

2.

Regolamentazione
nel settore
dell'energia
elettrica

Regolamentazione tariffaria

Nel corso del 2007 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in vista dell'avvio del terzo periodo di regolazione relativo agli anni 2008-2011, ha rivisto la disciplina in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. La nuova disciplina ha confermato il quadro generale del quadriennio precedente, adeguando le regole al diverso contesto di mercato, conseguente alla completa liberalizzazione della vendita, e perseguendo la convergenza delle metodologie tariffarie nei settori dell'energia elettrica e del gas.

Inoltre, al fine di rendere la struttura tariffaria applicata ai clienti domestici compatibile con la liberalizzazione in atto, l'Autorità ha definito una "tariffa di transizione" per l'energia elettrica, da applicare a tale clientela a partire dall'1 luglio 2007, in attesa della definizione del futuro assetto tariffario comprensivo della tariffa sociale. Tale "tariffa di transizione" ha rappresentato il primo passo di un più ampio processo di

revisione dell'intero sistema tariffario che coinvolge anche la ridefinizione dei meccanismi di tutela destinati alle utenze domestiche che versano in condizioni di disagio. Su questi temi l'Autorità ha pubblicato, nel corso del 2007, tre Documenti per la consultazione. Alla fine dello scorso anno il Governo ha definito il quadro normativo primario di riferimento per la tutela dei clienti vulnerabili che diventerà operativo nel 2008 con appositi provvedimenti dell'Autorità.

Infine, l'Autorità, in materia di oneri generali di sistema, ha adottato alcuni provvedimenti volti ad armonizzare le modalità di esazione delle componenti tariffarie a essi relative, ad accelerare le attività di smantellamento degli impianti nucleari mediante l'adozione di una regolazione incentivante e a modificare i criteri di esazione della componente relativa agli *stranded cost* per renderli coerenti a quanto richiesto dalla Commissione europea che ha ritenuto illegittima l'applicazione di tale componente all'energia elettrica importata da altri Stati membri.

Disciplina tariffaria per il terzo periodo di regolazione

L'Autorità ha concluso con la delibera 29 dicembre 2007, n. 348, il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, inclusa una prima revisione delle condizioni economiche di connessione con le reti, per il periodo di regolazione 2008-2011 (terzo periodo di regolazione), avviato con delibera 27 settembre 2006, n. 208. Tale procedimento, in parallelo a quello analogo inerente la regolazione della qualità dei servizi, è stato inserito tra i procedimenti oggetto della sperimentazione triennale dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR).

L'Autorità, nella definizione dei criteri di regolazione tariffaria per il nuovo periodo di regolazione, ha operato perseguendo alcuni obiettivi di carattere generale, tra i quali: stabilità regolatoria; convergenza dei criteri di regolazione tariffaria tra il settore elettrico e il settore gas; coerenza tra regolazione tariffaria e regolazione in materia di qualità dei servizi; semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro-competitiva. Inoltre l'Autorità, ai fini di garantire uno sviluppo delle infrastrutture coerente con le esigenze del settore e nel rispetto dei criteri di efficienza ed efficacia, ha superato il sistema di incentivazione indifferenziata degli investimenti in infrastrutture di rete di trasmissione e ha adottato, già a partire dal primo anno del terzo periodo di regolazione, uno schema di incentivi differenziati in relazione alla tipologia di investimento che permetta di associare a ogni tipologia di investimento individuata uno specifico livello di extra remunerazione. In particolare, è stato previsto che agli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato e intrazonali, e agli investimenti volti a incrementare la *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche sia riconosciuta una maggiore remunerazione sul capitale investito pari al 3% per 12 anni.

La delibera n. 348/07 ha avviato anche un procedimento per la definizione di indicatori di efficacia degli investimenti finalizzati a misurare il beneficio relativo che ogni investimento è in grado di apportare al sistema, in modo da individuare criteri oggettivi sia per la definizione di un ordine di priorità degli investimenti nelle infrastrutture di rete, sia per graduare oggettivamente il livello di extra remunerazione riconosciuta ai nuovi investimenti di sviluppo. Tali indici saranno introdotti in via sperimentale a partire dal 2011.

Anche con riferimento alla regolazione del servizio di distribuzione, l'Autorità ha introdotto meccanismi tariffari che consentono la promozione di particolari tipologie di investimento ritenute utili per lo sviluppo e l'efficienza delle infrastrutture della rete di distribuzione (come gli investimenti relativi alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT, gli investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite e gli investimenti in sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive MT) riconoscendo, a integrazione degli incentivi forniti dalla regolazione della qualità, una maggiore remunerazione sul capitale investito pari al 2% per un periodo di 8 o 12 anni. È stato inoltre previsto che la selezione di detti investimenti avvenga, in analogia con i criteri sopra richiamati per il servizio di trasmissione, tramite la definizione di opportuni indici di efficacia in grado di misurare il beneficio per il sistema elettrico.

L'Autorità ha inoltre avviato un procedimento per il monitoraggio del livello di indebitamento degli esercenti i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica in una logica di stabilità economico-finanziaria del settore nel medio termine, a tutela sia degli azionisti sia dei consumatori, riservandosi di intervenire nei casi in cui l'assetto finanziario presenti particolari criticità.

Per quanto riguarda i criteri di regolazione tariffaria, una delle principali innovazioni per il nuovo periodo di regolazione riguarda le modalità di aggiornamento della quota di ammortamento. L'Autorità ha infatti escluso gli ammortamenti dall'ambito di applicazione del *pricecap*, prevedendo al contempo modalità di aggiornamento analoghe a quelle previste per il capitale investito riconosciuto.

Nell'ottica di garantire una semplificazione dei meccanismi tariffari e al fine di promuovere lo sviluppo della concorrenza nel segmento della vendita dell'energia elettrica, caratterizzato dalla recente totale apertura alla concorrenza, l'Autorità con delibera n. 348/07 ha previsto una revisione del sistema di tariffazione del servizio di distribuzione volta a garantire il

superamento del sistema basato sulle opzioni tariffarie, nonché l'adeguamento del sistema di tariffazione di allacciamenti e diritti fissi.

Per quanto riguarda il sistema di tariffazione del servizio di distribuzione, è stata prevista l'introduzione di una tariffa definita dall'Autorità e applicata obbligatoriamente da tutte le imprese di distribuzione.

Per quanto invece attiene alla disciplina tariffaria degli allacciamenti e dei diritti fissi, l'Autorità ha proceduto a un riordino della normativa vigente in materia di condizioni economiche di connessione con le reti elettriche, apportando limitati interventi innovativi in attesa di una revisione complessiva della disciplina.

Tariffa sociale

Con il decreto legge n. 73 del 18 giugno 2007 è stata data definitiva attuazione al processo di liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica (introdotto dalla Direttiva comunitaria 2003/54/CE), tramite l'apertura alla concorrenza del servizio di vendita dell'energia elettrica anche per il segmento della clientela domestica. Al fine di rendere la struttura tariffaria applicata a tali clienti compatibile con la liberalizzazione in atto, l'Autorità ha definito una "tariffa di transizione" per l'energia elettrica, da applicare ai clienti domestici a partire dall'1 luglio 2007, in attesa della definizione del futuro assetto tariffario comprensivo della tariffa sociale.

La "tariffa di transizione", introdotta con la delibera 13 giugno 2007, n. 135:

- ha mantenuto nella sostanza invariata l'articolazione per scaglioni di consumo e la distinzione residente/non residente prevista dalle tariffe precedentemente in vigore;
- ha eliminato i sussidi incrociati nella componente a copertura dei costi di acquisto e vendita dell'energia elettrica, in modo da rendere il sistema tariffario stesso compatibile con la liberalizzazione;

- ha previsto una rimodulazione dei corrispettivi tariffati a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione, misura e oneri di sistema tale da compensare l'eliminazione dei sussidi incrociati per la parte di acquisto e vendita dell'energia elettrica. In questo modo si ottiene il risultato di minimizzare la variazione di spesa per la generalità dell'utenza domestica.

Tale "tariffa di transizione" ha rappresentato il primo passo di un più ampio processo di revisione dell'intero sistema tariffario che coinvolge anche la ridefinizione dei meccanismi di tutela destinati alle utenze domestiche che versano in condizioni di disagio.

