

DCO 7/10

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

**PROPOSTA DI MODIFICHE ALLA REGOLAZIONE PER IL
PERIODO 2008-2011 A SEGUITO DELL'ESTENSIONE DELLA RETE
DI TRASMISSIONE NAZIONALE**

Documento per la consultazione

*a seguito delle deliberazioni 27 dicembre 2007, n. 341/07 e 30 marzo 2009, ARG/elt 43/09
e nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 19 marzo 2010, ARG/elt 32/10*

Mercato di incidenza: energia elettrica

19 aprile 2010

Premessa

Con la deliberazione 27 dicembre 2007, n. 341/07 (di seguito: deliberazione n. 341/07) l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha introdotto la regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione, riferita al perimetro della rete di trasmissione nazionale (di seguito: RTN). L'accordo di compravendita tra Enel Distribuzione S.p.A. (di seguito: Enel Distribuzione) e Terna S.p.A. (di seguito: Terna) per il trasferimento a Terna della rete di alta tensione di proprietà Enel Linee Alta Tensione S.r.l. (di seguito: ELAT) ed il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 27 febbraio 2009, recante ampliamento dell'ambito della rete di trasmissione nazionale (di seguito: decreto 27 febbraio 2009), hanno determinato l'estensione della rete di trasmissione di proprietà di Terna, nonché dell'ambito della RTN.

Con la deliberazione n. 341/07, l'Autorità ha previsto l'entrata in vigore di un meccanismo di valorizzazione dei servizi di mitigazione delle disalimentazioni resi dalle imprese distributrici, a seguito di un lavoro tecnico di comune intesa tra Terna e le imprese distributrici medesime. Non essendo stata completamente raggiunta l'intesa, l'Autorità ha posticipato la decorrenza della valorizzazione e ha previsto un periodo annuale di monitoraggio dell'esecuzione di ordini di manovre di esercizio richiesti da Terna alle imprese distributrici direttamente connesse alla RTN in occasione di disalimentazioni. Con la deliberazione 19 marzo 2010 ARG/elt 32/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 32/10), l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione delle modalità di gestione delle partite economiche correlate alla valorizzazione dei servizi di mitigazione.

Facendo seguito a quanto sopra richiamato, il presente documento per la consultazione propone modifiche alla regolazione in materia di (i) perimetro di rete su cui trova applicazione la regolazione incentivante per il terzo periodo regolatorio 2008-2011 e di (ii) valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità.

Infine, a seguito della analisi da parte della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dei dati elementari relativi a ciascuna disalimentazione, il presente documento formula proposte di (iii) pubblicazione di indicatori di monitoraggio relativi alla disponibilità ed indisponibilità degli elementi di rete.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità osservazioni e suggerimenti entro e non oltre il **24 maggio 2010**. I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti dei documenti trasmessi all'Autorità si intendano riservate alla medesima.*

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

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

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

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

INDICE

1	Introduzione _____	3
2	Proposta di modifica del perimetro di applicazione della regolazione incentivante per effetto dell'estensione della rete di trasmissione nazionale _____	6
3	Valorizzazione del servizio di mitigazione fornito dalle imprese distributrici _____	9
4	Aspetti correlati al servizio di mitigazione: livelli di servizio delle imprese distributrici in materia di esecuzione di ordini di manovra di Terna a seguito di disalimentazioni _____	28
5	Introduzione di obblighi di pubblicazione di indicatori di monitoraggio relativi alla disponibilità ed indisponibilità degli elementi costituenti la rete _____	30
6	Quadro di sintesi della regolazione della qualità del servizio di trasmissione _____	34
7	Programma di lavoro a seguire _____	35
	Appendice: Analisi dei dati di continuità del servizio di trasmissione 2006-2008	36

1 Introduzione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione propone modifiche alla regolazione della qualità del servizio di trasmissione in materia di:
- a) perimetro di rete su cui trova applicazione la regolazione incentivante per il periodo di regolazione 2008-2011;
 - b) valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità e relativa decurtazione in caso di episodi di mancato adempimento di ordini di apertura e chiusura di linee attraverso sistemi di teleconduzione o telecontrollo in occasione di disalimentazioni;
 - c) obblighi di pubblicazione di indicatori di monitoraggio della disponibilità ed indisponibilità degli elementi di rete.

La proposta di modifica della regolazione incentivante

- 1.2 In merito al punto 1.1, lettera a), con la deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250/04 (di seguito: deliberazione n. 250/04), l'Autorità ha introdotto un insieme di disposizioni al gestore di rete (oggi Terna) in materia di qualità del servizio di trasmissione, fra cui rilevano in particolare gli obblighi di registrazione delle disalimentazioni¹ sulle reti di trasmissione.
- 1.3 Successivamente, con la deliberazione n. 341/07, l'Autorità ha introdotto la regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione, con gli obiettivi² di “*riduzione progressiva delle disalimentazioni ordinarie che non costituiscono incidenti rilevanti*”³; e di “*prevenzione e mitigazione degli incidenti rilevanti*”. La regolazione incentivante fa riferimento a tre indicatori di continuità del servizio di trasmissione, richiamati nel capitolo 2, i cui livelli obiettivo sono riferiti al perimetro della RTN del 2007.
- 1.4 La modifica del perimetro di rete su cui trova applicazione la regolazione incentivante per il periodo 2008-2011, che viene proposta in questo documento per la consultazione, tiene conto dall'ampliamento della RTN avvenuto a seguito del decreto 27 febbraio 2009, con cui il Ministro dello Sviluppo Economico ha disposto l'inserimento nell'ambito della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica di un insieme di linee di alta tensione, contestualmente al perfezionamento dell'accordo di acquisizione da parte di Terna della società ELAT.

La valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità e la relativa decurtazione in caso di mancati adempimenti

- 1.5 In merito al punto 1.1, lettera b), con la deliberazione n. 341/07, l'Autorità ha previsto il meccanismo regolatorio di valorizzazione dei servizi resi dalle imprese

¹ In base alle definizioni della deliberazione 250/04, “disalimentazione” è una interruzione breve o lunga, cioè una interruzione della fornitura di durata superiore ad un secondo.

² Gli obiettivi della regolazione della qualità del servizio di trasmissione sono citati dal documento di consultazione 4 aprile 2007, atto n. 16/07.

³ In base alla definizione della deliberazione 250/04 e alla successiva modifica intervenuta per effetto della deliberazione 7 novembre 2007, n. 281/07, “una disalimentazione costituisce un incidente rilevante se comporta un livello di energia non servita superiore a 250 MWh”.

distributrici per la continuità, con l'obiettivo di *“valorizzare i servizi di mitigazione delle disalimentazioni di alta tensione offerti dai distributori in media e bassa tensione”*. In particolare, l'Autorità ha previsto che la valorizzazione dei servizi di mitigazione sia decurtata in caso di episodi di mancato adempimento da parte delle imprese distributrici di ordini di apertura e chiusura di linee impartiti da Terna attraverso sistemi di teleconduzione o telecontrollo in occasione di disalimentazioni.

- 1.6 Con la deliberazione n. 341/07, l'Autorità aveva previsto un lavoro tecnico di comune intesa tra Terna e le imprese distributrici da completare entro l'anno 2008, riguardante:
- a) le procedure per la determinazione operativa dei valori di mitigazione;
 - b) la definizione dei livelli di servizio a cui sono tenute le imprese distributrici direttamente connesse alla RTN nell'esecuzione di ordini di manovra.
- 1.7 Il lavoro tecnico di cui al punto precedente avrebbe permesso l'avvio della valorizzazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici a partire dal 2009.
- 1.8 Con la deliberazione 30 marzo 2009, ARG/elt 43/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 43/09) l'Autorità ha dato notizia del mancato raggiungimento dell'intesa tra Terna e le imprese distributrici e ha:
- a) posticipato la decorrenza della valorizzazione dei servizi di mitigazione al 1° aprile 2010;
 - b) previsto un periodo annuale (aprile 2009 - marzo 2010) di monitoraggio dell'esecuzione di ordini di manovre di esercizio richiesti da Terna alle imprese distributrici direttamente connesse alla Rete di Trasmissione Nazionale in occasione di disalimentazioni, con rendicontazione semestrale all'Autorità sia da parte di Terna che delle imprese distributrici (primo semestre: aprile - settembre 2009, rendicontato entro fine ottobre 2009; secondo semestre: ottobre 2009 - marzo 2010, rendicontato entro fine aprile 2010).
- 1.9 L'analisi della prima rendicontazione ha riscontrato significativi elementi di incongruenza nelle comunicazioni ricevute relativamente agli ordini di manovra nel primo semestre (aprile - settembre 2009), tali da non rendere possibile la risoluzione di tutti i preesistenti elementi di disaccordo tra Terna e le imprese distributrici in materia di livelli di servizio. Perciò l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 32/10 ha:
- a) ulteriormente posticipato la decorrenza della valorizzazione dei servizi di mitigazione al 1° luglio 2010;
 - b) avviato un procedimento per la definizione delle modalità di gestione delle partite economiche correlate alla valorizzazione dei servizi di mitigazione, al fine di garantire una efficace applicazione della valorizzazione medesima.

Gli obblighi di pubblicazione e di comunicazione di indicatori di monitoraggio delle indisponibilità

- 1.10 In merito al punto 1.1, lettera c), successivamente alle direttive impartite con la deliberazione n. 250/04, l'Autorità, con la deliberazione 29 aprile 2005 n. 79/05 (di seguito: deliberazione n. 79/05) e con successive deliberazioni, ha verificato positivamente il *“Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete”* di cui all'articolo 1, comma 4, del decreto del Presidente del Consiglio dei

ministri 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di Rete) proposto dal gestore della RTN, ed in particolare l'allegato A.54 "Classificazione e registrazione delle disalimentazioni degli utenti direttamente ed indirettamente connessi alla RTN" (di seguito: Documento A.54).

- 1.11 Come disposto dal comma 25.4 dell'Allegato A alla deliberazione n. 250/04, il Codice di rete prevede, già dalla prima versione approvata con la deliberazione n. 79/05, che i dati di indisponibilità degli elementi della RTN sono registrati dal gestore, ai fini di valutare la disponibilità della stessa su base annua.
- 1.12 A seguito degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni introdotti con la deliberazione n. 250/04 e disciplinati dal Documento A.54, Terna ha comunicato all'Autorità i dati elementari relativi a ciascuna disalimentazione. L'analisi dei dati disponibili (fino al 31 dicembre 2008) ha evidenziato un impatto significativo delle indisponibilità degli elementi di rete sulle disalimentazioni. Inoltre l'unico incidente rilevante registrato nel corso del 2009 è occorso in condizioni di esercizio temporaneamente radiali per indisponibilità di elementi di rete. Per queste ragioni l'Autorità intende introdurre obblighi di pubblicazione e obblighi di comunicazione all'Autorità di indicatori di monitoraggio delle disponibilità ed indisponibilità di elementi di rete.

I contenuti del documento per la consultazione

- 1.13 Questo documento per la consultazione è così strutturato:
 - a) il capitolo 2 presenta la proposta dell'Autorità di modificare il perimetro di rete su cui trova applicazione la regolazione incentivante per il periodo 2008-2011;
 - b) il capitolo 3 tratta la disciplina del servizio di mitigazione fornito dalle imprese distributrici, presentando alcune proposte e possibili alternative;
 - c) il capitolo 4 discute i livelli di servizio delle imprese distributrici in materia di esecuzione di ordini di manovra di Terna a seguito di disalimentazioni, presentando una proposta parziale per la soluzione di alcuni elementi di precedente disaccordo tra Terna e le imprese distributrici⁴;
 - d) il capitolo 5 presenta la proposta dell'Autorità di introdurre obblighi di pubblicazione di indicatori di monitoraggio relativi alla disponibilità ed indisponibilità degli elementi costituenti la rete;
 - e) il capitolo 6 presenta un quadro riepilogativo della regolazione della qualità della trasmissione;
 - f) il capitolo 7 delinea il programma di lavoro a valle della pubblicazione del presente documento per la consultazione;
 - g) l'Appendice riporta l'analisi dei dati di continuità per la rete di trasmissione nel periodo 2006-2008.

⁴ Per il completamento di questo meccanismo regolatorio è necessaria l'analisi dei dati di monitoraggio relativi al secondo semestre (ottobre 2009 - marzo 2010), la cui comunicazione è prevista entro aprile 2010.

2 Proposta di modifica del perimetro di applicazione della regolazione incentivante per effetto dell'estensione della rete di trasmissione nazionale

