgimento degli operatori che porti a definire criteri certi sui livelli di capacità di controalimentazione con meccanismi altrettanto certi di riconoscimento degli investimenti, effettivamente realizzati a tale scopo, e non calcolati sulla base invece del reale intervento in caso di guasto; • in merito a quest’ultimo aspetto, occorre tenere presente anche il problema relativo all’efficiente dimensionamento degli impianti di distribuzione; evidenzia, infatti, che garantire la rialimentazione di utenti con la rete MT in caso di indisponibilità AT determina un più alto livello di investimenti per impianti (trasformatore AT/MT-linee MT) poi normalmente non utilizzati; • in caso di interruzioni con origine AT, nel caso di rialimentazioni da rete MT, i distributori si assumono un rischio rilevante nel predisporre la rete MT in assetto di emergenza (in caso di guasto con origine MT gli utenti coinvolti sono maggiori), di cui si auspica la dovuta considerazione in sede di definizione della valorizzazione di tale servizio. |
| Aem Milano | <p>Al fine di formulare osservazioni in merito alla fattibilità del metodo proposto dall’Autorità concernente la definizione di un indicatore</p> |

| | |
|------|---|
| | <p>quantitativo dei servizi di mitigazione offerti dai distributori in occasione di disalimentazioni di alta tensione, ritiene opportuno valutare lo stesso alla luce di ulteriori elementi di carattere economico. In tal senso, si riserva la possibilità di formulare ulteriori approfondimenti. In merito a tale tematica, segnala le seguenti criticità:</p> <ul style="list-style-type: none"> - con riferimento alle interruzioni con origine sulla rete AT, nei casi di rialimentazioni da rete MT, i distributori si assumono un rischio nel predisporre la rete MT in assetto di emergenza. Infatti, in caso di un guasto con origine sulla rete MT il numero degli utenti coinvolti nelle interruzioni, risulterebbe maggiore; - con riferimento all'ipotesi di riconoscere un meccanismo di compensazione a favore delle imprese distributrici che riescano a fornire servizi di mitigazione, ritiene opportuno evidenziare che garantire la rialimentazione di utenti con la rete MT in caso di indisponibilità AT comporta a carico delle imprese di distribuzione un più elevato livello di investimenti sugli impianti (sui trasformatori AT/MT e sulle linee MT) che in assetto normale resterebbero inutilizzati. Di tali maggiori investimenti occorrerebbe tenere conto ai fini di preservare i margini di distribuzione. |
| Enel | <p>Condivide la proposta dell'Autorità di valorizzare i servizi di mitigazione delle disalimentazioni AT offerta dai distributori (ad esempio attraverso le controalimentazioni effettuate con le reti MT). Per rafforzare l'incentivo alla mitigazione delle disalimentazioni AT, suggerisce di permettere lo scorporo dalla regolazione generale e quella individuale relativa al numero delle interruzioni delle eventuali interruzioni riconducibili al sovraccarico delle linee determinato dal soccorso effettuato.</p> |
| Acea | <p>Condivide l'introduzione di un meccanismo incentivante per la valorizzazione dei servizi di mitigazione delle interruzioni di origine AT offerti dai distributori MT/BT.</p> <p>Tuttavia il meccanismo di remunerazione descritto mediante il delta sull'ENS sembra di complessa valutazione.</p> <p>Suggerisce, quale alternativa, di computare il momento dell'interruzione AT (durata per clienti interrotti) ed il momento della rialimentazione MT (durata per clienti rialimentati). Quest'ultima dovrebbe essere la quantità da valorizzare. Qualora si ritenesse utile, possono essere introdotti fattori correttivi per tener convenzionalmente conto anche dei clienti MT disalimentati ad inizio guasto e rialimentati dalla rete MT.</p> <p>Infine evidenzia la necessità di rivedere quanto stabilito nel documento "Istruzioni Tecniche – rev. maggio 2005" in merito all'attribuzione di responsabilità del guasto al distributore MT in seguito ad un tentativo fallito di rialimentazione dei clienti interrotti per un precedente guasto AT attraverso manovre sulla media tensione. Questo aspetto, infatti, è in pieno contrasto con la valorizzazione auspicata della mitigazione attraverso la rete MT, poiché prevede la penalizzazione di tale servizio di soccorso nel caso di esito negativo dei tentativi di rialimentazione.</p> |

| | |
|---------------|---|
| Confindustria | <p>La valorizzazione dei servizi di mitigazione offerti dai distributori MT/BT appare senz'altro da incentivare, anche per poter diffondere presso la clientela l'azione a loro tutela attivata. Resta da valutare, sulla base di dati statistici da individuare, quanto tali servizi siano effettivamente in grado di ridurre o mitigare la disalimentazione. L'indice quantitativo proposto andrebbe comunque valutato in termini di effetto economico. Infatti il calcolo della quantità dell'energia non servita lorda meno la quantità dell'energia non servita netta proposto, che pur si condivide, potrebbe essere meglio valutato se si stabilisse un valore economico che faccia stimare l'entità della mitigazione ottenuta correlata con quella del premio riconosciuto ai distributori MT/BT da Terna.</p> |
|---------------|---|

Osservazioni specifiche: Parte II (Qualità dei servizi di distribuzione in media e bassa tensione e di misura)

12 Motivazioni tecnico-economiche e obiettivi specifici dell'intervento

Q.10 *Si condivide l'obiettivo specifico di miglioramento della affidabilità della rete di distribuzione? Se no, per quali motivazioni e come dovrebbe essere riformulato tale obiettivo?*

| | |
|--------------------|---|
| 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). |
| Federutility, Acea | Da valutare attentamente. Possibile l'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, ma non prima del 2012. |
| 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. |
| Cittadinanzattiva | Condivide l'obiettivo. |
| Anie, Edipower | Dovrebbe essere dato maggior peso al numero di interruzioni piuttosto che alla loro durata. |

Q.11 *Si condivide l'obiettivo specifico di estendere la tutela dei clienti che subiscono molte interruzioni, includendo anche i clienti BT e le interruzioni brevi? Se no, per quali motivazioni?*

| | |
|------|---|
| Enel | Non condivide di estendere la tutela dei clienti MT considerando anche le interruzioni brevi. L'esperienza ha mostrato una modesta adesione dei clienti MT alla opzione prevista dalla delibera 247/04. 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. Non condivide neanche l'obiettivo di introdurre standard specifici per il numero di interruzioni lunghe dei clienti BT: rischia di alimentare contenziosi con i clienti. 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 |
|------|---|

| | |
|-----------------------------|---|
| | <p>medio di interruzioni lunghe per cliente BT.</p> <p>L'introduzione di una regolazione individuale riguardo al numero delle interruzioni lunghe dei clienti BT potrà essere valutata per il quarto periodo regolatorio dopo aver valutato gli effetti della regolazione generale sul numero medio delle interruzioni.</p> |
| Federutility, Acea | <p>Manifesta perplessità in merito alla opportunità di estendere alle interruzioni brevi gli attuali meccanismi di indennizzo individuale per i clienti MT, stante la loro scarsa partecipazione al meccanismo di adeguamento degli impianti promosso con delibera n. 247/04. Sarebbe più opportuno obbligare i clienti ad adeguare i propri impianti in MT. 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. Per quanto riguarda gli indennizzi per i clienti BT propone di prevedere, per il prossimo ciclo regolatorio, un periodo di osservazione dell'andamento del parametro riferito al numero di interruzioni, e di valutare l'opportunità di un intervento su tali aspetti solo a valle di ulteriori approfondimenti in materia, anche perché gli interventi che verranno effettuati sulla MT comporteranno prevedibili miglioramenti anche sulla BT. Le regole dovrebbero infine essere armonizzate con quelle riguardanti le interruzioni prolungate e estese.</p> |
| Confindustria | <p>Condivide l'obiettivo specifico proposto in merito all'estensione della tutela dei clienti che subiscono molte interruzioni, includendo anche i clienti in BT e le interruzioni brevi, anche con riferimento alla interruzioni attribuibili a terzi.</p> |
| Cittadinanzattiva, Edipower | <p>Condividono l'obiettivo.</p> |
| Anie | <p>Gli indennizzi automatici non dovrebbero riguardare i clienti domestici.</p> |

Q.12 *Si condivide l'obiettivo specifico di semplificare e stabilizzare le regole per le esclusioni di alcune interruzioni particolari dalla regolazione della qualità del servizio? Se no, per quali motivazioni?*

| | |
|--------------|--|
| Enel | <p>Condivide la proposta di utilizzare il metodo statistico per l'identificazione dei periodi eccezionali e di considerare la provincia come ambito territoriale di riferimento, e di garantire omogeneità nell'esclusione delle interruzioni con origini MT e BT.</p> |
| Federutility | <p>Si vedano le risposte agli spunti da Q.22 a Q.25.</p> |
| Acea | <p>Condivide l'obiettivo di semplificazione delle regole di registrazione. Occorre valutare come lo stesso viene perseguito. Non è accettabile prevedere la regolazione delle interruzioni attribuibili a danneggiamenti da terzi anche mediante meccanismi incentivanti perché tale tipologia d'eventi è completamente al di fuori delle responsabilità del Distributore che non possiede alcun meccanismo di</p> |

| | |
|--|---|
| | controllo per la riduzione di tali eventi. |
| Aem Milano | Condivide l'obiettivo di consolidare alcune regole di registrazione delle interruzioni. Con riferimento alla proposta di includere nella regolazione le interruzioni dovute a danni da terzi o a guasti da utenti, l'esclusione di tali interruzioni dalla regolazione rispecchia l'effettiva impossibilità per l'impresa di distribuzione di controllo sugli eventi che causano le stesse interruzioni, da cui consegue un'altrettanto effettiva impossibilità di attuare provvedimenti finalizzati alla riduzione di tali interruzioni, che al contrario appare necessaria laddove si decida di adottare una regolazione del numero delle interruzioni. Segnala valori fortemente disomogenei nel corso degli anni in termini di durata relativa rispetto alla durata dovuta a tutte le interruzioni. |
| Confindustria, Cittadinanzattiva, Edipower | Condividono l'obiettivo. |

Q.13 *Si condividono gli obiettivi specifici indicati (promozione degli investimenti per la robustezza, continuazione ed estensione alla BT del monitoraggio della qualità della tensione e sviluppo dei contratti per la qualità)? Se no, per quali motivi?*

| | |
|--------------|---|
| Enel | <p>Condivide la necessità di introdurre una remunerazione specifica per incentivare gli investimenti che concorrono a migliorare la robustezza della rete elettrica e suggerisce di perseguire obiettivi di robustezza dei singoli elementi di rete (ricostruzione linee con conduttori di sezione inferiore a 20 mm² in filo unico) e del sistema nel suo complesso (contenimento degli impianti MT/BT non rialimentabili nelle condizioni n-1).</p> <p>Esprime dubbi sugli interventi generalizzati volti ad incrementare il livello della potenza di corto circuito perché riguardano solo una parte dei clienti, mentre i costi devono essere sostenuti da tutti i clienti. Ogni iniziativa in merito dovrebbe essere preceduta dalla regolamentazione degli assorbimenti istantanei da parte dei clienti finali. Eventuali esigenze di contenimento delle variazioni istantanee di tensione potrebbero trovare inquadramento mediante specifici contratti per la qualità attraverso i quali il distributore potrebbe garantire, in un range regolamentato di assorbimenti, una minore sensibilità della rete alle variazioni di tensione.</p> |
| Federutility | <p>Condivide l'obiettivo. In merito alla robustezza elettrica invita l'Autorità a rimandare qualsiasi iniziativa di regolazione in merito a tali aspetti solo a valle del completamento delle analisi già avviate (assunzioni poste alla base della relazione che lega la potenza di corto circuito alle variazioni rapide di tensione).</p> <p>Per quanto riguarda i contratti per la qualità, vista anche la mancanza di interesse ad oggi rilevata presso gli stessi utenti, condivide la necessità di attivarsi per disporre di ulteriori informazioni e dati utili alla loro stipula, evitando però di prevedere obblighi, per le imprese</p> |

| | |
|---------------|---|
| | distributrici, in merito alla proposta di tali contratti alla clientela. |
| Acea | <p>Condivide la proposta di incentivare la promozione degli investimenti finalizzati al miglioramento della robustezza delle reti elettriche, inclusa l'eliminazione dei livelli di tensione storici ormai non più adeguati alla crescita dei carichi.</p> <p>Condivide le iniziative di monitoraggio dei parametri della qualità della tensione, anche se appare prematura l'estensione del monitoraggio alla BT.</p> <p>Visto lo scarso interesse ad oggi dimostrato dai clienti per la sottoscrizione dei contratti per la qualità suggerisce all'Autorità di prevedere ulteriori azioni mirate ad incrementare l'interesse dei clienti sul tema non prevedendo, però, alcuna forma d'obbligo di sottoscrizione dei contratti.</p> |
| Aem Milano | <p>Condivide l'obiettivo specifico volto al miglioramento della robustezza della rete. Gli interventi strutturali richiedono però elevati investimenti per i quali dovrà essere prevista un'adeguata copertura tariffaria.</p> <p>Osservazioni di maggior dettaglio potranno essere formulate alla luce della pubblicazione del documento per la consultazione che si occuperà di ridefinire la regolazione tariffaria per il III periodo regolatorio.</p> |
| Anie | Condivide l'obiettivo. |
| Confindustria | Gli obiettivi sono molto importanti. Gli interlocutori delle Amm. Regionali sono quindi centrali in questa azione. |

Q.14 *Si condivide l'obiettivo specifico di revisione e semplificazione della regolazione della qualità commerciale? Se no, per quali motivi?*

| | |
|---------------------|---|
| Enel | <p>Condivide pienamente l'obiettivo per via della notevole complessità gestionale associata alla registrazione dei diversi eventi che costituiscono la singola prestazione (certificazione). La semplificazione dei processi potrebbe ottenersi mediante la riduzione dell'uso di documenti cartacei (non condivide la proposta di richiedere l'apposizione della firma al cliente per attestare l'avvenuta prestazione nei tempi previsti perchè potrebbe non essere presente o rifiutarsi di sottoscrivere il documento per motivi che prescindono dalla correttezza dei dati riportati sullo stesso); la revisione dell'attuale meccanismo della prestazione "appuntamento personalizzato"; l'omogeneizzazione delle modalità previste per lo scorporo dei tempi in conseguenza di richieste di posticipazione delle prestazioni da parte dei clienti.</p> |
| Anie, Confindustria | Condividono l'obiettivo. |

Q.15 *Si condivide l'obiettivo specifico di estensione della regolazione della qualità del servizio alle imprese distributrici di minore dimensione? Se no, per quali motivi?*

| | |
|--------------|---|
| Federutility | L'Autorità dovrebbe valutare il prevedibile e reale impatto sulla |
|--------------|---|

| | |
|-------------------------------------|---|
| | gestione delle reti di distribuzione delle imprese di minore dimensione. Dichiara la propria disponibilità a coadiuvare l’Autorità in una attività di analisi del fenomeno della qualità sulle piccole reti ed in ogni caso, qualora l’Autorità ripresentasse tale proposta anche nel prosieguo della consultazione, si riserva di proporre soluzioni alternative di regolazione. |
| Acea | Condivide la necessità di armonizzazione della regolazione con il fine di evitare situazioni di discriminazione per i clienti. |
| Anie, Confindustria, Edipower | Condividono l’obiettivo. |

Q.16 *Quali altri obiettivi specifici si ritiene debbano essere perseguiti dall’Autorità per i servizi di distribuzione in media e bassa tensione e di misura dell’energia elettrica?*

| | |
|-----------------------------------|----------|
| Enel, Federutility, Acea, Anie | Nessuno. |
|-----------------------------------|----------|

13 Miglioramento dell’affidabilità delle reti di distribuzione MT/BT

Q.17 *Si condividono le valutazioni espresse? Si ritiene che sia preferibile un’opzione diversa da quella indicata? Se sì, per quali motivi? Ci sono altre opzioni che non sono state considerate? Si invitano i soggetti interessati a fornire elementi quantitativi in termini di costi e benefici annessi alle diverse opzioni presentate e in particolare a quella indicata come preferibile (opzione #3.C).*

| | |
|------|---|
| Enel | <p>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.</p> <p>Una prima stima degli oneri economici associati al miglioramento del “numero di interruzioni per cliente BT”, evidenzia interventi mirati alla riduzione del numero di eventi per linea (“desensibilizzazione” delle linee rispetto agli agenti esterni; in particolare trasformazione delle linee MT aeree nude in linee in cavo aereo o cavo sotterraneo. I costi associati sono dell’ordine dei 50-60 k€/km di linea; l’attuale consistenza della rete elettrica MT aerea nuda è di poco inferiore ai 200.000 km.) e del numero di clienti per linea (interventi di riduzione della lunghezza media delle linee, ottenibile mediante costruzione di nuove cabine primarie).</p> <p>Il costo di una nuova cabina primaria con raccordi alla rete MT esistente è stimabile in circa 2,2 milioni di euro, nell’ipotesi minima di realizzare l’impianto sotto una linea AT esistente, con un solo trasformatore AT/MT e una sezione MT semplificata. Per ridurre la lunghezza media delle linee MT da 14 km (valore attuale) a 10 km, sarebbe necessaria la</p> |
|------|---|

| | |
|--------------|---|
| | <p>costruzione di circa 1.200 cabine primarie, per conseguire una riduzione del numero delle interruzioni comunque non superiore ad 1/3 del valore attuale. La realizzazione di nuove cabine primarie richiede inoltre tempi lunghi, anche a causa dei processi autorizzativi, che consentono di ottenere i benefici attesi dopo un arco temporale medio di 4 anni. Sulla base di simulazioni di costo, e con riferimento allo stato attuale di performance della rete MT (di Enel), è ipotizzabile che il costo da sostenere per la riduzione in ambito nazionale del numero delle interruzioni per cliente BT dal valore 2005 di circa 7,5 a 6, sia dell'ordine di 1.500-2.000 milioni di euro (con il criterio di accorpamento proposto nella risposta allo spunto Q.25, il valore assoluto sarebbe inferiore, ma l'effetto di riduzione sarebbe percentualmente simile).</p> |
| Federutility | <p>Rimanda a quanto osservato nelle considerazioni generali e ribadisce la proposta di utilizzare il prossimo periodo regolatorio per valutare l'opportunità o meno di un intervento su tali aspetti prevedendo, eventualmente, un avvio sperimentale del meccanismo individuato dall'Autorità, ma senza introdurre vincoli economici per gli operatori coinvolti.</p> <p>Per quanto riguarda il miglioramento della durata propone di mantenere gli attuali livelli tendenziali applicando il tasso annuo di miglioramento calcolato ad inizio periodo.</p> |
| Acea | <p>Sottolinea che una regolazione limitata al numero medio di interruzioni introduce una forte discontinuità con le metodologie di registrazione ormai consolidate e comporta la riduzione dell'efficacia degli investimenti realizzati sino ad oggi sulla rete per contenere la durata delle interruzioni. Sarebbe opportuno prevedere la coesistenza della regolazione sulla durata cumulata delle interruzioni e della regolazione del numero medio delle stesse. Vista la connotazione innovativa della regolazione sul numero delle interruzioni, ravvisa inoltre la necessità di impiegare il prossimo periodo regolatorio per il monitoraggio di tali nuovi indicatori senza impegni economici per gli operatori coinvolti. 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. Gli interventi per migliorare l'affidabilità della rete richiedono notevoli tempi di realizzazione ed ingenti impegni economici.</p> |
| Aem Milano | <p>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</p> |

| | |
|---------------|---|
| | <p>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.</p> <p>Al fine di calcolare i nuovi livelli tendenziali propone di prendere a riferimento i valori ottenuti nel quadriennio 2004-2007 considerato il carattere discontinuo dell'andamento del valore di durata cumulata, dovuto per es. all'influenza di fattori climatici; potrebbe risultare penalizzante limitarsi a calcolare i nuovi tendenziali basandosi solo sugli ultimi due anni.</p> <p>Con riferimento alla regolazione del numero medio di interruzioni richiede di valutare tale intervento tenendo conto dei notevoli impatti, di carattere operativo ed economico, sugli operatori coinvolti, legati tanto all'onerosità degli investimenti richiesti, che alle tempistiche fissate per il conseguimento dei risultati prospettati.</p> |
| Confindustria | <p>Il documento non tratta delle interruzioni transitorie (< 1 sec.) in ambito distribuzione. Molti problemi per le aziende, soprattutto quelle ad alta tecnologia ed automazione, derivano da tali interruzioni ("microinterruzioni"). Richiama ancora una volta l'attenzione dell'Autorità su questo aspetto, come impegno a focalizzarne l'intervento nel prossimo futuro nell'ambito del III° periodo di regolazione, con obbligo del distributore ad effettuare la registrazione e a divulgarne periodicamente i dati. Resta da sapere perchè il termine "microinterruzione" sia esplicitato come un riferimento primario del miglioramento dell'affidabilità delle reti di distribuzione in AT e non delle reti in MT/BT.</p> <p>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.</p> |
| Anie | Condivide le valutazioni espresse, dando preferenza per l'opzione 3.C. |
| Edipower | Condivide le valutazioni espresse. Devono essere salvaguardati gli indennizzi per i clienti MT. |