Quest'ultimo tema è stato oggetto di un processo di consultazione, attivato con la delibera 26 giugno 2006, n. 126, che ha portato, nel corso del 2007, all'emanazione di tre Documenti per la consultazione in materia di *Revisione del sistema tariffario per le utenze domestiche in bassa tensione*.

In tali Documenti sono stati presentati gli orientamenti dell'Autorità in tema sia di revisione della tariffa applicata alla generalità dei clienti domestici, sia di condizioni agevolate di

fornitura per la clientela vulnerabile.

In prospettiva, tale processo di revisione implicherà il graduale superamento del criterio di tutela sociale generalizzata, oggi implicitamente inglobato nella struttura delle tariffe applicate ai clienti domestici, a beneficio dell'introduzione di meccanismi espliciti volti a garantire adeguata protezione ai clienti domestici che versino in situazioni di disagio.

A tal proposito con il decreto interministeriale 28 dicembre 2007, pubblicato in *Gazzetta Ufficiale* in data 18 febbraio 2008, il Governo ha definito il quadro normativo primario di riferimento:

- introducendo, a far data dall'1 gennaio 2008, meccanismi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti vulnerabili;
- identificando nel disagio economico e nelle gravi condizioni di salute le situazioni che presentano caratteristiche di particolare vulnerabilità per i clienti domestici;

- individuando nell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) lo strumento per la selezione dei potenziali beneficiari e definendo una soglia unica di accesso a livello nazionale;
- prevedendo la possibilità di cumulare le agevolazioni concesse per le situazioni di disagio economico con quelle concesse a causa della presenza di gravi condizioni di salute, tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medicoterapeutiche alimentate a energia elettrica, necessarie per il mantenimento in vita;
- disponendo che l'onere derivante dall'introduzione di tali misure sia ripagato dal complesso dei clienti (domestici e non) del mercato dell'energia elettrica.

L'operatività di tali meccanismi sarà assicurata (retroattivamente a far data dall'1 gennaio 2008) da un apposito provvedimento dell'Autorità.

Oneri generali

Armonizzazione delle modalità di esazione delle componenti tariffarie A e revisione dei meccanismi di deroga

Il *Testo integrato* 2004-2007 prevede che le aliquote delle componenti tariffarie A dovute da soggetti parti di contratti per utenze di media e alta/altissima tensione, per i consumi mensili eccedenti gli 8 GWh, sono pari a zero. Ciò in ottemperanza al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, il quale prevede che la quota parte del corrispettivo a copertura degli oneri generali a carico dei clienti finali, in particolare per le attività ad alto consumo di energia, sia definita in misura decrescente in rapporto ai consumi maggiori.

La degressività prevista nel decreto legislativo n. 79/99 era pertanto ottenuta con due soli scaglioni di consumo, l'uno con applicazione dell'aliquota piena, l'altro completamente esente, con una netta discontinuità del valore delle aliquote applicate che non consente una modulazione graduale delle agevolazioni.

Nell'ambito del procedimento avviato con delibera 28 luglio 2005, n. 163, l'Autorità ha ritenuto opportuno valutare la possibilità di armonizzare le modalità di esazione di tutte le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali e di rivedere i meccanismi di deroga previsti dal *Testo Integrato* 2004-2007. Con delibera 28 marzo 2008, n. 38 (ARG/elt), l'Autorità ha dato attuazione alla riforma delle deroghe in materia di applicazione degli oneri generali, a partire dai clienti in alta e altissima tensione, prevedendo, per detti clienti, che l'esenzione completa dall'applicazione delle aliquote espresse in c€/kWh delle componenti A₂, A₃, A₄ e A₅ avvenga limitatamente ai prelievi eccedenti i 12 GWh/mese per punto di prelievo.

Per detti clienti, le aliquote a regime espresse in c€/kWh delle componenti A₂, A₃, A₄ e A₅ per prelievi mensili eccedenti i 4 GWh e fino a 12 GWh, saranno pari al 50% dell'aliquota applicata ai prelievi mensili fino a 4 GWh.

È disposto un percorso di gradualità nel passaggio dalle moda-

lità attuali di esazione delle componenti A_2 , A_3 , A_4 e A_5 per i clienti in alta e altissima tensione e la struttura a regime.

Gli oneri derivanti dalla estensione dei meccanismi di deroga saranno redistribuiti all'interno delle medesime tipologie contrattuali interessate alla revisione.

Oneri connessi con le attività nucleari residue (A_2 -MCT)

Nei suoi provvedimenti l'Autorità ha più volte messo in evidenza le criticità del programma nucleare. In particolare, il progressivo accumularsi di ritardi nelle attività di smantellamento rende difficile il raggiungimento degli obiettivi previsti dalla normativa in vigore e comporta un notevole aumento dei costi connessi sia con il prolungarsi delle esigenze di mantenimento in sicurezza delle centrali e degli impianti, sia con la necessità di garantire detta sicurezza con interventi di manutenzione straordinaria.

Il protrarsi di dette criticità ha reso indifferibile una decisa accelerazione delle attività di smantellamento. L'Autorità vuole favorire questo mutamento, nell'interesse generale degli utenti finali che sono chiamati a coprire tali costi, definendo specifici criteri di riconoscimento degli oneri finalizzati alla promozione dell'efficacia e dell'efficienza nello svolgimento delle attività nucleari residue.

A questo proposito è stato pubblicato un Documento per la consultazione che propone una sostanziale revisione dei modelli adottati finora, prevedendo:

- un riconoscimento di massima a preventivo e definitivo a consuntivo, limitato solo ai costi di investimento e ai costi esterni per le attività di smantellamento e di chiusura del ciclo del combustibile;
- per gli altri costi, un riconoscimento sulla base di un valore definito per il 2008, imponendo un recupero di produttività obbligatorio (diminuzione forzata dell'importo riconosciuto) per gli anni successivi;
- l'introduzione di un meccanismo di incentivi/penalità legato all'avanzamento fisico delle attività di smantellamento;
- l'introduzione dell'obbligo di gare a evidenza pubblica per l'assegnazione dei lavori esterni.

Oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 (A_3)

L'Autorità, con la delibera 15 novembre 2006, n. 249, ha provveduto a modificare i criteri di determinazione e di aggiorna-

mento della componente del prezzo di cessione relativa al Costo evitato di combustibile di cui al titolo II del provvedimento CIP6. Grazie a tale intervento, spiegato nel dettaglio nella precedente *Relazione Annuale*, è possibile un contenimento degli oneri per il finanziamento degli impianti di produzione ammessi alle agevolazioni CIP6 a partire dal 2007.

Dopo una serie di sentenze del TAR Lombardia, nel gennaio del 2008 il Consiglio di Stato ha confermato definitivamente la validità della delibera n. 249/06. Ciò comporta una considerevole riduzione dell'onere in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, rispetto al meccanismo di aggiornamento precedentemente in vigore; tuttavia il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate risulta tutt'ora gravato da un consistente indebitamento e, inoltre, i prezzi rilevanti per il calcolo del prezzo medio del combustibile convenzionale, in relazione al quale è aggiornata la componente di Costo evitato di combustibile degli impianti CIP6, hanno mostrato negli ultimi mesi forti rialzi, rendendo probabile, nel corso del 2009, un conguaglio a favore dei produttori CIP6 rispetto al Costo evitato di combustibile riconosciuto in acconto nel 2008, con conseguente aggravio di oneri.

Stranded cost (A_6)

La Commissione europea, con decisione C(2004) 4333 fin, dell'1 dicembre 2004, ha ritenuto illegittima l'applicazione della componente tariffaria A_6 all'energia elettrica importata dagli altri Stati membri. Secondo la Commissione europea, il reintegro degli *stranded cost* tramite una componente tariffaria commisurata al consumo dell'energia elettrica equivale all'imposizione di una tassa che ha l'effetto di un dazio doganale, e come tale costituisce una violazione degli artt. 23 e 25 del Trattato della Comunità europea.

Con la delibera 29 marzo 2007, n. 76, l'Autorità ha reso noti i nuovi criteri di esazione della componente A_6 (*stranded cost*), per renderli coerenti a quanto richiesto dalla Commissione europea.