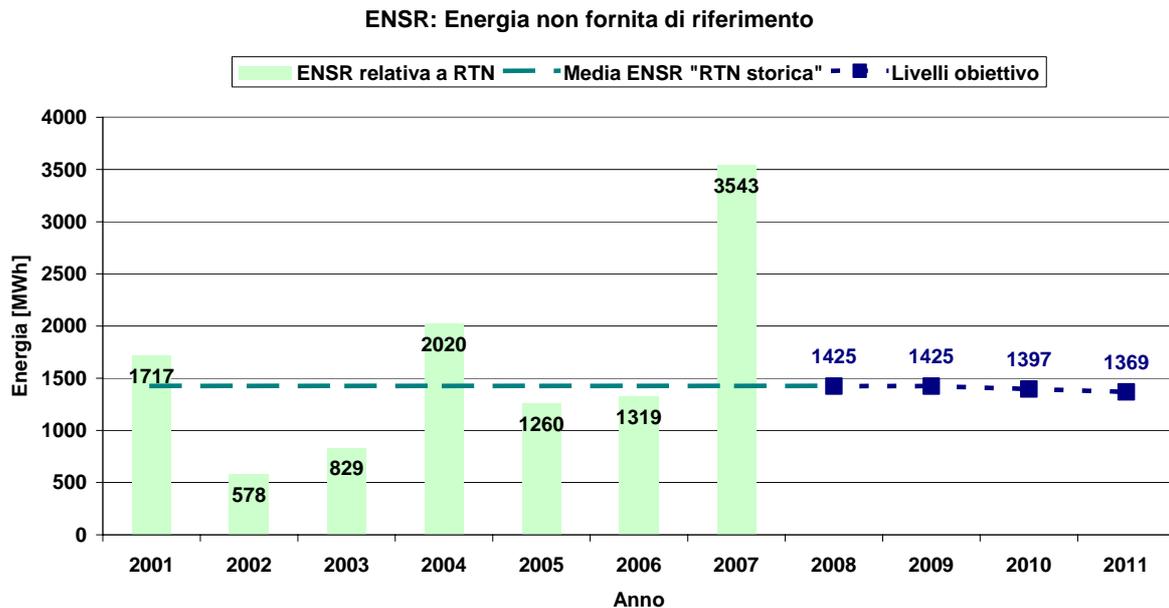
- 2.1 Con la deliberazione n. 341/07, l'Autorità ha introdotto la regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione che prevede un meccanismo di premi e penalità per Terna in funzione della performance di continuità. Per attuare tale meccanismo l'Autorità ha introdotto tre indicatori:
- a) Energia non fornita di riferimento (di seguito: ENSR)⁵, determinata mediante somma dell'energia non fornita in tutti gli eventi che hanno interessato la RTN e con l'applicazione di una funzione di smussamento e saturazione per trattare gli incidenti rilevanti;
 - b) Numero di disalimentazioni per utente direttamente connesso alla RTN (di seguito: NDU), valutato per tutti i tipi di utenti e per ciascuna Area Operativa di Terna;
 - c) Quota di utenti RTN senza disalimentazioni (di seguito: QSD), valutato sia per l'intera rete, sia per ciascuna Area Operativa di Terna.
- 2.2 In particolare, l'indicatore ENSR ha la caratteristica di includere anche l'energia non fornita in occasione di eventi attribuibili a disalimentazioni originate al di fuori del perimetro RTN o per alcune cause di forza maggiore, se questi eventi interessano, almeno parzialmente, la RTN.
- 2.3 È invece esclusa dall'indicatore ENSR, *“in via temporanea e limitatamente al periodo di regolazione 2008-2011”*⁶, l'energia non fornita agli utenti non direttamente connessi alla RTN per le disalimentazioni aventi origine all'esterno del perimetro della RTN.
- 2.4 Gli effetti economici (premi e penalità) della regolazione incentivante sono determinati mediante il confronto tra i livelli obiettivo basati sui valori storici degli indicatori ed i livelli effettivi. Gli effetti economici saranno determinati dall'Autorità nel 2011 e nel 2012 relativamente ai livelli effettivi del 2010 e del 2011. Il livello effettivo della ENSR è mediato su base triennale (in altre parole, il livello effettivo 2010 è la media della ENSR registrata nel 2008, 2009 e 2010)⁷.
- 2.5 L'Autorità, con la deliberazione 30 novembre 2008, ARG/elt 169/08, ha determinato, per ogni indicatore, i livelli obiettivo per ogni anno del periodo di regolazione 2008-2011. La determinazione di tali livelli obiettivo è stata possibile partendo dai valori storici degli indicatori che Terna ha comunicato all'Autorità con differenti periodicità e disponibilità di informazioni.
- 2.6 Si sottolinea che i valori storici degli indicatori ed i livelli obiettivo sono riferiti al perimetro della “RTN storica”. La figura seguente illustra graficamente i valori storici dell'indicatore ENSR ed i relativi livelli obiettivo per gli anni 2008-2011.

⁵ In questo documento per la consultazione, così come nelle deliberazioni 250/04 e 341/07, si usa il termine “energia non fornita” (indicato con l'acronimo inglese ENS Energy Not Supplied). Una italianizzazione dell'acronimo può portare ad utilizzare il termine alternativo “energia non servita”, come nella definizione di soglia di incidente rilevante, che è peraltro equivalente.

⁶ Citazione del comma 3.2 dell'allegato A alla deliberazione 341/07.

⁷ Di conseguenza, la performance di continuità della trasmissione ha determinato effetti economici già a partire dal 1° gennaio 2008.

Figura 1 - Valori 2001-2007 dell'indicatore Energia non fornita di riferimento e relativi livelli obiettivo 2008-2011



- 2.7 Il 1° aprile 2009 Enel Distribuzione ha ceduto a Terna la società ELAT, cui aveva conferito (con effetto dal 1° gennaio 2009) un ramo di azienda costituito dalle proprie linee in alta tensione: circa 18.600 km di rete, eserciti principalmente a 132 e 150 kV. L'assemblea straordinaria di ELAT ha contestualmente modificato la denominazione sociale della società in Terna Linee Alta Tensione S.r.l. (di seguito: TELAT).
- 2.8 Questa acquisizione ha modificato significativamente il perimetro della rete di proprietà di Terna comportando una crescita di circa il 43% in termini di chilometri complessivi di linee e del 18% in termini di Regulated Asset Base⁸. Parimenti, si è significativamente modificato l'ambito della rete di trasmissione nazionale.

La proposta di modifica per il periodo regolatorio 2008-2011

- 2.9 L'Autorità intende perciò modificare la regolazione della qualità, ed in particolare il perimetro su cui trova applicazione la regolazione incentivante, in analogia con la decisione di modificare le disposizioni per la regolazione tariffaria effettuata con la deliberazione 18 marzo 2009, ARG/elt 31/09, sino al termine del corrente periodo regolatorio.
- 2.10 La mancata modifica del "perimetro" di rete soggetto a regolazione incentivante determinerebbe infatti una incoerenza tra le modalità di calcolo dei livelli obiettivo basato su dati storici di performance riferiti al perimetro di rete RTN pre-acquisizione TELAT ed il calcolo dei livelli effettivi, che si riferirebbe al perimetro di rete RTN attuale che include TELAT. Il principio di coerenza tra i livelli

⁸ Dati tratti dal comunicato stampa congiunto Terna/Enel del 1° aprile 2009 "Perfezionata la cessione a Terna di Enel Linee Alta Tensione".

obiettivo annuali basati sui dati storici e i livelli effettivi è sempre stato alla base della regolazione incentivante della continuità del servizio elettrico.⁹

- 2.11 L’Autorità ha inoltre evidenziato nella relazione di analisi di impatto regolatorio della deliberazione n. 341/07 e nella relazione annuale 2008 che la regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011 ha un forte carattere innovativo e pertanto è da considerare di natura sperimentale¹⁰. Entrambe le relazioni suddette indicano espressamente che “l’Autorità cercherà di mantenere il più possibili stabili i meccanismi di incentivazione della qualità”.
- 2.12 La rete ELAT non era soggetta ad alcuna regolazione incentivante della continuità del servizio e per questa porzione di rete in alta tensione non sono disponibili valori storici degli indicatori ENSR, NDU e QSD a partire dal 2001.
- 2.13 Per le motivazioni esposte ai punti 2.10, 2.11 e 2.12, si propone che la regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione - cioè gli articoli 3, 4, 5, 7 e 8 dell’Allegato A alla deliberazione n. 341/07 - si riferisca per il terzo periodo regolatorio sino a tutto il 2011 compreso all’ambito della RTN precedente all’acquisizione della rete TELAT.
- 2.14 L’ambito di applicabilità delle altre disposizioni della regolazione della qualità del servizio di trasmissione è analizzato nel prossimo capitolo (relativamente alla mitigazione) e sintetizzato nel capitolo 6, al quale si rimanda.

Prospettive per la regolazione incentivante

- 2.15 D’altro canto, l’Autorità ritiene che l’applicazione “a tendere” della regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione già dal prossimo periodo di regolazione debba avere la finalità di promuovere il miglioramento della qualità del servizio di trasmissione attraverso adeguati interventi operativi e investimenti su

⁹ Un esempio recente è fornito dal riesame della regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione elettrica: l’Autorità, a seguito della revisione del metodo di selezione delle interruzioni eccezionali nei Periodi di Condizioni Perturbate – deliberazione 19 giugno 2009, ARG/elt 76/09 – ha successivamente rideterminato con deliberazione 27 ottobre 2009, ARG/elt 151/09, i livelli tendenziali per le imprese soggette a regolazione incentivante per il periodo 2008-2011.

¹⁰ In Europa, risultano ad ora poche esperienze di regolazione “ad hoc” della continuità del servizio di trasmissione, cioè con strumenti differenti rispetto ai codici di rete e alla “autoregolazione” degli operatori mediante standard e accordi sopranazionali. Il regolatore norvegese NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat) ha introdotto a partire dal 2001 lo schema di regolazione incentivante CENS (Cost of Energy Not Supplied) con tetti ai ricavi dipendenti dalla qualità. Il meccanismo, applicato sia per la distribuzione che per la trasmissione, è stato rivisto nel 2008. In Francia, CRE (Commission de régulation de l’énergie) ha proposto nel 2008 come indicatore di continuità della trasmissione il rapporto tra l’energia non fornita e la potenza media trasmessa basata su un benchmark storico di 6 anni. Un meccanismo incentivante della continuità è stato adottato (inizialmente in via provvisoria) in Inghilterra, Scozia e Galles con estensione progressiva a partire dal 2005 e poi confermato con successive posticipazioni. Al di fuori dell’ambito europeo, il ministero dell’energia argentino ha introdotto uno schema di sole penalità – riduzione dei corrispettivi tariffari - per scarsa qualità del servizio di trasmissione: la FTT, función técnica de transporte de energía eléctrica, è stata definita sulla base della voltage quality (variazioni rapide della tensione, variazioni lente della tensione, armoniche) ai punti di consegna e del livello di interruzioni (frequenza e durata delle interruzioni dovute a vincoli o indisponibilità del sistema di trasmissione). Infine, l’Australia ha implementato nel 2008 un meccanismo premi/penalità composto di due sotto-schemi relativi alle performance del sistema e all’impatto sul mercato dell’indisponibilità dei componenti di rete.

tutta la rete di alta tensione, garantendo a tutti gli utenti della rete di beneficiare in ugual misura degli effetti di tale regolazione.

2.16 A tale scopo, l'Autorità propone:

- a) di stimolare adeguati interventi operativi e investimenti anche sul perimetro TELAT nella sua azione di regolazione della qualità del servizio di trasmissione;
- b) che Terna predisponga la base dati storica delle disalimentazioni sull'intera rete in alta tensione, con modalità funzionali al calcolo degli indicatori ENSR, NDU a partire dal 2006 e QSD a partire dal 2007 su tutta la rete AT (cioè sulla rete "RTN storica", sulla rete TELAT acquisita da Enel Distribuzione e sulle rimanenti altre reti AT);
- c) che Terna dia opportune comunicazioni all'Autorità, in modo tale da consentire che la determinazione dei livelli obiettivo per i futuri periodi regolatori possa riferirsi all'intera rete di alta tensione, permettendo in tal modo a tutti gli utenti della rete di beneficiare della regolazione;
- d) che, al fine di implementare le modifiche dei sistemi di registrazione delle disalimentazione ritenute necessarie per lo scopo di cui alle precedenti lettere b) e c), Terna presenti per verifica all'Autorità una proposta di modifica del Documento A.54.

Spunti per la consultazione

Q.1 *Si condivide la proposta di riferire, in via temporanea e limitatamente al periodo 2010-2011, la regolazione incentivante all'ambito della RTN precedente all'acquisizione della rete TELAT e all'estensione dell'ambito della RTN medesima? Se no, perché? Si intravedono soluzioni alternative a tale proposta?*

Q.2 *Si intravedono criticità nella predisposizione della base dati storica di cui al punto 2.16 e nella modifica del Documento A.54 a tale scopo?*

3 Valorizzazione del servizio di mitigazione fornito dalle imprese distributrici

3.1 L'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 32/10, ha avviato un procedimento per la definizione delle modalità di gestione delle partite economiche correlate alla valorizzazione dei servizi di mitigazione, al fine di garantire una efficace applicazione della valorizzazione medesima.

3.2 La disciplina della valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità è definita dall'articolo 10 dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07, come successivamente modificata dalle deliberazioni ARG/elt 43/09 e ARG/elt 32/10. In particolare:

- a) il comma 10.1 limita il campo di applicazione della mitigazione escludendo gli incidenti rilevanti e gli impianti indirettamente connessi e definisce l'entità dei servizi di mitigazione sulla base della differenza tra l'energia non fornita "lorda" (cioè rilevata senza tenere conto delle controalimentazioni dalla MT, con modalità simili a quanto indicato al comma 32.1 lettera b) dell'Allegato A

- alla deliberazione n. 250/04)¹¹ e energia non fornita “netta” (rilevata tenendo conto delle suddette controalimentazioni);
- b) il comma 10.2 prevede che la valorizzazione della mitigazione faccia riferimento ad un valore unitario di 10.000 Euro/MWh e che la regolazione delle partite associate ai servizi di mitigazione avvenga direttamente tra Terna e le imprese distributrici interessate entro il 30 giugno dell’anno successivo a quello di riferimento;
 - c) il comma 10.3 prevede una decurtazione della valorizzazione in caso di episodi di mancato adempimento da parte delle imprese distributrici di ordini di apertura e chiusura di linee attraverso sistemi di teleconduzione o telecontrollo in occasione di disalimentazioni;
 - d) il comma 10.4 prevede che gli ammontari relativi ai servizi di mitigazione concorrano alla valutazione del rispetto del tetto massimo per le penalità per Terna, di cui al comma 9.3 dell’Allegato A alla deliberazione n. 341/07. Lo stesso comma 10.4 prevede la comunicazione da Terna all’Autorità in caso di superamento del tetto in modo che la cifra eccedente sia considerata nel provvedimento di chiusura del procedimento annuale relativo alla regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese distributrici.
- 3.3 Gli obiettivi delle proposte contenute nel presente documento per la consultazione in merito a questo procedimento sono:
- a) mitigare l’impatto delle disalimentazioni ordinarie sui clienti finali MT e BT;
 - b) promuovere ulteriormente la prevenzione da parte di Terna e la mitigazione degli incidenti rilevanti da parte delle imprese distributrici, a vantaggio dei clienti finali;
 - c) disciplinare in modo ancor più chiaro ed univoco il quadro regolatorio così da ridurre il rischio di contenziosi tra Terna e le imprese distributrici;
 - d) perseguire i suddetti obiettivi mediante una remunerazione dei servizi che eviti aggravii eccessivi sulla tariffa a carico dei clienti finali, limitando al contempo l’esposizione al rischio economico di Terna.
- 3.4 Prima di analizzare le proposte di modifica della disciplina della mitigazione, è importante individuare con chiarezza i soggetti interessati da questo servizio e le loro esigenze ed aspettative.
- 3.5 Tralasciando per brevità di esposizione gli utenti attivi connessi alle reti MT e BT, che peraltro hanno esigenze ed aspettative non dissimili da quelle degli altri utenti passivi, si delineano tre soggetti:
- a) i clienti finali MT/BT;
 - b) Terna;
 - c) le imprese distributrici.

La prospettiva dei clienti finali alimentati in media o in bassa tensione

- 3.6 Un recente documento dell’ERGEG¹² (European Regulators’ Group for Electricity and Gas) ha sottolineato che le aspettative dei clienti finali rimangono dal punto di

¹¹ Assumendo la potenza interrotta costante nei primi 15 minuti e utilizzando, per le interruzioni di durata superiore a 15 minuti, stime in base al diagramma di potenza previsto, secondo criteri di stima trasparenti.