14 Aumento della tutela dei clienti finali che subiscono troppe interruzioni

Q.18 *Si condividono gli scenari proposti per pervenire ad un rafforzamento della tutela dei clienti MT che subiscono molte interruzioni? Quali alternative possono essere adottate?*

| | |
|------|--|
| Enel | Non condivide la proposta dell'Autorità di introdurre un nuovo standard individuale per i clienti MT relativo al numero di interruzioni lunghe più brevi, senza attendere gli esiti della regolazione introdotta con la delibera |
|------|--|

| | |
|--------------|---|
| | <p>n. 247/04. L'introduzione di una regolazione delle interruzioni brevi richiede l'adeguamento degli impianti di tutti i clienti, dal momento che le interruzioni brevi sono sempre senza localizzazione.</p> <p>Non condivide neanche la proposta dell'Autorità circa la "bonifica" degli impianti dei clienti MT con potenza inferiore a 100 kW, con trasformatori su palo e cabine in elevazione, con passaggio a forniture in BT. I relativi costi sono troppo elevati (circa 120 milioni di euro) rispetto al danno provocato dalle interruzioni generate da tali impianti: si tratta di impianti in gran parte localizzati in aree rurali alimentati da linee che sopportano un carico ridotto.</p> <p>Si evidenzia, inoltre, che in conseguenza di un provvedimento che imponga la suddetta bonifica, resterebbero 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.</p> <p>Propone, quindi, di mantenere esclusi dalla regolazione prevista con la delibera n. 247/04 i 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.</p> <p>Ritiene inoltre necessario introdurre l'obbligo di connessione in BT per tutte le nuove forniture con potenze inferiori a 100 kW. Solo a seguito di un congruo periodo di esercizio del regime suddetto potrebbero essere eventuali iniziative relative ad impianti esistenti.</p> |
| Federutility | <p>Ribadisce la necessità di una attenta valutazione (costi/benefici) sull'opportunità di estendere la regolazione attuale anche alle interruzioni brevi, in considerazione del fatto che, a fronte degli appesantimenti operativi che ne deriverebbero per gli operatori, non si registra al momento particolare sensibilità di tale tipologia di utenza verso tali aspetti. Ulteriori considerazioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Le nuove proposte in termini di accorpamento e registrazione delle interruzioni e il fatto che la nuova regolazione interesserebbe la totalità di utenti MT inducono ad una cautela nella definizione di nuove proposte regolatorie. – Condivide l'apprezzamento dell'Autorità per la diffusione dell'IMS come descritto nel documento di consultazione nonché nella bozza di norma tecnica CEI, qualora comporti i vantaggi auspicati; in ogni caso, ritiene necessario attendere l'esito dell'inchiesta pubblica CEI prima di fornire ulteriori considerazioni in merito. – Non comprende le motivazioni alla base della proposta di ridurre la percentuale di costi riconosciuti che fissa il tetto massimo del CTS che l'impresa distributrice può trattenere (svolgimento delle attività di gestione, archiviazione, e verifica connesse al meccanismo definito con delibera n. 247/04 e valore del CTS ancora non definito in ambito RTC; aumento di tale costo amministrativo per la applicazione del CTS alla totalità dei clienti MT; verifica della |

| | |
|--|--|
| | <p>copertura finanziaria degli indennizzi; maggiore informazione ai clienti, come più volte invitato dall’Autorità; supporto ai clienti per la dichiarazione di adeguatezza);</p> <p>Richiede di introdurre la facoltà, in capo al distributore, di poter svolgere direttamente i controlli sugli impianti dei clienti, e non tramite imprese terze, così da rendere le verifiche sul campo più efficaci, semplici e meno onerose.</p> <p>Per quanto riguarda la possibilità di supero della potenza disponibile da parte del cliente, rileva che è il parametro sul quale il distributore dimensiona tecnicamente la connessione che viene utilizzato in fase di pianificazione anche per definire l’efficiente dimensionamento delle linee MT. Dal punto di vista giuridico la potenza disponibile è un parametro contrattuale, richiesto dallo stesso utente ed impegnativo per il distributore, dal momento che deve garantire tale disponibilità in ogni momento: non comprende perché non debba essere impegnativo anche per l’utente che ha quindi il dovere di avvertire il distributore nel caso preveda una maggiore potenza a disposizione. Ciò affinché possano essere effettuati gli eventuali interventi necessari sulla rete così come avverrebbe per una nuova richiesta e così come già avviene per gli utenti che chiedono aumenti della potenza a disposizione. Ciò trova giustificazione anche dalla considerazione che non si esclude che qualora si dovesse ipoteticamente verificare un superamento della potenza disponibile da parte di tutti gli utenti nel medesimo periodo di tempo, ciò potrebbe impattare negativamente sia sulla sicurezza della rete e sia sulla continuità del servizio (punte di carico estive).</p> <p>Per quanto riguarda la previsione di remunerare i distributori impegnati nel programma di bonifica della rete MT mediante gli ordinari meccanismi tariffari, evidenzia che in alcune realtà l’impegno non sarà trascurabile, sia in termini economici che di risorse impiegate. Tra l’altro sembra capire che ci sarà copertura economica solo per soluzioni tecniche definite dall’Autorità come “più efficienti”. Ritiene, pertanto, che nel caso tali costi siano coperti comunque, indipendentemente dall’”eccellenza” delle soluzioni adottate (a condizione che la soluzione scelta sia comunque idonea agli obiettivi di bonifica perseguiti) si può concordare su una remunerazione degli investimenti tramite i meccanismi tariffari. Qualora, invece, gli investimenti saranno remunerati solo se aventi certe caratteristiche, che dovrebbero comunque essere chiaramente individuate, appare più opportuno prevedere meccanismi di copertura “dedicati” a tale attività. In secondo luogo, occorre segnalare alcuni aspetti critici che giustificano il mantenimento di alcuni di questi utenti su rete MT e che l’Autorità dovrebbe tenere in debita considerazione:</p> <ul style="list-style-type: none"> – oltre a determinare un trattamento particolare per tali utenti rispetto agli altri tenuti, invece, ad adeguare a proprie spese gli impianti – ragion per cui tale processo di bonifica non dovrebbe godere di incentivi – la suddetta proposta rischia di avere prevedibili ripercussioni negative sulla rete BT, in quanto i clienti in questione |
|--|--|

| | |
|------|--|
| | <p>sono tipicamente rappresentati da industrie con carichi impulsivi, che andrebbero così a disturbare la rete in bassa tensione caratterizzata da un inferiore livello della potenza di corto circuito;</p> <ul style="list-style-type: none"> – si rileva 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. Inoltre, 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. |
| Acea | <p>Non ravvisa l’opportunità di estendere la regolazione anche alle interruzioni brevi che comporteranno dei notevoli appesantimenti operativi associati ai nuovi meccanismi di registrazione.</p> <p>Non condivide la proposta di riduzione della percentuale del gettito derivante dal CTS a favore dei distributori, evidenziando che l’estensione di detta regolazione a tutti i clienti MT comporta sì un aumento del corrispettivo a favore del distributore, ma anche un aumento dei costi per le attività di gestione, archiviazione e verifica.</p> <p>Richiede di introdurre la facoltà, in capo al distributore, di poter svolgere direttamente i controlli sugli impianti dei clienti, e non tramite imprese terze, così da rendere le verifiche sul campo più efficaci, semplici e meno onerose.</p> <p>Infine sottolinea che appare difficilmente perseguibile la proposta dell’Autorità di trasferire in BT tutti i clienti finali con potenza disponibile <100 kW per i seguenti motivi:</p> <ul style="list-style-type: none"> – notevole impegno economico e di risorse impiegate che, alla luce delle proposte avanzate dall’Autorità secondo cui i contributi di allacciamento non saranno a carico dei clienti, dovranno essere remunerate tramite gli ordinari meccanismi tariffari solo a fronte di soluzioni tecniche “più efficaci” non chiaramente codificate; – introduzione di un degrado della qualità della tensione derivante dallo spostamento sulla rete in BT, caratterizzata da un inferiore livello della potenza di corto circuito, di utenze potenzialmente disturbanti e, nel contempo, peggioramento della continuità del servizio sulla rete BT; – necessità di reperire un adeguato locale cabina ove installare le apparecchiature del distributore, nei casi in cui non sia possibile alimentare l’utenza da cabine limitrofe ovvero, nel caso in cui il cliente sia disponibile a cedere il proprio locale, necessità di modifica patrimoniale del locale cabina da uso “consegna” asservito alla sola utenza MT, 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; |

| | |
|---------------|--|
| | <p>– trattamento di favore per tali clienti rispetto ad altri tenuti invece ad adeguare a proprie spese gli impianti.</p> |
| Aem Milano | <p>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 non domestici sensibili ai costi sopportati in presenza di interruzioni. Tuttavia ritiene opportuno segnalare in merito all'estensione, a decorrere dal III periodo regolatorio, della regolazione del numero massimo di interruzioni a tutti i clienti connessi in MT, una criticità. La 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, risulta essere in contrasto con gli obiettivi di sicurezza del sistema e di garanzia del servizio che il regolatore persegue. Si consideri, infatti, che: sotto il profilo tecnico la potenza disponibile è il parametro sulla base del quale l'impresa distributrice dimensiona tecnicamente la connessione e che la potenza disponibile viene utilizzata, in fase di pianificazione, per definire il "grado di sfruttamento" delle linee MT. Sotto il profilo giuridico la potenza disponibile è un parametro contrattuale, richiesto dallo stesso utente, vincolante per il distributore, obbligato contrattualmente a garantire tale disponibilità in ogni momento. Sembra quindi opportuno prevedere che il rispetto di tale parametro contrattuale sia parimenti vincolante anche per l'utente, che dovrà in tal senso impegnarsi a non superarlo, o a dare adeguato preavviso al distributore laddove preveda di oltrepassare il limite posto alla potenza disponibile riconosciutagli contrattualmente. In tal modo, il distributore avrà la possibilità di preventivare eventuali interventi sulla rete, necessari a garantire la stabilità del sistema in base al carico, così come avviene nei casi di richieste preventive di aumenti della potenza disponibile. Si rileva, inoltre, che la tutela del "presunto" diritto di un utente a superare occasionalmente la potenza disponibile non tiene conto delle conseguenze che l'esercizio simultaneo di tale diritto da parte di numerosi utenti comporterebbe sul sistema (si pensi ad esempio ai casi di punte di carico estive).</p> |
| Confindustria | <p>Interruzioni con preavviso: condivide le proposte dell'Autorità circa l'aumento temporale del preavviso, in genere. Ribadisce inoltre come sia vitale per le imprese associate concordare con le imprese distributrici e con le società in sub appalto, le giornate e gli orari di effettuazione degli interventi prevedendo che tali lavori possano essere effettuati anche nelle ore notturne e/o nelle giornate di sabato e domenica. Qualora i lavori di manutenzione alle linee fossero concordati per essere effettuati in ore notturne o giorni festivi, pur di non fermare la produzione, si può prefigurare che le imprese (i clienti) siano disposte a pagare un certo onere (concordato e comunque stabilito dall'Autorità) a copertura dei maggiori costi del personale, da suddividere in quota parte tra i soggetti che usufruiscono di tale servizio.</p> <p>Clienti MT: l'idea di trasferimento del punto di consegna da MT a BT per potenza disponibile inferiore a 100 kW, salvo l'opzione per potenza</p> |

| | |
|----------|---|
| | <p>disponibile fino a 200 kW, appare utile in quanto agevole ed economica in sé e per ridurre gli effetti di distorsione sulla rete MT. Ne consegue l'adesione all'opzione 4.B che introduce standard sul numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per tutti i clienti di BT, domestici e non, dal 2010 per imprese che servono più di 100.000 clienti e progressivamente alle altre imprese distributrici, purchè si prendano in considerazione anche le interruzioni senza preavviso brevi.</p> |
| Edipower | <p>Suggerisce di mantenere l'attuale meccanismo di indennizzi automatici, ma differenziati per tipologia di utenza (attiva o passiva) e per tipologia di ciclo produttivo. Anche gli standard andrebbero rivisti e includere anche le interruzioni brevi.</p> <p>Andrebbero inoltre previste ulteriori soluzioni di connessione che tengano conto delle condizioni reali delle connessioni esistenti.</p> <p>Il principio espresso al punto 14.7 relativamente al contributo di allacciamento andrebbe esteso a tutti i casi in cui la modifica della connessione è legata agli interventi per il miglioramento della qualità della rete di distribuzione effettuati dal gestore di quest'ultima.</p> |
| Anie | <p>Condivide le proposte.</p> |

Q.19 *Si condividono le opzioni proposte per i clienti BT? Quali opzioni ulteriori possono essere tenute in considerazione? Si invitano i soggetti interessati a fornire elementi quantitativi in termini di costi e benefici annessi alle diverse opzioni presentate e in particolare a quella indicata come preferibile (opzioni #4.A).*

| | |
|-------------|---|
| Enel | <p>Non ritiene opportuna l'introduzione di uno standard individuale sul numero delle interruzioni lunghe nel prossimo periodo regolatorio per le ragioni espresse nella risposta allo spunto Q.11.</p> |
| Federutiliy | <p>Le osservazioni di carattere generale precedentemente espresse nonché le considerazioni formulate in merito al contenuto delle spunto Q.11 hanno già esaustivamente rappresentato la posizione di Federutiliy e delle aziende rappresentate su tali aspetti.</p> <p>Ribadisce che gli impegni cui saranno chiamati gli operatori per adeguarsi ai nuovi obiettivi di regolazione, la necessità di "testare" l'efficacia delle soluzioni adottate dai vari soggetti per la telegestione dei misuratori, la contestuale possibile adozione di un meccanismo di tutela inerente le interruzioni prolungate/estese per gli stessi utenti BT, la mancanza di una base dati consistente e confrontabile a livello europeo, inducono alla massima cautela nella introduzione della regolazione sul numero, o per lo meno di un suo avvio già in corso del prossimo periodo di regolatorio.</p> <p>Condivide la previsione di rimuovere l'applicazione degli standard sul numero massimo di interruzioni nei punti di interconnessione tra imprese distributrici. Invita l'Autorità a valutare la possibilità di aprire un tavolo su alcuni aspetti legati a tali interruzioni, visto che queste ultime dovranno comunque essere considerate al fine di erogare agli utenti MT e non sempre si è riscontrata estrema chiarezza nell'attribuzione delle</p> |

| | |
|---------------|--|
| | <p>cause per interruzioni di tipo “misto”. Ritiene opportuno che si fissino almeno alcune regole minime su tali aspetti, ad esempio in merito ai protocolli di comunicazione tra operatori diversi, al fine di rendere agevole l’individuazione corretta delle responsabilità.</p> <p>Infine non risulta chiaro cosa intenda l’Autorità nel riferirsi alla “capacità di effettuare lavori di manutenzione e di riparazione dei guasti sotto tensione”, per cui appare utile ed opportuno un chiarimento in merito.</p> |
| Acea | <p>Ribadisce quanto anticipato nel Q.11, ovvero l’opportunità di prevedere l’avvio della regolazione, per tutti i clienti BT, a partire dal 2012. In particolare l’opzione 4.A (applicazione della regolazione per i soli clienti BT appartenenti agli ambiti territoriali caratterizzati da livelli di continuità peggiori) oltre ad introdurre un fattore di discriminazione, drena risorse proprio in quelle aree dove una maggiore capacità di investimento accelererebbe il processo di miglioramento della continuità del servizio.</p> |
| Aem Milano | <p>Ritiene legittimo l’obiettivo di tutelare gli utenti BT che subiscono un elevato numero di interruzioni. Rispetto all’opzione ritenuta preferibile (4.A) osserva che la gradualità perseguita, di fatto, rischia di essere discriminatoria in quanto non si può, infatti, escludere che utenti con un elevato numero di interruzioni si trovino anche in ambiti territoriali con livelli di continuità media buona. Alla luce di quanto detto sopra ritiene preferibile l’opzione 4.B. La gradualità nell’introduzione degli standard ed indennizzi automatici per i clienti BT potrebbe essere correlata non già all’area geografica, ma bensì al numero di interruzioni annue definite come livello obiettivo. In tal senso suggerisce, in una prima fase, di fissare un alto livello obiettivo in modo tale da indurre gli ambiti in cui si riscontrano situazioni peggiori ad un miglioramento immediato; il livello potrebbe essere ridotto (ovvero reso più stringente) gradualmente.</p> |
| Confindustria | <p>Questo è il banco di prova dell’intento di rafforzare i livelli di tutela dei clienti finali anche alle interruzioni di breve durata e dei clienti alimentati in BT. L’opzione 4.B appare 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 ne 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.</p> |
| Anie | <p>Condivide le valutazioni espresse con preferenza per l’opzione 4.B. In fase sperimentale dovrebbe essere limitata ai clienti non domestici.</p> |

Q.20 *Si condivide la proposta di elevare i termini di preavviso? E’ più opportuno che essi siano espressi in ore, in giorni o in giorni lavorativi? In alternativa, si ritiene possibile differenziare i tempi di preavviso tra utenza domestica e non domestica?*

| | |
|--------------------|--|
| Enel | <p>Non condivide i termini proposti dall’ Autorità che appaiono eccessivi e non favoriscono le attività di manutenzione preventiva. Ritiene accettabile un aumento del termine di preavviso a 2 giorni, ad eccezione delle interruzioni per ripristinare situazioni provvisorie conseguenti a guasti. Un termine di preavviso superiore rischierebbe di rallentare i tempi di esecuzione di opere stradali, realizzazioni infrastrutturali, lavori agricoli, cantieri edili, imponendo vincoli soprattutto per le realtà produttive. Ritiene inoltre assolutamente inopportuno operare una commistione fra la regolazione dei termini di preavviso dei distacchi programmati e la condizione di adeguatezza degli impianti dei clienti MT, regolata dalla delibera n. 247/04. Viceversa, occorrerebbe disciplinare i casi paradossali in cui due o più clienti MT con impianti adeguati, che quindi avrebbero diritto a concordare l’effettuazione delle interruzioni con preavviso, richiedano di effettuare l’interruzione in tempi e orari differenti.</p> |
| Federutility, Acea | <p>Pur condividendo l’opportunità di contenere anche il numero di interruzioni con preavviso, sottolinea che:</p> <ul style="list-style-type: none"> – tali tipologie di interruzioni sono di norma concordate con lo stesso utente; – la ricomprensione di tali interruzioni in meccanismi di penalità/indennizzo fornirebbe un “messaggio” negativo per gli utenti nei confronti di interventi necessari per l’esercizio della rete; – non condivide, nel principio, la proposta di prevedere per gli utenti MT con impianti adeguati agevolazioni in termini di accordi nella effettuazione di tali interruzioni (scelta del giorno/ora, addebito nullo per lavoro straordinario) in quanto l’adeguamento dell’impianto di utenza deve essere considerato quale dovere dell’utente stesso al fine di una partecipazione attiva, auspicata dalla stessa Autorità, al miglioramento dei livelli di continuità del servizio; – vi sarebbe difficoltà nel reperimento di risorse e nella programmazione dei lavori che incontrerebbero gli stessi distributori nel momento in cui si dovesse consentire ad un numero consistente di utenti di scegliere liberamente la data utile per i lavori, data anche la prevedibile preferenza per giornate dove le attività degli utenti sono ferme oppure parziali. |
| Aem Milano | <p>Non condivide la proposta di elevare per i clienti BT (in particolare per i clienti domestici) i termini di preavviso rispetto all’inizio dell’interruzione da 24 ore a 72-96 ore, e per i clienti MT ad una settimana.</p> <p>Circa l’estensione del preavviso per utenti non domestici o MT occorre valutare l’effettivo beneficio economico per lo stesso utente. Assodato, infatti, che interruzioni necessarie al buon funzionamento e alla manutenzione della rete elettrica, comportano comunque una perdita economica per l’utente; questo sarebbe maggiormente tutelato solo nell’ipotesi in cui gli sia riconosciuta la possibilità di scelta del giorno (pre-festivo o festivo) per l’effettuazione dell’interruzione.</p> |

| | |
|---------------|--|
| | <p>Al riguardo, e con riferimento all'ipotesi di riconoscere ai clienti MT i cui impianti siano stati adeguati il diritto a concordare l'effettuazione dell'interruzione, segnala che già oggi concorda con gli utenti MT, indipendentemente dal fatto che si tratti di clienti adeguati o meno, l'effettuazione delle interruzioni, tenendo in considerazione le specifiche esigenze degli stessi utenti coinvolti.</p> <p>Infine, ritiene che la misura temporale del preavviso debba essere espressa in termini di giorni e non già in ore. Esprimere in ore i termini di preavviso determinerebbe, infatti, una eccessiva rigidità nella gestione delle attività operativa di preavviso.</p> |
| Confindustria | <p>Condivide le proposte di estensione dei termini di preavviso portandoli in giorni lavorativi per comodità di conoscenza dei clienti rispetto alle future disalimentazioni. Sarebbe meglio differenziare l'industria dal domestico a favore del primo in termine di ampiezza di preavviso.</p> |
| Edipower | <p>I tempi di preavviso potrebbero essere differenziati a seconda della tipologia di utenza (attiva/passiva) e del ciclo di produzione dell'utenza. Il mancato rispetto dei tempi di preavviso deve generare una penalizzazione per il distributore.</p> |
| Anie | <p>Condivide la proposta dell'Autorità.</p> |