A partire dal secondo trimestre 2007, la nuova struttura dei corrispettivi della componente tariffaria A_6 è basata sul parametro "potenza", con aliquote espresse in c€/punto di prelievo per mese e con aliquote espresse in c€/kW per mese, differenziate per un massimo di quattro scaglioni di potenza.

Regolamentazione non tariffaria

Per tenere conto delle numerose e importanti modifiche intervenute nell'assetto del mercato elettrico e in considerazione delle esigenze di aggiustamento di alcune regole adottate negli anni precedenti, nel corso del 2007 l'attività dell'Autorità si è fortemente focalizzata sulla semplificazione della normativa relativa alla regolamentazione non tariffaria, nell'ottica di garantire un quadro di riferimento chiaro e stabile a sostegno della concorrenza nel settore e a facilitazione del raggiungimento degli obiettivi ambientali nel territorio nazionale.

In materia di importazione ed esportazione, l'Autorità ha provveduto a definire meccanismi di allocazione della capacità di interconnessione, validi per tutte le frontiere al fine di garantire una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti e una più efficiente allocazione delle risorse di interconnessione.

Nell'ambito del mercato al dettaglio, nel quale il recepimento della Direttiva europea 2003/54/CE ha portato significativi cambiamenti, lo sforzo di semplificazione è sfociato nell'emanazione di un *Testo integrato sulla vendita*, con l'obiettivo di rendere più trasparente e chiaro il quadro dei diritti e dei doveri dei consumatori e degli operatori, tenendo in opportuna considerazione le caratteristiche dell'utenza su cui tali cambiamenti sono destinati ad avere un maggiore impatto, cioè i piccoli consumatori.

L'Autorità ha inoltre lavorato fattivamente per dare completa attuazione alla normativa riguardante l'incentivazione delle fonti rinnovabili nonché per promuovere l'aggiornamento del quadro regolatorio in materia di Generazione distribuita (GD) e di cogenerazione, per promuovere gli investimenti e facilitare il raggiungimento degli obiettivi ambientali di riferimento.

Per quanto riguarda il dispacciamento, sono intervenuti alcuni aggiustamenti nella disciplina finalizzati a consentire una migliore gestione delle risorse nel relativo mercato di scambio e una stabilizzazione dei costi, anche attraverso l'introduzione di meccanismi incentivanti per l'aggiornamento del corrispet-

tivo di dispacciamento riconosciuto alla società Terna (Rete elettrica nazionale Spa).

La revisione della disciplina della profilazione dei consumi elettrici ha trovato una razionalizzazione nell'emanazione del *Testo integrato del load profiling*, mentre per quanto concerne l'aspetto della distribuzione è stato avviato un procedimento di revisione del Codice di rete finalizzato ad armonizzare le procedure nei mercati dell'energia elettrica e del gas e a garantire l'accesso trasparente e non discriminatorio alle infrastrutture regolate.

L'Autorità ha provveduto a modificare la disciplina della misurazione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici che percepiscono gli incentivi del Conto energia e di quelli che partecipano al sistema dei certificati verdi, e ha definito le modalità per la messa in servizio dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione.

Infine, in merito agli allacciamenti è stato proposto uno schema di *Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione con le reti* con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione, con l'obiettivo di sanare i problemi e i ritardi segnalati dagli operatori e di garantire l'uniformità delle regole applicate ai diversi operatori di mercato, uniformità che rappresenta una condizione indispensabile per lo sviluppo di una vera e propria concorrenza.

L'attività di regolamentazione della qualità dei servizi elettrici nel corso dell'anno 2007 ha riguardato principalmente l'introduzione di nuove disposizioni relative alle interruzioni estese e prolungate e la revisione complessiva della regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita per il periodo di regolazione 2008-2011. Inoltre sono continuate le attività correnti di attuazione della regolazione incentivante della durata delle interruzioni. Infine, nel corso del 2007 è stata introdotta, a seguito di una duplice consultazione, la regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali che riguarda l'attività di vendita sia di energia elettrica sia di gas.

Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente

Importazioni ed esportazioni di energia elettrica

L'Autorità, con la delibera 18 dicembre 2007, n. 329, ha definito le regole per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica da applicare nel 2008, nel rispetto dei criteri previsti dal decreto del Ministro dello sviluppo economico del 18 dicembre 2007. La disciplina per la gestione degli scambi transfrontalieri per l'anno 2008 prevede l'assegnazione congiunta della capacità di interconnessione sulle frontiere francese, greca, austriaca, slovena e svizzera.

Come nel 2007, per l'assegnazione della capacità disponibile sono impiegate aste esplicite, organizzate su base annuale, mensile e giornaliera. Le regole per l'accesso alle reti di interconnessione – *Access rules to France-Italy, Switzerland-Italy, Austria-Italy, Slovenia-Italy, Greece-Italy interconnections* – sono state elaborate da Terna congiuntamente agli altri gestori di rete partecipanti al gruppo di lavoro in ambito ERGEG (*European Regulators' Group for Electricity and Gas*), iniziativa regionale per il Centro-Sud Europa, e approvate dall'Autorità. Le aste assegnano agli operatori di mercato dei titoli, denominati DCT (Diritti per l'utilizzo della capacità di trasporto), che consentono di importare o esportare energia per una quantità pari all'ammontare di DCT acquisiti. I DCT possono essere liberamente trasferiti tra gli utenti del dispacciamento.

La quota dei proventi derivanti dall'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto spettante al gestore di rete italiano è ripartita tra gli utenti di dispacciamento in prelievo, analogamente a quanto avvenuto negli anni precedenti. La delibera prevede che una percentuale dei proventi sia assegnata alla società Acquirente Unico Spa, mentre la quota restante è suddivisa fra i clienti del mercato libero in proporzione alla

potenza media impegnata da ciascun utente. La quota attribuita all'Acquirente Unico è fissata a partire da un valore di riferimento pari al 20%, applicando un fattore di correzione che tiene conto dinamicamente della potenza media di consumo dei clienti ammessi al servizio di tutela rispetto a quella degli altri clienti.

La delibera ha regolato infine le riserve di importazione, assegnando gratuitamente quote di capacità di trasporto annuale per l'importazione di energia elettrica sulla frontiera Italia-Svizzera:

- all'Enel Spa per l'esecuzione dei contratti pluriennali di importazione nella sua titolarità e destinati alla copertura del fabbisogno dell'Acquirente Unico;
- alla società Raetia Energie, per una quantità non superiore a 150 MW;
- alla Repubblica di San Marino e allo Stato della Città del Vaticano;
- ai fini dell'importazione di energia elettrica da parte della società Edison Spa per il reingresso in Italia di una parte dell'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Innerferrera, per una quantità non superiore a 60 MW.

Mercato all'ingrosso – Adeguamento dei prezzi CIP6 e di cessione all'Acquirente Unico dell'energia elettrica importata con contratti pluriennali

Il Ministero dello sviluppo economico fissa annualmente le modalità per la vendita sul mercato dell'energia elettrica prodotta da impianti CIP6 (di cui all'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99) da parte del Gestore del sistema elet-

trico Spa (GSE), attraverso la definizione dei prezzi per il primo trimestre dell'anno di riferimento. Per il primo trimestre 2007, il prezzo di assegnazione dell'energia elettrica ceduta dal GSE – il prezzo CIP6 – è stato fissato all'art. 3 del decreto 14 dicembre 2006 del Ministero dello sviluppo economico ed è pari a 64 €/MWh. L'art. 5, comma 2, del decreto 15 dicembre 2006 del Ministero dello sviluppo economico, ha fissato, invece, a 66 €/MWh il prezzo di cessione all'Acquirente Unico dell'energia elettrica importata con contratti triennali dalla Svizzera per il medesimo trimestre.

Entrambi i provvedimenti hanno assegnato all'Autorità il compito di definire le modalità di aggiornamento di tali prezzi nel corso dell'anno 2007, garantendo che:

- il prezzo CIP6 sia aggiornato in modo da contenere l'impatto sulle tariffe, pur conservando condizioni di approvvigionamento più vantaggiose rispetto al prezzo medio originato dal sistema delle offerte;
- il prezzo di cessione all'Acquirente Unico rifletta il valore di mercato delle forniture a termine con costanza di profilo, tenendo conto che l'energia importata è più economica rispetto a quella generata all'interno del territorio nazionale.