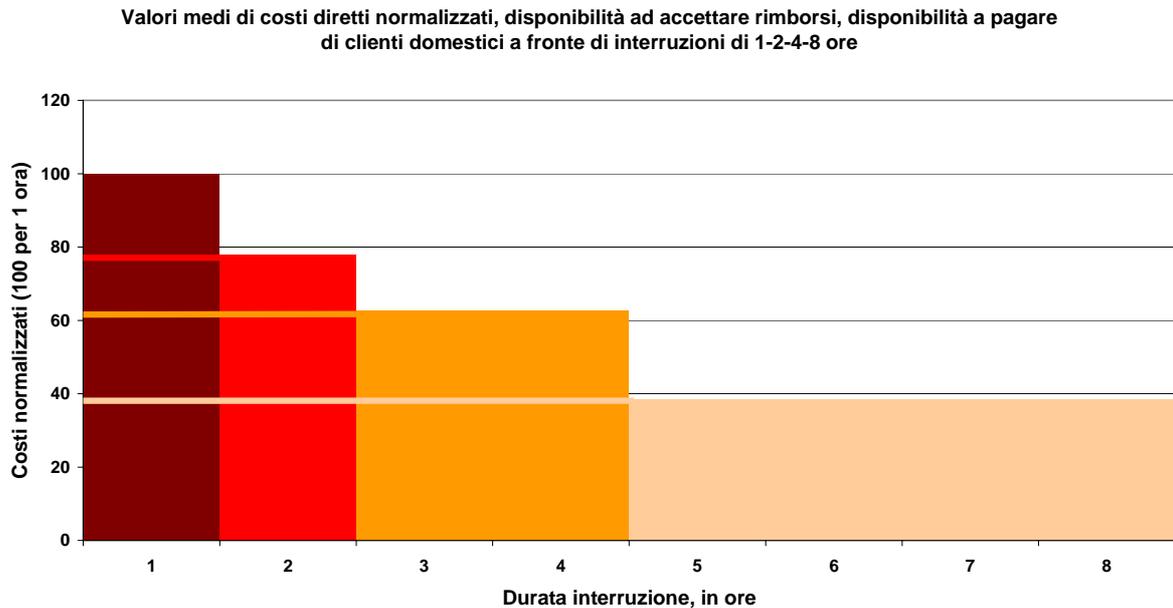
¹² ERGEG, “Position Paper on Smart Grids - An ERGEG Public Consultation Paper”, Ref: E09-EQS-30-04, 10 December 2009, www.energy-regulators.eu

vista qualitativo simili alle loro “tradizionali” aspettative: un prezzo competitivo dell’elettricità, incluse le componenti di prezzo a copertura dei costi dei servizi a rete regolati, costi equi per i servizi di connessione, una qualità del servizio confrontabile con quella ricevuta in passato e nessuna restrizione alla disponibilità di elettricità.

- 3.7 A fronte di questa enunciazione qualitativa, è significativamente più complesso quantificare il valore della continuità della fornitura elettrica per il cliente finale, che può essere riflesso dalla cosiddetta “disponibilità a pagare” per il bene continuità della fornitura (in altre parole per la riduzione delle interruzioni) e dalla cosiddetta “disponibilità ad accettare” rimborsi a seguito di interruzioni della fornitura.
- 3.8 Nel corso del 2003 e del 2004, l’Autorità ha condotto uno studio metodologico ed un’indagine su oltre 2600 clienti finali per la valorizzazione dei costi derivanti dalle interruzioni di energia elettrica.¹³ Questa analisi ha valutato il valore dell’energia non fornita a seguito di interruzioni di differente durata: 3 minuti, 1 ora, 2 ore, 4 ore, 8 ore.
- 3.9 La sintesi dei risultati dell’indagine per le ultime quattro categorie di durata permette di affermare che sia per la clientela domestica, sia per la clientela “business” (commercio, industria, servizi) l’impatto economico specifico normalizzato rispetto all’energia non fornita per effetto delle interruzioni - cioè espresso in €/per MWh non fornito - si riduce significativamente all’aumentare della durata delle interruzioni.
- 3.10 La figura seguente esemplifica l’effetto decrescente nel tempo del valore percepito dell’energia non fornita. Il grafico fa riferimento alle tre variabili analizzate nello studio: i costi diretti, la disponibilità a pagare, la disponibilità ad accettare. È significativo sottolineare che, anche se ogni variabile è caratterizzata da valori numerici differenti (per questo il grafico normalizza su base 100 corrispondente al valore della prima ora di interruzione), le tre variabili hanno andamenti nel tempo molto simili. In particolare, sia il costo diretto normalizzato, sia la disponibilità a pagare, sia la disponibilità ad accettare per interruzioni di otto ore sono circa il 40% dei corrispondenti valori riferiti a interruzioni di un’ora.

¹³ Per maggiori informazioni si vedano la relazione annuale dell’Autorità del 2005 (pagine 307-308) e l’articolo “The use of customer outage cost surveys in policy decision-making: the Italian experience in regulating quality of electricity supply”, A. Bertazzi, E. Fumagalli, L. Lo Schiavo, articolo 300, conferenza CIRED 2005.

Figura 2 – Andamento decrescente nel tempo (1-8 ore) dei costi diretti normalizzati, della disponibilità ad accettare rimborsi e della disponibilità a pagare da parte di clienti domestici a fronte di interruzioni



- 3.11 Un secondo elemento da tenere presente nell'analisi di impatto delle interruzioni sui clienti finali è la regolazione per la tutela dei clienti finali di energia elettrica interessati da interruzioni prolungate o estese, che è stata introdotta dall'Autorità con la deliberazione 12 luglio 2007 n. 172/07 ed è successivamente confluita nell'Allegato A alla deliberazione 19 dicembre 2007, n. 333/07, recante il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 (di seguito: Testo Integrato).
- 3.12 In estrema sintesi, questo meccanismo regolatorio prevede l'entrata in vigore a partire dal 1° luglio 2009 di standard di durata massima delle interruzioni e di rimborsi automatici per i clienti in media e bassa tensione coinvolti in interruzioni del servizio elettrico di durata superiore agli standard, serviti da imprese distributrici con più di 100.000 clienti finali.¹⁴ Gli standard ed i rimborsi automatici sono presentati nelle tabelle seguenti, tratte dal Testo Integrato.

¹⁴ Per i clienti serviti da imprese distributrici di minore dimensione l'entrata in vigore di tale regolazione avverrà con gradualità: dal 2011 per le imprese con più di 50.000 clienti finali, dal 2012 per le imprese con più 5.000 clienti finali e dal 2013 anche per le imprese con meno di 5.000 clienti finali.

Tabella 1 - Standard di durata dell'interruzione per l'applicabilità dei rimborsi automatici a fronte di interruzione prolungata per clienti BT e MT

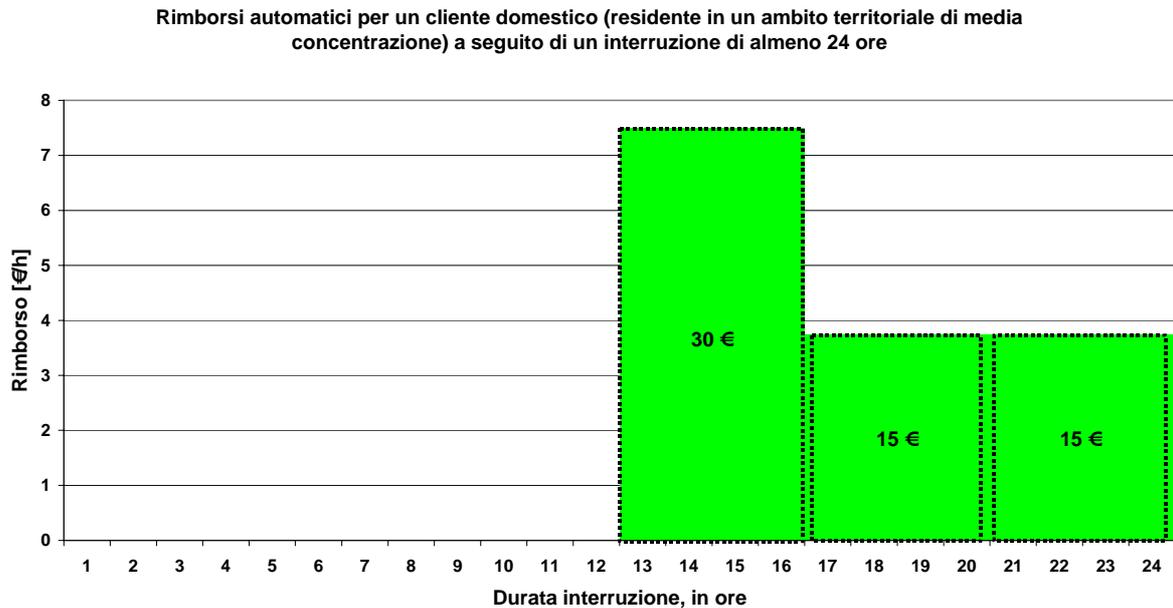
Grado di concentrazione territoriale per clienti BT e MT	Standard per clienti BT (ore)	Standard per clienti MT (ore)
Interruzioni senza preavviso		
Alta concentrazione	8	4
Media concentrazione	12	6
Bassa concentrazione	16	8

Tabella 2 - Rimborsi automatici a fronte di interruzione prolungata per clienti BT e MT

	Clienti BT per uso domestico	Clienti BT e MT usi non domestici con P ≤ 100 kW	Clienti BT usi non domestici con P > 100 kW	Clienti MT usi non domestici con P > 100 kW
Superamento standard	30 €	150 €	2 €/kW	1,5 €/kW
per ogni periodo ulteriore	15 € ogni 4 ore	75 € ogni 4 ore	1 €/kW ogni 4 ore	0,75 €/kW ogni 2 ore
Tetto massimo	300 €	1.000 €	3.000 €	6.000 €

- 3.13 Questa regolazione, attraverso un meccanismo di compartecipazione disposto dall'articolo 11 dell'allegato A alla deliberazione n. 341/07, si applica anche alle interruzioni originate dalla trasmissione.
- 3.14 Nel caso dei clienti BT per uso domestico, un'interruzione originata dalla trasmissione determina un rimborso automatico con valori crescenti a partire da 8-16 ore di durata dell'interruzione (in base al grado di concentrazione). Nel caso dei clienti BT e MT per uso non domestico con potenza inferiore o uguale a 100 kW, un'interruzione originata dalla trasmissione determina un rimborso automatico con valori crescenti a partire da 8-16 ore di durata dell'interruzione (in base al grado di concentrazione).
- 3.15 La figura seguente esemplifica in forma grafica i rimborsi automatici per clienti domestici serviti in media concentrazione (per maggiore comprensibilità, il rimborso "una tantum" al superamento delle 12 ore di interruzione è ripartito nel periodo di interruzione tra 12 e 16 ore, e così via per le successive quote di rimborso).

Figura 3 - Rappresentazione grafica dei rimborsi automatici per cliente domestico per effetto della regolazione delle interruzioni prolungate o estese



3.16 Per un cliente domestico residente in un ambito territoriale a media concentrazione, il rimborso automatico complessivo per un'interruzione di 24 ore (fino a 28 ore) è pari a 60 euro. Nell'ipotesi semplificativa di consumo di energia elettrica "piatto", se il cliente ha un consumo di 2190 kWh/anno (corrispondenti a 6 kWh/giorno), il rimborso specifico per unità di energia è quindi 10.000 €/MWh. Se il cliente ha un consumo di 2920 kWh/anno (corrispondenti a 8 kWh/giorno), il rimborso specifico per unità di energia è quindi 7.500 €/MWh¹⁵.

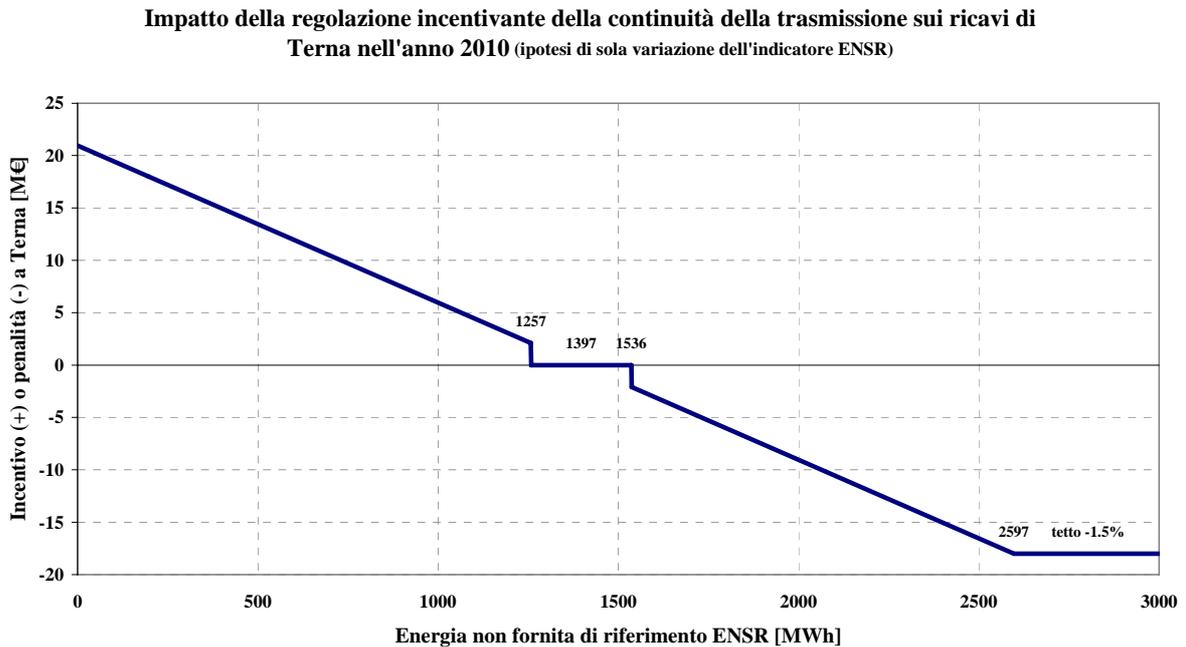
La prospettiva di Terna

3.17 Il gestore della rete di trasmissione è soggetto agli obblighi di concessione e del Codice di rete in materia di salvaguardia della sicurezza del sistema ed è inoltre soggetto alla regolazione incentivante della continuità del servizio. In particolare, per effetto della regolazione incentivante, Terna può ricevere premi o pagare penalità, come illustrato in un'ipotesi estremamente semplificativa¹⁶ nella figura seguente.

¹⁵ Per effetto della gradualità dei rimborsi a "gradini" di quattro ore, i valori specifici in €/MWh sono leggermente sovrastimati.