Q.21 *Si condivide la scelta di mantenere le interruzioni con preavviso fuori dall'ambito della regolazione incentivante ma di contare le interruzioni con preavviso successive alla prima (in un anno) ai fini della verifica del rispetto degli standard individuali sul numero massimo di interruzioni per cliente? Se no, per quali motivi e quali proposte alternative si suggeriscono al fine di contenere le interruzioni con preavviso?*

| | |
|--------------|---|
| Enel | <p>Non condivide la proposta dell'Autorità di computare delle interruzioni con preavviso successive alla prima in un anno per ciascun cliente nella regolazione degli standard individuali.</p> |
| Federutility | <p>In merito alla proposta di elevare il preavviso ad oggi previsto per l'effettuazione dei lavori, ritiene che la previsione di un tempo eccessivamente elevato renda maggiore il rischio di eventi ulteriori, anche al di fuori del controllo del distributore, che potrebbero verificarsi tra la comunicazione del preavviso e l'avvio stesso dei lavori. Si propone, pertanto, di contenere l'aumento del preavviso, ipotizzando 48 ore sia per il preavviso agli utenti BT che MT, e sempre con riferimento alle sole interruzioni programmate che non vengono effettuate per ripristinare precedenti situazioni di guasto. Ritiene che introdurre una soglia di preavviso uguale per le diverse tipologie di Utenza – anche a prescindere dalla natura domestica o non domestica - possa facilitare il distributore nella programmazione dei lavori e nel rispetto dei relativi tempi.</p> <p>Tra l'altro, la diretta esperienza maturata dai distributori su tali aspetti ha evidenziato che dilatare i tempi di preavviso oltre le 48 ore proposte rende l'avviso stesso meno efficace, causa dimenticanza dell'utente,</p> |

| | |
|------------|---|
| | <p>distruzione dell'avviso affisso, etc.</p> <p>In merito alle modalità in cui esprimere il preavviso, oltre a rilevare la necessità di individuare un riferimento univoco per l'intera normativa regolatoria, si ritiene preferibile un riferimento ai giorni (lavorativi), in quanto considerare le ore determinerebbe una eccessiva rigidità nella gestione dell'attività di preavviso.</p> |
| Acea | <p>Fermo restando l'impegno del distributore al contenimento delle interruzioni con preavviso, non condivide la proposta di computare le interruzioni con preavviso successive alla prima ai fini della verifica degli standard individuali del numero massimo delle interruzioni. Infatti tale tipologia di interruzione è necessaria per l'effettuazione di operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria atte a prevenire interruzioni più gravi che comporterebbero maggiori disagi ai clienti stessi.</p> <p>Si sottolinea inoltre che per le interruzioni con preavviso è già stato previsto un vincolo sul tempo massimo di interruzione nel documento per la consultazione "Interruzioni prolungate o estese: nuovi standard di qualità con indennizzi automatici e strumenti di ristoro ai clienti in caso di eventi eccezionali". Inoltre ricorda che, in alcuni casi, tali interruzioni vengono effettuate a seguito della richiesta dei clienti.</p> |
| Aem Milano | <p>La proposta di escludere le interruzioni con preavviso dai meccanismi regolatori incentivanti, da un lato, e di computarle ai fini del rispetto degli standard individuali sul numero delle interruzioni, dall'altro, appare contraddittoria. Contare le interruzioni con preavviso, ai fini degli standard individuali, avrebbe, infatti, effetti simili a quelli che si potrebbero ottenere nell'ipotesi in cui le stesse venissero ricomprese nella regolazione incentivante. Inoltre, con riferimento all'obiettivo dell'Autorità di voler evitare che le interruzioni con preavviso vengano ripetute sulla stessa utenza, la proposta di computare le interruzioni con preavviso successive alla prima in un anno per ciascun cliente appare eccessivamente stringente e fornirebbe un messaggio negativo agli utenti nei confronti di interventi necessari ed utili al sistema. Il numero annuo di interruzioni con preavviso dovrebbe essere eventualmente valutato, al fine del computo delle stesse per la verifica del rispetto degli standard individuali sul numero massimo di interruzioni per cliente MT o BT, eccessivo solo nel lungo termine (ovvero in un arco temporale di almeno 2-3 anni). Non è, infatti, infrequente il caso in cui determinati lavori comportino più interruzioni programmate a distanza di pochi giorni/settimane per poi non verificarsi più per alcuni anni.</p> <p>Eventualmente una forma di indennizzo individuale dovrebbe essere formulata, per esempio, come superamento di N interruzioni programmate all'anno solo dal 2° anno consecutivo.</p> <p>Infine, relativamente all'esigenza di sviluppare la capacità di effettuare lavori di manutenzione e di riparazione dei guasti sotto tensione, ritiene opportuno un intervento da parte dell'Autorità al fine di chiarire cosa si intende per "capacità di effettuare lavori di manutenzione e di riparazioni dei guasti sotto tensione", stante le attuali leggi e norme in materia di</p> |

| | |
|---------------|--|
| | sicurezza del lavoro nell'ambito delle quali i distributori possono operare. |
| Confindustria | Le interruzioni con preavviso dovrebbe essere mantenute al di fuori dell'ambito della regolazione incentivante. |
| Edipower | Condivide la proposta dell'Autorità. In ogni caso dovrebbero essere penalizzate per il distributore anche le interruzioni per le quali il tempo di preavviso non è stato rispettato. |
| Anie | Condivide la proposta dell'Autorità. |

15 Semplificazione delle regole di registrazione delle interruzioni MT/BT

Q.22 *Si condivide la proposta di includere nella regolazione incentivante e nella regolazione del numero massimo di interruzioni una parte delle interruzioni che attualmente vengono attribuite a cause esterne?*

| | |
|--------------|---|
| Enel | <p>Concorda nelle valutazioni dell'Autorità sul beneficio ottenuto dalla inclusione (opzionale) delle interruzioni per cause esterne nella regolazione generale della durata cumulata. Tuttavia, esistono alcuni casi critici che occorre escludere dalla regolazione, come, peraltro, proposto nel documento di consultazione quali, ad esempio, atti di Autorità pubblica, scioperi, furti, incendi. In tali casi, infatti, gli esercenti non hanno alcuna leva per incidere né sul loro verificarsi, né sulla loro durata. E' pertanto favorevole alla inclusione obbligatoria di tali cause, ad eccezioni dei casi indicati sopra.</p> <p>E' invece nettamente contraria ad includere le cause esterne nella regolazione individuale (come invece proposto nel documento di consultazione). La prima ragione è che l'efficacia del miglioramento ottenuto nella regolazione generale è per la maggior parte dovuto al contenimento della durata media, anche delle interruzioni per cause esterne, piuttosto che alla diminuzione del loro numero. L'inclusione delle cause esterne nella regolazione individuale del numero potrebbe indurre azioni volontarie volte a far maturare il diritto all'indennizzo senza che l'esercente possa usare alcuna leva di contenimento. Teme molto questo fenomeno di "frode" ed auspica che l'Autorità non emetta provvedimenti che possano favorirlo.</p> |
| Federutility | <p>Ritiene necessario continuare a mantenere gli attuali criteri che prevedono il trattamento "separato" delle cause interne da quelle esterne e ribadisce che queste ultime sono al di fuori del controllo del gestore che non è in condizione di intervenire su di esse e, anzi, ne subisce esso stesso le conseguenze. Ogni eventuale considerazione dell'Autorità relativa ad un accorpamento di dette interruzioni non può prescindere da una attenta valutazione degli impatti che ciò comporterebbe per le imprese, in particolare per quelle operanti in realtà medio-piccole o, comunque, in contesti di forte urbanizzazione. Il riflesso che ciò</p> |

| | |
|------|--|
| | <p>determinerebbe sul livello degli indicatori non può essere valutato con riferimento al livello medio nazionale, dove situazioni critiche in un determinata area geografica possono essere compensate da situazioni ottimali in un'altra; diversamente accade su piccole realtà, dove il computo delle cause esterne potrebbe comportare penalità economiche rilevanti per alcuni operatori, discriminati in funzione dell'area servita. Evidenzia che l'impossibilità del distributore nell'individuare iniziative idonee a contenere tale fenomeno è accentuata dalla carenza di strumenti legislativi di supporto che possano determinare le dovute azioni repressive nei confronti dei trasgressori; non di rado, lo stesso esercente incontra forti difficoltà nell'ottenimento dei risarcimenti a seguito di danni, anche a fronte di sicura e documentata identificazione del danneggiatore e delle sue responsabilità. Ulteriori provvedimenti di protezione "attiva" quali, ad esempio, il controllo diretto di tutti i cantieri di una città, oltre a non essere sostenibili economicamente, risulterebbero giuridicamente inopportuni (ingerenza in attività di responsabilità di terzi per gli aspetti di sicurezza del lavoro).</p> <p>Con particolare riferimento alle aree urbanizzate, appare invece utile valutare più attentamente la possibilità che l'Autorità si faccia promotrice - presso le Associazioni delle amministrazioni comunali e presso gli Enti interessati - di iniziative volte a valutare l'opportunità nonché la possibilità di razionalizzare gli interventi tecnici per l'utilizzo del sottosuolo, al fine di contribuire al miglioramento della qualità del servizio elettrico offerto.</p> <p>Per quanto sopra esposto, propone che il meccanismo incentivante di riduzione della durata cumulata delle interruzioni causate da terzi continui a costituire una soluzione opzionale per gli operatori.</p> |
| Acea | <p>Non condivide l'obbligatorietà dell'ingresso nella regolazione delle cause esterne. Ribadire che tale tipologia di guasti sfugge al controllo del distributore che non ha strumenti per poter incidere sulla diminuzione delle stesse. Le forme di controllo delle interruzioni dovute a terzi adottate da alcune imprese di distribuzione nella fase sperimentale 2005-2007, citate dall'Autorità, si riferiscono o a realtà non paragonabili a quelle metropolitane o, nel caso di Enel distribuzione, hanno effetti che vanno mediati sull'intero territorio nazionale dove situazioni critiche in determinate aree, possono essere compensate da situazioni ottimali di altre. Questo non rappresenta la situazione tipica di aree metropolitane in cui la concentrazione di sottoservizi, peraltro gestiti da diversi operatori, nonché l'impatto sul territorio delle infrastrutture che vengono realizzate per migliorare la qualità dei servizi ai cittadini, determinano un alta probabilità di danneggiamenti da parte di terzi che un eventuale meccanismo incentivante di riduzione delle durate cumulate, peraltro decrescente nel tempo, non è in grado di compensare.</p> <p>Anche dal punto di vista del risparmio di gestione, evidenzia che, nonostante l'inclusione delle cause esterne nella regolazione incentivante e del numero massimo di interruzioni, non si avrebbero comunque dei risparmi di gestione per i distributori che avrebbero in ogni caso la</p> |

| | |
|------------|--|
| | necessità di mantenere operativi gli uffici adibiti all'istruzione delle pratiche di risarcimento danni. Pertanto propone di mantenere il carattere opzionale per la riduzione della durata cumulata delle interruzioni causate da terzi. |
| Aem Milano | <p>Non ritiene condivisibile la proposta dell'Autorità di ricomprendere le interruzioni attribuibili a cause esterne nella regolazione incentivante, in quanto tali interruzioni sono al di fuori del controllo dell'impresa di distribuzione. Al riguardo, è opportuno chiarire a quali "forme di controllo" il regolatore fa riferimento per la riduzione delle interruzioni derivanti da danni di terzi, come ad esempio accade per le reti cittadine in cavo interrato. Ad oggi, infatti, le reti in cavo vengono posate secondo la normativa vigente e nel rispetto di regolamenti comunali di utilizzo del sottosuolo; gli stessi interventi sul sottosuolo da parte dei vari operatori potenzialmente danneggianti sono regolamentati opportunamente. Alla luce di quanto detto, non si ritengono economicamente sostenibili eventuali ulteriori provvedimenti di "protezione attiva" (tra cui ad esempio il controllo diretto di tutti i cantieri di una città), che risulterebbero anche giuridicamente inopportuni. L'eventuale ingerenza da parte delle imprese di distribuzione in attività di responsabilità di terzi, concernenti aspetti di sicurezza sul lavoro, comporterebbe l'assunzione di pari responsabilità. Allo stato attuale, eventuali ulteriori provvedimenti di "protezione passiva" potrebbero essere adottati solo per le attività di posa di nuove reti o dei rifacimenti. Tali interventi, laddove siano possibili richiederebbero, tuttavia, un significativo incremento dei costi di investimento e di esercizio.</p> <p>Un eventuale deterrente ai danni causati da terzi potrebbe essere rappresentato dalle azioni giudiziarie di rivalsa intentate dai danneggiati direttamente nei confronti dei danneggianti (in alcuni casi già avvenute). Sono peraltro da valutare gli impatti per il sistema giudiziario civile nel caso si decidesse di trovare forme di "incentivazione" a tali azioni.</p> <p>Ritiene opportuno valutare la possibilità che l'Autorità, al fine di creare le premesse per una migliore progettazione delle città, si faccia promotrice di studi mirati a supportare le amministrazioni comunali o gli enti interessati all'utilizzo del sottosuolo, al fine di valutare la fattibilità tecnica e la convenienza di strutture più razionali per la posa e l'esercizio dei servizi, in modo che essi siano meglio integrati e resi compatibili con le funzionalità del contesto stradale urbano (intercapedini, cunicoli tecnologici).</p> <p>Infine, con riferimento alla proposta di introdurre la regolazione delle interruzioni brevi, segnala che l'esercente l'attività di distribuzione, come per i casi di interruzioni cause terzi, non ha la possibilità di intervenire in alcun modo per mitigare le interruzioni nel caso di guasti provocati da clienti MT per i quali non esiste selettività (a mero titolo di esempio si richiama il caso del corto circuito in corrispondenza del quale, non essendoci selettività, deriverebbe un disservizio per tutti gli utenti allacciati alla rete).</p> |
| Deval | Condivide i motivi per i quali l'Autorità propone stimoli per la riduzione |

| | |
|----------------|---|
| | <p>delle cause esterne, tuttavia ritiene che la proposta di includere nella regolazione le interruzioni di causa esterna sia penalizzante perché, per loro natura, sono al di fuori del controllo ed il vantaggio conseguito con la semplificazione delle registrazioni non compensa il rischio d'avere qualche picco d'interruzioni di causa esterna per le ragioni più varie. Considerato che le linee interrante sono realizzate a regola d'arte e che fornisce abitualmente i tracciati delle linee stesse ai soggetti che ne fanno richiesta, ritiene che il fenomeno in questione dipenda prevalentemente dal numero di cantieri presenti sul territorio e dalla sensibilità delle imprese che realizzano gli scavi; constata che il deterrente rappresentato dal rischio elettrico e dal risarcimento dei danni provocati ai suoi impianti non costituisce stimolo sufficiente per indurre ad operare con maggiore attenzione e professionalità. Afferma con ragionevole certezza che l'interesse economico finalizzato a realizzare gli scavi nel minor tempo possibile induce chi opera a "correre il rischio" di danneggiare gli impianti del distributore facendo affidamento sull'intervento delle sue protezioni. Richiede quindi che, anche per il terzo periodo di regolazione, vengano mantenute le regole attualmente in vigore in tema di interruzioni attribuibili a cause esterne, lasciando alle singole imprese la possibilità di aderire, su base volontaria, al meccanismo incentivante previsto dall'Autorità.</p> |
| Edipower, Anie | Condividono la proposta. |
| Confindustria | Condivide le proposte di semplificazione delle regole di registrazione delle interruzioni MT/BT ed in particolare la proposta di includere nella regolazione incentivante e nella regolazione del n° max delle interruzioni una parte delle interruzioni che vengono attribuite a cause esterne. |