L'Autorità ha definito le modalità di aggiornamento delle suddette grandezze nella delibera 29 marzo 2007, n. 82, a valle degli orientamenti emersi dalla consultazione aperta il 26 febbraio 2007, in cui sono stati proposti meccanismi alternativi di indicizzazione in base all'andamento del Prezzo medio di acquisto (PUN) sul mercato del giorno prima. Al fine di evitare discriminazioni tra gli utenti del mercato libero e quelli dell'allora mercato vincolato, sono state previste modalità di aggiornamento differenti nei due casi: il prezzo CIP6 è stato indicizzato alla media del PUN su base trimestrale, il prezzo di cessione all'Acquirente Unico dell'energia elettrica importata è stato invece indicizzato alla media del PUN su base annuale. In particolare, il meccanismo di aggiornamento del prezzo CIP6 prevede che il valore fissato per il primo trimestre 2007 sia adeguato in base al rapporto tra la media del PUN sul trimestre precedente a quello di aggiornamento e la media del PUN sull'ultimo trimestre 2006. Il meccanismo di aggiornamento del prezzo di cessione all'Acquirente Unico prevede invece che il valore fissato per il primo trimestre sia adeguato in base al rapporto tra la media del PUN sui dodici mesi compresi tra il

tridicesimo e il secondo mese precedente al trimestre di aggiornamento e la media dei dodici mesi tra dicembre 2005 e novembre 2006.

Il meccanismo di aggiornamento descritto per il prezzo CIP6 è risultato coerente con l'obiettivo di garantire condizioni di approvvigionamento più vantaggiose rispetto al prezzo medio di mercato, ed è stato pertanto confermato dall'Autorità anche per il 2008, con delibera 19 dicembre 2007, n. 331. L'aggiornamento del valore di partenza per il 2008, fissato a 68 €/MWh dall'art. 3 del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 15 novembre 2007, verrà dunque effettuato trimestralmente in base al rapporto tra la media del PUN dei tre mesi precedenti a quello di aggiornamento, e la media del PUN degli ultimi tre mesi del 2007.

Mercato al dettaglio – Elenco dei venditori ai clienti connessi in bassa tensione

Coerentemente con le previsioni della Direttiva europea 2003/54/CE, dall'1 luglio 2007 tutti i clienti finali, inclusi i clienti domestici, hanno la facoltà di scegliere il proprio venditore di energia elettrica con cui stipulare contratti di fornitura sul mercato libero. Il completamento del processo di liberalizzazione della vendita al dettaglio di energia elettrica ha portato all'estinzione del cosiddetto "mercato vincolato", servito in precedenza dalle imprese di distribuzione o dalle società di vendita da queste costituite e controllate a condizioni economiche stabilite dall'Autorità.

Dato il nuovo assetto del mercato, l'Autorità ha definito una serie di interventi finalizzati a permettere ai clienti finali, soprattutto domestici, di poter scegliere il proprio fornitore in modo consapevole, garantendo innanzitutto l'affidabilità delle società di vendita di energia elettrica.

Con la delibera 11 giugno 2007, n. 134, l'Autorità ha previsto l'istituzione di un elenco dei venditori che servono, o che intendono servire, i clienti finali connessi in bassa tensione, ritenendo che il criterio di connessione in bassa tensione permetta ragionevolmente di identificare i clienti finali dotati di minore forza contrattuale. L'elenco dei venditori è reso disponibile sul sito Internet dell'Autorità, che ne cura la pubblicazione e l'aggiornamento. Il venditore che presenta istanza per l'iscrizione all'elenco è tenuto all'invio e all'aggiornamento delle informazioni che dimostrano il possesso di requisiti di forma societaria, di capacità finanziaria e patrimoniale, ed è tenuto all'adempimento

mento di particolari obblighi, tra cui l'attestazione dell'esistenza di un contratto di dispacciamento con riferimento ai punti di prelievo serviti relativi ai clienti finali in bassa tensione.

Mercato al dettaglio – Servizio di maggior tutela

In applicazione di quanto previsto dal decreto legge n. 73/07, convertito con legge 3 agosto 2007, n. 125, e per conferire maggiore chiarezza alla disciplina di riforma dell'assetto della vendita di energia elettrica, l'Autorità ha approvato, con la delibera 27 giugno 2007, n. 156, il *Testo integrato della vendita di energia elettrica* che regola il funzionamento del servizio di maggior tutela e del servizio di salvaguardia.

Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese¹ connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero; il concetto di tutela si riferisce unicamente alla protezione del cliente finale di piccole dimensioni rispetto alla sua capacità di trarre benefici dall'accesso al mercato libero. L'art. 1, commi 2 e 3, della legge n. 125/07 prevede che il servizio di maggior tutela sia garantito dalle imprese distributrici, anche attraverso apposite società di vendita, gli esercenti la maggior tutela, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

L'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso e dei relativi servizi di dispacciamento per i clienti serviti nell'ambito della maggior tutela continua a essere svolto dall'Acquirente Unico, mentre la commercializzazione dell'energia elettrica ai clienti finali è direttamente svolta dalle predette società. Il *Testo integrato della vendita di energia elettrica* dispone che l'elenco degli esercenti la maggior tutela sia reso noto dall'Autorità attraverso il proprio sito.

Secondo la nuova disciplina, l'esercente la maggior tutela è tenuto a richiedere ai titolari di punti di prelievo in bassa tensione per usi non domestici e per l'illuminazione pubblica la compilazione di una dichiarazione sostitutiva attestante il possesso dei requisiti necessari per l'accesso al servizio di maggior tutela. Il modulo della dichiarazione sostitutiva può essere inviato al cliente due volte; quest'ultimo ha a disposizione 30 giorni di tempo dalla ricezione di ciascuna comunicazione per la compilazione e l'invio della dichiarazione. In mancanza

di una risposta, l'esercente la maggior tutela deve comunicare al cliente che egli continuerà a essere servito nell'ambito del servizio di maggior tutela e che sarà soggetto a controlli da parte delle Autorità competenti ai fini di verificare l'effettivo possesso dei requisiti per l'inclusione in tale servizio. Oltre alle altre conseguenze previste dalla legge, qualora il cliente finale non risultasse in possesso dei requisiti necessari per l'inclusione nel servizio di maggior tutela, il medesimo cliente sarà automaticamente trasferito al servizio di salvaguardia e sarà tenuto a corrispondere all'esercente la maggior tutela la differenza, se positiva, tra le somme dovute in applicazione delle condizioni economiche per il servizio di salvaguardia, erogato nell'ambito territoriale in cui è situato il cliente, e le somme effettivamente versate in applicazione delle condizioni economiche per il servizio di maggior tutela. Tali somme sono calcolate a partire dalla scadenza del primo termine di 30 giorni.

Il *Testo integrato della vendita di energia elettrica* è stato parzialmente modificato con la delibera 27 settembre 2007, n. 237, che ha introdotto, a partire dall'1 ottobre 2007, condizioni economiche per il servizio di maggior tutela basate su prezzi biorari, differenziati tra le ore appartenenti alla fascia F1 e le ore appartenenti alle fasce orarie F2 e F3, da applicare ai clienti ammessi alla maggior tutela che, prima dell'1 luglio 2007, già pagavano corrispettivi biorari a eventuali nuovi clienti che ne facciano richiesta ai sensi del comma 19.5 del *Testo integrato della vendita di energia elettrica*.

L'Autorità ha aggiornato su base trimestrale i corrispettivi del servizio di maggior tutela, ai sensi dell'art. 7 del *Testo integrato della vendita di energia elettrica*: per il trimestre luglio-settembre 2007, con delibera 27 giugno 2007, n. 159; per il trimestre ottobre-dicembre 2007, con delibera 27 settembre 2007, n. 238; per il trimestre gennaio-marzo 2008 con delibera 29 dicembre 2007, n. 352; per il trimestre aprile-giugno 2008 con delibera 28 marzo 2008, n. 37 (ARG/elt). A fine 2007 l'Autorità ha emanato un Documento per la consultazione, n. 55 del 18 dicembre, per raccogliere il parere degli operatori relativamente all'opportunità di modificare le modalità di aggiornamento delle condizioni economiche di vendita di energia elettrica per il servizio di maggior tutela, coerentemente con il nuovo assetto concorrenziale dell'attività di vendita al dettaglio anche per i clienti domestici e per le piccole

¹ L'art. 1 comma 2, della legge n. 125/07, definisce come piccole imprese i soggetti con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale in bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

imprese, nonché per tenere conto delle innovazioni introdotte nella disciplina del *load profiling*. Il Documento si focalizza sulle modalità di calcolo dei corrispettivi destinati alla copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento. L'Autorità non si è ancora espressa in merito.