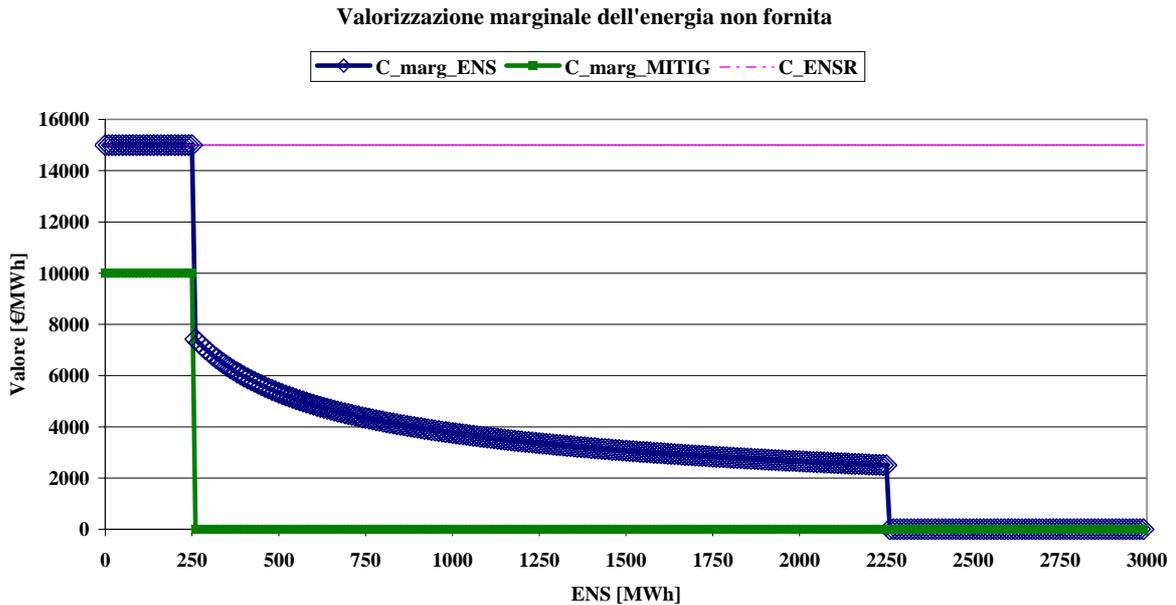
¹⁶ Si ipotizza che non vi siano variazioni degli altri 17 (sub-)indicatori NDU e QSD rispetto ai livelli obiettivo. Si ipotizza inoltre che i ricavi annui riconosciuti per il servizio di trasmissione sia pari a 1200 milioni di Euro. Benché la previsione per gli anni 2010 e 2011 sia in realtà più prossima a 1300 milioni di Euro, in questo documento si preferiscono cifre più arrotondate (così facendo, le percentuali 0,5% - 0,75% - 1% - 1,5% corrispondono a 6 - 9 - 12 - 18 milioni di Euro anziché a 6,5 - 9,75 - 13 - 19,5 milioni di Euro).

Figura 4 - Possibile impatto economico nel 2010 della regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione (in caso di variazione della sola ENSR)



- 3.18 La pendenza della funzione (cioè la dipendenza dei premi e della penalità rispetto alla variazione dell'indicatore ENSR) è determinata dal parametro C_{ENSR} che ha il valore di 15.000 Euro/MWh. Il tetto alle penalità è pari all'1,5% dei ricavi annui riconosciuti per il servizio di trasmissione.
- 3.19 L'indicatore ENSR dipende dall'energia non fornita (ENS) mediante una relazione diretta 1:1, con l'eccezione degli incidenti rilevanti per i quali si applica la funzione di smussamento e saturazione definita al comma 3.3 dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07.
- 3.20 Come conseguenza dello smussamento, la penalità marginale per Terna in caso di incidenti rilevanti con ENS superiore a 250 MWh ed inferiore a 2250 MWh è decrescente e compresa tra 7.500 €/MWh e 2.500 €/MWh. Come conseguenza della saturazione, la penalità marginale per Terna per incidenti rilevanti con ENS superiore a 2250 MWh è nulla (si veda la curva C_{marg_ENS} nella figura seguente).

Figura 5 – Confronto tra penalità marginale per Terna prevista dalla regolazione incentivante e pagamento marginale di Terna dei servizi di mitigazione, al variare dell'energia non fornita



- 3.21 Il pagamento marginale dei servizi di mitigazione per Terna è pari a 10.000 Euro/MWh per disalimentazioni ordinarie (con ENS inferiore o uguale a 250 MWh) e nullo per incidenti rilevanti.
- 3.22 Tenendo presente che gli indicatori NDU e QSD non variano (il numero di eventi non varia), si può concludere che Terna riceve un beneficio dai servizi di mitigazione pari alla differenza tra la penalità marginale evitata (curva blu nella figura) e il pagamento marginale del servizio (curva verde). Questa differenza è dell'ordine di 5.000 €/MWh (da un minimo di 2.500 €/MWh ad un massimo di 7.500 €/MWh), per poi annullarsi per incidenti con ENS superiore a 2.250 MWh.
- 3.23 Si può anche intravedere un possibile effetto distorto della regolazione, che potrebbe portare Terna a beneficiare economicamente del superamento della soglia di incidente rilevante (250 MWh di energia non fornita “netta”), perché ciò determina l'annullamento della valorizzazione economica dei servizi di mitigazione. Si ritiene che Terna abbia peraltro una controllabilità scarsa o addirittura nulla di questo valore e che sia sufficientemente disincentivata a eventuali comportamenti distorti dalla regolazione specifica per gli incidenti rilevanti e dalle disposizioni in materia di versamenti al Fondo per eventi eccezionali. Si richiama in proposito il secondo sotto-obiettivo di cui alla lettera b) del punto 3.3 e si rimanda alla valutazione dal punto di vista dell'impresa distributrice nel prossimo paragrafo.
- 3.24 Un secondo elemento per la valutazione del punto di vista di Terna è la previsione del comma 50.3 del Testo Integrato, che prevede il versamento da parte di Terna al “Fondo per eventi eccezionali” di un contributo pari al prodotto dell'energia non fornita relativa alla parte di disalimentazioni con durata in eccesso a 2 ore, per un'aliquota pari a 10.000 euro/MWh nel caso la causa dell'interruzione sia fra le “altre cause”, di cui al comma 30.1, lettera c), dell'Allegato A alla deliberazione n. 250/04 (corrispondenti alle cause “4AC - Altre Cause” del Documento A.54).
- 3.25 In tal caso il beneficio ricevuto da Terna per l'effettuazione dei servizi di mitigazione evidenziato al punto 3.22 può aumentare di un valore che è una quota

parte di 10.000 €/MWh, dipendente dalla durata della disalimentazione in eccesso alle prime due ore.

La prospettiva delle imprese distributrici

- 3.26 L'impresa distributtrice rende un servizio per la continuità a favore dei clienti finali delle altre utenze connesse alle proprie reti MT e BT. Per tale motivo, è opportuna una equa remunerazione per i servizi, che rifletta il valore percepito di questi servizi da parte di chi ne beneficia.
- 3.27 Da un lato va riconosciuto che l'impresa distributtrice è soggetta ad un rischio addizionale. Nelle fasi di controalimentazione in cui si manovrano gli interruttori distribuiti lungo le reti MT, si ritiene che vi possano essere rischi di disalimentazioni di origine MT che porterebbero ad una penalizzazione economica dell'impresa distributtrice per effetto dei meccanismi regolatori disciplinati dal Testo Integrato (disalimentazioni MT di responsabilità dell'impresa distributtrice).
- 3.28 D'altro canto, nella fase in cui tutte le manovre sono terminate (fase la cui durata può variare da pochi minuti fino anche ad alcune ore, in funzione della estensione delle disalimentazioni AT e delle strutture delle reti MT), l'impresa distributtrice che ha una buona capacità di prevedere le condizioni di funzionamento della propria rete MT ragionevolmente corre minori rischi di disalimentazioni "a regime".
- 3.29 Il rischio per l'impresa distributtrice è dunque più elevato nelle fasi iniziali di mitigazione e ridotto nelle fasi successive di mitigazione.
- 3.30 Infine al punto 3.23 si è citato un possibile effetto distorto della regolazione, dovuto al superamento della soglia di incidente rilevante (250 MWh di energia non fornita "netta"), e al conseguente annullamento della valorizzazione economica dei servizi di mitigazione. La presenza di questo meccanismo di "soglia" riferita all'energia non fornita "netta" costituisce un forte incentivo all'impresa distributtrice per minimizzare l'energia non fornita "netta", cioè a massimizzare la quantità di energia "mitigata". Questo meccanismo permette di implementare il secondo sotto-obiettivo di cui alla lettera b) del punto 3.3 "promuovere ulteriormente la mitigazione degli incidenti rilevanti da parte delle imprese distributtrici, a vantaggio dei clienti finali MT e BT".

Proposta di aggiornamento della valorizzazione dei servizi di mitigazione

- 3.31 Alla luce di quanto sopra esposto, tenendo presente i punti di vista dei soggetti coinvolti (clienti finali, operatore di trasmissione, imprese distributtrici) analizzati nei punti precedenti, si ritiene coerente ed opportuno¹⁷, vantaggioso per il sistema e per i singoli soggetti prevedere un andamento della valorizzazione decrescente con la durata della disalimentazione, dal momento che:
- a) per i clienti finali il valore percepito dei servizi di mitigazione è decrescente all'aumentare della durata della mitigazione (perché è decrescente il valore dell'energia non fornita); inoltre vi è un ulteriore effetto di riduzione del

¹⁷ Coerente ed opportuno perché l'andamento decrescente della valorizzazione riflette più precisamente il valore del "sottostante" servizio di mitigazione.

valore associato alla presenza di meccanismi di tutela dei clienti finali a seguito di interruzioni prolungate;

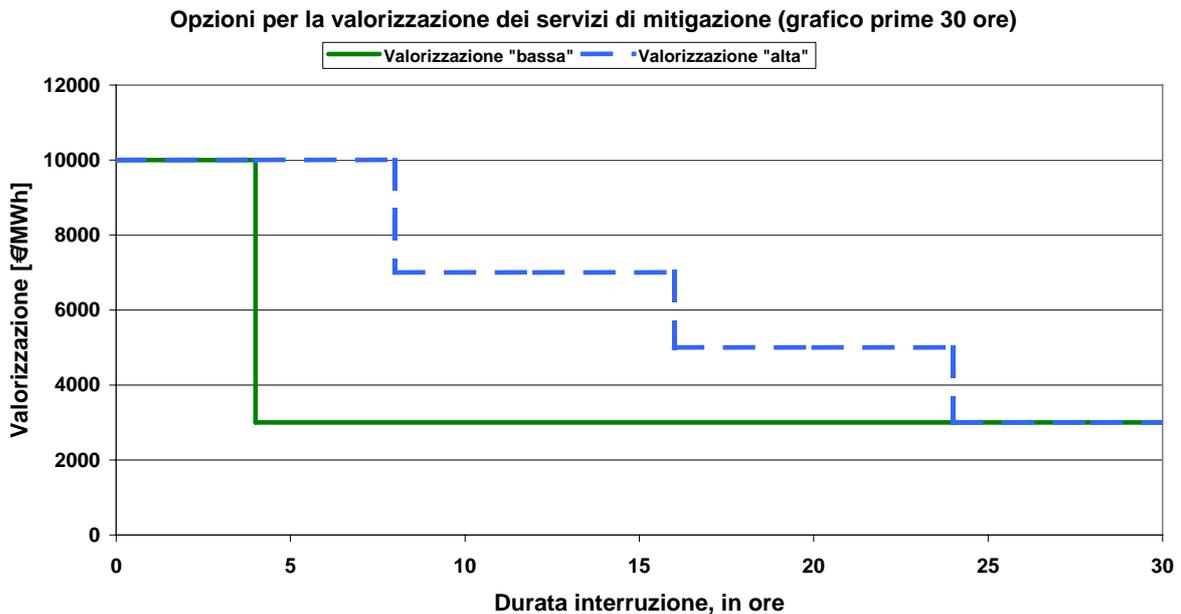
- b) Terna non è danneggiata dall'andamento decrescente della valorizzazione;
- c) le imprese distributrici possono incorrere in rischi decrescenti con l'aumentare della durata, inoltre sarebbero spinte da un forte incentivo ad effettuare la mitigazione in tempi rapidi sulla totalità degli utenti e delle reti disalimentati, a vantaggio dei clienti MT e BT e con il perseguimento dell'obiettivo di cui alla lettera a) del punto 3.3.

3.32 Si propone che la valorizzazione a 10.000 €/MWh attualmente prevista dalla deliberazione n. 341/07 si applichi per un periodo iniziale di 4-8 ore a partire dall'istante di inizio disalimentazione. Successivamente, si propone di ridurre (opzionalmente in modo progressivo) la valorizzazione fino ad un minimo di 3.000 €/MWh.¹⁸

3.33 Una prima possibilità è l'applicazione dell'intera riduzione immediatamente a seguire le prime 4 ore di disalimentazione (valorizzazione bassa). Una seconda possibilità è l'applicazione di un valore unitario modulato in funzione di fasce orarie (ad es. fasce di 8 ore): 10.000 €/MWh per le prime otto ore, 7.000 €/MWh per le successive e 5.000 €/MWh per le successive, a compimento delle prime ventiquattro ore; per i periodi successivi alle 24 ore il valore di 3.000 €/MWh (valorizzazione alta). L'Autorità ritiene che queste due opzioni (illustrate graficamente nella figura seguente) costituiscano la "forchetta" di variazione della valorizzazione entro cui è opportuno prevedere i valori definitivi.

¹⁸ 3.000 €/MWh è il Valore dell'Energia Non Fornita (VENF) in caso di applicazione del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE), di cui alla deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06, come modificata in particolare dalla deliberazione ARG/elt 28 maggio 2008, 68/08. L'Autorità ha ritenuto opportuno determinare il VENF a 3.000 €/MWh tenendo conto del valore unitario riconosciuto da Terna per il distacco dei carichi interrompibili istantanei (ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione 15 dicembre 2006, n. 289/06 il prezzo di esercizio per ogni interruzione eccedente le prime 10 interruzioni previste dal contratto di interrompibilità istantanea è pari a 3.000 €/MWh) e dei prezzi massimi ammissibili delle borse dei paesi esteri più rilevanti ai fini della valorizzazione dell'energia elettrica oggetto di interscambio con l'estero (il prezzo massimo ammissibile sia nella borsa francese Powernext che nella borsa tedesca EEX è pari a 3.000 €/MWh).