Q.23 *Si ritengono adeguate le proposte in tema di interruzioni attribuibili a esercenti interconnessi a monte? Si condividono le proposte avanzate in tema di ripartizione degli indennizzi in proporzione alle responsabilità delle imprese nel caso di interruzioni tra imprese interconnesse?*

| | |
|------|---|
| Enel | <p>Ritiene opportuno che le interruzioni provenienti da un esercente a monte siano incluse fra le cause esterne ed eventualmente ricomprese nell'indicatore di durata cumulata, lasciando la regolazione della qualità del servizio relativa ai punti di interconnessione alla libera contrattazione tra esercenti.</p> <p>Non è completamente vero che l'esercente a valle non abbia strumenti per mitigare gli effetti delle interruzioni generate dalle reti a monte. In molti casi, infatti, tali effetti possono essere mitigati attraverso interventi di rialimentazione quali, ad esempio, l'incremento e la diversificazione dei punti di interconnessione. La proposta dell'Autorità di contabilizzare a carico dell'esercente a monte gli effetti delle interruzioni sui clienti di altri esercenti, appaiono macchinose e mal si conciliano con l'intento proposto di semplificare i processi.</p> <p>L'inserimento nell'indicatore della regolazione delle interruzioni</p> |
|------|---|

| | |
|-------------------------------------|--|
| | <p>provenienti da un esercente a monte potrebbe, invece, costituire un incentivo a contrattualizzare la qualità del punto di interconnessione, avrebbe il vantaggio di non complicare la regolazione e non aumenterebbe i dati da sottoporre al controllo dell’Autorità.</p> |
| <p>Federutility, Aem Milano</p> | <p>Esprimono condivisione nei confronti della rimozione della esclusione delle disalimentazioni causate da altro esercente ai fini del rispetto dello standard sul numero annuo di interruzioni. Rilevano, comunque, che il criterio di “ribaltamento” dell’indennizzo prefigurato in tale spunto comporta un aggravio degli esborsi soprattutto per il distributore a valle; nell’esempio citato dall’Autorità, le interruzioni da indennizzare imputate a tale soggetto passerebbero infatti da 1 a 1,8, mentre quelle imputate al distributore a monte passerebbero da 0 a 0,2, sebbene sia stata proprio l’interruzione provocata dal soggetto terzo a determinare il superamento dello standard.</p> <p>Richiedono che gli standard vengano aumentati in maniera adeguata (di qualche unità), in modo da non penalizzare eccessivamente il distributore a valle, perseguendo comunque l’obiettivo di una tutela maggiore per il cliente rispetto all’attuale regolazione.</p> <p>Auspicano l’apertura di un tavolo di confronto tra operatori, presieduto dall’Autorità, al fine della definizione di un quadro di regole minime per lo scambio di dati e informazioni sulla qualità/continuità tra operatori diversi.</p> <p>Concordano con l’Autorità in merito alla previsione di escludere le interruzioni dovute a mancata alimentazione dall’esercente interconnesso a monte dai meccanismi di regolazione incentivante.</p> <p>In merito alla proposta di conteggiare per il distributore a monte l’effettivo numero di clienti disalimentati dell’impresa interconnessa a valle, in luogo di un solo cliente rilevano che:</p> <ul style="list-style-type: none"> – potrebbe non essere noto, al momento della interruzione, l’assetto effettivo della rete disalimentata. Per semplicità, si potrebbe assegnare un peso ai punti di interconnessione in funzione del numero di clienti sottesi in assetto di rete “normale” garantendo inoltre, a livello normativo, la fruibilità di tali informazioni; – andrebbe opportunamente definita una tempistica per l’aggiornamento del numero di tali utenti; – nel caso in cui le imprese interconnesse siano dotate di sistemi di misura differenti (ad esempio telegestione dei misuratori vs sistema informativo) occorre prevedere dei sistemi per il corretto conteggio di tali interruzioni. <p>Pertanto, pur condividendo in linea di principio quanto proposto dall’Autorità per salvaguardare l’impresa disalimentata, in caso di applicazione di tale criterio andrebbero adeguati i dati di riferimento per stabilire i nuovi standard per il prossimo ciclo regolatorio per i distributori “alimentanti”, in quanto i dati storici non tengono conto del peso degli ulteriori clienti interconnessi. In definitiva, devono essere chiarite le modalità per il calcolo del numero di clienti e dei relativi minuti persi per un guasto che coinvolge anche un’impresa distributrice</p> |

| | |
|---------------|--|
| | sottesa, al fine di garantire uniformità nel calcolo degli indicatori, che dovranno opportunamente essere definiti anche sulla base di tali elementi. |
| Acea | In relazione alla complessità del problema della gestione delle interruzioni a ridosso dei punti di confine che coinvolgono distributori contigui, ravvisa la necessità di costituire un tavolo di lavoro coinvolgendo i vari operatori, presieduto dall’Autorità, per definire regole chiare per lo scambio di dati ed informazioni e l’individuazione di competenze e responsabilità. Solo a valle dell’individuazione di criteri di registrazione uniformi ed effettivamente implementabili, si potrà procedere alla definizione della relativa regolamentazione. |
| Confindustria | Per l’attribuzione delle interruzioni in caso di linea, il ribaltamento a valle delle interruzioni di esercenti interconnessi a monte e la ripartizione degli indennizzi appare equa ed opportuna. |
| Edipower | Condivide la proposta e ritiene che il principio di condivisione delle responsabilità introdotto con lo schema di provvedimento delle interruzioni prolungate/estese possa essere applicato anche ai casi di disalimentazione tra reti di distribuzione interconnesse. |
| Anie | Condivide le proposte dell’Autorità. |

Q.24 *Si ritiene fattibile l’adozione del criterio di individuazione statistica degli eventi eccezionali (presentato e discusso nel terzo documento di consultazione sulle interruzioni prolungate) come criterio unico anche per le altre regolazioni o si ritiene preferibile mantenere la facoltà per ogni impresa distributrice di optare volontariamente per l’adozione di tale metodo in luogo dell’attribuzione documentata delle interruzioni a cause di forza maggiore?*

| | |
|--------------|---|
| Enel | E’ stata da sempre sostenitrice della necessità di un metodo statistico per l’esclusione delle interruzioni dovute a causa di forza maggiore. Riconosce i limiti del metodo attuale e ritiene che possa essere modificato per meglio identificare gli eventi effettivamente eccezionali. Ritiene però che per gli esercenti più piccoli un metodo statistico può risultare di difficile applicazione (si veda anche quanto riportato allo spunto Q.27). |
| Federutility | Ribadisce gli aspetti già espressi in merito alla previsione di rendere obbligatorio, non solo per la regolazione delle interruzioni prolungate/estese ma anche per i meccanismi incentivanti, il nuovo metodo di rilevazione degli eventi eccezionali proposto dall’Autorità in occasione della consultazione avviata con documento 15 gennaio 2007. Apprezza la disponibilità dell’Autorità nell’aver organizzato un confronto specifico su tali aspetti; a tale proposito ritiene che, seppure in parte, gli approfondimenti svolti su tali temi abbiano confermato che il nuovo metodo proposto non intercetta situazioni di emergenza verificatesi su reti BT in contesti cittadini con forte urbanizzazione, e determinate prevalentemente da picchi di carico estivo e da episodi di temperature elevate particolarmente significativi. Propone che l’Autorità |

| | |
|---------------|---|
| | <p>preveda di mantenga per il prossimo periodo di regolazione un meccanismo su base volontaria al pari di quello adottato nel presente periodo, e non solamente in merito alla applicazione dei meccanismi incentivanti, salvo l’Autorità non fosse disponibile a valutare l’introduzione di un indice di eccezionalità riferito agli eventi che si verificano sulla rete BT, al fine di completare adeguatamente le casistiche oggetto di tale regolazione.</p> |
| Acea | <p>Ribadisce le perplessità all’introduzione del metodo probabilistico di individuazione dei periodi di eccezionalità già espresse nelle risposte al documento di consultazione sul tema delle interruzioni prolungate o estese, anche alla luce dei risultati ottenuti a valle della simulazione effettuata sui propri dati negli anni 2004-2006, che hanno evidenziato un notevole peggioramento dei recuperi di durata se comparati ai risultati forniti dall’attuale metodo degli EPR. Ribadisce inoltre, come evidenziato e condiviso nel corso dell’incontro esplicativo del metodo del 18 aprile u.s. a Milano, la necessità di estendere la metodologia per intercettare anche situazioni di emergenza che scaturiscono dalla rete BT.</p> |
| Aem Milano | <p>Ritiene condivisibile l’introduzione di un nuovo metodo per l’individuazione delle interruzioni che si verificano in periodi di eccezionalità, anche in sostituzione dell’attuale metodo EPR. Tuttavia, non ritiene rappresentativo il metodo statistico proposto già nel corso del processo di consultazione in materia di interruzioni prolungate o estese, in quanto non considera l’origine BT delle interruzioni, e, allo stesso tempo, non rappresenta adeguatamente i problemi verificabili in aree urbane. L’introduzione di un indice di eccezionalità relativo anche alla rete BT completerebbe adeguatamente la casistica.</p> |
| Deval | <p>Le interruzioni cui ha attribuito la causa di forza maggiore nel corso del periodo di regolazione, come constatato nel corso delle ispezioni dell’Autorità, sono causate da eventi naturali eccezionali per i quali sono stati superati i dati climatici di progetto delle linee elettriche (p.es.:manicotti di ghiaccio, valanghe). Tali eventi hanno un collocazione spazio temporale estremamente circoscritta e non verrebbero individuati con il metodo statistico proposto in quanto, di norma, interessano poche linee e causano un numero limitato di scatti. A causa della particolarità del territorio in cui opera, ritiene che il criterio statistico non consenta di individuare gli eventi eccezionali e richiede che, anche per il terzo periodo di regolazione, sia mantenuta la facoltà per ogni impresa distributrice di procedere all’attribuzione documentata della causa di forza maggiore.</p> |
| Confindustria | <p>Appare migliore dell’attuale l’adozione del criterio di individuazione statistica degli eventi eccezionali come criterio unico anche per le altre regolazioni.</p> |
| Anie | <p>Ritiene preferibile l’adozione del criterio di individuazione statistica degli eventi eccezionali come l’unico criterio anche per le altre regolazioni.</p> |

Q.25 *Si condivide la proposta in tema di criteri di accorpamento di interruzioni consecutive?*

| | |
|--------------------|---|
| Enel | Per quanto riguarda gli accorpamenti delle interruzioni è favorevole ad uniformare i criteri su tutti i fronti della regolazione ed adottare metodologie simili a quelle in uso presso altre realtà europee, anche per favorire il benchmarck. Non condivide il criterio di riservare l'accorpamento a interruzioni che si succedono entro 1 ora solo se quella precedente è una lunga. Propone di prevedere l'accorpamento di tutte le interruzioni (brevi o lunghe) facenti capo allo stesso evento se distanti entro un'ora l'una dall'altra. |
| Federutility, Acea | Condividono le previsioni dell'Autorità inerenti le modalità di accorpamento di interruzioni consecutive proposte nel presente spunto. Esprimono tuttavia perplessità in merito alla scelta di mantenere criteri ibridi di accorpamento (3 minuti per le interruzioni brevi, 1 ora per le interruzioni lunghe/brevi successive ad una lunga) che comporterebbero, per l'operatore, la necessità di introdurre e gestire maggiori livelli di complessità nelle logiche dei sistemi informatici per la registrazione di tali eventi. Uno dei due evidenzia un caso per il quale la metodologia proposta fa emergere alcune perplessità circa la corretta applicazione dei criteri di accorpamento [breve (120'') + rialimentazione (150'') + breve (70'') + rialimentazione (59') + lunga (10')]. |
| Aem Milano | Condivide il metodo proposto in merito alla possibilità di procedere ai fini del calcolo ad accorpare più interruzioni aventi la stessa causa che si susseguono. In particolare il metodo descritto nella presente consultazione propone di accorpare ogni interruzione, lunga o breve, che abbia inizio entro un'ora dalla fine della precedente interruzione lunga, con il criterio della durata netta. In assenza di interruzioni lunghe, vengono fatti salvi gli accorpamenti tra interruzioni brevi aventi inizio entro tre minuti dalla interruzione breve precedente. Tuttavia, appare opportuno segnalare che tale metodo comporterà nuove modifiche ai sistemi di registrazione delle interruzioni, con indubbi effetti economici ed organizzativi. |
| Edipower | Condivide la proposta, anche se potrebbe essere previsto un meccanismo di ponderazione delle interruzioni più penalizzante per le interruzioni che si susseguono entro un certo limite temporale. |
| Confindustria | Per gli accorpamenti delle interruzioni è contraria alla proposta. L'accorpamento di interruzioni consecutive proposto non sembra equo perché il danno del cliente è proprio nella reiterazione, anche a breve termine, dell'interruzione senza preavviso subita. E' proprio questa reiterazione che spesso deriva da manovre di ripristino attuate dal distributore o altro soggetto della rete a intervenire e, spesso fallendo, origina una serie di ulteriori interruzioni che allungano il periodo di inutilizzabilità dell'alimentazione o il rischio di ulteriori danni d'impianto. Il sistema convenzionale attualmente adottato in Italia o quelli esteri, indicati nel documento, sono e devono essere considerati |

| | |
|------|---|
| | provvisori, in attesa di studi. L'adozione della proposta potrebbe essere utile solo in termini di mera comparabilità di dati con la Francia, ma non porterebbe benefici all'utenza elettrica italiana. |
| Anie | Condivide la proposta dell'Autorità limitatamente ai clienti BT "industriali" escludendo quelli domestici. |

Q.26 *Si ritiene essenziale procedere alla modifica della classificazione del grado di concentrazione introducendo aree ad "altissima" e a "bassissima" concentrazione?*

Q.27 *Si ritiene che la proposta di regolazione per aree di telecontrollo, in luogo degli ambiti territoriali, possa costituire una semplificazione rilevante? In tal caso, quali accorgimenti si propongono per evitare che modifiche nel corso del periodo di regolazione delle aree di telecontrollo possano avere riflessi negativi?*

| | |
|------|---|
| Enel | <p>Non ravvede una pressante necessità a rivedere la definizione degli ambiti territoriali, almeno nei termini enunciati nel documento in consultazione. La proposta presenta la seguente criticità applicativa: gli ambiti costituiti da soli comuni con meno di 500 abitanti presenterebbero un numero particolarmente ridotto di clienti (i comuni sono circa 800 e le province 107, tali ambiti risulterebbero costituiti, in media, da meno di 8 comuni e meno di 4.000 abitanti) e, quindi, da parametri di qualità molto volatili.</p> <p>E' favorevole alla individuazione di una categoria di clienti per i quali non appare opportuno garantire gli standard individuali previsti per la bassa concentrazione (es. territori marginali o di montagna, oppure utenze per le quali la qualità del servizio non può essere considerata un fattore particolarmente critico, come ad esempio i pozzi irrigui).</p> <p>Per le interruzioni BT non condivide la proposta dell'Autorità di innalzare a 0,5 il coefficiente di riduzione dell'indicatore di durata SAIDI per le interruzioni che interessano una sola parte di linea. Dalle analisi effettuate sulla propria rete BT, si può dedurre che il parametro 0,3 attualmente adottato è già troppo elevato, in quanto le linee BT hanno mediamente 6-7 punti di sezionamento. Un valore congruo del coefficiente in esame dovrebbe, pertanto, essere pari a 1/6 – 1/7.</p> <p>Non condivide la proposta dell'Autorità di passare dagli ambiti ai centri di telecontrollo per le seguenti ragioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> - il territorio servito da un centro di telecontrollo è un'entità varabile nel tempo e non è nota ai clienti come invece lo è la provincia; - nella situazione attuale si evidenzia una forte disomogeneità nell'estensione dei territori serviti dai diversi centri di telecontrollo e, in particolare, tra i centri di telecontrollo Enel (orientativamente a carattere regionale) e quelli degli altri esercenti (a carattere comunale o al massimo provinciale); - la distribuzione territoriale dei centri di telecontrollo può variare nel tempo, in relazione alle scelte organizzative aziendali; se ad esempio decidesse di governare tutta la rete del territorio nazionale da un unico centro di telecontrollo (evento tecnicamente possibile e al |
|------|---|

| | |
|---------------|--|
| | <p>momento non escluso) sarebbe impossibile rilevare eventi eccezionali che riguardano, normalmente, una parte limitata del territorio nazionale;</p> <ul style="list-style-type: none"> - la criticità di un evento deve essere valutata con riferimento alla concreta possibilità di operare sul campo, come ad esempio il numero di squadre di pronto intervento e le risorse di mezzi disponibili in loco, ecc., non sulla operatività del centro di telecontrollo. |
| Federutility | <p>Ritiene essenziale procedere ad una modifica della attuale articolazione degli ambiti introducendo aree territoriali ad altissima e bassissima concentrazione. Come più volte segnalato anche su altri tavoli, le associate hanno da sempre manifestato l'esigenza di una maggiore articolazione degli ambiti di concentrazione di riferimento per la regolazione dell'Autorità, al fine di intercettare a pieno situazioni in parte non rappresentate negli ambiti ad oggi previsti, stanti particolari situazioni di rete e di territorio molto "distanti" da situazioni medie nazionali. In ogni caso, qualora l'Autorità non ritenesse di poter accogliere tale proposta, esprime comunque contrarietà verso un eventuale passaggio ad una regolazione basata sulle aree di telecontrollo, in quanto ciò non risolverebbe le problematiche sopra riportate, e comunque determinerebbe modifiche alle attuali procedure aziendali non trascurabili, anche nell'ottica di una semplificazione e stabilizzazione che la stessa Autorità vuole perseguire su tali temi.</p> |
| Acea | <p>Nonostante le difficoltà esposte dall'Autorità in merito alle discontinuità che verrebbero introdotte nella serie storica dei dati di continuità, ribadisce l'opportunità di introdurre gli ambiti "ad altissima" e "bassissima" concentrazione per meglio intercettare le peculiarità proprie di realtà metropolitane o rurali disperse.</p> <p>Qualora l'Autorità confermasse la propria intenzione a non voler introdurre una ulteriore discretizzazione negli attuali ambiti di concentrazione, la proposta di accorpamento per centro di telecontrollo è di difficile valutazione con le informazioni attualmente a disposizione del distributore.</p> |
| Aem Milano | <p>Condivide la proposta di rivedere l'attuale classificazione del grado di concentrazione del territorio in alta, media e bassa concentrazione; la proposta permetterebbe, infatti, di meglio rappresentare le esigenze tipiche di alcuni particolari contesti, tra cui le aree metropolitane maggiormente congestionate. Coerentemente con quanto detto, ritiene che l'utilizzo delle aree di telecontrollo come unità spaziale, in luogo dell'ambito territoriale, possa rappresentare un utile strumento di semplificazione delle attività di registrazione delle interruzioni.</p> |
| Confindustria | <p>Non ritiene opportuna la ulteriore suddivisione in aree di altissima e bassissima concentrazione.</p> <p>Così pure non ritiene opportuna la proposta di regolazione per aree di telecontrollo in luogo di quella per aree territoriali, più facilmente individuabili in un concetto di mappa del disagio elettrico e di interventi prioritari sulle reti.</p> |
| Anie | <p>Una nuova classificazione potrebbe essere fatta tenendo conto delle</p> |

| | |
|--|--|
| | <p>relazioni tra estensione territoriale, numero di abitanti e numero di allacciamenti.</p> <p>Condivide la proposta dell'Autorità circa la regolazione per aree di telecontrollo.</p> |
|--|--|

16 Promozione degli investimenti per la robustezza della rete

Q.28 *Si condivide la proposta di favorire in modo focalizzato gli investimenti in robustezza? Quali accorgimenti sono necessari in termini di separazione delle tipologie di investimenti per assicurare sufficiente focalizzazione al metodo?*