Un elemento importante della regolamentazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela sono i corrispettivi a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di vendita. L'art. 7 del *Testo integrato della vendita di energia elettrica* prevede che i clienti paghino un corrispettivo, denominato PCV (prezzo commercializzazione vendita), a copertura di tali costi. L'Autorità, con la delibera 28 dicembre 2007, n. 349, ha fissato il corrispettivo PCV da applicare, a partire dall'1 gennaio 2008, a un livello allineato ai costi sostenuti per l'attività di commercializzazione da un venditore nel mercato libero e ha differenziato il corrispettivo in funzione della tipologia dei clienti serviti. L'Autorità ha inoltre previsto un regime transitorio, con riferimento al secondo semestre del 2007, in cui il corrispettivo PCV è stato pari alla previgente componente a copertura dei costi di commercializzazione dell'attività di vendita ai clienti del mercato vincolato (componente COV). Con la medesima delibera, l'Autorità ha stabilito che agli esercenti il servizio di maggior tutela venga riconosciuto un corrispettivo RCV (remunerazione commercializzazione vendita) ai fini della remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti e che tale corrispettivo risulti inferiore (RCV_i ; remunerazione commercializzazione vendita imprese integrate) se l'esercente la maggior tutela è l'impresa distributrice, in quanto beneficiaria di sinergie derivanti dallo svolgimento congiunto del servizio di maggior tutela e di quello di distribuzione. L'esercente la maggior tutela è tenuto a versare alla Cassa conguaglio per il settore elettrico la differenza, se positiva, tra il gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo PCV, al netto dell'ammontare derivante dall'applicazione della componente di dispacciamento ($DISP_{BT}$), e l'ammontare della componente RCV (RCV_i per le imprese distributrici). Tale gettito viene utilizzato a riduzione dei costi di dispacciamento a beneficio di tutti i clienti finali connessi in bassa tensione, siano essi serviti nella maggior tutela o sul mercato libero.

Con la delibera 5 marzo 2008, n. 25 (ARG/elt), è stato definito un meccanismo di compensazione dei costi commerciali sostenuti dagli esercenti la maggior tutela societariamente

separati, a tutela dell'equilibrio economico e finanziario dei medesimi esercenti. Il citato meccanismo di compensazione ha la finalità di definire il livello di remunerazione sulla base dei dati di costo a consuntivo relativi all'anno 2008, qualora si verificano situazioni di squilibrio tra i ricavi conseguibili dalla applicazione della componente RCV e i costi da riconoscere, determinati sulla base delle rilevazioni contabili, tali da generare una differenza tra costi e ricavi (positiva o negativa) in valore assoluto superiore al 5%.

Con la delibera n. 349/07 e la delibera 7 febbraio 2008, n. 10 (ARG/elt), l'Autorità ha provveduto a definire, in relazione al ruolo di interfaccia con il cliente finale attribuito al venditore, un contributo in quota fissa pari a 23,00 € a copertura degli oneri amministrativi che l'esercente la maggior tutela è titolato a richiedere al cliente finale per le prestazioni relative a:

- l'attivazione della fornitura di un nuovo punto di prelievo o di uno precedentemente disattivato;
- la disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale;
- la voltura;
- la disattivazione della fornitura a seguito di morosità;
- l'attivazione della fornitura a seguito di morosità;
- la variazione di potenza di un punto già attivo.

In caso di richiesta contestuale di più prestazioni tra quelle elencate l'esercente la maggior tutela è titolato ad applicare una sola volta il contributo in quota fissa.

L'Autorità, con delibera 7 febbraio 2008, n. 18 (ARG/elt), ha integrato la disciplina del *Testo integrato della vendita di energia elettrica*, introducendo tre meccanismi di perequazione a copertura rispettivamente:

- dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del servizio di maggior tutela, sostenuti dagli esercenti tale servizio;
- dei costi di acquisto dell'energia elettrica per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione, sostenuti dalle imprese distributrici;
- della differenza tra il valore economico delle perdite effettive e quello delle perdite standard di rete, a carico delle imprese distributrici.

Mercato al dettaglio – Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia si rivolge a tutti i clienti che non hanno titolo ad accedere al servizio di maggior tutela e che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero. L'art. 1, comma 4, della legge n. 125/07, prevede che, in questo caso, il servizio elettrico sia assicurato da società appositamente selezionate attraverso procedure concorsuali per aree territoriali, disposte con decreto del Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità.

Transitoriamente, fino all'espletamento delle procedure concorsuali, il servizio di salvaguardia è stato erogato dalle imprese di distribuzione o dalle società di vendita collegate a tali imprese, a condizioni e prezzi non discriminatori, previamente resi pubblici e autonomamente definiti dalle stesse imprese esercenti sulla base di meccanismi di mercato. Inoltre, al fine di consentire un'attivazione del servizio di salvaguardia in grado di garantire la continuità delle forniture di energia elettrica, è stato necessario prevedere un periodo transitorio per il trimestre luglio-settembre 2007, durante il quale gli esercenti il servizio di salvaguardia hanno potuto approvvigionarsi dall'Acquirente Unico a un prezzo di salvaguardia definito dall'Autorità, con la delibera n. 159/07. Tale facoltà è stata successivamente estesa, con la delibera 27 settembre 2007, n. 236, anche al mese di ottobre, per consentire agli esercenti la salvaguardia di acquisire la qualifica di utente del dispacciamento in prelievo.

L'Autorità, con la delibera 3 agosto 2007, n. 207, ha formulato una proposta al Ministro dello sviluppo economico per l'individuazione dei criteri fondamentali alla base della determinazione delle procedure concorsuali finalizzate all'aggiudicazione del servizio di salvaguardia, ai sensi dell'art. 1, comma 4, della legge n. 125/07. Le proposte dell'Autorità sono state accolte dal Ministro dello sviluppo economico all'interno del decreto 23 novembre 2007, con il quale sono stati stabiliti:

- la durata del periodo di erogazione del servizio di salvaguardia, pari a due anni, a eccezione della prima applicazione, in cui è pari a un anno;
- la distinzione delle procedure concorsuali per aree territoriali, definite per ciascun periodo di salvaguardia;
- l'affidamento della gestione delle procedure concorsuali a un soggetto terzo, identificato nell'Acquirente Unico;

- il riconoscimento all'esercente il servizio di salvaguardia di un corrispettivo a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso, dei servizi di dispacciamento e dei costi di commercializzazione, articolato per fascia oraria.

Con la delibera 21 dicembre 2007, n. 337, successivamente modificata e integrata dalla delibera 8 febbraio 2008, n. 13 (ARG/elt), l'Autorità ha definito le disposizioni per l'erogazione del servizio di salvaguardia, in attuazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico del 23 novembre 2007, stabilendo come data di entrata in operatività del servizio di salvaguardia l'1 maggio 2008. La delibera ha inoltre definito:

- le seguenti 6 aree territoriali per l'erogazione del servizio di salvaguardia: Piemonte/Valle d'Aosta/Liguria; Lombardia/Trentino-Alto-Adige; Veneto/Friuli-Venezia-Giulia/Emilia Romagna; Toscana/Umbria/Marche/Sardegna; Lazio/Abruzzo/Molise; Campania/Puglia/Basilicata/Calabria/ Sicilia;
- le modalità, i tempi e i criteri per la messa a disposizione ai partecipanti dei dati relativi al numero dei punti di prelievo e all'energia elettrica prelevata dai clienti serviti in salvaguardia nei 12 mesi precedenti il mese di presentazione delle istanze;
- le modalità per l'organizzazione delle procedure concorsuali stabilendo, tra l'altro, i requisiti per l'ammissione e le condizioni minime contrattuali;
- le modalità e i tempi delle comunicazioni da parte degli esercenti la salvaguardia nei confronti dell'Acquirente Unico, relative al numero di punti di prelievo serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia;
- il corrispettivo di salvaguardia da riconoscere agli esercenti nel caso in cui il numero dei punti di prelievo dei clienti serviti in salvaguardia sia esiguo.