Figura 6 - Opzioni per la valorizzazione economica dei servizi di mitigazione nelle prime 30 ore a seguire l'istante di inizio disalimentazione

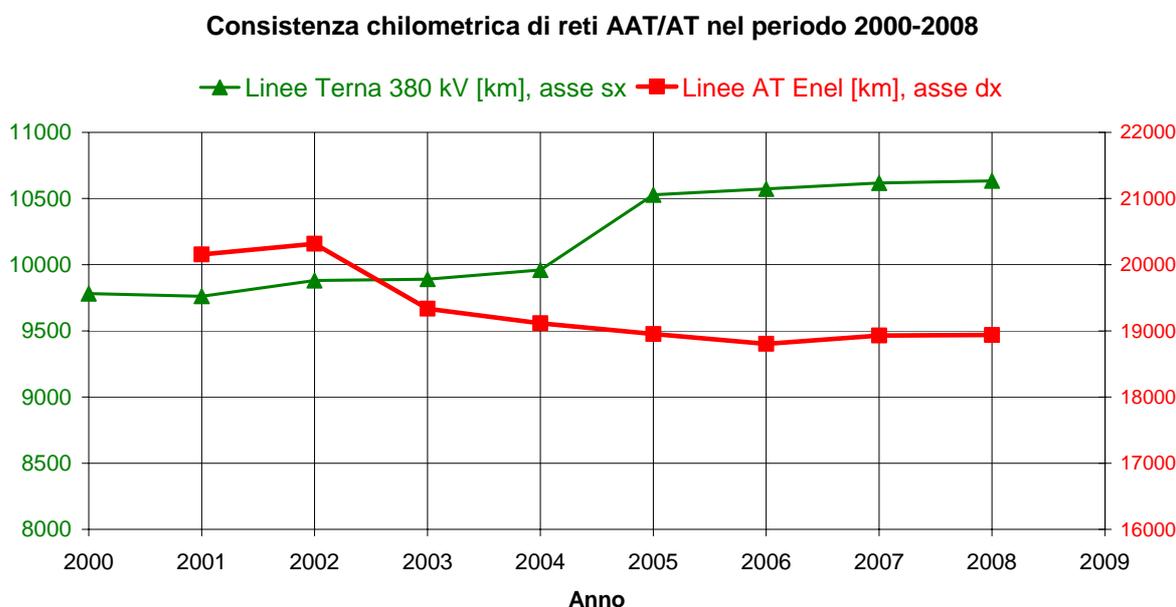


Differenziazione della mitigazione sul perimetro di rete RTN “storico” e su rete TELAT

- 3.34 Nel precedente capitolo, si è discussa l’opportunità di modificare il perimetro della regolazione incentivante, limitandola in via transitoria limitatamente al periodo regolatorio 2008-2011 al perimetro di rete RTN “storico” precedente all’acquisizione della rete TELAT. D’altra parte, si è rimarcato che l’applicazione “a tendere” della regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione già dal prossimo periodo di regolazione debba avere la finalità di promuovere il miglioramento della qualità del servizio di trasmissione attraverso adeguati interventi operativi e investimenti su tutta la rete di alta tensione, garantendo a tutti gli utenti della rete di beneficiare in ugual misura degli effetti di tale regolazione.
- 3.35 Nello stesso capitolo, si è osservato che la rete ELAT non era soggetta ad alcuna regolazione incentivante della continuità del servizio nel terzo periodo regolatorio. Nel terzo periodo regolatorio, sia le altre reti di trasmissione AAT e AT che le reti di distribuzione MT e BT di proprietà di Enel Distribuzione sono soggette a regolazione incentivante della continuità del servizio. Perciò la rete ELAT ha avuto minori incentivi alla promozione di investimenti per la qualità.
- 3.36 La figura seguente, elaborata sulla base dei dati statistici pubblicati da Terna e dei bilanci di Enel S.p.A., evidenzia un trend significativamente differente tra lo sviluppo della rete Terna e lo sviluppo della rete in alta tensione di Enel Distribuzione. Il confronto è effettuato con la rete di trasmissione a 380 kV (peraltro cresciuta meno del 10% in 8 anni) perché la consistenza chilometrica delle reti Terna a tensioni inferiori ha significative modifiche determinate dalle acquisizioni di porzioni di rete AAT e AT, nella strategia di politica energetica di unificazione in capo a Terna della rete di trasmissione nazionale. Va inoltre tenuto presente che la consistenza delle reti Enel in alta tensione è variata per effetto del decreto del Ministro delle Attività Produttive 23 dicembre 2002 recante ampliamento

dell'ambito della rete di trasmissione nazionale¹⁹ e, in misura minore, per alcune cessioni di reti di distribuzione successivamente alle disposizioni del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Figura 7 - Variazione della consistenza chilometrica della rete Terna a 380 kV e delle reti Enel in alta tensione nel periodo 2000-2008



- 3.37 Sulla base dei trend di consistenza chilometrica, è ragionevole supporre che negli ultimi anni si siano registrati differenti trend negli investimenti tra la rete Terna “RTN storica” e la rete ELAT.
- 3.38 Per i motivi illustrati ai punti precedenti, l’Autorità ritiene inopportuno che i servizi di mitigazione per impianti di trasformazione indirettamente connessi alla RTN alla data del 31 dicembre 2008 e direttamente connessi alla RTN alla data del 31 dicembre 2009 (vale a dire, gli impianti connessi alla rete TELAT ex ELAT) vengano valorizzati con gli stessi coefficienti economici proposti al punto 3.33.
- 3.39 D’altra parte, con l’obiettivo di stimolare il miglioramento della qualità del servizio di trasmissione attraverso adeguati interventi operativi e investimenti anche sul perimetro TELAT, l’Autorità ritiene necessario valorizzare - quantomeno in misura parziale - i servizi di mitigazione per gli impianti connessi alla rete TELAT per l’attuale periodo di regolazione.
- 3.40 Si propone che i coefficienti siano ridotti ad un valore compreso tra il 20% e il 40%, facendo riferimento alla medesima modulazione per fasce orarie. Tali percentuali tengono conto del beneficio per Terna determinato dalla riduzione dei versamenti al Fondo per eventi eccezionali per effetto dei servizi di mitigazione relativi ad impianti connessi alla rete TELAT ex ELAT (quota parte rispetto a 10.000 Euro/MWh, come già descritto al punto 3.25).

¹⁹ L’allegato A del decreto riporta il dettaglio e la consistenza chilometrica delle linee cedute da Enel Distribuzione.

- 3.41 Si ritiene inoltre che debba essere posta particolare attenzione al caso di impianti connessi alla rete TELAT con configurazione di rete ad alimentazione radiale. Per tali impianti ex ELAT non è garantita la sicurezza N-1 dalla RTN, ma per motivi storici dovrebbe essere garantita un'ottima capacità di controalimentazione dalla rete MT.

Proposta di aggiornamento dei meccanismi di “tetto” ai servizi di mitigazione: tetto per Terna

- 3.42 Il quarto obiettivo delineato al punto 3.3 è prevedere una remunerazione dei servizi che eviti aggravii eccessivi sulla tariffa a carico dei clienti finali, limitando al contempo l'esposizione al rischio economico di Terna.
- 3.43 L'Autorità ritiene che lo strumento più adeguato per il suddetto obiettivo sia un meccanismo di tetti ai servizi di mitigazione.
- 3.44 In base alla regolazione attuale, per il periodo da luglio 2010 a dicembre 2011, gli ammontari relativi alla mitigazione sono considerati nel meccanismo di contenimento del rischio per Terna, cioè il tetto delle penalità che è pari all'1,5% dei ricavi annui riconosciuti per il servizio di trasmissione (esemplificativamente: 18 milioni di Euro per l'anno 2010 e 18 milioni di Euro per l'anno 2011).
- 3.45 La deliberazione n. 341/07 non prevede disposizioni specifiche di gestione dell'eventuale raggiungimento del tetto massimo delle penalità, fatta salva la relativa comunicazione da parte di Terna all'Autorità in modo che la cifra eccedente sia considerata nel provvedimento di chiusura del procedimento annuale relativo alla regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese distributrici.
- 3.46 Rispetto all'attuale meccanismo, si osserva che nel caso in cui la performance di continuità di Terna sia significativamente peggiore dei livelli obiettivo e, di conseguenza, la regolazione incentivante porti Terna a dover versare il massimo delle penalità previste, la previsione di un meccanismo di tetto unico e combinato per la regolazione incentivante della continuità della trasmissione e dei servizi di mitigazione determinerebbe una condizione in cui non sarebbero più disponibili ammontari economici residui per la remunerazione dei servizi di mitigazione forniti dalle imprese distributrici.
- 3.47 D'altra parte, nel caso in cui la performance di continuità di Terna sia significativamente migliore dei livelli obiettivo e, di conseguenza, la sola regolazione incentivante determinerebbe un giusto effetto premiante per Terna, si potrebbe verificare che Terna debba invece versare il massimo delle penalità previste in caso di ammontari elevati dei servizi di mitigazione²⁰.
- 3.48 Per i due motivi indicati ai punti precedenti, si propone di istituire un meccanismo di tetto ad hoc per i soli ammontari di mitigazione, distinto rispetto ai meccanismi di tetto per la regolazione incentivante della continuità della trasmissione.

²⁰ Per i servizi di mitigazione non sono attualmente previsti meccanismi di smussamento delle disalimentazioni che potrebbero avere maggiore impatto, similmente a quanto previsto in materia di contributo degli incidenti rilevanti alla ENSR.

- 3.49 Si ritiene opportuno prevedere che il tetto ad hoc per la mitigazione (relativamente agli ammontari pagati da Terna) sia composto da una parte fissa e da una parte variabile in base alla performance. Si propone che la parte variabile in base alla performance si riferisca al rischio di causare incidenti rilevanti, che si rispecchia nel numero di incidenti con una energia non fornita “lorda” superiore a 250 MWh. La scelta di questo indicatore permette di mirare direttamente alla performance di Terna, depurandola degli effetti di performance delle imprese distributrici nel rendere i servizi di mitigazione. Si ritiene che questo meccanismo costituirebbe un forte incentivo per Terna per il raggiungimento del primo sotto-obiettivo di cui alla lettera b) del punto 3.3.
- 3.50 Si propone che la parte variabile del tetto sia funzione del numero di potenziali incidenti rilevanti (cioè, incidenti con una energia non fornita “lorda” superiore a 250 MWh), con saturazione al superamento di cinque potenziali incidenti rilevanti.
- 3.51 Si ritiene che la quota “base”, cioè la quota fissa, del tetto ad hoc della mitigazione per Terna possa variare tra lo 0,5% e l’1% dei ricavi annui riconosciuti per il servizio di trasmissione (indicativamente tra 6 e 12 milioni di Euro all’anno).
- 3.52 Si ritiene che la quota “variabile” del tetto ad hoc della mitigazione per Terna possa variare tra lo 0,5% e l’1% dei ricavi annui riconosciuti per il servizio di trasmissione (indicativamente tra 6 e 12 milioni di Euro all’anno) e sia perciò tra lo 0,1% e lo 0,2% per ciascuno dei primi cinque incidenti con energia non fornita “lorda” superiore a 250 MWh.
- 3.53 Con questo meccanismo, se Terna evitasse completamente gli incidenti con ENS “lorda” superiore a 250 MWh, il tetto sarebbe limitato alla quota base pari allo 0,5%-1% dei ricavi annui riconosciuti per il servizio di trasmissione. Se si verificassero due incidenti con energia non fornita “lorda” superiore a 250 MWh, il tetto sarebbe dello 0,7-1,4%. Nel caso di sei incidenti rilevanti (di cui il sesto non significativo), il tetto raggiungerebbe il suo valore massimo, pari a 1-2%.
- 3.54 In relazione alla proposta di riferirsi agli incidenti con ENS “lorda” superiore a 250 MWh, si propone che Terna integri il registro dei report contenenti le registrazioni di competenza ai singoli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN, di cui al capitolo 10 del Documento A.54, con la durata di mancanza tensione da RTN e con il valore dell’energia non fornita “lorda”.

Proposta di aggiornamento dei meccanismi di “tetto”: tetto per singolo evento interruttivo

- 3.55 Si propone inoltre che la remunerazione per le imprese distributrici non sia limitata agli ammontari pagati da Terna. Fermo restando la disposizione del comma 10.2 dell’Allegato A alla deliberazione n. 341/07, in base alla quale le partite economiche sono regolate direttamente tra Terna e le imprese distributrici interessate entro il 30 giugno dell’anno successivo a quello a cui si riferiscono i servizi di mitigazione resi, si propone che:
- a) Terna possa presentare richiesta all’Autorità per il reintegro degli esborsi eventualmente eccedenti il tetto ad hoc per la mitigazione tramite il Conto qualità dei servizi elettrici, di cui all’articolo 59 all’Allegato A alla deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07;
 - b) l’Autorità deliberi su tale reintegro alla chiusura del procedimento annuale di continuità del servizio di trasmissione.

- 3.56 Per evitare effetti di aggravio eccessivo sulla tariffa finale a carico degli utenti della rete ed effetti distorcimenti in relazione a singoli episodi che, quando troppo “pesanti”, potrebbero pregiudicare l’efficacia del meccanismo regolatorio proposto,²¹ l’Autorità propone che si introduca un tetto all’impatto economico massimo di ciascun evento interruttivo, inteso come insieme dei servizi di mitigazione riferiti a una o più cabine primarie, che siano state disalimentate dallo stesso evento di guasto origine di disalimentazione.
- 3.57 Prima di proporre una quantificazione del tetto, si presenta un esempio di calcolo che ipotizza la disalimentazione di una sola cabina primaria AT/MT di riferimento con potenza prelevata al picco pari a circa 20 MW.²²
- 3.58 Nel caso di una durata di disalimentazione di 12 ore, senza alcun servizio di mitigazione, Terna (a meno dell’intervento dei meccanismi di tetto, franchigia e differimento della penalità previsti dalla deliberazione n. 341/07) sarebbe tenuta a versare penalità per 3,6 milioni di Euro per l’effetto sulla regolazione incentivante dei 240 MWh di energia non fornita, e a versare 2 milioni di Euro al Fondo per eventi eccezionali.
- 3.59 Nel caso ipotetico di mitigazione completa ed immediata (in tempo zero) da parte di una impresa distributrice, Terna non avrebbe variazione di premi/penalità rispetto alla regolazione incentivante²³, né versamenti al Fondo per eventi eccezionali, e sarebbe tenuta a versare 2,16 milioni di Euro nel caso di valorizzazione “alta” di cui al punto 3.33 oppure 1,28 milioni di Euro nel caso di valorizzazione “bassa”.
- 3.60 Se l’interruzione avesse una durata superiore a 78 ore senza alcuna mitigazione, l’energia non fornita supererebbe i 1.560 MWh. Si può calcolare che, per effetto della funzione di smussamento prevista dalla regolazione incentivante per gli incidenti rilevanti, la penalità marginale a cui è soggetta Terna per effetto della regolazione incentivante diventerebbe inferiore a 3.000 Euro/MWh. Nel caso di esclusione del versamento al Fondo per eventi eccezionali per uno dei vari motivi possibili, a 1.570 MWh si determinerebbe un effetto negativo della disciplina dei servizi di mitigazione su Terna.
- 3.61 Prendendo a riferimento il calcolo di cui al punto precedente, si propone di individuare in 3,5-4,5 milioni di Euro (arrotondamento per valori inferiori al prodotto tra 1.570 MWh e 3.000 Euro/MWh) il tetto per ciascun evento interruttivo.
- 3.62 Si propone che, in via transitoria per il terzo periodo regolatorio, si applichi al tetto per singolo evento interruttivo che interessi solo impianti “direttamente connessi alla rete TELAT” il coefficiente di riduzione percentuale proposto al punto 3.40.
- 3.63 Si chiarisce espressamente che a differenza dei tetti ad hoc della mitigazione per Terna, i tetti per singolo evento interruttivo sono da applicarsi sia a Terna sia all’impresa distributrice che rende i servizi di mitigazione a fronte di quell’evento.