Q.29 *Alla luce delle considerazioni svolte, quali ulteriori tipologie di investimenti sono ritenute meritevoli di promozione specifica (tramite maggiorazione del WACC)?*

| | |
|------|--|
| Enel | <p>Come già più volte indicato condivide la proposta di incentivare in modo focalizzato gli investimenti finalizzati a migliorare la robustezza della rete. Per quanto riguarda le tipologie di interventi che maggiormente influiscono sulla robustezza dei componenti e del sistema in generale, rinvia al Q.13.</p> <p>Per quanto riguarda gli interventi relativi alla rialimentabilità delle cabine secondarie occorre evidenziare che l'attuale regolazione ha praticamente esaurito la capacità di incentivare tali interventi. Nemmeno la futura regolazione sulle interruzioni prolungate sembra fornire un incentivo sufficiente ad effettuare la richiusura delle linee MT per le quali non sono stati realizzati interventi atti a consentire la controalimentabilità.</p> <p>Dal punto di vista della verificabilità degli interventi effettuati sulla rete:</p> <ul style="list-style-type: none"> - le consistenze degli impianti, suddivise per tipologia, costituiscono una informazione già disponibile; - l'assenza di rialimentabilità (n-1) di una singola cabina secondaria è verificabile e la condizione di rialimentabilità di reti, anche complesse, è già monitorata da Enel mediante un parametro specifico. <p>Comunque, è opportuno che attraverso i meccanismi tariffari siano incentivati prioritariamente quegli interventi la cui ricaduta è a diretto beneficio della generalità dei clienti, sia pure in circostanze non frequenti od in corrispondenza di eventi eccezionali.</p> <p>Non ritiene che rientri in questa casistica il perseguimento in maniera generalizzata di un livello minimo di potenza di corto circuito; di fatto l'incentivazione di interventi di potenziamento della rete correlati al solo incremento della potenza di corto circuito rappresenterebbe un trasferimento a carico della generalità dei clienti dei costi per investimenti di cui beneficerebbe una parte limitata (e circoscritta) di soggetti.</p> <p>Risulta inoltre opportuno un riconoscimento specifico per gli impianti</p> |
|------|--|

| | |
|--------------|---|
| | <p>eserciti a livelli di tensione storici, non unificati e attualmente inadeguati a sostenere la crescita della domanda di energia; tali impianti sono peraltro anche tra i più vetusti tra quelli in servizio.</p> |
| Federutility | <p>Condivide la previsione dell’Autorità di promuovere investimenti in maniera “mirata”, sia con riferimento ad aspetti utili al miglioramento di situazioni esistenti (reti storiche obsolete, realtà urbane con picchi estivi critici), sia per favorire iniziative di carattere sperimentale (generazione distribuita). In ogni caso ritiene che valutazioni di dettaglio sulle proposte dell’Autorità potranno essere svolte solo a valle del prossimo documento di consultazione, dove sarà esplicitato con che modalità ed in che misura i suddetti investimenti potranno essere incentivati.</p> <p>Comunque, riprendendo alcune considerazioni già espresse in merito alla potenza di cortocircuito, relativamente a cui l’Autorità sembra comunque orientata a definire già ora alcuni interventi regolatori, ricorda che gli studi in merito a tali aspetti sono tutt’ora in corso e, come segnalato dalla stessa Autorità in occasione di confronti su tali temi, le prime criticità ad oggi rilevate sulla potenza di corto circuito sembrano riferirsi ad un numero molto esiguo di utenti, seppure con alcune evidenze non trascurabili da parte del Regolatore. Pertanto invita la stessa Autorità a valutare solo a valle degli studi in corso la necessità o meno di introdurre prescrizioni su tali aspetti. Tra l’altro già in ambito CEI sono state introdotte delle novità su tali temi (comunicazione dei valori minimi di esercizio della potenza di cortocircuito); stante poi le numerose novità attualmente ancora sotto esame e relative alle regole tecniche di connessione, appare opportuno non inserire, al momento, ulteriori elementi di regolazione.</p> <p>Eventualmente, viste le numerose proposte formulate dall’Autorità in termini di misurazione della qualità nell’ambito di campagne di monitoraggio già avviate o da avviare – anche in via sperimentale – propone di prevedere la misurazione dei livelli di riferimento della potenza di corto circuito in tale ambito e non in sede di studio della soluzione di connessione, come prospettato in consultazione.</p> <p>Ulteriori tipologie di investimento meritevoli di essere incentivate, tramite la maggiorazione del WACC, potrebbero riguardare:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la sostituzione della rete a livelli di tensione storici diversi da quello “unificato”; - il potenziamento, la ventilazione ed il monitoraggio delle cabine MT/BT; - il passaggio delle linee aeree da nude a isolate, soluzione molto efficiente sia in zone boschive sia per prevenire guasti a causa di eventi esterni (neviccate, sistemi di irrigazione, etc.); - la realizzazione di nuove cabine primarie. <p>In merito a quest’ultimo aspetto coglie l’occasione per segnalare le difficoltà ad oggi riscontrate nell’ottenimento delle concessioni per la realizzazione di tali cabine, fondamentali per perseguire l’accorciamento delle linee.</p> |
| Accea | <p>Condivide la proposta dell’Autorità di promuovere gli investimenti</p> |

| | |
|---------------|--|
| | <p>mirati al potenziamento della robustezza delle reti elettriche. In particolare accoglie favorevolmente l'intenzione mostrata di prevedere dei riconoscimenti specifici per gli investimenti mirati all'adeguamento delle linee in cavo esercite a livelli di tensione storici e, dunque, non più adeguati alla crescita della domanda, gli investimenti necessari a fronteggiare il picco estivo di potenza in casi particolarmente critici nonché il passaggio delle linee aeree da nude a isolate, soluzione molto efficiente sia in zone boschive sia per prevenire guasti a causa di eventi esterni. Rimane la difficoltà di caratterizzare con accuratezza le diverse tipologie di investimenti da remunerare che potranno essere dettagliate solo a valle di ulteriori precisazioni che dovranno emergere nel corso della consultazione.</p> |
| Aem Milano | <p>Condivide la proposta dell'Autorità di promuovere gli investimenti in robustezza della rete, definendo a priori le tipologie degli investimenti, attraverso la codifica di "interventi standard" come effettuato con riferimento alla regolazione dell'efficienza energetica.</p> <p>Inoltre, relativamente alle proposte avanzate dall'Autorità in merito alla qualità della tensione (potenza di corto circuito), ritiene auspicabile un intervento dell'Autorità volto non solo a garantire tutela agli utenti nei confronti del distributore, ma anche a responsabilizzare gli stessi utenti, e ad indurre gli stessi a contribuire alla sicurezza del sistema rispettando le regole comuni (protezioni – emissioni consentite, ecc.). Raggiunti i livelli di qualità "intrinseci" della rete, attraverso gli opportuni interventi a carico del distributore, i clienti che riterranno opportuno ottenere migliori livelli di qualità saranno tenuti a provvedervi a mezzo di adeguate soluzioni tecniche, lato cliente, tali da renderli immuni da eventuali disservizi.</p> <p>Suggerisce, tra le tipologie di investimento da sottoporre ad una remunerazione incentivante, i seguenti investimenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> - sostituzione di rete a livelli di tensione storici diversi da quello "unificato"; - potenziamento, ventilazione e monitoraggio delle cabine MT/BT; - realizzazione di nuove cabine primarie. <p>Si riserva, peraltro, di formulare, a valle della definizione di proposte in materia di regolazione tariffaria, considerazioni più dettagliate.</p> |
| Confindustria | <p>Per gli investimenti in robustezza il § 16.14 propone cinque tipi di investimenti possibili. Se ne segnalano quelli della lettera d) "per aumento della capacità a fronte di crescite eccezionali della domanda" e quelli della lettera c) "investimenti per l'eliminazione di reti obsolete che possono presentare degradi repentini e asintomatici" in quanto sono scelte direttamente connesse con l'azione di riequilibrio complessivo della qualità del servizio elettrico nazionale.</p> <p>La proposta di maggiorazione del WACC deve essere accuratamente valutata in termini di quantità e di clienti onerati. Gli investimenti su reti MT potrebbero essere "autorizzati" dall'Autorità in connessione con i programmi di Terna sui nodi già individuati, mentre quelli su reti BT potrebbero formare oggetto di "verifica" da parte della Regione</p> |

| | |
|-------|--|
| | competente, ascoltate le parti interessate (stakeholders, concessionarie, grandi clienti, ecc.). |
| Anie | Condivide la proposta e ritiene che l’Autorità debba definire dei criteri di priorità per quanto riguarda le tipologie di investimento. Ritiene che la maggiorazione del WACC solo a investimenti di sviluppo della rete e del sistema di protezioni e regolazione della tensione (ma non a investimenti in ricerca) sia sufficientemente esaustivo. |
| Terna | Investimento meritevole di promozione, tramite maggiorazione del WACC, è il piano di difesa del sistema elettrico nazionale, al fine di favorire tutti gli investimenti necessari alla riduzione del rischio di disalimentazioni e al rapido ripristino del servizio. |

17 Iniziative in materia di qualità della tensione

Q.30 *Si concorda con la proposta dell’Autorità? Quali altri meccanismi possono essere messi in atto per responsabilizzare le imprese distributrici e i clienti finali di fronte ai problemi legati alla qualità della tensione?*

Q.31 *Si concorda sulle proposta in merito alla prosecuzione e evoluzione della campagna di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione di media tensione? In particolare si ritiene utile la misurazione dei buchi di tensione su tutte le semisbarre delle cabine primarie?*

Q.32 *Quali altri iniziative possono essere adottate per favorire la misurazione individuale della qualità della tensione?*

Q.33 *Quali altri iniziative possono essere adottate per favorire la stipula dei contratti per la qualità o lo sviluppo di soluzioni di connessione ad alta qualità per clienti con esigenze specifiche?*

| | |
|--------------|---|
| Enel | <p>Concorda con la proposta di proseguire la campagna di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione in MT, proseguendo con lo schema attuale (semisbarre MT delle cabine primarie). I primi risultati ottenuti sembrano non evidenziare situazioni di particolare criticità riguardo alla qualità della tensione, né i clienti risultano particolarmente interessati al problema.</p> <p>Ritiene prematuro, oltre che oneroso, verificare anche i nodi lungo linea per la valutazione del livello minimo della potenza di corto circuito e la qualità della tensione sulle reti BT.</p> <p>Ribadisce pertanto che la soluzione più appropriata al momento sia quella di lasciare su base volontaria la regolazione della qualità della tensione attraverso specifici contratti per la qualità.</p> |
| Federutility | Ribadisce che, ad oggi, da parte delle Aziende rappresentate si è registrata una buona partecipazione alle iniziative avviate dall’Autorità su tali aspetti, in primis con una forte adesione alle campagne di monitoraggio avviate in collaborazione con il CESI. E’ quindi forse sul fronte dell’utenza, come ricordato in punti precedenti, che dovrebbe |

| | |
|--|---|
| | <p>essere prevalentemente rivolto l'impegno del Regolatore per ottenere un maggiore contributo al miglioramento della qualità.</p> <p>Per quanto riguarda la previsione di un biennio sperimentale che interessi gli utenti attualmente già coinvolti nelle campagne di monitoraggio, esprime una sostanziale condivisione, salvo sottolineare che le attività che saranno condotte dal gruppo di esperti – individuato nell'ambito della Ricerca di Sistema – ed i risultati parziali da essi eventualmente ottenuti dovranno essere opportunamente portati a conoscenza degli operatori, anche al fine di favorire un loro contributo in merito. Auspica, inoltre, che gli stessi operatori siano coinvolti anche nella definizione delle procedure che caratterizzeranno tale monitoraggio, in particolare relativamente ad aspetti che potranno comportare l'interessamento – più o meno diretto – dell'esercente la distribuzione. In caso di contestazioni o situazioni critiche suggerisce di prevedere che un ente esterno, istituito dall'Autorità, individui problemi e soluzioni accettabili da entrambe le Parti. La richiesta di intervento, comunque, dovrebbe poter essere fatta anche dalle aziende e non solo dagli utenti.</p> <p>Concorda con la previsione di proseguire nel monitoraggio della tensione su reti MT e di estendere tale attività anche per misurare i buchi di tensione sulle semisbarre delle cabine primarie.</p> <p>Rileva invece perplessità in merito all'introduzione di un misuratore "semplificato", in quanto sia per attribuire correttamente la responsabilità – per alcuni eventi – tra distributore ed utente, sia per effettuare la misurazione di alcuni parametri elettrici di cui alla CEI EN 50160 è necessario rilevare anche le correnti assorbite nonché la direzione delle armoniche di potenza. Inoltre alcuni parametri della richiamata normativa CEI hanno effettiva rilevanza solo se misurati nel punto di fornitura.</p> <p>Rileva inoltre che la verifica del valore della tensione, in molti casi, non è sufficiente ad individuare il problema segnalato dall'utente. Infatti il valore della tensione può risultare contenuto entro i limiti della norma CEI EN 50160, ma all'utente rimane comunque il problema, in quanto causato da altri parametri (flicker, armoniche, buchi di tensione, ecc.), dei quali si deve stabilire se la fonte sia la rete o il cliente stesso o l'insieme di disturbi presenti su entrambe. Per questi motivi è difficile prevedere una verifica della tensione semplificata, ma andrebbe esteso il concetto ed il riconoscimento che tale lavoro comporta nel caso di responsabilità non del gestore della rete.</p> <p>In merito alle proposte per promuovere la stipula dei contratti per la qualità, non risulta chiaro cosa si intenda per "soluzioni di connessione ad alta qualità"; tra l'altro, già ad oggi nella delibera n. 281/05 è prevista la possibilità, per il cliente, di chiedere soluzioni di connessione ulteriori rispetto a quella tecnica minima proposta dall'impresa distributrice.</p> <p>Non individua, al momento, ulteriori proposte su tali aspetti, salvo evidenziare che sarebbe opportuno uno sforzo delle Associazioni dei consumatori volto a sensibilizzare i clienti medesimi verso l'utilizzo dei contratti per la qualità.</p> |
|--|---|

| | |
|------------|---|
| Acea | <p>La proposta di prevedere un biennio di sperimentazione, inizialmente limitato ai clienti MT che hanno aderito alla campagna di monitoraggio della qualità della tensione o che risultano adeguati ai requisiti tecnici fissati dall’Autorità è pienamente condivisa. Ritiene utile che i risultati di detta sperimentazione siano pubblicizzati e resi disponibili ai distributori al fine di fornire un contributo utile in merito.</p> <p>Coglie inoltre l’occasione per sottolineare che anche in merito alle iniziative intraprese in materia di qualità della tensione, a fronte di una partecipazione significativa delle imprese di distribuzione, altrettanto non è avvenuto per quanto riguarda la disponibilità dei clienti che si sono dimostrati refrattari anche a tale iniziativa. E’ pertanto opportuno che l’Autorità intervenga per favorire una maggiore partecipazione dei clienti.</p> <p>Concorda con la prosecuzione della campagna di monitoraggio sulla rete MT della qualità della tensione. Analogamente condivide l’iniziativa proposta dall’Autorità rivolta alla misurazione individuale dei parametri di qualità. Evidenzia, tuttavia, per quest’ultimo caso, la necessità di un’attenta valutazione dei costi attesi per l’estensione dei sistemi di misura e delle procedure di gestione del monitoraggio in modo da definire opportuni meccanismi di remunerazione per i distributori. Occorre chiarire meglio cosa si intende per “soluzioni di connessione ad alta qualità”, alla luce di quanto stabilito dalla delibera 281/05. Non individua al momento ulteriori proposte per favorire la stipula di contratti per la qualità da parte dei clienti.</p> |
| Aem Milano | <p>Condivide l’obiettivo dell’Autorità di migliorare la qualità della tensione anche attraverso forme di responsabilizzazione dei soggetti utenti dei servizi di trasmissione e di distribuzione. Con riferimento alla sottoscrizione di contratti per la qualità, ritiene opportuno chiarire che la limitata sottoscrizione di tali contratti è dovuta non alla responsabilità dei distributori ma bensì alla mancanza di interesse da parte dei clienti finali. In tal senso precisa che non ha ricevuto alcuna richiesta da parte di utenti. La maggior parte di questi, infatti, non ha una adeguata conoscenza dei reali livelli di qualità esistenti ed è scarsamente interessata a versare corrispettivi per ottenere un miglioramento di tali livelli.</p> <p>Concorda con la proposta dell’Autorità di monitorare la qualità della tensione anche attraverso l’ipotesi di misurare i buchi di tensione alle sbarre MT delle cabine primarie. Tuttavia segnala alcuni dubbi circa l’efficacia dell’utilizzo, ai fini della rilevazione della qualità della tensione, del “misuratore semplificato”, che non permetterebbe di rilevare le correnti assorbite dagli stessi utenti, utili nella corretta attribuzione dell’origine degli eventi e quindi dell’attribuzione delle responsabilità del distributore e dell’utente e della misurazione di alcuni parametri elettrici della norma CEI EN 50160.</p> <p>Con riferimento alla norma CEI EN 50160 segnala inoltre che gli eventi registrati ai fini della valutazione della qualità della tensione sulle sbarre non sempre appaiono significativi del livello di qualità dell’intera rete (ci</p> |

| | |
|---------------|---|
| | <p>sono eventi significativi misurabili esclusivamente nel punto di fornitura).</p> <p>Ritiene utile promuovere a carico delle associazioni dei consumatori attività di sensibilizzazione dei clienti interessati all'utilizzo ei contratti per la qualità.</p> |
| Confindustria | <p>Le iniziative di Autorità sulla qualità della tensione a livello nazionale ed internazionale sono condivisibili Per quanto riguarda le iniziative di "auto-responsabilizzazione dei soggetti partecipi del processo di trasmissione, distribuzione ed utilizzo dell'energia elettrica", la proposta va bene ma:</p> <ul style="list-style-type: none"> – si deve specificare la natura dell'intervento ; – va aggiunta la volontarietà del cliente; – è opportuna la specificazione dei relativi compensi per le visite ed i report; – va valutata l'opportunità allargare il Gruppo di esperti ad Associazioni, o loro delegati tecnici, di Confindustria per estendere il legame con la clientela utilizzatrice dell'energia elettrica, promuovendo e garantendo la medesima. <p>La prosecuzione ed evoluzione della campagna di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione in MT è senz'altro opportuna.</p> <p>Vista la scarsa adesione dei clienti alla pregressa campagna di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione in MT, sarà opportuno reperire ulteriori finanziamenti pubblici a livello regionale per rendere più vasto il campione.</p> <p>Contratti per la qualità: il singolo cliente deve poter accedere a dati statistici a livello comunale, che siano presenti ed aggiornati sul sito pubblico (Autorità, GSE, ecc.) per poter concordare parametri e performance di miglioramento della qualità al momento della sottoscrizione del contratto: va da sé che questo dato di base sarà necessario per convenire il compenso del livello di qualità prescelto dal cliente e fornito dall'esercente il servizio.</p> |
| Edipower | <p>Il cliente finale dovrebbe essere tenuto indenne dai costi relativi alle campagne di monitoraggio. Meglio sarebbe l'introduzione di meccanismi che incentivino la partecipazione dei clienti finali.</p> <p>I clienti dovrebbero accedere ai dati zionali di qualità per valutare l'effettiva convenienza a sottoscrivere i contratti per la qualità.</p> <p>Positiva la facoltà che i clienti possano optare per soluzioni di connessione ad alta qualità.</p> |
| Anie | <p>Concorda sulla proposta circa l'approccio di tipo sperimentale.</p> <p>Ritiene utile la misurazione dei buchi di tensione su tutte le semisbarre MT delle cabine primarie.</p> <p>Altre iniziative possono essere sviluppate solo con strumenti incentivanti e favorendo la stipula dei contratti per la qualità, che dovrebbe essere regolata in modo cogente.</p> |