L'Autorità, con la delibera 25 gennaio 2008, n. 3 (ARG/elt), ha approvato lo schema di Regolamento disciplinante le procedure concorsuali per l'individuazione degli esercenti la salvaguardia, predisposto dall'Acquirente Unico, secondo quanto previsto dalla delibera n. 337/07. Il Regolamento, modificato in seguito all'approvazione della delibera dell'Autorità ARG/elt 13/08, è stato pubblicato in data 10 febbraio 2008 sul sito dell'Acquirente Unico. L'esito della procedura concorsuale per

il periodo di salvaguardia dall'1 maggio 2008 al 31 dicembre 2008, pubblicato sul sito dell'Acquirente Unico il 22 febbraio 2008, è il seguente:

- la società Exergia Spa è stata selezionata per le aree territoriali di Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria; Lombardia e Trentino-Alto-Adige; Veneto, Friuli-Venezia-Giulia ed Emilia Romagna;
- la società Enel Energia Spa è stata selezionata per le aree territoriali di Toscana, Umbria, Marche e Sardegna; Lazio, Abruzzo e Molise; Campania, Puglia, Basilicata, Calabria e Sicilia.

L'Autorità, con delibera 5 marzo 2008, n. 26 (ARG/elt), ha definito i dati anagrafici che devono essere trasferiti dall'esercente la salvaguardia uscente al nuovo esercente la salvaguardia identificato a seguito delle procedure concorsuali, ai fini dell'espletamento, da parte del medesimo nuovo esercente, degli obblighi informativi previsti ai sensi della delibera n. 337/07, stabilendo che tali informazioni comprendano i dati necessari ai fini della fatturazione dei clienti finali in salvaguardia e il profilo orario dei clienti serviti in salvaguardia con riferimento a ciascun punto di dispacciamento.

Mercato al dettaglio – Morosità dei clienti finali o inadempimento da parte del venditore

Al fine di incrementare l'efficienza e la liquidità del sistema e in considerazione della necessità di rafforzare, nel nuovo assetto liberalizzato del mercato, gli strumenti di tutela del credito a disposizione degli esercenti la vendita in caso di morosità del cliente finale, l'Autorità, sulla base degli orientamenti raccolti con il Documento per la consultazione 12 marzo 2007, n. 14, è intervenuta, con la delibera 25 gennaio 2008, n. 4 (ARG/elt), prevedendo la possibilità per l'esercente la vendita di sospendere la fornitura di energia elettrica nei confronti dei clienti finali morosi. La richiesta di sospensione della fornitura può essere presentata:

- dal venditore per i clienti finali serviti sul mercato libero;
- dall'esercente la maggior tutela per i clienti finali nei cui confronti eroga tale servizio;
- dall'esercente la salvaguardia per i clienti finali nei cui confronti eroga tale servizio.

La medesima delibera ha stabilito una serie di obblighi informativi a carico dell'esercente la vendita nel caso in cui quest'ultimo avesse deciso di sospendere la fornitura, volti ad assicurare al cliente finale trasparenza e certezza sia sulle conseguenze che gli potranno derivare dall'inadempimento, sia sulle modalità per porvi rimedio. In particolare, la delibera ha disposto che l'esercente la vendita, prima di effettuare la richiesta di sospensione all'impresa distributrice, sia tenuto a costituire in mora il cliente finale, mediante comunicazione scritta a mezzo di raccomandata, in cui devono essere indicati:

- il termine ultimo entro cui il cliente è tenuto a provvedere al pagamento;
- il termine decorso il quale, in costanza di mora, l'esercente la vendita provvederà a inviare all'impresa distributrice la richiesta di sospensione della fornitura;
- le modalità con cui il cliente può comunicare l'avvenuto pagamento.

La delibera ha previsto che il termine di pagamento previsto prima della sospensione non possa risultare comunque inferiore ai 5 giorni dalla ricezione da parte del cliente della comunicazione inviata dall'esercente la vendita. Nel caso di clienti finali connessi in bassa tensione, la comunicazione deve specificare che, qualora sussistano le condizioni tecniche del misuratore, prima della sospensione della fornitura verrà effettuata una riduzione della potenza a un livello pari al 15% della potenza disponibile e che, decorsi 10 giorni dalla riduzione della potenza disponibile, in caso di mancato pagamento da parte del cliente finale, verrà effettuata la sospensione della fornitura.

La possibilità di sospendere la fornitura in caso di morosità del cliente finale ha incontrato una disciplina derogatoria per i clienti finali definiti come non disalimentabili. Se questi ultimi sono serviti da un venditore del mercato libero, l'impresa distributrice, a seguito della richiesta di risoluzione del contratto di trasporto per morosità del cliente finale, è tenuta a trasferire i punti di prelievo oggetto della richiesta, a seconda della tipologia di cliente, nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico, per i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela, e nel contratto di dispacciamento dell'esercente la salvaguardia, per i clienti finali aventi diritto alla salvaguardia. Per quanto riguarda, invece, i clienti morosi non dis-

limentabili serviti nell'ambito della maggior tutela e della salvaguardia, l'Autorità ha emanato il 2 agosto 2007 il Documento per la consultazione n. 35, per raccogliere il parere degli operatori sulle procedure da adottare per il recupero dei crediti degli esercenti tali servizi in caso di morosità dei clienti finali non disalimentabili. L'Autorità intende prevedere che gli esercenti il servizio di maggior tutela o il servizio di salvaguardia debba procedere all'attivazione di un piano di rateizzazione del rientro del credito, in caso di mancata corresponsione dei pagamenti dovuti. Per quanto riguarda, invece, il venditore del mercato libero, con il medesimo Documento per la consultazione l'Autorità ha proposto che il cliente moroso non disalimentabile non possa sottoscrivere un nuovo contratto sul mercato libero finché non avrà ripagato i debiti contratti con il precedente venditore. La disciplina attuale prevede che il trasferimento dei clienti finali morosi non disalimentabili nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico o dell'esercente la salvaguardia in seguito alla richiesta di sospensione da parte del venditore del libero mercato avvenga indipendentemente dall'ottemperamento dei debiti pregressi da parte del cliente nei confronti del venditore stesso, che può tentare di recuperare i pagamenti insoluti esclusivamente attraverso vie giudiziali o tramite accordi di tipo privatistico.

La delibera ARG/elt 4/08 ha stabilito le modalità per l'accesso ai servizi di maggior tutela o di salvaguardia nelle ipotesi in cui sia il venditore del mercato libero a risultare inadempiente nei riguardi di Terna o dell'impresa distributrice. La disciplina prevede che, a seguito della risoluzione dei contratti di dispacciamento e di trasporto per inadempimento del venditore, l'impresa distributrice debba provvedere a trasferire i punti di prelievo associati al venditore inadempiente:

- nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico per i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela;
- nel contratto di dispacciamento dell'esercente la salvaguardia per i clienti aventi diritto alla salvaguardia.