²¹ Potrebbe essere il caso di un incidente particolarmente esteso nel mese di gennaio che porti immediatamente alla saturazione di qualsiasi misura di tetto annuale venga prevista.

²² Un rapido calcolo (con significativi arrotondamenti) fa riferimento ad una cabina primaria con prelievo di potenza al picco pari a 20 MW e utilizzazione della potenza di picco 6000 ore, che ha quindi un prelievo annuo di energia pari a 120 GWh. Con circa 2000 cabine primarie con queste caratteristiche si registrerebbe un prelievo di 240 TWh, all’incirca l’energia annua prelevata dalle reti in media e in bassa tensione in Italia.

²³ Dato che nell’ipotesi semplificativa non ci sarebbe energia non fornita e che la mitigazione nella pratica non può essere completa ed immediata, gli indicatori di “numero” NDU e QSD non variano.

Nel caso di servizi di mitigazione resi da più di una impresa distributrice a fronte dello stesso evento interruttivo, si propone di applicare una ripartizione pro-quota del tetto per ciascuna impresa distributrice in funzione dell'energia da essa mitigata in relazione all'evento specifico.

- 3.64 Una proposta alternativa (o eventualmente complementare) ad ulteriore garanzia di aggravii non eccessivi per i clienti finali è la definizione di un tetto complessivo agli ammontari economici ricevuti dalle imprese distributrici. In tale caso andrebbero definite ex-ante le modalità di distribuzione della remunerazione alle imprese distributrici in caso di raggiungimento del tetto. Ad esempio, gli ammontari dei servizi di mitigazione potrebbero essere ripartiti tra le imprese distributrici in proporzione ai servizi di mitigazione effettivamente prestati, eventualmente già decurtati o annullati per effetto dei livelli di servizio di cui al comma 10.3 dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07. Tale alternativa appare di implementazione parzialmente più complessa e potrebbe essere lasciata a successivi periodi regolatori.
- 3.65 Si propone che per l'anno 2010 tutti i tetti proposti (inclusi i tetti per singolo evento interruttivo) siano in misura dimezzata rispetto ai tetti annuali per il 2011, vista l'applicazione della regolazione al periodo luglio – dicembre (sei mesi), oltre che come misura transitoria di gradualità e verifica della regolazione.
- 3.66 Considerando che le prime fasi della regolazione dei servizi di mitigazione saranno utili per verificare ed eventualmente affinare la regolazione stessa nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 32/10, si propone una comunicazione specifica da Terna all'Autorità riguardante i servizi di mitigazione, come già condivisi con le imprese distributrici, da effettuarsi entro il 28 febbraio 2011 per il secondo semestre 2010 ed entro il 31 agosto 2011 relativamente al primo semestre 2011. Specifiche comunicazioni potranno essere richieste anche alle imprese distributrici.
- 3.67 Si propone che i servizi di mitigazione possano essere valorizzati in misura eccedente i tetti applicabili alle imprese distributrici nel caso di mitigazione effettuata mediante l'utilizzo di gruppi di generazione mobili, ove può essere opportuna una valorizzazione, riconosciuta ex-post dall'Autorità, che rifletta il solo costo di combustibile necessario per l'alimentazione dei gruppi di generazione.

La proposta di allegato al Documento A.54

- 3.68 Con la deliberazione n. 341/07, l'Autorità aveva previsto un lavoro tecnico di comune intesa tra Terna e le imprese distributrici da completare entro l'anno 2008, riguardante:
- a) le procedure per la determinazione operativa dei valori di mitigazione (che sono discusse qui di seguito);
 - b) la definizione dei livelli di servizio a cui sono tenute le imprese distributrici direttamente connesse alla RTN nell'esecuzione di ordini di manovra (trattato nel successivo capitolo 4).
- 3.69 A seguito di tale lavoro, Terna e le imprese distributrici hanno comunicato all'Autorità di aver raggiunto un *“risultato condiviso per la maggior parte degli*

aspetti trattati”²⁴ ed in particolare l’intesa sulle procedure per la determinazione operativa dei valori di mitigazione.

3.70 Terna, come previsto originariamente dall’articolo 10 dell’allegato A alla deliberazione n. 341/07, ha inviato all’Autorità la proposta di allegato al Documento A.54, denominato Allegato A.63 al Codice di rete (di seguito: proposta di Allegato A.63).

3.71 La proposta di Allegato A.63 di cui sopra prevede i seguenti punti principali:

- a) le necessarie definizioni, fra cui in particolare la definizione di Energia per i Servizi di Mitigazione (di seguito: ESM);
- b) una sezione informativa sulle modalità di controalimentazione della rete MT;
- c) la limitazione delle interruzioni “solo nel caso di disalimentazioni accidentali che comportano una interruzione senza preavviso lunga”, cioè l’esclusione di casi di indisponibilità di elementi RTN per interventi programmati;
- d) la limitazione alle disalimentazioni delle sbarre AT di cabine primarie;
- e) la limitazione di applicabilità dei servizi di mitigazione alle disalimentazioni per cause “3CE - 50U cause esterne: utenti diretti” e “4AC altre cause”, di cui al capitolo 6 del Documento A.54;
- f) la limitazione della valorizzazione economica dei servizi di mitigazione ai soli casi in cui Terna è proprietaria dell’elemento di rete origine della disalimentazione²⁵;
- g) la previsione che l’impresa distributrice fornisca “*la stima del valore della potenza massima che è normalmente in grado di fornire come controalimentazione dalla rete di media tensione nelle condizioni di disalimentazione della sola cabina primaria in esame*”, senza precisazioni temporali per questa comunicazione;
- h) la previsione di un periodo transitorio iniziale di tre mesi senza valorizzazione dei servizi di mitigazione;
- i) la individuazione e definizione dei tempi di inizio disalimentazione, di inizio mitigazione e di fine disalimentazione, nonché l’orario di comunicazione di Terna del termine dei servizi di mitigazione;
- j) le procedure operative per il calcolo dell’Energia per i Servizi di Mitigazione, ESM, disaggregati per clienti MT, per i quali le misure sono acquisibili in remoto ogni 15 minuti e la stima : il calcolo per i clienti MT prevede il prodotto della potenza interrotta per il tempo individuale di mitigazione²⁶;
- k) le procedure di gestione operativa dei servizi di mitigazione;
- l) la previsione che i servizi di mitigazione possano essere iniziati dal centro operativo dell’impresa distributrice “a meno di comunicazione contraria di Terna [mediante i suoi Centri di Controllo di competenza ai Centri Operativi dei distributori interessati] entro 5 minuti” dall’inizio della disalimentazione;

²⁴ La frase è una citazione della lettera di FederUtility, parimenti Terna ha comunicato che “*permangono parziali divergenze sugli aspetti relativi ai livelli di servizio*” ed Enel Distribuzione ha comunicato che “*ci preme sottolineare che il documento è stato da noi totalmente condiviso per quanto riguarda il servizio di mitigazione stesso*”.

²⁵ Si osserva che questa limitazione contraddice di fatto l’applicabilità alla causa “3CE - 50U cause esterne: utenti diretti” prevista espressamente dalla proposta di Allegato A.63.

²⁶ Non si prevede quindi l’utilizzo di stime o dati storici della potenza prelevata dal cliente MT per durate di mitigazione superiori a 15 minuti.

- m) le modalità di scambio dati (in particolare, una scheda bimestrale di registrazione dei servizi di mitigazione resi da ciascuna impresa distributrice) e le relative cadenze di comunicazione;
- n) la previsione che Terna pubblichi sul proprio sito internet entro il 30 aprile dell'anno successivo i dati relativi ai servizi di mitigazione resi.

3.72 L'Autorità ritiene preliminarmente, con gli obiettivi di disciplinare in modo ancor più chiaro ed univoco il quadro regolatorio (vedi punto 3.3, lettera c)), e di permettere una efficace applicazione della valorizzazione dei servizi di mitigazione a partire dal 1° luglio 2010, che la proposta di Allegato A.63 possa essere successivamente verificata positivamente a meno delle seguenti necessarie modifiche:

- a) Terna, di intesa con le imprese distributrici, definisca un registro operativo di attuazione degli ordini di mitigazione, da compilarli a livello di ciascun Centro di Controllo di Terna e ciascun Centro Operativo dell'impresa distributrice, in cui sia espressamente indicata la motivazione di comunicazione contraria alla mitigazione da parte di Terna (si ritiene accettabile solo la possibilità di riprendere tensione dalla rete AT entro un tempo pre-definito, al massimo un'ora);
- b) Terna, di intesa con le imprese distributrici, preveda un'opzione di annullamento della valorizzazione economica per gli eventi di mitigazione in cui si registra grave inefficienza delle reti di distribuzione (ad esempio, più collegamenti MT indisponibili) o una concausa alla disalimentazione da parte dell'impresa distributrice (ad esempio, preesistente mancato adempimento ad ordine di manovra AT per guasto o malfunzionamento di componente in relazione all'evento interruttivo specifico);
- c) Terna, di intesa con le imprese distributrici, preveda un'opzione di limitazione parziale dei servizi di mitigazione da parte Terna solo in caso di documentata violazione dei limiti di funzionamento del sistema in condizioni di emergenza (come definiti nei documenti Terna di qualità del servizio di trasmissione);
- d) vengano incluse le disalimentazioni originate da trasformazioni AAT/MT o AT/MT di proprietà di Terna situati nelle stazioni elettriche di trasformazione AAT/AT di Terna, quando questi eventi disalimentino l'intero sistema sbarre MT della stazione elettrica;
- e) venga cancellata la previsione di cui alla lettera h) del punto 3.71.

3.73 Si propone inoltre che la valorizzazione economica per ciascuna impresa distributrice direttamente connessa alla RTN abbia decorrenza solo successivamente all'invio a Terna e in copia all'Autorità dei dati di cui alla lettera g) del punto 3.71 per tutti i propri impianti direttamente e indirettamente connessi, dati che non si ritiene debbano avere (quantomeno per l'attuale periodo regolatorio) alcun carattere di impegno a rendere i servizi di mitigazione.

3.74 Si propone inoltre che la comunicazione di cui al punto precedente riporti anche l'energia annua prelevata in corrispondenza di ciascun l'impianto AT/MT, l'energia annua immessa in corrispondenza di ciascun l'impianto AT/MT, l'energia annua complessiva prodotta da utenti attivi MT connessi alla rete MT sottesa (in schema di rete normale) all'impianto AT/MT ed il numero di utenti attivi MT²⁷.

²⁷ Si ricorda che, ai sensi del capitolo 2.5.4 del Codice di rete, le imprese distributrici sono tenute a trasmettere entro il 30 luglio di ogni anno le previsioni di medio periodo (a 5 anni) della potenza attiva/reattiva richiesta

- 3.75 L’Autorità ritiene inoltre che, in vista di una possibile revisione della disciplina della mitigazione già a partire dal prossimo periodo regolatorio, l’Allegato A.63 vada ulteriormente affinato relativamente a:
- a) possibilità di funzionamento in inversione di flusso all’impianto AT/MT all’istante di inizio disalimentazione;
 - b) valutazione delle immissioni e prelievi delle unità di generazione distribuita connesse a reti MT (per il corrente periodo di regolazione si propone che la quantità di carico alimentata dalla generazione MT al momento precedente l’istante di inizio della disalimentazione non venga valorizzata);
 - c) previsione di adottare migliori stime di andamento della potenza (in caso di mitigazione di durata superiore a soglie predefinite).

Spunti per la consultazione

- Q.3** *Si ritiene che le prospettive dei soggetti interessati dal servizio di mitigazione siano adeguatamente rispecchiate? Se no, perché? Si condivide la proposta di valorizzazione decrescente con la durata della disalimentazione espressa al punto 3.31? Quali opzioni e valori si ritengono più opportuni?*
- Q.4** *Si condivide la differenziazione della mitigazione sul perimetro di rete RTN “storico” e sul perimetro di rete TELAT? Quale riduzione percentuale si ritiene più opportuna? Perché?*
- Q.5** *In alternativa a quanto proposto in merito ai servizi di mitigazione differenziati su perimetro TELAT, si ritiene più opportuno applicare la regolazione incentivante anche su perimetro TELAT, valorizzando contestualmente al 100% i servizi di mitigazione su rete TELAT?*
- Q.6** *Si concorda con la proposta di istituire un meccanismo di tetto per gli ammontari economici del servizio a carico di Terna, separato rispetto ai meccanismi di tetto per la regolazione incentivante della continuità?*
- Q.7** *Si concorda con la proposta di definire un livello base di questo tetto in funzione dei ricavi annui riconosciuti per il servizio di trasmissione? Si ritiene preferibile un tetto espresso in misura costante? Si concorda con la proposta di definire un livello aggiuntivo variabile di questo tetto in funzione delle performance di Terna correlate al numero di incidenti con ENS lorda superiore a 250 MWh?*
- Q.8** *Si ritiene che all’introduzione di un tetto massimo per la valorizzazione economica dei servizi di mitigazione per singolo evento interruttivo siano preferibili altre forme di garanzia? (ad es.: termine temporale della valorizzazione a partire dall’istante di inizio disalimentazione, tetto annuale per le imprese distributrici, tetto annuale per singola impresa distributrice, etc.).*

sulle cabine primarie esistenti e future, nelle situazioni tipiche di carico (diurno/notturno invernale ed estivo); la stima della produzione di potenza attiva sulle reti MT sottese nelle situazioni tipiche. Inoltre Terna può richiedere ulteriori informazioni alle imprese distributrici al fine di disporre di un quadro puntuale ed aggiornato.