18 Rafforzamento della tutela dei clienti per gli aspetti di qualità commerciale

- Q.34** *Si concorda con le proposte di modifica dello standard di esecuzione dei lavori ad ammontare predeterminabile? Se no, per quali motivi?*
- Q.35** *Si condivide la proposta 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? Quali altre soluzioni si propongono in merito al problema di evitare ritardi ingiustificati negli iter autorizzativi?*
- Q.36** *Come può essere semplificata la prestazione relativa alla verifica della tensione di alimentazione, sia nel caso di utilizzo del misuratore elettromeccanico sia nel caso di utilizzo del misuratore elettronico?*
- Q.37** *Si condivide la proposta di passaggio da standard generale a specifico per le prestazioni verifica della tensione, verifica del gruppo di misura e preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete MT?*
- Q.38** *Quale struttura si propone per gli indennizzi applicabili al mancato rispetto dei tempi massimi per la messa a disposizione dei dati di misura da parte delle imprese distributrici?*
- Q.39** *Si condividono le proposte relative alla modalità di calcolo dell'indennizzo automatico e delle modalità di corresponsione dell'indennizzo stesso? Si concorda con la proposta di comunicare al cliente la mancata corresponsione dell'eventuale indennizzo automatico per cause non dipendenti dall'esercente?*

| | |
|-----------------|---|
| Confartigianato | Giudica positivamente la revisione degli standard di qualità commerciale. |
| Anie | Non esprime giudizi. |
| Federutility | <p>Q.34 - In premessa segnala il verificarsi di casi in cui 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.</p> <p>La proposta di considerare, ai fini del rispetto dello standard inerente l'esecuzione di lavori semplici, il ritardo eventualmente accumulato dall'esercente nel verificare che si tratti effettivamente di lavoro semplice e nel rendere disponibile al cliente la documentazione relativa all'intervento appare condivisibile, salvo una verifica dei costi/benefici che tale previsione comporterebbe per il sistema.</p> <p>Con riferimento, invece, alla previsione di cui al Punto 18.6, lettera a), anche in un ottica di separazione societaria delle attività di distribuzione e di vendita, ritiene non percorribile la proposta di indicare anche il corrispettivo relativo alla prestazione nella documentazione da consegnare al cliente. Evidenzia, infatti, che il rapporto diretto con il cliente è proprio del venditore, mentre la verifica sul campo e la consegna della documentazione è a carico del distributore. Inoltre, la comunicazione di tale informazione appare superflua, in quanto il</p> |

| | |
|--|--|
| | <p>corrispettivo forfetario è già comunicato al cliente – telefonicamente o presso lo sportello – al momento dell’effettuazione della richiesta. Segnala, inoltre, che al Punto 18.7 il concetto di appuntamento personalizzato sembrerebbe non corrispondere a quanto riportato nella deliberazione n. 04/04 art. 44 lettera ii) (ovvero relativamente al fatto che ho un “personalizzato” non quando fisso un appuntamento post tempi standard ma oltre la data proposta dall’esercente).</p> <p>Q.35 - 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.</p> <p>Q36-Q37 - Stante la diffusione graduale dei misuratori elettronici nonché dei sistemi di telegestione, la cui tempistica è già disciplinata dalle specifiche disposizioni, ritiene opportuno valutare l’introduzione di modifiche dello standard relativo alla verifica della tensione ed alla verifica del gruppo di misura solo a conclusione della completa installazione dei misuratori elettronici.</p> <p>Evidenzia, peraltro, che in seguito all’installazione dei misuratori elettronici potrebbe essere ipotizzabile verificare la tensione anche utilizzando, come riferimento, i valori registrati dal contatore stesso. Riprendendo quanto già evidenziato in premessa, propone di riconsiderare le modifiche agli standard (verifica della tensione/gruppo misura; preventivazione lavori MT) ipotizzate nel documento solo successivamente al completamento del quadro regolatorio inerente le attività di distribuzione e di vendita di energia elettrica.</p> <p>Evidenzia che relativamente ai preventivi sulla rete MT effettuati in base al provvedimento CIP 42/86, titolo V (a preventivo) i tempi per il preventivo e la progettazione di massima - in alcuni casi (ad es. per la verifica del tracciato di linee aeree in aree montane di lunghezza elevata) - sono molto lunghi. Per tali motivi, si propone di valutare l’esclusione di tali casi dalla applicazione dell’obiettivo specifico o di prevedere la determinazione di tempi ad hoc, distinti dai preventivi di cui al titolo II (a forfait) del richiamato Provvedimento CIP.</p> <p>Q.38 - La previsione di introdurre indennizzi in merito ad aspetti per i quali non si è ancora definito un quadro regolatorio certo è prematura. Invita in ogni caso l’Autorità a voler affrontare tali tematiche nell’ambito della regolazione inerente la revisione della disciplina dei rapporti tra i diversi attori – recente oggetto di specifica consultazione (Atto n. 14/07) – ed in merito a cui è già stato richiesto ufficialmente l’apertura di un tavolo di lavoro istituzionale. Ritiene che solo a valle della conclusione</p> |
|--|--|

| | |
|------------|---|
| | <p>di tali attività sarà possibile valutare l'opportunità di introdurre prescrizioni regolatorie ulteriori rispetto a quelle che emergeranno dall'auspicato confronto tra operatori.</p> <p>Q.39 - Non rileva criticità in merito alla proposta di estendere al settore elettrico la previsione di un tempo limite entro cui erogare l'indennizzo al cliente finale. Ritiene invece eccessivamente onerose le ulteriori prescrizioni previste in carico al distributore in termini di comunicazioni al cliente (ovvero al venditore qualora si replichi quanto introdotto nel settore gas), anche in considerazione del fatto che le cause che determinano ritardi – esterne o di forza maggiore – potrebbero essere multiple e consecutive, pertanto la gestione delle comunicazioni risulterebbe onerosa, nonché di poca utilità, in termini di tutela del cliente finale. In ogni caso, tali eventuali prescrizioni dovrebbero essere introdotte solo a valle della definizione delle regole e dei canali di comunicazione tra i soggetti interessati.</p> <p>Relativamente alle modalità di calcolo dell'indennizzo, ritiene opportuno che una qualsiasi modifica ai meccanismi di indennizzo debba essere apportata anche nell'ottica di pervenire a regole e sistemi semplici, comprensibili e di più facile gestione sia per gli operatori che per i clienti, per cui la proposta di prevedere un aumento dell'indennizzo nelle modalità prospettate in tale spunto sembra comportare una eccessiva complicazione senza prefigurare particolari benefici per il cliente finale. Tra l'altro, ricorda che i tempi massimi per l'erogazione degli importi sono estremamente diversificati, con conseguenti difficoltà nell'individuazione di un indicatore comune.</p> |
| Sorgenia | <p>Ritiene che le proposte di regolazione la qualità del servizio in regime di separazione, e la comunicazione degli standard di qualità, siano interventi opportuni che possono effettivamente contribuire a migliorare la qualità nell'attività di vendita.</p> <p>Tuttavia ritiene che tali interventi dovrebbero essere introdotti solo successivamente all'entrata in vigore ed alla effettiva applicazione dei provvedimenti inerenti la regolazione dei rapporti tra i diversi attori che operano nel mercato elettrico.</p> <p>Segnala infatti che solo quando gli operatori esercenti il servizio di vendita avranno a disposizione tutte le informazioni che i distributori sono tenuti a comunicare in modo tempestivo e standardizzato (dati anagrafici, letture, dati inerenti le fatture di trasporto, ...), sarà possibile rispettare le tempistiche inerenti i servizi di vendita sottoposti alla regolazione di qualità.</p> <p>Inoltre ritiene necessario istituire un sistema di regolazione della qualità inerente le prestazioni delle società distributrici con riferimento agli obblighi di comunicazione (tempistiche e modalità) agli operatori attivi nel segmento della vendita. Tale regolazione dovrebbe anche prevedere un adeguato sistema di indennizzi automatici nel caso di mancato rispetto dei suddetti obblighi di comunicazione.</p> |
| Aem Milano | <p>Q.34 - Ritiene condivisibile la proposta di considerare, ai fini del rispetto dello standard inerente l'esecuzione di lavori semplici, il ritardo</p> |

| | |
|------|---|
| | <p>eventualmente accumulato dall' esercente nel verificare che si tratti effettivamente di lavoro semplice e nel rendere disponibile al cliente la documentazione relativa all'intervento appare condivisibile. Tuttavia, sembra opportuna una verifica dei costi/benefici che tale previsione comporterebbe per il sistema.</p> <p>Segnala che la definizione di appuntamento personalizzato di cui al paragrafo 18.7 del presente documento per la consultazione sembrerebbe non esattamente corrispondente a quanto riportato all' articolo 44 lettera ii) della delibera n. 4/04, secondo cui si ha un appuntamento "personalizzato" non quando viene fissato un appuntamento oltre i tempi standard, bensì oltre la data proposta dall' esercente.</p> <p>Q36- Q37 - Alla luce della graduale diffusione dei misuratori elettronici nonché dei sistemi di telegestione, la cui tempistica è già disciplinata dalle specifiche disposizioni dell' Autorità, ritiene opportuno valutare l'introduzione di modifiche dello standard relativo alla verifica della tensione e alla verifica del gruppo di misura solo a conclusione della completa installazione dei misuratori elettronici.</p> <p>Evidenzia, peraltro, che in seguito all' installazione dei misuratori elettronici potrebbe essere ipotizzabile verificare la tensione anche utilizzando come riferimento i valori registrati dal contatore stesso.</p> |
| Enel | <p>Q.34 - In via generale, le proposte di modifica dello standard di esecuzione dei lavori ad ammontare predeterminabile sono condivisibili. Nella propria prassi operativa nell' ambito dei 15 giorni previsti per l' esecuzione dei lavori semplici, sono già ricompresi tutti i tempi di cui all' articolo 49.2 dell' attuale Testi integrato per la qualità del servizio elettrico. Nel caso in cui, eccezionalmente, il sopralluogo dovesse avvenire con ritardo rispetto ai 5 giorni previsti tale ritardo, nei casi in cui si conferma che il lavoro sia del tipo semplice, è da ricomprendere nello standard dei 15 giorni previsti. Nel caso in cui dal sopralluogo rileva che il lavoro è da considerarsi di tipo complesso, il ritardo deve essere scorporato dai tempi previsti per l' esecuzione del lavoro complesso e per la consegna della documentazione.</p> <p>Riguardo alla proposta inserita nella documento in consultazione al punto 18.6, rileva che la stessa è da ritenersi accettabile soltanto nel caso in cui si tratta di confermare formalmente le medesime informazioni fornite verbalmente al momento del contatto telefonico. Viceversa, se il sopralluogo ha evidenziato condizioni diverse, esse saranno confermate formalmente nella comunicazione che potrà essere inviata al cliente nei giorni successivi al sopralluogo e, quindi, non nei 5 giorni intercorrenti dalla richiesta del cliente.</p> <p>Sempre in relazione ai lavori con preventivo di ammontare predeterminabile, con le attuali regole, si profila, per i clienti del mercato libero, la perdita del beneficio dell' accorpamento in un unico standard delle due attività (preventivo+lavoro). Sarebbe auspicabile che la regolazione del 3° periodo rendesse invece possibile la procedura "lavori con preventivo di ammontare predeterminabile" anche per i clienti del mercato libero per i quali il contatto fra cliente e distributore è mediato</p> |

| | |
|--|--|
| | <p>dal venditore.</p> <p>L'obbiettivo potrebbe essere colto con l'introduzione di una nuova tipologia di preventivo formale "preventivo per lavori a forfait", da evadere in un tempo molto contenuto (es. 5gg) e che preveda il sopralluogo solo successivamente all'accettazione del lavoro da parte del cliente, entro i 5 giorni successivi.</p> <p>Altro punto da precisare riguarda la proposta di scorporare dal computo dei tempi di qualunque prestazione dei tempi necessari allo svolgimento degli "adempimenti a carico cliente". Si riferisce, in particolare ai:</p> <ul style="list-style-type: none"> - tempi di completamento della documentazione: in tali casi il tempo da scorporare va dalla data di comunicazione al cliente dei documenti mancanti/errati alla data di ricevimento della documentazione richiesta; - tempi associati alle sospensive richieste dal cliente. <p>Propone infine di consentire agli esercenti di modificare la prestazione "attivazione" in "lavoro semplice predeterminato", nei casi in cui in sede esecutiva si rileva la necessità di intervenire anche sulla presa cliente.</p> <p>Q.35 - Concorda sull'opportunità di fissare un tempo predeterminato per l'avvio dell'iter autorizzativo. Ritiene però che i tempi ipotizzati 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.</p> <p>Q36 - Q37 - Verifica della tensione.</p> <p>La proposta contenuta nel documento di consultazione che vuole che 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.</p> <p>Riguardo inoltre alle possibili semplificazioni derivanti dall'utilizzo dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione di bassa tensione, esse devono essere lasciate alla valutazione degli esercenti.</p> <p>Relativamente allo 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. Se l'Autorità decidesse di trasformare lo standard da generale a specifico, evento per il quale non è pregiudizialmente contraria, occorrerebbe prevedere un'adeguata maggiorazione dello standard stesso, portandolo cioè a 45 giorni, per avere un minimo di elasticità rispetto al tempo strettamente ad organizzare ed eseguire la prestazione.</p> <p>Segnala infine alcune ulteriori osservazioni.</p> <p>E' necessario definire le informazioni minime da fornire al cliente in seguito alla verifica in esame: solo l'esito (positivo/negativo); il tracciato delle registrazioni; una elaborazione delle registrazioni; o altro.</p> <p>Accade sovente che i clienti richiedano verifiche della tensione di fornitura in aree nelle quali è già noto che i valori della tensione, in particolari condizioni di assetto della rete, potrebbero essere fuori dai</p> |
|--|--|

| | |
|--|--|
| | <p>limiti previsti (ad esempio perché sono stati pianificati o sono in corso di realizzazione interventi di potenziamento degli impianti). In questi casi, quindi, non è significativo effettuare una verifica strumentale; si ritiene quindi corretto rispondere alla richiesta del cliente mediante l'invio di una comunicazione con la quale si informa il cliente stesso che sono in corso i necessari interventi sulla rete per ripristinare i valori corretti della tensione (la data di ripristino sarebbe successivamente 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). Questa scelta, che costituisce la prassi normalmente seguita, è ritenuta valida, in quanto non comporta alcun addebito al cliente (essendo l'esito negativo) e costituisce, in sostanza, la risposta alla sua richiesta (il cliente vuole sapere solo se la tensione della sua fornitura rientra nei limiti, e non avere la presenza di un tecnico che effettua la misura).</p> <p>Verifica del gruppo di misura.</p> <p>La proposta contenuta nel documento di consultazione è condivisibile solo se accompagnata dalla fissazione di un corrispettivo unico nazionale da parte dell'Autorità.</p> <p>Sottolinea, poi, che nel caso di un eventuale passaggio a standard specifico, è 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.</p> <p>Preventivazione dei lavori sulla rete MT.</p> <p>I risultati finora conseguiti sono da addebitarsi, principalmente, ai tempi che normalmente i clienti utilizzano per assumere le decisioni di loro competenza (ad esempio il posizionamento della cabina cliente). Propone pertanto, per il prossimo periodo di regolazione, di mantenere lo standard generale attualmente previsto, consentendo di incorporare i tempi associati agli adempimenti a carico del cliente. L'introduzione di standard specifici di regolazione potrà essere valutata per il quarto periodo di regolazione, dopo aver verificato gli effetti connessi allo scorporo proposto dei "tempi cliente".</p> <p>Q.38 - I tempi massimi per la messa a disposizione dei dati di misura ai venditori da parte delle imprese distributrici sono attualmente in corso di verifica da parte dell'Autorità per una eventuale revisione. Si tratta di dati fondamentali per il corretto funzionamento del mercato ed una effettiva liberalizzazione. Per tale motivo esiste una pressante richiesta da parte dei trader di avere tempi sempre più brevi che vanno, però, a contrapporsi alle difficoltà gestionali del distributore vista l'elevata mole di attività che il medesimo deve necessariamente effettuare ogni mese secondo un calendario preciso, non solo relativamente ai propri sistemi di fatturazione ma anche per l'elaborazione, l'aggregazione e l'invio di dei dati di fatturazione, misura e anagrafica dei punti connessi alla propria rete.</p> <p>Evidenzia inoltre che il trasferimento di tali dati da parte del distributore</p> |
|--|--|

| | |
|------|---|
| | <p>non può che avvenire attraverso flussi informatizzati attivati dai sistemi di fatturazione e gestione della clientela che, per definizione, operano secondo le tempistiche fissate. Eventuali ritardi sono in genere dovuti a problemi che attengono al malfunzionamento dei sistemi informativi e non possono riguardare la fornitura di singoli dati a singoli trader.</p> <p>La fissazione di eventuali indennizzi per tali prestazioni risulta, pertanto, assolutamente impropria.</p> <p>Q.39 - Non condivide le proposte dell’Autorità relative alle modalità di calcolo dell’indennizzo automatico che trasformerebbero l’indennizzo stesso in una penale vera e propria, perdendo, quindi, la funzione di elemento disincentivante per l’ esercente. Sotto questo profilo non ritiene inoltre giustificabile il mantenimento anche del meccanismo del raddoppio o della quintuplicazione dell’indennizzo per tardiva erogazione.</p> <p>E’ 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.</p> <p>Riguardo al ritardo nell’erogazione dell’indennizzo ritiene che esso debba essere compensato con un meccanismo equivalente all’applicazione di interessi moratori.</p> <p>Viceversa, la modalità di calcolo proposta nel documento di consultazione, che fa riferimento a quanto previsto dalla delibera n. 89/07, porterebbe al raggiungimento di importi elevati e assolutamente sproporzionati. D’altra parte una segnalazione analoga era già stata mossa in occasione della deliberazione n. 281/05 (che prevedeva la possibilità di penali fino ad un massimo del 100% del valore della prestazione), e successivamente accolta dall’Autorità che, con la delibera n. 100/06 ha ridotto tale percentuale ad un massimo del 20%.</p> <p>Rileva infine che le modalità operative che andranno fissate dovranno tener conto dell’obiettivo generale di semplificazione dei processi attuali.</p> |
| Acea | <p>Q.34 - Non ha applicato la preventivazione predeterminabile.</p> <p>Q.35 - Non condivide la proposta di prevedere un tempo minimo per l’avvio dell’iter autorizzativo, in quanto il tempo di esecuzione delle prestazioni decorre dall’accettazione del preventivo e quindi il tempo necessario all’avvio delle richieste di autorizzazione è già a carico dell’ esercente. Inoltre il processo autorizzativo in una città come Roma è piuttosto complesso prevedendo, peraltro, il coinvolgimento di più Enti concedenti.</p> <p>Q.36 - Non ritiene opportuno prevedere, in questa fase, dei cambiamenti per la verifica della tensione ritenendo indispensabile attendere il completamento del piano di sostituzione dei contatori elettronici.</p> <p>Q.37 - Non ritiene opportuno prevedere, in questa fase, dei cambiamenti per la verifica della tensione ritenendo indispensabile attendere il completamento del piano di sostituzione dei contatori elettronici.</p> <p>Q.38 - Non condivide la proposta di introduzione di indennizzi a favore delle società di vendita, in merito alla trasmissione dei dati di misura da parte dei distributori, in quanto ritiene necessario che l’Autorità</p> |

| | |
|---------------------|--|
| | <p>regolamenti prima ogni aspetto del rapporto tra venditori e distributori, in ordine a tutti gli scambi di richieste ed informazioni tra gli attori citati.</p> <p>Q.39 La proposta di introdurre un termine massimo per la corresponsione dell'indennizzo automatico al cliente da parte del distributore non presenta particolari criticità.</p> <p>Non è invece condivisibile l'idea di commisurare l'importo dell'indennizzo al tempo impiegato in eccesso rispetto allo standard, in quanto tale modalità di calcolo comporta una eccessiva complicazione nella determinazione dell'importo dovuto, senza introdurre particolari benefici per i clienti.</p> <p>Analogamente appare eccessivamente onerosa la proposta di comunicare al cliente il verificarsi di cause di forza maggiore o esterne, che non consentono l'effettuazione della prestazione richiesta nei tempi stabiliti e quindi non prevedono la corresponsione dell'indennizzo automatico.</p> <p>Quanto esposto comporterebbe per il distributore una gestione dispendiosa delle comunicazioni.</p> <p>Ribadisce comunque l'opportunità di prevedere l'introduzione di eventuali ulteriori prescrizioni solo quando risulteranno regolamentati tutti gli aspetti relativi ad obblighi, tempi e flussi nello scambio delle informazioni e delle richieste tra distributori e venditori.</p> |
| Confindustria | <p>Il rafforzamento della clientela per gli aspetti della qualità commerciale proposti del documento sono condivisibili. In particolare per la Q.38 si faccia riferimento agli standard di comunicazione compatibili con quelli del gas evidenziati nel § 18.12.</p> |
| Cittadinanza attiva | <p>Passando agli aspetti inerenti la qualità commerciale dell'offerta non può prescindere dalla considerazione già fatta sullo stato di attuazione del programma di sostituzione dei misuratori elettronici. Essendo questo strumento funzionale a diversi aspetti di regolazione della qualità commerciale dei servizi di fornitura (come tra l'altro riconosciuto dalla stessa Autorità in vari punti tra i quali il 18.9, pag. 60 del documento di consultazione in oggetto), ritiene che sia opportuno innanzi tutto operare una ricognizione puntuale dello stato dell'arte di questo programma e poi operare nei termini previsti dall'Autorità per quanto riguarda i tempi e le modalità di erogazione dei servizi e prestazioni da parte dell'azienda fornitrici dei servizi elettrici in particolar modo sulla previsione di standard specifici per la verifica della tensione.</p> |

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

Q.40 *Si condivide quanto proposto per le imprese di minori dimensioni? Se no per quali motivazioni?*

Q.41 *Quali criteri possono essere adottati per compensare la volatilità degli indicatori di continuità del servizio utilizzati ai fini della regolazione incentivante?*

| | |
|---------------|--|
| Enel | Nessuna osservazione. |
| Federutility | Si veda Q.15. |
| Anie | Le iniziative dovrebbero essere limitate ai clienti industriali. |
| Confindustria | Condivide le proposte sull'aumento della tutela dei clienti serviti da piccole imprese di distribuzione. |

Osservazioni specifiche: Parte III (Qualità del servizio di vendita)