Mercato al dettaglio – Regolazione dello *switching* dei clienti finali

L'Autorità, tenuto conto delle modifiche intervenute nel mercato della vendita al dettaglio e delle esigenze di tutela del credito precedentemente richiamate, ha provveduto a regolare i processi di *switching* da parte dei clienti finali. La delibera 28

marzo 2008, n. 42 (ARG/elt), ha stabilito che l'utente del dispacciamento o l'esercente la maggior tutela siano tenuti a presentare all'impresa distributrice la richiesta di *switching* relativa ai punti di prelievo attivi, contenente l'identificativo del punto di prelievo interessato (POD) e il codice fiscale/partita IVA del cliente finale, insieme alla data a partire dalla quale si desidera che lo *switching* abbia effetto. Qualora lo *switching* sia conseguente alla conclusione di un nuovo contratto di vendita da parte del cliente finale, la richiesta può essere presentata solo una volta decorso il tempo a disposizione del cliente finale per esercitare il diritto di ripensamento e successivamente all'esercizio del recesso dal precedente contratto da parte del cliente stesso. Per quanto riguarda i punti di prelievo nuovi o precedentemente disattivati, salvo quanto previsto dalla delibera ARG/elt 4/08 in materia di *switching* in caso di morosità del cliente finale, la richiesta da parte dell'utente del dispacciamento o dell'esercente la maggior tutela deve essere presentata contestualmente alla richiesta di attivazione della fornitura e deve contenere, oltre al POD identificativo del punto di prelievo interessato e al codice fiscale/partita IVA del cliente finale, anche l'indirizzo in cui è localizzato il punto di prelievo. Se le richieste sono formulate correttamente, l'impresa distributrice provvede a eseguire lo *switching*, e l'eventuale attivazione, spostando o inserendo il punto di prelievo nel contratto di dispacciamento e di trasporto del nuovo utente del dispacciamento oppure attivando il servizio di maggior tutela.

I processi di *switching* relativi ai punti di prelievo già sospesi per morosità del cliente finale, sono stati disciplinati con la delibera ARG/elt 4/08. L'Autorità ha stabilito che l'impresa distributrice sia tenuta a informare l'esercente la vendita entrante che il punto di prelievo risulta sospeso a seguito di una richiesta da parte dell'esercente la vendita uscente. Al venditore entrante è quindi concessa la facoltà di revocare la richiesta di *switching*. Secondo la medesima delibera, nel caso in cui le procedure di *switching* fossero relative a punti di prelievo associati a clienti finali in precedenza forniti dall'esercente la salvaguardia, la richiesta di *switching* deve contenere la proposta irrevocabile del venditore entrante di acquistare l'eventuale credito nei confronti del cliente finale dell'esercente la salvaguardia relativo alle due ultime fatture emesse per il servizio prestato. Il credito comprende sia le somme fatturate a titolo di corrispettivo sia gli eventuali interessi maturati per il ritardo nel pagamento.

Rinnovabili – Regole per l'avvio operativo del Conto energia

A seguito del procedimento avviato con la delibera 26 febbraio 2007, n. 40, l'Autorità, con la delibera 11 aprile 2007, n. 90, in attuazione del decreto 19 febbraio 2007 del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, ha definito le regole per l'avvio operativo del Conto energia ai fini di incentivare la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici. Tale meccanismo ha l'obiettivo di incentivare l'energia prodotta e di arrivare all'installazione di almeno 1.200 MW.

In particolare, l'Autorità ha regolato le condizioni per la realizzazione di unità di produzione fotovoltaiche, in termini di connessioni con la rete elettrica e di misura dell'energia prodotta, ai fini dell'erogazione della tariffa incentivante. L'Autorità ha definito inoltre le condizioni e le modalità per l'ammissibilità al Conto energia e per l'erogazione della tariffa e del premio, nonché gli obblighi da rispettare nella gestione dell'impianto ammesso agli incentivi e le modalità di raccolta delle risorse per l'erogazione degli incentivi e per la gestione delle attività previste dal decreto ministeriale 19 febbraio 2007. Tali disposizioni sono gestite operativamente dal GSE, che ha attivamente collaborato con l'Autorità alla loro definizione.

Rinnovabili – Ritiro dedicato

Con la delibera 6 novembre 2007, n. 280, l'Autorità ha definito alcune regole per facilitare il ritiro dell'energia elettrica prodotta da unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili e da unità di produzione di media e piccola taglia connesse con la rete di distribuzione, garantendo ai produttori maggiori certezze e procedure semplificate ai sensi dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239.

In particolare, con la delibera n. 280/07 l'Autorità ha regolato le procedure per il ritiro dedicato dell'energia elettrica da parte del Gestore del sistema elettrico (GSE). Il GSE, in tale ambito, riveste il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico, normato attraverso un'apposita convenzione. Le funzioni di ritiro fisico dell'energia elettrica, oltre che di rilevazione e registrazione delle misure, continuano a essere svolte dal gestore di rete cui l'impianto è connesso.

Il GSE riconosce al titolare di impianti di potenza maggiore di 1 MW, un prezzo di ritiro pari al prezzo zonale registrato nel mercato del giorno prima, mentre per i piccoli impianti di produzione da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, caratterizzati da costi di esercizio e manutenzione più elevati, sono previsti prezzi minimi garantiti definiti direttamente dall'Autorità. Inoltre, per i soli impianti di potenza nominale elettrica superiore a 50 kW sono applicati i corrispettivi per il servizio di aggregazione delle misure delle immissioni, e per i soli impianti alimentati da fonti programmabili sono applicati i corrispettivi di sbilanciamento. La regolazione dei corrispettivi di trasporto previsti dalla vigente normativa è effettuata direttamente con il GSE.

Una delle maggiori novità rispetto al precedente regime (disciplinato con delibera 23 febbraio 2005, n. 34) consiste nel trasferimento, anche nel regime dedicato, dell'obbligo di invio dei programmi di produzione degli impianti alimentati da fonti programmabili. In particolare è stato previsto in capo alle unità di produzione di potenza superiore a 1 MW alimentate da fonti programmabili e alle unità di produzione di potenza maggiore o uguale a 10 MVA l'obbligo di comunicazione dei programmi di immissione al GSE. Per le unità di produzione di potenza inferiore a 1 MW alimentate da fonti programmabili e le unità di produzione di potenza inferiore a 10 MVA alimentate da fonti rinnovabili non programmabili è stata invece introdotta la facoltà di trasmettere i programmi. Sono stati anche introdotti dei corrispettivi di sbilanciamento relativi ai soli impianti alimentati da fonti programmabili. Il nuovo schema di ritiro dedicato è operativo dall'1 gennaio 2008.

Rinnovabili – Criteri per la definizione del prezzo di cessione dell'energia elettrica ai fini della quantificazione del prezzo di collocamento dei certificati verdi

Con la delibera 26 febbraio 2008, n. 24 (ARG/elt), l'Autorità, in ottemperanza all'art. 2, comma 148, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 (legge finanziaria 2008), ha identificato i criteri per la definizione del valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica necessario per la quantificazione del prezzo di riferimento dei certificati verdi.

Il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica per l'anno 2007, pari a 67,12 €/MWh, è stato calcolato come la media aritmetica dei prezzi riconosciuti nel 2007 all'energia elettrica prodotta da unità di produzione alimentate a fonti rinnovabili

che cedevano l'energia ai sensi della delibera n. 34/05. Questo valore ha portato a determinare un prezzo di riferimento del certificato verde per l'anno 2008 pari a 112,88 €/MWh.

Per gli anni successivi al 2008, il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica ai fini della definizione del valore dei certificati verdi è pari alla media aritmetica, su base nazionale, dei prezzi zonali orari riconosciuti, nell'anno precedente, all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili che cedono l'energia elettrica ai sensi della delibera n. 280/07.

Cogenerazione

I parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione sono stati introdotti per la prima volta con la delibera 19 marzo 2002, n. 42. Nello specifico essi riguardavano, tra gli altri, il rendimento elettrico netto medio annuo di un impianto destinato alla sola produzione di energia elettrica o alla sola produzione di energia termica a fini civili o industriali, il limite termico minimo e l'indice di risparmio di energia. Per tali parametri era stato previsto un periodo di validità fino al 31 dicembre 2005, nonché un successivo aggiornamento con cadenza biennale che tenesse conto dell'evoluzione tecnologica del settore. Tale revisione è avvenuta con la delibera 29 dicembre 2005, n. 296, che ha aggiornato i valori dei parametri per il periodo dall'1 gennaio 2006 al 31 dicembre 2007.

In seguito, con la delibera 6 dicembre 2007, n. 307, l'Autorità ha stabilito che i parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione in vigore dall'1 gennaio 2008 fino al 31 dicembre 2009 siano i medesimi indicati dalla delibera n. 296/05 e validi per il precedente periodo.