Q.9 *Si ritiene vi debbano essere ulteriori ragioni di annullamento della valorizzazione economica dei servizi di mitigazione oltre a quelle prospettate al punto 3.72?*

4 Aspetti correlati al servizio di mitigazione: livelli di servizio delle imprese distributrici in materia di esecuzione di ordini di manovra di Terna a seguito di disalimentazioni

- 4.1 L'articolo 10 dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07 prevede che la remunerazione dei servizi di mitigazione a favore delle imprese distributrici sia attenuata o annullata in caso di non adeguata risposta alle richieste di Terna di esecuzione di manovre sugli impianti funzionali alla gestione della RTN.
- 4.2 A seguito del mancato raggiungimento dell'intesa tra Terna e le imprese distributrici relativamente agli aspetti relativi ai livelli di servizio, con la deliberazione ARG/elt 43/09, l'Autorità ha previsto un periodo annuale di monitoraggio dell'esecuzione di ordini di manovre di esercizio richiesti da Terna alle imprese distributrici direttamente connesse alla Rete di Trasmissione Nazionale in occasione di disalimentazioni.
- 4.3 Si premette che la bozza di accordo tra Terna e le imprese distributrici ha previsto che la decurtazione della remunerazione dei servizi di mitigazione determinata dal calcolo dei mancati adempimenti sia riferita ad ogni centro operativo di imprese distributrici, al fine di evitare palesi disparità tra le imprese distributrici legate al differente numero di ordini di manovre richieste.
- 4.4 La deliberazione ARG/elt 43/09 ha disposto una rendicontazione semestrale all'Autorità sia da parte di Terna che delle imprese distributrici (primo semestre: aprile - settembre 2009, rendicontato entro fine ottobre 2009; secondo semestre: ottobre 2009 - marzo 2010, rendicontato entro fine aprile 2010).
- 4.5 L'analisi della prima rendicontazione ha riscontrato significativi elementi di incongruenza nelle comunicazioni ricevute relativamente agli ordini di manovra nel primo semestre (aprile - settembre 2009), tali da non rendere possibile la risoluzione di tutti i preesistenti elementi di disaccordo tra Terna e le imprese distributrici in materia di livelli di servizio.
- 4.6 Per questo motivo, la Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità ha organizzato un incontro tecnico con Terna e con le imprese distributrici il 19 gennaio 2010. All'incontro tecnico hanno preso parte rappresentanti di Terna, di FederUtility e delle imprese distributrici (A2A Reti Elettriche, ACEA Distribuzione, ACEGAS-APS, AEM Torino Distribuzione, ASM Terni, Atena, Azienda Energetica Reti, Enel Distribuzione, HERA, SET Distribuzione).
- 4.7 Nell'incontro tecnico si sono analizzati i cinque punti sostanziali di mancata intesa tra Terna e le imprese distributrici. Su quattro di questi punti, vi sono state osservazioni della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità, che confluiscono nelle seguenti proposte:
- utilizzazione del tempo di esecuzione "T_exec";
 - opportunità di non adottare il tempo T_exec convenzionale;
 - esclusione di mancate manovre per guasto documentato;
 - inclusione di mancate manovre per mancato rispetto del rientro anticipato da lavori;

- 4.8 La Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità ha trasmesso istruzioni tecniche per la consegna dati di cui al punto 2 della deliberazione ARG/elt 43/09 relativa al semestre 1° ottobre 2009 - 31 marzo 2010 a seguito dell'incontro tecnico, riguardanti elementi di estremo dettaglio relativi alla Tabella 1 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 43/09:
- a) T_com: è l'istante finale della comunicazione da Terna al Distributore arrotondato al minuto secondo il criterio commerciale;
 - b) T_prot: come da delibera ARG/elt 43/09; il campo deve essere sempre compilato con il formato *hh:mm:ss*;
 - c) T_esec: viene compilato solo se l'istante temporale di esecuzione della manovra è rilevato dall'apparato di Cabina Primaria o risulta dimostrabile dai sistemi del Distributore; non deve mai essere un istante temporale stimato;
 - d) campi Centro controllo (Terna) e Centro Operativo (Distributore): inserire solo il nome o la sigla del Centro;
 - e) è possibile aggiungere una colonna note (a destra della colonna "tipo esclusione") nella quale indicare se il guasto è stato rilevato nel momento di esecuzione della manovra oppure altre note che si ritiene possano essere utili.
- 4.9 Per la presenza di contratti di servizio tra Terna ed Enel Distribuzione relativi all'esercizio di reti a tensione inferiore a 100 kV nel periodo successivo all'acquisizione (motivo per cui Terna non impartiva ordini di manovra nella stessa misura e con la stessa modalità) il monitoraggio dell'esecuzione di ordini di manovre sarebbe stato inefficace per tali reti.
- 4.10 Per tale motivo le istruzioni tecniche di cui al punto 4.8 prevedevano anche una comunicazione congiunta in accordo tra Terna ed Enel distribuzione circa le modalità di monitoraggio della rete TELAT con tensione inferiore a 100 kV.
- 4.11 Con la seconda rendicontazione semestrale, prevista entro il 30 aprile 2010, l'Autorità intende acquisire gli elementi utili per dirimere il quinto e ultimo punto di disaccordo, relativo alla quantificazione numerica dei livelli di servizio ai fini di definire i mancati adempimenti di cui al comma 10.3 dell'Allegato A della deliberazione n. 341/07.
- 4.12 Per questo motivo, l'Autorità propone che a partire dal 1° luglio 2010 Terna e le imprese distributrici provvedano al monitoraggio dell'esecuzione di ordini di manovre di esercizio richiesti da Terna alle imprese distributrici direttamente connesse alla Rete di Trasmissione Nazionale in occasione di disalimentazioni, per le reti a tensione inferiore a 100 kV, con modalità operative analoghe a quelle già adottate da Terna e dalle imprese distributrici per effetto della deliberazione ARG/elt 43/09, come ulteriormente affinate nell'incontro tecnico del 19 gennaio 2010, anche in virtù del mancato accordo e della mancata comunicazione congiunta ricordata al punto 4.10.
- 4.13 Si propone infine che, entro il mese di luglio 2011, Terna e le imprese distributrici comunichino all'Autorità gli esiti della registrazione degli ordini di manovra per tutti i livelli di tensione AT, in accordo alle modalità previste dall'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 43/09, con riferimento al periodo aprile 2010 - giugno 2011 (reti a tensione superiore a 100 kV) e con riferimento al periodo luglio 2010 - giugno 2011 (reti a tensione inferiore a 100 kV).

Spunti per la consultazione

Q.10 *Si condividono le proposte dell’Autorità al punto 4.7? Se no, perché?*

Q.11 *Si condivide la proposta di monitoraggio degli ordini di manovra su reti a tensione inferiore a 100 kV?*

5 Introduzione di obblighi di pubblicazione di indicatori di monitoraggio relativi alla disponibilità ed indisponibilità degli elementi costituenti la rete

- 5.1 La Direttiva 2009/72/EC, articolo 37, comma 1, lettera m) prevede che tra i compiti delle autorità di regolazione nazionali sia inclusa l’attività di controllo dei tempi di riparazione a seguito di guasti.
- 5.2 Nel corso del 2008, l’impatto dell’indisponibilità di collegamenti e perciò della presenza di assetti di rete temporaneamente “radiali” sulle disalimentazioni è stato significativo. Si rimanda all’Appendice di questo documento per la consultazione per l’analisi quantitativa.
- 5.3 Inoltre la rilevanza dell’assetto di rete temporaneamente radiale sull’impatto delle disalimentazioni si è confermata nel 2009: infatti in tutto l’anno si è registrato un solo incidente rilevante, avvenuto il 22 luglio 2009 nella zona urbana di Napoli con circa 370 MWh di energia non fornita, in concomitanza con condizioni di esercizio temporaneamente radiale a seguito di lavori programmati su altri elementi di rete.
- 5.4 In relazione a quanto riportato ai punti 5.1, 5.2 e 5.3, l’Autorità intende introdurre obblighi di pubblicazione e di comunicazione di indicatori di monitoraggio²⁸ della performance di trasmissione in materia di disponibilità degli elementi costituenti la rete ed obblighi di comunicazione in materia di riparazione dei guasti.
- 5.5 Gli obiettivi operativi di questa proposta sono:
- rispondere fin d’ora al mandato comunitario, la cui trasposizione attuativa nazionale è prevista entro il 3 marzo 2011;
 - aumentare il livello di pubblicità dello stato del servizio di trasmissione e fornire all’Autorità elementi informativi per un’eventuale regolazione specifica delle indisponibilità²⁹;
 - coadiuvare l’Autorità nelle sue funzioni di controllo dello svolgimento dei servizi e di pubblicità delle relative condizioni, previste dall’articolo 2, comma 12, lettere g) ed i) della legge 14 novembre 1995, n. 481.

²⁸ Indicatori di questo tipo sono adottati e pubblicati anche in altri Stati: ad esempio, su input di Ofgem, il regolatore della Gran Bretagna, National Grid pubblica da alcuni anni gli indicatori (aggregati anche per i due operatori di trasmissione minori) GB Annual System Availability, Annual System Availability e Winter Peak System Availability per ogni operatore, Planned and Unplanned System Unavailability. Il rapporto più recente disponibile al sito <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Info/performance/> è il "GB Transmission System Performance Report 2008 - 2009 Report to the Gas & Electricity Markets Authority".

²⁹ In base all’articolo 2, comma 12, lettera i) della legge 14 novembre 1995, n. 481, l’Autorità svolge la funzione di assicurare “la più ampia pubblicità delle condizioni dei servizi; studia l’evoluzione del settore e dei singoli servizi, anche per modificare condizioni tecniche, giuridiche ed economiche relative allo svolgimento o all’erogazione dei medesimi”.

- 5.6 In particolare, tali indicatori includerebbero:
- a) un indicatore di disponibilità all'esercizio dei vari elementi di rete, disaggregato in funzione delle condizioni effettive di esercizio;
 - b) un indicatore di indisponibilità degli elementi di rete disaggregato per indisponibilità programmata, per fuori servizio accidentale (guasto, anomalia grave e manutenzione straordinaria per ripristino post-guasto) e per ordini di autorità pubbliche;
 - c) uno o più indicatori di tempestività delle riparazioni a seguito di guasti.

Indicatori di disponibilità ed indisponibilità di elementi di rete

- 5.7 In relazione all'eventuale regolazione specifica delle indisponibilità, si evidenzia fin d'ora che:
- a) gli indicatori di disponibilità ed indisponibilità misurano una performance "di processo" del servizio di trasmissione, mentre gli indici di disalimentazione ne misurano una output performance, che ha un impatto diretto sugli utenti;
 - b) l'eventuale futuro utilizzo degli indicatori di indisponibilità con effetti economici non deve determinare una riduzione indiscriminata dei tempi di manutenzione programmata con conseguenti rischi per la corretta funzionalità degli elementi di rete interessati.
- 5.8 La seguente tabella riporta una proposta iniziale di disaggregazione degli indicatori in funzione delle condizioni effettive di esercizio e della causa di indisponibilità.
- 5.9 Si propone che gli indicatori al punto 5.8 esprimano la percentuale di tempo dell'anno in cui l'elemento di rete si trova in ciascuno stato effettivo rispetto al tempo totale dell'anno in cui l'elemento di rete è parte costituente della rete di alta tensione. La somma dei due indicatori di disponibilità ed indisponibilità è 100%.
- 5.10 Si propone che gli indicatori al punto 5.8 vengano inoltre disaggregati per tutte le tipologie di elementi di rete che costituiscono la rete di trasmissione (a titolo di esempio: linee aeree in corrente alternata, collegamenti in cavo terrestre in corrente alternata, collegamenti in cavo subacqueo in corrente alternata, collegamenti in cavo terrestre in corrente continua, collegamenti in cavo subacqueo in corrente continua, stazioni in corrente continua, trasformatori, sistemi sbarre, congiuntori sbarre, batterie di condensatori, reattori, dispositivi di interfaccia di telecomunicazione).
- 5.11 Si propone che gli indicatori al punto 5.8 vengano espressamente e separatamente utilizzati anche per elementi di rete normalmente eserciti con funzioni di riserva (a titolo di esempio: trasformatori AAT/AT di riserva, linea per l'alimentazione di emergenza, cavi di polo di riserva per collegamenti in cavo a quattro poli di cui un polo di riserva).
- 5.12 Si propone che gli indicatori al punto 5.8 vengano disaggregati per livello di tensione di esercizio.
- 5.13 Si propone che gli indicatori al punto 5.8 vengano disaggregati per area territoriale.
- 5.14 L'Autorità propone che i dati di sintesi degli indicatori al punto 5.8 (in forma completamente e parzialmente aggregata) siano pubblicati a partire dal 2011 da Terna nell'ambito del rapporto annuale della qualità del servizio di trasmissione.

Tabella 3 - Proposta di disaggregazione degli indicatori di disponibilità per condizioni effettive di esercizio e di indisponibilità per causa

Stato di disponibilità dell'elemento	Condizioni effettive di esercizio o cause di indisponibilità dell'elemento	Note
Disponibile per l'esercizio	Esercizio "chiuso"	
	"Aperto" per normale operatività	Da limitare a casi predefiniti ³⁰
	"Aperto" per funzione di riserva	
	"Aperto" (anche a un estremo) per altre ragioni ³¹	
Non disponibile per l'esercizio	Manutenzione (escluso ripristino guasti) ³²	
	Altri lavori programmati ³³	
	Guasto o anomalia grave ³⁴	
	Manutenzione straordinaria per riparazione post-guasto ³⁵	
	Ordine di autorità pubbliche ³⁶	

5.15 Si chiede inoltre di valutare, inizialmente per le sole linee a 380 kV e 220 kV che costituiscono elemento di connessione tra diverse zone della rete rilevante, la pubblicazione di dati statistici di indisponibilità analoghi a quanto comunicato da Terna e pubblicato da ENTSO-E (in precedenza UCTE) nello "Statistical Yearbook" alla tabella T9a.

³⁰ Ad esempio: la disconnessione di una batteria di condensatori in condizione di basso carico, quando il sistema elettrico non richiede potenza reattiva capacitiva; l'apertura di elementi di rete per limitare la potenza di corto circuito; l'apertura di congiuntori sbarre per disaccoppiare elettricamente due sistemi sbarre.

³¹ Ad esempio, per la presenza di carichi disturbanti e conseguenti rischi di scarsa qualità della tensione o per azioni di apertura intenzionale in stati di funzionamento in emergenza o per l'adozione di schemi di rete provvisori in caso di interventi straordinari.

³² Con il termine manutenzione si intendono qui le attività finalizzate "al mantenimento di un adeguato livello di funzionalità del sistema e dei suoi componenti e alla riduzione delle probabilità di accadimento di anomalie e guasti sugli impianti della RTN" (comma 3.8.2 lettera a) del Codice di rete). Riguardo l'indisponibilità per manutenzione, l'Autorità, con la deliberazione 25 novembre 2009, ARG/elt 181/09, ha approvato un insieme di modifiche al Codice di rete. Tali modifiche hanno interessato il capitolo 3 relativo alla "gestione, esercizio e manutenzione della rete" ed, in particolare, il capitolo 3.7 recante "programmazione e gestione delle indisponibilità". Le modifiche hanno riguardato la transizione dal precedente meccanismo di gestione annuale, trimestrale mensile a finestra settimanale scorrevole dei piani di indisponibilità a piani annuali con il meccanismo di "indisponibilità on demand" e indisponibilità occasionale bisettimanale.

³³ Si propone che il termine "altri lavori programmati" includa qui, oltre ai lavori di sviluppo della RTN e di connessione, anche le indisponibilità determinate da prove di riaccensione del sistema elettrico.