23 Miglioramento della tempestività di risposta ai reclami dei clienti

- Q.40** *Si condividono le opzioni proposte? Quali opzioni ulteriori possono essere tenute in considerazione? Si invitano i soggetti interessati a fornire elementi quantitativi in termini di costi e benefici annessi alle diverse opzioni presentate e in particolare a quella indicata come preferibile (opzione #5.A).*
- Q.41** *Si ritiene utile applicare le proposte di regolazione dei reclami sia alle imprese distributrici (per i reclami aventi oggetto i servizi di distribuzione e misura), sia alle imprese di vendita (per i reclami aventi oggetto il servizio di vendita)?*
- Q.42** *Quali livelli differenziati si propone di applicare agli standard generali e specifici per il tempo massimo di risposta motivata ai reclami e alle richieste di informazione rispettivamente per i servizi di distribuzione e misura e di vendita?*
- Q.43** *Quali soluzioni si possono prospettare per le richieste di verifica della fatturazione da parte di clienti che non hanno ancora versato l'importo richiesto?*

| | |
|-----------------|---|
| Confartigianato | L'operatore esprime preferenza per l'opzione 5.A, (pubblicazione comparativa e introduzione di penalità per la quota di reclami a cui viene data risposta oltre la soglia fissata dallo standard generale (tenendo conto anche della soddisfazione dei clienti per la risposta ricevuta). Suggerisce di abbinare all'opzione 5.A anche l'opzione 5.B (introdurre uno standard specifico per i reclami (da affiancare allo standard generale). Giudica positivamente la revisione degli standard di qualità commerciale. |
| Anie | Non esprime preferenze. |
| Federutility | Esprime perplessità per l'introduzione di una penalizzazione correlata allo standard generale sui tempi di risposta ai reclami ed alle richieste di informazioni scritte (in funzione del livello di soddisfazione dei clienti). Appare eccessivamente stringente considerando che i tempi di risposta sono influenzati dal contenuto e dalla fondatezza del reclamo o delle richieste di informazione; eventualmente è rispetto a tali aspetti che dovrebbe essere valutata la qualità del servizio e non sul livello di soddisfazione della clientela. Data la complessità della valutazione di questi aspetti propone di mantenere l'attuale regolazione, rafforzando la pubblicazione comparativa, ma valutando l'esercente solo in base a elementi oggettivi. Segnala che frequentemente i reclami o le richieste di informazioni vengono erroneamente trasmesse al distributore piuttosto che al venditore, per cui i tempi si allungano anche per indirizzare correttamente le richieste. Ritiene opportuno attendere l'emanazione del provvedimento relativo alla regolazione dei servizi telefonici commerciali prima di introdurre nuove prescrizioni in carico ai venditori volti a regolare aspetti |

| | |
|----------|---|
| | <p>fortemente correlati.</p> <p>Non ritiene opportuno introdurre penalità nella fase di completa apertura del mercato (con i conseguenti mutamenti del quadro regolatorio) cui conseguirà un prevedibile e consistente incremento delle richieste di informazioni da parte dei clienti finali.</p> <p>Prima di introdurre ulteriore standard relativo alle verifiche di fatturazione prima del versamento dell'importo richiesto, andrebbe attentamente valutata la reale necessità di regolare aspetti che, se da un lato comportano impatti notevoli in termini di gestione/registrazione di dati e di comunicazioni al cliente, dall'altro non sembrano motivati da criticità tali da richiedere un intervento specifico.</p> <p>Il numero di richieste da trattare aumenterebbe in maniera rilevante, con un incremento notevole delle procedure – e conseguenti implementazioni informatiche. L'attuazione della proposta comporterebbe nuove attività relative alla comunicazione al cliente della sospensione della riscossione per l'effettuazione degli opportuni accertamenti ed al calcolo degli interessi di mora nei casi in cui fosse accertata l'infondatezza della motivazione che ha originato la richiesta di prestazione; ciò determinerebbe la necessità di introdurre nuove funzionalità degli applicativi, relative alla sospensione dei tempi per la mancata corresponsione del corrispettivo e, in funzione dell'esito delle verifiche, all'avvio del conteggio degli interessi o alla comunicazione al cliente finale ed alla rettifica dell'importo, oltre alla conseguente necessità di motivare l'infondatezza della contestazione.</p> <p>Ricorda che la maggior parte delle aziende offre il servizio automatico di auto-lettura tramite il quale il cliente può preventivamente comunicare la lettura effettiva nel caso in cui la stima dell'energia consumata si discosti dai consumi reali; tale funzionalità, tra l'altro, è ampiamente comunicata in bolletta. La proposta dell'Autorità, se attuata nelle modalità illustrate potrebbe vanificare l'efficacia di tale funzionalità che ad oggi costituisce un servizio utile per il cliente e per l'operatore.</p> |
| Sorgenia | <p>Le proposte di regolazione inerenti la tempestività di risposta ai reclami dei clienti, l'efficacia della regolazione della qualità del servizio in regime di separazione e la comunicazione degli standard di qualità sono interventi opportuni che possono effettivamente contribuire a migliorare la qualità nell'attività di vendita.</p> <p>Ritiene, tuttavia, che tali interventi dovrebbero essere introdotti solo successivamente all'entrata in vigore ed alla effettiva applicazione dei provvedimenti inerenti la regolazione dei rapporti tra i diversi attori che operano nel mercato elettrico.</p> <p>Solo quando gli operatori esercenti il servizio di vendita avranno a disposizione tutte le informazioni che i distributori sono tenuti a comunicare in modo tempestivo e standardizzato (dati anagrafici, letture, dati inerenti le fatture di trasporto, ...), sarà possibile rispettare le tempistiche inerenti i servizi di vendita sottoposti alla regolazione di qualità.</p> <p>Ritiene necessario istituire un sistema di regolazione della qualità</p> |

| | |
|----------------------|--|
| | <p>inerente le prestazioni delle società distributrici con riferimento agli obblighi di comunicazione (tempistiche e modalità) agli operatori attivi nel segmento della vendita. Tale regolazione dovrebbe anche prevedere un adeguato sistema di indennizzi automatici nel caso di mancato rispetto dei suddetti obblighi di comunicazione.</p> |
| Eni Div. gas & power | <p>Fatte salve le considerazioni generali (si vedano le considerazioni generali), ritiene utile applicare le proposte sia ai distributori, sia ai venditori. Sottolinea, tuttavia, l'esigenza di considerare che, soprattutto nella prima fase di liberalizzazione del mercato domestico, le tempistiche di risposta ai reclami dei clienti potrebbero essere allungate qualora i reclami pervenissero ad un soggetto diverso da quello competente per il reclamo. Suggerisce di mantenere gli stessi tempi massimi di risposta sia per gli standard generali, sia specifici.</p> <p>Ritiene condivisibile il meccanismo proposto dall'Autorità (nota 34). Tale proposta prevede che il venditore debba sospendere la riscossione del credito fatturato e contestato, fatto salvo che, nel caso di infondatezza del reclamo, il venditore potrebbe applicare interessi di mora sulla somma già richiesta, con decorrenza dalla scadenza della bolletta.</p> |
| Enel | <p>Il tema dei reclami è particolarmente articolato e complesso e necessita di una analisi approfondita, da svolgersi, a parte attraverso una consultazione ad hoc.</p> <p>Si deve considerare, innanzitutto, la fissazione delle modalità di accesso all'operatore (telefono, siti web, posta, sportelli fisici), per consentire di standardizzare i processi di gestione dei reclami e una confrontabilità delle prestazioni dei diversi operatori.</p> <p>Occorre affrontare anche il tema delle modalità con cui viene data risposta ai reclami. Dovrebbe essere resa più flessibile per tenere maggiormente conto delle diverse esigenze manifestate dai clienti: alla risposta scritta si potrebbero aggiungere risposte telefoniche (nel caso di criticità già risolte) o risposte miste (risposta telefonica confermata da lettera indicante gli impegni presi dall'esercente nel caso di criticità non ancora risolte).</p> <p>Si dovrebbe tener conto delle esperienze legate a fenomeni massivi, come il black-out di settembre 2003. Potrebbero essere introdotte nuove categorie di reclami come quelli collettivi, conseguenti ad eventi eccezionali o a petizioni di più clienti su uno stesso argomento (ad esempio, tutti i clienti di una stessa strada per un evento ad essa relativo). Per tali categorie di reclami andrebbe superato lo schema della risposta al singolo cliente, adottando forme più flessibili e idonee (tra cui i comunicati stampa).</p> <p>Attualmente, quando il cliente contesta una fattura si procede ad una sua immediata verifica. Se l'operatore ritiene necessario procedere ad una verifica della lettura (contatori tradizionali), i tempi di riscossione della fattura sono sospesi. Rilevata la lettura, l'esito della verifica viene tempestivamente comunicato al cliente. I tempi di verifica delle fatture non sembrano quindi particolarmente critici e non si ravvede l'utilità di introdurre un indicatore standard.</p> |

| | |
|--------|--|
| | <p>Il sistema è, in via generale, mutuabile. Occorre però definire in dettaglio gli elementi costitutivi della richiesta di prestazione per il settore elettrico, che presenta caratteristiche differenti rispetto a quelle del gas (gli elementi indicati dall'art. 36.7 della delibera n. 168/04, per esempio, non risulterebbero adeguati per tutte le casistiche del settore elettrico). Inoltre, la necessità di uniformare la modalità di registrazione e documentazione per la prestazione con "appuntamento personalizzato", con le stesse modalità oggi individuate per il settore gas, imporrebbe al distributore, all'atto di esecuzione della prestazione o dell'effettuazione del sopralluogo, l'obbligo di far sottoscrivere al cliente un modulo nel quale sono riportate almeno le informazioni indicate al punto 25.7 del documento di consultazione.</p> <p>Ciò presenta i seguenti aspetti critici, già più volte evidenziati: gestione di documenti cartacei, oneri di archiviazione, rifiuto di controfirmare i documenti da parte dei clienti, rappresentatività della persona presente all'appuntamento, ecc.</p> <p>Appare opportuno, quindi, consentire l'utilizzo di metodologie e mezzi informatici quali la certificazione:</p> <ul style="list-style-type: none"> – della data di puntualità proposta dal distributore al cliente attraverso un accesso web da parte del cliente stesso; – dell'inserimento dell'appuntamento con invio SMS al cliente nei casi fissati "sul campo" o telefonicamente; – dei dati caratteristici dell'appuntamento che hanno impatto sul calcolo dei tempi (data/ora proposta, data/ora effettiva, ecc.) mediante comunicazione Fax, mail, corrispondenza; – della data/ora/luogo della presentazione del personale all'appuntamento attraverso registrazione su palmare (con possibilità di certificazione dell'ubicazione); <p>Propone una modifica della regolazione del settore gas in tal senso.</p> |
| Edison | <p>Ritiene necessaria la promozione di una maggiore tempestività nelle risposte da parte dei venditori a reclami scritti o richieste scritte di informazioni dei clienti.</p> <p>Tra le opzioni, ritiene preferibile l'opzione 5.B (affiancare alla regolazione annuale per standard generali anche un nuovo standard specifico che fissi il tempo massimo per le risposte scritte, oltre il quale deve essere versato un indennizzo automatico direttamente ai clienti). L'opzione rispetta il principio per il quale il cliente ha diritto ad un servizio caratterizzato da standard di qualità "minimi" e il relativo mancato rispetto da parte dell'esercente debba dar luogo ad un indennizzo percepito dallo stesso cliente.</p> <p>Il versamento di una penalità presso la Cassa conguaglio del settore elettrico (ipotesi prevista dall'opzione 5.A) diluirebbe l'efficacia dell'intervento e probabilmente non sarebbe percepita dal cliente come un reale beneficio, in quanto non avrebbe un riscontro immediato – economicamente tangibile - dell'intervento.</p> <p>Le altre opzioni non sono ritenute condivisibili per le seguenti ragioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Opzione 5.0: la proposta di mantenere l'attuale regolazione e |

| | |
|--|--|
| | <p>rafforzare la pubblicazione comparativa tra i venditori in relazione alla tempestività di risposta ai reclami pare poco incisiva per raggiungere l'obiettivo di migliorare la risposta dei venditori ai reclami dei propri clienti;</p> <ul style="list-style-type: none"> - Opzione 5.A: l'Autorità propone che in seguito al verificarsi di casi di mancato rispetto degli standard generali di qualità l'esercente debba effettuare un versamento di denaro presso un fondo gestito dalla Cassa Conguaglio per il settore elettrico, da utilizzare per il miglioramento della qualità commerciale dei servizi elettrici. Si ritiene, invece, che il consumatore abbia il diritto a ricevere dal proprio fornitore un servizio di qualità commerciale almeno pari ad un determinato standard; qualora lo standard non sia rispettato è corretto che il cliente finale riceva direttamente dal venditore una forma di indennizzo (opzione 5.B); - Opzione 5C: la proposta presentata da parte dell'Autorità, che prevede l'applicazione di standard specifici solo per i venditori che per due anni consecutivi non abbiano rispettato lo standard generale (applicando tale regola fin dall'inizio del terzo periodo regolatorio, con riferimento al comportamento dei venditori negli anni 2006-07) potrebbe non garantire adeguata tutela ai clienti finali. Infatti, considerando le dinamiche del processo di switching, che consentono con facilità il passaggio di un cliente da un fornitore di energia elettrica all'altro, il meccanismo proposto nel documento di consultazione potrebbe determinare per il cliente che ha cambiato fornitore nel corso dei due anni l'impossibilità di usufruire degli indennizzi. <p>Ritiene utile applicare le proposte di regolazione dei reclami sia alle imprese distributrici (per i reclami aventi oggetto i servizi di distribuzione e misura) sia alle imprese di vendita (per i reclami aventi ad oggetto il servizio di vendita), ma in forma differenziata.</p> <p>Al fine di non appesantire i processi ad oggi utilizzati da parte degli esercenti l'attività di vendita per la rilevazione dello standard generale di qualità commerciale relativo alle risposte motivate ai reclami e alle richieste scritte d'informazioni, ritiene auspicabile il mantenimento delle attuali tempistiche che prevedono 20 giorni lavorativi per la risposta scritta.</p> <p>Nel caso in cui venga introdotto, da parte dell'Autorità, anche uno standard specifico che fissi il tempo massimo per la risposta scritta ai reclami/informazioni, ritiene necessario prevedere un periodo di tempo di 30 giorni lavorativi per ottemperare alle relative richieste scritte.</p> <p>Non ritiene possibile prospettare la possibilità per il cliente di richiedere la verifica della fatturazione prima ancora del versamento dell'importo richiesto per la fornitura di energia elettrica. Questa eventuale facoltà concessa al cliente determinerebbe una concreta difficoltà per il fornitore di energia elettrica nel rispettare sia il contratto firmato con il cliente sia gli impegni precedentemente assunti per l'approvvigionamento dell'energia (per esempio: acquisto dell'energia da un'altra società di</p> |
|--|--|

| | |
|-----------------|--|
| | <p>vendita, pagamento dell'ammontare dovuto per l'esecuzione del contratto di trasporto con il distributore competente per ambito territoriale, pagamento dei corrispettivi di dispacciamento nei confronti di Terna).</p> <p>L'interruzione di pagamento da parte di un cliente finale, o comunque la dilatazione della tempistica di fatturazione a fronte di una verifica, espone il venditore nei confronti dei suoi "creditori" per i quali il versamento degli importi dovuti, anche se potenzialmente errati, non sono contestabili ex-ante.</p> <p>Emergerebbero inoltre diverse criticità che, riteniamo, non consentirebbero nemmeno al cliente di trarne benefici tangibili. Ad esempio:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ulteriore onere gestionale a carico del cliente relativo all'invio della richiesta al venditore di verifica della fatturazione; - aumento dei supporti cartacei scambiati tra cliente e venditore - pagamento da parte del cliente degli interessi moratori anche in presenza di una richiesta di verifica della fatturazione che venga successivamente a rivelarsi del tutto "infondata"; - difficoltà gestionali a carico del cliente per l'attivazione della richiesta di interruzione all'istituto di credito del servizio RID per la riscossione automatica delle fatture. <p>Ritiene, pertanto che le attuali disposizioni che prevedono la possibilità per il cliente di ricevere un indennizzo automatico da parte del venditore in caso di mancato rispetto dei tempi massimi di rettifica della fatturazione tutelino in maniera adeguata il cliente.</p> |
| Acea | <p>Non condivide la proposta di introdurre delle penalizzazioni relative allo standard di risposta alle lettere di reclamo e alle richieste di informazioni scritte; ritiene opportuno mantenere l'attuale regolazione rafforzando la pubblicazione comparativa tra i vari operatori, soprattutto nell'attuale fase di mutamento del quadro regolatorio da cui potrebbero scaturire consistenti incrementi delle richieste di informazioni scritte da parte dei clienti.</p> <p>Inoltre sottolinea che l'opzione individuata come preferibile si basa su elementi soggettivi di non facile applicazione che renderebbero alquanto incerti e diversificati i comportamenti delle aziende.</p> <p>Propone di non modificare lo standard dei tempi di risposta alle lettere di reclamo ed alle richieste di informazione.</p> |
| Acea Electrabel | <p>Preferisce il mantenimento della regolazione attuale, rafforzando eventualmente la pubblicazione comparativa; l'opzione preferita è la 5.A, sebbene non apprezzata totalmente. Il mantenimento della regolazione attuale per standard generali e il rafforzamento della pubblicazione comparativa sono giudicati positivamente; evidenziano perplessità in merito all'introduzione di una penalizzazione a carico del venditore correlata allo standard generale sui tempi di risposta ai reclami ed alle richieste di informazioni scritte e che l'Autorità intende modulare in funzione del livello di soddisfazione dei clienti. La penalizzazione risulta eccessivamente stringente anche in considerazione del fatto che i</p> |

| | |
|--|---|
| | <p>tempi di risposta sono influenzati in maniera rilevante dal contenuto e dalla fondatezza dei reclami o delle richieste di informazione.</p> <p>Ribadisce che è eventualmente rispetto a tali elementi che dovrebbe essere valutata la qualità del servizio di risposta dei venditori, e non sul livello di soddisfazione della clientela che si basa su un criterio soggettivo.</p> <p>Ritiene opportuno data la prevista e prossima emanazione del provvedimento dell’Autorità in merito alla regolazione dei servizi telefonici commerciali, attendere tale provvedimento prima di introdurre nuove prescrizioni in carico agli esercenti l’attività di vendita.</p> <p>E’ favorevole all’opportunità e l’utilità di adottare una uniforme regolazione dei reclami delle imprese distributrici (per i reclami aventi oggetto i servizi di distribuzione e misura) e delle imprese di vendita (per i reclami aventi oggetto il servizio di vendita). Segnala che il cliente spesso formula richieste che coinvolgono sia i servizi di vendita che di distribuzione e, pertanto, alcune richieste al distributore saranno veicolate attraverso l’esercente la vendita.</p> <p>Ritiene utile una ulteriore riflessione su tali argomenti.</p> <p>Propone di mantenere invariati gli standard relativi ai reclami ed alle richieste di informazione attualmente previsti.</p> <p>Q.45 - Ritiene di non condividere le premesse con cui l’Autorità vorrebbe introdurre un ulteriore standard relativo alle richieste di verifica. Questo a ragione del fatto che, il citato standard, sembra essere motivato dall’Autorità esclusivamente dalla constatazione che “...attualmente in capo ai venditori oltre agli standard di qualità relativi alla risposta ai reclami esiste solo lo standard specifico relativo al tempo massimo di rettifica della fatturazione...”. L’interpretazione che ne consegue è che, ad avviso dell’Autorità, in capo agli esercenti la vendita sono posti pochi obblighi. Tuttavia, non si considera che, sebbene il numero degli standard attribuiti ai venditori sia basso, l’introduzione della normativa sui call center comporterà inevitabilmente, per gli stessi venditori, obblighi rilevanti ed onerosi.</p> <p>Pertanto, prima di introdurre ulteriori standard, andrebbe attentamente valutata la reale necessità di disciplinare quegli aspetti che, pur non essendo ancora regolamentati, non presentano peculiari criticità. La proposta dell’Autorità è interessante, salvo evidenziare che il numero di richieste da trattare aumenterebbe in maniera rilevante, così come la complessità di gestione delle stesse.</p> <p>La soluzione normalmente adottata dalla nostra società prevede, già in fase di interazione con il cliente, l’immediata verifica della correttezza del fatturato. Questo consente di fornire al cliente una risposta certa e rapida, garantendo nel caso di errore della fatturazione la compensazione della fattura con la sua correzione. Dunque, se la ratio dell’introduzione di un nuovo indicatore è quella di assicurare una maggiore qualità aumentando la tutela verso i clienti, il comportamento adottato dalla nostra azienda, risulta tale da garantire al cliente sia una celere risposta ed eventualmente, anche, l’immediata correzione del fatturato ove sia</p> |
|--|---|

| | |
|-------------------|--|
| | possibile. |
| Confindustria | <p>L'opzione 5.A, che rafforza la pubblicazione comparativa ed introduce una penalizzazione per reclami oltre soglia prefissata, appare equa. La proposta appare condivisibile ma il tempo di risposta ai reclami appare troppo alto e va abbassato.</p> <p>I livelli differenziati per le risposte a reclami e per quelle di richiesta di informazione tra i servizi di distribuzione, quelli di misura e quelli di vendita è condivisibile. Ma le differenziazioni sono certamente da migliorare dal punto di vista territoriale, dove il Documento registra forbici di performances assolutamente inaccettabili</p> <p>Vendita a Nord 9,5 giorni e a Sud 15,6 giorni</p> <p>Distribuzione “ 17 “ “ 46,8 “</p> |
| Cittadinanzattiva | <p>Le imprese esercenti il servizio elettrico tendono a confondere la natura del reclamo generando imbarazzi nel cliente su quale sia la procedura, il contenuto o la formulazione adatta affinché quella richiesta sia effettivamente soddisfatta. Premesso che per reclamo si intende “la comunicazione che il cittadino inoltra legittimamente ad un Ente erogatore di un servizio di cui egli usufruisce e nella quale manifesta un’insoddisfazione dovuta al cattivo funzionamento del servizio stesso chiedendo spiegazioni, chiarimenti o sollecitando l’Ente ad intervenire per ripristinare i livelli ordinari di qualità del servizio”, ritengono opportuno prevedere forme chiare, omogenee e standardizzate nella metodologia di inoltro dei reclami, oltre che della pubblicizzazione di esse. E’ compito dell’azienda adeguare la propria informazione all’utenza al fine di fornirle gli strumenti adeguati per operare correttamente un reclamo.</p> <p>Prevedere forme imposte di pubblicità da parte dell’Autorità sulle modalità di inoltro dei reclami e sui tempi entro i quali questi devono essere esperiti, che abbiamo la caratteristica di assoluta evidenza (ad esempio prevedendo un vademecum standard per tutte le imprese, da pubblicare nella stessa forma su tutti i possibili canali comunicativi con l’utenza come le fatture, i siti internet, gli opuscoli di promozione di servizi, ecc.) è un’ottima soluzione per scongiurare disservizi in merito. Dall’analisi dei dati emersi dal data-base del Pit Servizi (campione totale di 6607 segnalazioni rilevate da gennaio a dicembre 2006) nel settore dell’ Energia Elettrica, avente ad oggetto il tema dei reclami emergono le seguenti rilevazioni che attengono nello specifico i temi di seguito elencati:</p> <p>Errati solleciti di pagamento 20%</p> <p>Mancata fatturazione 18%</p> <p>Errati conguagli 16%</p> <p>Interruzione servizio senza preavviso 14%</p> <p>Ritardi nell’ attivazione del servizio di energia elettrica 14%</p> <p>Mancata attivazione dei rimborsi automatici 10%</p> <p>Danni causati da sbalzi di tensione 8%</p> <p>Per quanto riguarda i tempi di risposta ai reclami vengono forniti dati sul</p> |

| | |
|--|---|
| | <p>rispetto dell' obbligo di risposta ai reclami entro 20 giorni dalla ricezione del reclamo, per i cittadini che si sono rivolti a Cittadinanzattiva: solo nell' 1% dei casi tale obbligo è rispettato, e dato allarmante nel 45% dei casi le aziende non forniscono alcuna risposta ai cittadini.</p> <p>L'opzione 5.A è la preferita; sottolinea la necessità assoluta di allargare e rafforzare le forme di pubblicità della comparazione dei dati e risultati ottenuti dai diversi venditori, vista l'attenzione che questi prestano alla credibilità spendibile nei confronti dell'utenza, che possa fungere da buon deterrente a pratiche inefficaci. Altrettanto importante è la previsione di forme automatiche di indennizzo per garantire una tutela "riparatoria" anche in capo a soggetti poco strutturati per far valere i propri diritti.</p> <p>Concorda anche sull'estensione delle proposte di regolazione alle imprese distributrici per i reclami avente ad oggetto i servizi di distribuzione e misura, oltre che a quelle di vendita per i reclami aventi ad oggetto il servizio di vendita (Q.43).</p> |
|--|---|

24 Efficacia della regolazione della qualità del servizio in regime di separazione

Q.44 *Si ritiene che possa essere mutuata per il settore elettrico la soluzione adottata nel settore gas per quanto riguarda la tempestività del venditore di trasferimento all'impresa distributtrice delle richieste dei clienti finali per prestazioni soggette a standard di qualità commerciale? Sono necessari adattamenti particolari in relazione alle specificità del settore elettrico, in particolare per quanto riguarda l'esistenza di sistemi di telegestione?*

Q.45 *Si ritiene utile rafforzare gli obblighi in capo ai venditori per il trasferimento ai clienti finali degli indennizzi per la qualità del servizio?*

| | |
|----------------------|---|
| Anie | Non esprime preferenze. |
| Federutility | <p>Propone di mantenere invariati gli standard relativi ai reclami ed alle richieste di informazione attualmente previsti.</p> <p>Ribadisce l'opportunità di valutare modifiche ai vigenti standard solo a valle della chiara definizione del ruolo e delle attività del distributore e del venditore di energia elettrica a partire dal 1 luglio 2007, nonché a conclusione del procedimento che individuerà uno standard di comunicazione tra i soggetti regolati.</p> <p>La fissazione di nuove prescrizioni precedenti al completamento del quadro regolatorio, rischia da un lato di complicare i rapporti tra i soggetti e dall'altro di ingenerare confusione nei clienti, in particolare relativamente al fatto di non avere certezza sulle prestazioni da poter richiedere a uno o all'altro soggetto.</p> |
| Eni Div. gas & power | Nel caso di introduzione degli obblighi di comunicazione tempestiva dal venditore al distributore delle richieste dei clienti finali, è necessario considerare l'impatto sulla qualità delle prestazioni offerte che verrebbe |

| | |
|------|--|
| | <p>generato qualora il venditore fosse l'unica interfaccia nei confronti del cliente finale. La velocità di evasione delle richieste, in presenza di un sistema che introduce due passaggi addizionali (richiesta dal cliente al venditore e relativa risposta del venditore) dipende in maniera determinante dall'operatività del distributore locale.</p> <p>In merito ai sistemi di telegestione, non è chiaro se il quesito si riferisca all'esistenza di sistemi per automatizzare la relazione distributore - venditore in merito alle richieste dei clienti, oppure ai sistemi di telelettura e teleprogrammazione dei misuratori. In ogni caso:</p> <ul style="list-style-type: none"> - si rende necessario dare corso in tempi rapidi a quanto proposto nel recente documento di consultazione sui rapporti tra distributori e venditori, prevedendo opportuni strumenti di scambio delle informazioni funzionali al rispetto degli obblighi in materia di qualità, in particolare in capo ai distributori che non hanno implementato strumenti adeguati a tale scopo (ad esempio portali o comunicazioni in formato elettronico); - si ritiene che, qualora sia definito il cosiddetto "mandato di connessione", le tempistiche massime per l'erogazione delle prestazioni debbano essere ridotte per i distributori che possono evadere alcune richieste dei clienti tramite telegestione dei misuratori, come, ad esempio, la modifica della potenza impegnata o il cambio delle fasce tariffarie. <p>Le modalità operative per il riconoscimento dei rimborsi sono molto importanti per valutare l'adeguatezza di un qualsiasi termine di scadenza. Ritiene necessario prevedere, nel caso di indennizzi per la qualità del servizio versati dal distributore al venditore, che quest'ultimo provveda entro tempistiche certe, ma non eccessivamente penalizzanti. E' opportuno che il venditore sia tenuto a provvedere al versamento dell'indennizzo solo una volta ricevuto l'importo da parte del distributore. Per facilitare il meccanismo di rimborso dal distributore al venditore, il rimborso dovrebbe essere inserito direttamente in detrazione della fattura di trasporto, ribaltando la quale il venditore trasferirebbe automaticamente il rimborso al cliente finale. Qualora infatti i rimborsi avvenissero in maniera separata, o addirittura in forma aggregata, al venditore occorrerebbe più tempo per riconciliare ogni singolo rimborso nei confronti del corrispondente cliente.</p> |
| Enel | <p>Relativamente agli appuntamenti, evidenzia come la regolazione attuale richieda dati inutili per il corretto monitoraggio e che nulla aggiungono alla tutela dei clienti. Ad esempio, alla 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 proprio il luogo della fornitura) ed alla registrazione dell'ora effettiva dell'esecuzione dell'appuntamento (è sufficiente rilevare che l'appuntamento è avvenuto nella fascia di rispetto prevista).</p> <p>Concorda in linea di principio con le ipotesi formulate circa il rafforzamento degli obblighi posti in capo ai venditori per il trasferimento ai clienti finali degli indennizzi per la qualità del servizio.</p> |

| | |
|--------|--|
| | <p>Nel determinare il limite massimo entro cui tali obblighi devono essere espletati, occorre considerare che i tempi di trasferimento degli indennizzi sono, di norma, legati a cicli di fatturazione che possono essere diversi da quelli previsti attualmente per i clienti del mercato vincolato.</p> |
| Edison | <p>Deve essere operata una certa cautela nel trasferimento “tout court” al settore elettrico della disciplina vigente nel settore gas, in ragione delle difficoltà evidenziatesi.</p> <p>E’ opportuno ricordare che secondo l’attuale disciplina sulla qualità commerciale per il settore del gas naturale, in seguito alla stipula di un contratto con il venditore, il cliente finale si deve rivolgere esclusivamente a quest’ultimo per le prestazioni rilevanti dal punto di vista della qualità commerciale. L’unica eccezione riguarda le richieste di reclamo scritto o le richieste di informazione relative al servizio di distribuzione. Non mancano tuttavia casi in cui il cliente finale, avendo come unico interlocutore il venditore di gas, lo consideri responsabile anche per quelle prestazioni che rientrano nell’area di competenza del distributore. Il venditore gas rischia quindi di vedere compromessa la propria reputazione per comportamenti non conformi a standard di qualità la cui responsabilità è, in realtà, di un soggetto terzo. Sarebbe opportuno un intervento dell’Autorità a tutela del venditore.</p> <p>Si ritiene che, in vista della separazione societaria tra l’attività di distribuzione e quella di vendita, la soluzione attualmente vigente nel settore gas possa essere mutuata anche in quello elettrico, ma richieda un periodo transitorio (almeno due anni) che consenta di gestire in maniera standard ed efficiente il nuovo flusso informativo tra venditore e distributore. Propone un tempo superiore ai 3 giorni lavorativi per l’invio da parte del venditore delle richieste di prestazioni a carico dell’impresa di distribuzione. Poiché la casistica prevista per le richieste che coinvolgono l’impresa di distribuzione è ampia, sarebbe opportuno, inoltre, definire uno standard unico di comunicazione tra distributori e venditori in modo da snellire la gestione del cartaceo e rendere efficiente e fluido il processo fin dall’inizio.</p> <p>In riferimento al rafforzamento degli obblighi in capo al venditore, ritiene che la logica attualmente prevista nel settore gas dalla delibera n. 168/045, per la corresponsione degli indennizzi automatici, risulti la più efficace. Ritiene che il distributore dovrebbe avere l’obbligo di comunicare al venditore non soltanto il mancato rispetto per cause imputabili al distributore stesso di determinate attività che darebbero origine all’indennizzo (come proposto all’art. 24.4) ma dovrebbe al contempo essere obbligato a corrispondere l’importo relativo all’indennizzo al venditore entro un termine ben definito. Quanto proposto all’art 24.4 lascia ampia discrezionalità al distributore circa la tempistica di erogazione dell’indennizzo al venditore e sposta la responsabilità di corresponsione dell’indennizzo al cliente finale in capo esclusivamente al venditore, che può “valutare se anticipare al cliente l’indennizzo e trattenere in caso di ritardato pagamento da parte del</p> |

| | |
|-----------------|---|
| | <p>distributore la differenza”. Ritiene che quanto previsto all’art. 55 della delibera n. 168/04 sia molto più trasparente e individuati, in maniera precisa e con tempistiche ben determinate, le responsabilità e gli oneri in capo ai singoli soggetti coinvolti.</p> <p>Il rafforzamento degli obblighi potrebbe prevedere per esempio:</p> <p>a) in capo al distributore, l’obbligo di comunicare al venditore il mancato rispetto per cause imputabili al distributore stesso entro un tempo breve (per es. ogni mese) in modo che il venditore possa valutare se anticipare al cliente l’indennizzo e trattenere, in caso di ritardato pagamento da parte del distributore, la differenza;</p> <p>b) in capo al venditore, l’aumento progressivo dell’indennizzo a favore del cliente in caso di mancato trasferimento dell’indennizzo entro un tempo dato per ragioni imputabili al venditore.</p> <p>Questa previsione può trovare giustificazione solo nella misura in cui il venditore trattenga indebitamente importi dovuti al cliente finale oltre il tempo previsto per la loro corresponsione.</p> <p>Un rafforzamento degli obblighi in capo al venditore dovrebbe tradursi, in una logica “a catena”, nel rafforzamento degli obblighi in capo al distributore. Non è ragionevole supporre che il venditore sia obbligato ad erogare gli indennizzi al cliente finale, derivanti da prestazioni che dipendono dall’impresa di distribuzione, entro precisi termini temporali e che nel contempo non sia tutelato, mediante analoghe prescrizioni temporali, dal rischio che l’impresa di distribuzione non adempia entro un certo periodo di tempo al pagamento di quanto dovuto nei suoi confronti.</p> <p>Rafforzare gli obblighi in capo ai venditori per il trasferimento ai clienti finali degli indennizzi per la qualità del servizio può trovare giustificazione solo nella misura in cui il venditore trattenga indebitamente importi dovuti al cliente finale oltre il tempo previsto per la loro corresponsione.</p> |
| Acea | <p>Ribadisce l’opportunità di modificare gli attuali standard o prevederne l’introduzione di nuovi solo una volta stabilito il ruolo e le competenze dei distributori e dei venditori di energia elettrica.</p> |
| Acea Electrabel | <p>In merito alla previsione di estendere al settore elettrico le soluzioni già sperimentate sul settore gas, conferma quanto già manifestato nelle osservazioni al documento “Obblighi di registrazione e di tempestività nella trasmissione ai distributori delle richieste di prestazioni dei clienti finali per i venditori di gas naturale e di energia elettrica” del 2 Maggio 2005, nel quale già a suo tempo veniva condivisa la proposta dell’Autorità.</p> <p>Ritiene che tale previsione potrà essere favorita dalla definizione di un protocollo standard di comunicazione tra distributore e venditore.</p> <p>Ove la fissazione di nuove prescrizioni, sia precedente al completamento del quadro regolatorio, si corre il rischio sia di complicare i rapporti tra i vari soggetti sia, di ingenerare confusione nei clienti, in particolare nel momento in cui non si avesse certezza delle prestazioni che può richiedere all’uno o all’altro soggetto.</p> |

| | |
|-------------------|---|
| Confindustria | Ritiene opportuna la soluzione di mutuare per il settore elettrico la regolazione della qualità adottata nel settore del gas per la tempestività del venditore di trasferimento all'impresa distributrice delle richieste dei clienti finali per prestazioni soggette a standard di qualità commerciale. Si rafforzino i relativi obblighi. |
| Cittadinanzattiva | In previsione della separazione societaria tra impresa distributrice e impresa di vendita, ritiene opportune e fattibili le soluzioni prospettate dall'Autorità e che ricalcano il sistema già implementato nel settore del gas (Q.46, Q.47). |

25 Introduzione di metodi di verifica dei dati di qualità commerciale

Q.46 *Quali altri aspetti sono rilevanti per introdurre nel settore elettrico il metodo di verifica dei dati di qualità commerciale già adottato nel settore gas?*

| | |
|----------------------|--|
| Federutility | <p>Rimanda alle considerazioni svolte in premessa e alle osservazioni già trasmesse per l'apposita consultazione.</p> <p>Ribadisce la proposta di prevedere, anche per il settore elettrico, un periodo sperimentale in cui testare la validità del nuovo metodo, anche a seguito delle auspiccate modifiche apportate in funzione dei suggerimenti pervenuti in consultazione.</p> <p>Ritiene opportuno un avvio "a regime" del sistema di verifica solo dopo averlo testato in un contesto di mercato completamente liberalizzato.</p> <p>Ripropono di rivedere i criteri a fondamento del metodo proposto, che vede le imprese più come oggetto di verifica piuttosto che come soggetti realmente interessati a fornire un servizio di qualità, anche in un ottica di competitività cui ci si deve necessariamente ispirare stanti le note evoluzioni del mercato in cui si opera.</p> <p>In merito alle proposte di uniformare le modalità di registrazione e documentazione per appuntamento personalizzato, propone di indicare il POD quale informazione utile ad individuare il cliente, in luogo del codice identificativo cliente.</p> |
| Anie | Non esprime preferenze. |
| Eni Div. gas & power | Non ravvisa ulteriori aspetti. |
| Enel | <p>Le ispezioni non hanno fatto rilevare aspetti particolari oltre quelli già osservati in sede di consultazione e recepiti nella recente delibera n. 74/07. Segnala che il controllo previsto è un mero controllo formale delle registrazioni e quindi non garantisce una effettiva tutela del cliente.</p> <p>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.</p> |

| | |
|-----------------|--|
| Edison | Circa l'estensione del metodo di controllo già adottato nel settore gas anche ai dati relativi alle prestazioni commerciali elettriche, ritiene opportuno concedere un periodo transitorio di durata almeno analoga (due anni) a quello del settore gas, prima di applicare le relative penalità. |
| Acea | In relazione alle modalità ed ai tempi di introduzione della nuova metodologia di verifiche ispettive chiede di posticipare la data di efficacia della nuova normativa, rispetto a quanto indicato nel documento di consultazione del 24 ottobre 2006, concedendo alle aziende un periodo di sperimentazione di almeno due anni, prima della effettiva applicazione delle penali. Tale richiesta è motivata dalla mole di registrazioni e di documenti cartacei che, nel caso di Acea, interessano oltre 100 mila prestazioni l'anno, e dall'esigenza di maggiori precisazioni che su tale argomento sono state richieste. |
| Acea Electrabel | In merito all'estensione del metodo di verifica dei dati della qualità commerciale al settore elettrico, si rimanda alle considerazioni generali. Le perplessità evidenziate dalla nostra società, derivano sostanzialmente dalla considerazione che i criteri alla base del metodo di verifica sembrano privilegiare essenzialmente aspetti formali di qualità, registrazione e gestione del dato, quindi funzionali prevalentemente ad un controllo sui dati stessi piuttosto che ad un reale miglioramento della qualità del servizio offerto. Ribadisce la proposta di prevedere, anche per il settore elettrico, un periodo sperimentale in cui testare la validità del nuovo metodo nell'ottica di pervenire ad una regolazione effettivamente utile per un reale miglioramento della qualità del servizio. |

26 Iniziative di comunicazione per la conoscenza degli standard di qualità

Q.47 *Quali altre iniziative si ritiene siano utili al fine di permettere ai clienti di conoscere i livelli di qualità degli operatori di vendita nel mercato liberalizzato?*

| | |
|----------------------|---|
| Federutility | Nessuna osservazione. |
| Anie | Non esprime preferenze. |
| Eni Div. gas & power | Si ritengono sufficienti le iniziative proposte. |
| Enel | Non ha osservazioni in merito. |
| Edison | Non rileva altre iniziative utili. |
| Acea Electrabel | Non solleva alcuna osservazione. |
| Confindustria | Le iniziative da mettere in campo per permettere ai clienti di conoscere i livelli di Qualità degli operatori di vendita nel mercato liberalizzato partono dalla disponibilità aggiornata e pubblica di dati a livello comunale (ed in alcuni casi subcomunale) sui quali si può effettuare una vera campagna di promozione dei CdQ, oggi impossibile per la sua indeterminatezza. |