³⁴ In base alla definizione del Documento A.54, "guasto" è il cedimento di un componente, o parte di esso, che causa la perdita completa della sua funzionalità e che determina l'immediato fuori servizio dell'elemento di rete su cui è inserito. "Anomalia grave" è la condizione di funzionamento che limita la funzionalità di un componente e che determina l'immediato fuori servizio dell'elemento di rete su cui è inserito.

³⁵ Si intendono le attività finalizzate a ripristinare, nel minor tempo possibile, la corretta funzionalità del sistema e dei suoi componenti a seguito di anomalie o guasti (comma 3.8.2 lettera b) del Codice di rete);

³⁶ Include indisponibilità di breve durata (ad esempio per lo spegnimento di incendi boschivi) e lunga durata (si cita, ad esempio, il caso della linea 380 kV La Spezia - Acciaio per la quale, fino al 2004, erano disposte misure cautelari che limitavano l'esercizio a condizioni di emergenza, periodi di durata non superiore ai 15 giorni e complessivamente per una durata non superiore a 40 giorni nell'arco dell'anno solare).

- 5.16 Si propone inoltre che, a partire dai dati relativi al 2010, gli indicatori al punto 5.8 disaggregati per elemento di rete, per area territoriale e per livello di tensione, oltre che sulla base delle condizioni effettive di esercizio e cause di indisponibilità siano comunicati annualmente da Terna all’Autorità contestualmente alla comunicazione dei dati relativi agli indicatori annuali di continuità e dei report contenenti le registrazioni di competenza ai singoli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN, che è prevista dal capitolo 10 del Documento A.54 entro il 30 aprile dell’anno successivo a quello degli eventi.
- 5.17 Con riferimento alle definizioni del Documento A.54 richiamate nell’Appendice al presente documento per la consultazione, si intende infine investigare la possibilità di adottare un indicatore che tenga conto dell’indisponibilità di elementi di rete ai fini di calcolare la percentuale di tempo durante la quale utenti AT con topologia di connessione magliata si trovano in condizioni di alimentazione temporaneamente radiale.

Indicatori di tempestività delle riparazioni a seguito di guasti

- 5.18 Riguardo agli indicatori di tempestività delle riparazioni di cui al punto 5.6, lettera c), si propone che Terna pubblichi un elenco di tempi standard di riferimento per la riparazione dei guasti caratterizzati da significativa frequenza di accadimento.
- 5.19 Tale pubblicazione potrebbe essere strutturata similmente alla pubblicazione dei costi e dei tempi medi di connessione effettuata da Terna in ottemperanza al comma 3.2 dell’Allegato A della deliberazione 19 dicembre 2005, n. 281/05, recante “Condizioni per l’erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi”³⁷.
- 5.20 Si propone che Terna comunichi all’Autorità una sintesi delle indisponibilità per guasto e per riparazione post-guasto di durata superiore a trenta giorni solari. Tale comunicazione, da effettuarsi trimestralmente entro il mese successivo di ciascuno dei quattro trimestri solari in cui è diviso l’anno, dovrebbe includere la motivazione specifica del protrarsi dell’indisponibilità dell’elemento di rete interessato e, nel caso in cui il ripristino non è ancora avvenuto, un piano di azioni inclusivo dei tempi previsti per il ripristino della funzionalità dell’elemento di rete³⁸ oppure le motivazioni per cui si prevedono soluzioni e schemi di rete alternativi.
- 5.21 Si propone che tale comunicazione sia effettuata inoltre “ad hoc” con riferimento all’acquisizione da parte di Terna di nuove porzioni di rete in alta tensione ed abbia applicazione retroattiva a partire dal 1° gennaio 2009.

³⁷ Si richiamano la lettera e) “le modalità e i tempi in base ai quali il gestore di rete interessato si impegna, per le azioni di propria competenza, a realizzare gli impianti di rete per la connessione” e la lettera f) “le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore di rete interessato per la realizzazione della connessione alla rete degli impianti elettrici, unitamente all’indicazione di valori unitari di riferimento atti all’individuazione dei costi medi corrispondenti alla realizzazione di ciascuna soluzione tecnica convenzionale”.

³⁸ Si ritiene infatti che il lasso di tempo qui indicato non corrisponda a nessun tipo di guasto con la “significativa frequenza di accadimento” citata al punto 5.18.

Spunti per la consultazione

- Q.12** *Si condivide la proposta di introdurre nuovi indicatori di monitoraggio della disponibilità ed indisponibilità degli elementi costituenti la rete? Si ritiene opportuna l'espressione di calcolo prospettata al punto 5.9? Quali altri indicatori, alternativi o anche complementari, si ritengono più opportuni? Perché?*
- Q.13** *Si ritiene opportuno individuare condizioni effettive di esercizio e cause di indisponibilità ulteriori o differenti rispetto a quelle proposte? Si ritengono ragionevoli le disaggregazioni proposte? Se ne propongono altre, alternative o aggiuntive?*
- Q.14** *Si ritiene che gli indicatori di cui al presente paragrafo siano applicabili anche alle reti MT? Si richiede specificamente alle imprese distributrici di indicare se siano attualmente adottati indicatori di disponibilità e di riparazione per le reti di distribuzione e con quali differenti aggregazioni e disaggregazioni rispetto agli indicatori proposti per la trasmissione.*
- Q.15** *Si condivide la proposta di introdurre obblighi di comunicazione in merito alla riparazione dei guasti?*

6 Quadro di sintesi della regolazione della qualità del servizio di trasmissione

- 6.1 La tabella seguente riassume i quattro principali aspetti della regolazione della qualità della trasmissione disciplinati dal Testo Integrato e dalla deliberazione n. 341/07 e gli ambiti su cui trovano applicazione, evidenziando le modifiche proposte nel presente documento per la consultazione. A questi quattro meccanismi si aggiungono le disposizioni del Codice di rete: in particolare il capitolo 11 relativo alla qualità del servizio di trasmissione e gli Allegati A.54, A.55, A.56 e (futuro) A.63.

Tabella 4 - Quadro di sintesi della regolazione della qualità del servizio di trasmissione

Meccanismo regolatorio	Applicabilità su “RTN storica”	Applicabilità su RTN TELAT
Premi-penalità per continuità (articoli da 3 a 9 Allegato A 341/07)	SI	Attualmente SI (apr 2009 - dic 2011). Si propone NO per i motivi descritti al capitolo 2
Servizi di mitigazione (art. 10 Allegato A 341/07)	SI	Attualmente SI (lug 2010 - dic 2011). Si propone in misura ridotta per i motivi descritti al capitolo 3
Compartecipazione rimborsi ai clienti MT e BT (art. 11 Allegato A 341/07)	SI	SI (apr 2009 - dic 2011)
Versamento al Fondo per eventi eccezionali (art. 50 Allegato A 333/07)	SI	SI (apr 2009 - dic 2011)

7 Programma di lavoro a seguire

- 7.1 Parallelamente alla presente consultazione la Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell’Autorità intende organizzare un secondo incontro tecnico con Terna e con le imprese distributrici coinvolte nella consegna dei dati di monitoraggio dell’adempimento degli ordini di manovra, prevista dalla deliberazione ARG/elt 43/09 entro il 30 aprile 2010.
- 7.2 A seguito delle risposte alla presente consultazione l’Autorità prevede di adottare entro il 30 giugno 2010 un primo provvedimento riguardante:
- a) perimetro della regolazione incentivante;
 - b) valorizzazione della mitigazione e decurtazione in funzione dei livelli di servizio (a seguito anche della comunicazione all’Autorità dei risultati del monitoraggio suddetto).
- 7.3 Si prevedono inoltre uno o più provvedimenti dell’Autorità di verifica positiva della proposta di Allegato A.63 e delle modifiche proposte da Terna al Documento A54 in materia di registrazione delle interruzioni, facendo seguito a quanto descritto al punto 2.16.

Appendice: Analisi dei dati di continuità del servizio di trasmissione 2006-2008

L'analisi dei dati di continuità 2006-2008

La tabella seguente riporta l'energia non fornita per gli anni 2006-2008. Il dato è calcolato per l'intera area nazionale con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli utenti connessi alla rete rilevante, coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine della disalimentazione.

Tabella 5 - Energia non fornita dalla rete di trasmissione, Italia 2006-2008

Area	Anno 2006 [MWh/anno]	Anno 2007 [MWh/anno]	Anno 2008 [MWh/anno]
Italia	3477	8465	2440

Nel corso del 2008 e del 2009 si è registrata una significativa riduzione degli incidenti rilevanti, come mostrato nella tabella seguente, che presenta il numero di eventi e l'energia non fornita ad essi conseguente³⁹. Nella lettura della tabella, va tenuto presente che la definizione di incidente rilevante è stata modificata a partire dal 1° gennaio 2008, aumentando da 150 MWh a 250 MWh di energia non fornita la soglia per la classificazione a incidente rilevante.

Tabella 6 - Incidenti rilevanti e relativa energia non fornita, Italia 2006-2009

Incidenti 2006	Incidenti 2007	Incidenti 2008	Incidenti 2009
2	11	1	1
ENS inc. 2006 [MWh/anno]	ENS inc. 2007 [MWh/anno]	ENS inc. 2008 [MWh/anno]	ENS inc. 2009 [MWh/anno]
2548	7468	560	370

Si rimanda ai rapporti annuali di Terna e alle relazioni annuali dell'Autorità per informazioni sugli indicatori di "numero" delle disalimentazioni (inclusi gli indicatori della regolazione NDU e QSD).

Si approfondisce qui l'analisi riguardo ai livelli di tensione a cui si sono originate le disalimentazioni. La seguente tabella riporta la disaggregazione del numero di eventi, del numero cumulato di utenti AT soggetti a interruzione e dell'energia non fornita per livello di tensione a cui si è originata la disalimentazione⁴⁰.

³⁹ I dati del 2009 sono già disponibili all'Autorità in quanto Terna è tenuta a trasmettere una relazione di incidente rilevante entro 90 giorni dall'episodio, ai sensi del capitolo 11 del Codice di rete.

⁴⁰ Il livello di tensione < 35 kV si riferisce ai guasti originati su impianti MT nelle stazioni RTN, è il caso ad esempio di trasformazioni AT/MT che non sono situate in cabine primarie.

Tabella 7 - Disaggregazione dell'energia non fornita per livello di tensione origine di ciascuna disalimentazione, Italia 2006-2008

Livello di tensione origine	Numero di eventi interruttivi (lunghi o brevi)	Numero cumulato di utenti AT interrotti	Energia non fornita 2006-2008 [MWh]
380 kV ⁴¹	9	105	(126) 1926
220 kV	101	243	1956
150 - 132 - 60 kV	1239	2232	10071
< 35 kV	50	120	429
Totale	1399	2706(*)	(12582) 14382

(*) Per l'evento di origine europea del 4 novembre 2006 e per altri cinque eventi di distacco preventivo distribuito per ragioni di adeguatezza, non vengono computati gli utenti AT interrotti, al fine di non distorcere la lettura delle statistiche. Per questi episodi si includono figurativamente 6 utenti nel totale. Si chiarisce inoltre che il termine "cumulato" significa che un singolo utente AT è contato tante volte quanti sono gli eventi interruttivi che lo hanno interessato.

I dati evidenziano che - escludendo l'evento di origine europea del 4 novembre 2006 - circa 10.000 dei 12.500 MWh di energia non fornita (quindi circa l'80%) sono stati originati inizialmente da guasti sulla rete 150-132-120 kV.

Il numero di eventi interruttivi originato sulla rete di trasmissione principale a 380 kV è estremamente limitato (otto oppure nove se si considera anche l'episodio del 4 novembre 2006), mentre il numero cresce significativamente sulle reti a tensione inferiore. Questo effetto è probabilmente strutturale, infatti è confermato anche nel caso della Gran Bretagna.⁴²

Una conclusione preliminare sulla base dei dati 2006-2008 è che la performance di continuità risulta principalmente determinata dalle reti di trasmissione e sub-trasmissione a 220 kV e a tensione inferiore. Si nota inoltre che mediamente questi eventi determinano l'interruzione di pochi utenti AT (mediamente meno di 2).

L'analisi dell'impatto delle indisponibilità di collegamenti sulla continuità 2006-2008

Il Documento A.54 prevede regole di classificazione della tipologia di connessione degli utenti (M: assetto magliato, R: assetto radiale, T: assetto radiale per presenza di derivazione rigida a T) e regole di classificazione dello stato di configurazione della rete (cioè dell'utente AT interrotto) precedente la disalimentazione:

- a) S0: configurazione di rete magliata;
- b) S1: configurazione di rete strutturalmente radiale (incluse "T");
- c) S2: alimentazione radiale per indisponibilità di altri collegamenti;

⁴¹ Il 4 novembre 2006 una perturbazione in frequenza proveniente dalla rete interconnessa europea ha determinato l'intervento dei sistemi di difesa con un distacco di carico automatico che ha determinato 1800 MWh di energia non fornita. Per questo episodio non è incluso il numero di utenti oggetto di distacco.

⁴² Si vedano i dati relativi a National Grid, Scottish Power Transmission Limited e Scottish Hydro Electric Transmission Limited (proprietari di porzioni di reti di trasmissione britanniche a differenti livelli di tensione) e la relativa regolazione della continuità con indicatori differenti adottata da Ofgem, cfr. i riferimenti bibliografici richiamati nell'articolo "The Italian incentive regulation for improving the continuity of electricity transmission", L. Lo Schiavo, R. Vailati, 10° IAEE European Conference 2009. <http://www.aee.at/2009-IAEE/>

- d) S3: alimentazione radiale per ragioni contingenti di esercizio;
- e) S4: rete isolata.

Sulla base delle comunicazioni ricevute da Terna dei dati di elementari di interruzione (cioè il registro dei report contenenti le registrazioni di competenza ai singoli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN, di cui al capitolo 10 del Documento A.54), la Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell’Autorità ha analizzato i dati di indisponibilità.

La tabella seguente riporta l’energia non fornita per configurazione della rete “S1”, cioè strutturalmente radiale.

Tabella 8 - Energia non fornita in condizioni di rete topologicamente magliata ed in assetto di esercizio temporaneamente radiale, Italia 2006-2008

Area	Anno 2006 [MWh/anno]	Anno 2007 [MWh/anno]	Anno 2008 [MWh/anno]
Italia	489	1122	1521

Nel corso del 2008 gli utenti AT alimentati con configurazione di rete radiale hanno quindi sofferto 1521 MWh di energia non fornita, mentre per i restanti utenti AT alimentati con configurazione di rete magliata (a schema normale di esercizio) si sono registrati 919 MWh di energia non fornita.

Fra questi ultimi, 363 MWh sono stati relativi alla configurazione “S2” cioè alimentazione radiale per indisponibilità di altri collegamenti, mentre 185 MWh sono stati relativi alla configurazione “S3”, alimentazione radiale per ragioni contingenti di esercizio. Quindi, nel 2008, circa il 60% delle disalimentazioni di utenti con topologia di connessione magliata si sono originate in condizioni di rete temporalmente radiale.