Generazione distribuita – Avvio dell'aggiornamento del quadro regolatorio

Al fine di aggiornare il quadro regolatorio relativo alla GD, l'Autorità, con la delibera n. 40/07, ha avviato un procedimento per la valutazione dell'impatto sul sistema elettrico degli impianti di media e piccola taglia connessi con la rete di distribuzione. Nel medesimo contesto si collocano i successivi Documenti per la consultazione del 26 febbraio 2007, n. 9 e n. 10.

Il Documento per la consultazione n. 9/07, relativo alle condi-

zioni tecnico-economiche per la connessione di impianti di generazione con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi con tensione nominale minore o uguale a 1 kV, muove dal crescente interesse verso lo sfruttamento delle fonti rinnovabili e della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia. Ciò si riflette nella necessità di ridefinire le condizioni tecnico-economiche per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica con le reti di distribuzione in bassa tensione.

Il Documento per la consultazione n. 10/07 mira invece a fare chiarezza sull'aspetto della misurazione dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione, con particolare riferimento ai casi in cui la misurazione è funzionale all'attuazione di una disposizione normativa che ne prevede l'utilizzo esplicito, come nel caso degli impianti di produzione fotovoltaici ammessi al beneficio degli incentivi in conto energia o in caso di rilascio dei certificati verdi.

Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita

Con la delibera 18 dicembre 2007, n. 328, l'Autorità ha approvato il Documento *Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2005* predisposto ai sensi dell'art. 1, comma 89, della legge n. 239/04. Per Generazione distribuita (GD) è da intendersi l'insieme degli impianti di generazione di potenza nominale inferiore a 10 MVA, che comprende il sottoinsieme della Piccola generazione (PG), definita come l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione fino a 1 MW.

Il monitoraggio, che attualmente esclude dall'analisi gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, concerne:

- lo stato di evoluzione della diffusione della GD e della PG in Italia relativamente all'anno 2005;
- il quadro regolatorio attualmente applicabile alla GD, per la parte di pertinenza dell'Autorità, vale a dire relativamente alle condizioni di accesso alle reti elettriche e ai regimi di cessione dell'energia elettrica;
- gli effetti che la diffusione della GD può comportare sul sistema elettrico, sulle necessità di sviluppo di carattere infrastrutturale e in materia normativa/regolatoria.

I temi relativi alla diffusione della GD e della PG sono argomenti di approfondimento rilevanti alla luce della possibile evoluzione del parco di generazione italiano. Pertanto un monitoraggio periodico del parco di generazione esistente e della sua evoluzione nel tempo diventa sempre più importante. L'obiettivo è quello di perseguire la massima efficienza dal punto di vista sia della produzione di energia elettrica e termica sia dell'integrazione degli impianti di GD e PG nel sistema elettrico nazionale, prestando particolare attenzione agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e alla produzione combinata di energia elettrica e calore che ricadono in tale ambito.

Testo integrato dello scambio sul posto

Il servizio di scambio sul posto è la modalità che consente di operare un saldo netto (*net metering*) tra le immissioni in rete dell'energia elettrica prodotta dagli impianti e i prelievi di energia elettrica dalla rete in caso di non contemporaneità tra produzione e consumo e nei casi in cui il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica scambiata coincidano. In pratica è come se venisse utilizzata la rete per immagazzinare l'energia elettrica immessa quando non ci sono necessità di consumo, riprelevandola dalla rete medesima quando serve. Con il Documento per la consultazione del 31 luglio 2007, n. 31, l'Autorità ha proposto uno schema di *Testo integrato dello scambio sul posto*.

Il Documento per la consultazione, in particolare, si è focalizzato sulle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da:

- impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza nominale non superiore a 200 kW, ai sensi dell'art. 6,

comma 6, del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20;

- impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'art. 6 del decreto legislativo n. 387/03.

Oggetto del medesimo Documento sono state inoltre le modalità procedurali per accedere allo scambio sul posto, nonché l'accesso al sistema elettrico dell'energia oggetto di tale servizio.

Il Documento per la consultazione n. 31/07 ha tratto origine dalla delibera 12 aprile 2007, n. 91, con la quale l'Autorità ha avviato un procedimento in attuazione del decreto legislativo n. 20/07 in materia di cogenerazione ad alto rendimento in relazione ai profili di pertinenza dell'Autorità medesima, tra i quali rientra appunto la disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da tali tipologie di impianti con potenza nominale non superiore a 200 kW. Nel primo Documento per la consultazione n. 31/07, pubblicato nell'ambito del predetto procedimento, l'Autorità ha indicato i propri orientamenti circa la definizione della disciplina dello scambio sul posto per la cogenerazione ad alto rendimento, prefigurando un assetto di erogazione del servizio innovativo rispetto all'assetto precedentemente adottato in attuazione delle disposizioni di cui all'art. 6 del decreto legislativo n. 387/03, per gli impianti fino a 20 kW alimentati da fonti rinnovabili.

L'assetto per l'erogazione del servizio di scambio sul posto per la cogenerazione ad alto rendimento è risultato suscettibile di essere esteso anche allo scambio sul posto per le fonti rinnovabili (fino a 20 kW) a formare un quadro unitario per la disciplina di tale servizio, come proposto con il Documento per la consultazione n. 31/07.

Regolamentazione delle infrastrutture

Approvvigionamento a termine delle risorse di dispacciamento

Con la delibera 6 giugno 2007, n. 130, l'Autorità ha approvato per la prima volta, in via sperimentale per il solo anno 2007, delle procedure per l'approvvigionamento a termine, attraverso meccanismi trasparenti, di alcune risorse per il servizio di dispacciamento, in particolare con riferimento a: la presenza in servizio; la riserva di sostituzione rotante; la riserva di sostituzione fredda; la riserva di sostituzione senza specificazione di stato e la riserva pronta senza vincoli di gradiente. La delibera 9 giugno 2006, n. 111, consente, infatti, a Terna di approvvigionarsi delle risorse necessarie per la gestione e il bilanciamento del sistema non solo per mezzo dell'apposito mercato – Mercato per i servizi di dispacciamento (MSD), articolato in una fase di programmazione nel giorno precedente a quello di consegna e in una fase di gestione in tempo reale – ma anche attraverso la stipulazione di contratti a termine con gli operatori attraverso procedure trasparenti e non discriminatorie. La possibilità di approvvigionare a termine alcune risorse potrebbe consentire a Terna di gestire meglio il fabbisogno delle varie risorse nell'MSD, garantendo al contempo una stabilizzazione dei relativi costi. La delibera n. 130/07 prevede inoltre che Terna invii una proposta per la definizione delle procedure finalizzate alla conclusione di contratti di durata pluriennale per l'approvvigionamento di nuova capacità produttiva garantita da unità turbogas a ciclo aperto. Tale disposizione intende assicurare al sistema la necessaria riserva di potenza da impianti di punta quali quelli indicati, garantendo un'adeguata remunerazione agli investimenti in questo settore specifico.

Approvvigionamento all'estero delle risorse per il dispacciamento in situazioni eccezionali di criticità

La delibera 17 luglio 2007, n. 184, si colloca nell'ambito delle disposizioni dell'Autorità volte a prevenire possibili criticità

nell'esercizio del sistema elettrico in condizioni eccezionali quali quelle che possono verificarsi in alcune ore di periodi estivi particolarmente torridi o di periodi invernali caratterizzati da temperature estremamente rigide. In tali condizioni può infatti verificarsi, in concomitanza con punte di domanda particolarmente elevate, una scarsità di offerta dovuta anche a distorti meccanismi di mercato, in particolare del gas naturale, che possono spingere gli operatori a esportare energia elettrica anziché destinarla alla copertura del mercato interno, come per esempio durante l'inverno 2005-2006. Con la delibera n. 184/07 l'Autorità ha consentito a Terna, nelle condizioni eccezionali di criticità sopra descritte, di importare energia elettrica in Italia per mezzo di contratti appositamente stipulati con soggetti aventi disponibilità di energia (produttori e *trader*) nei mercati esteri, quale misura estrema per la copertura del carico interno. L'Autorità ha inoltre stabilito che gli eventuali oneri sostenuti da Terna per l'approvvigionamento di tale energia siano da ricomprendere nei costi per il dispacciamento. La delibera prevede l'obbligo da parte di Terna di dare piena informativa all'Autorità e al Ministero per lo sviluppo economico in merito agli eventuali contratti stipulati e ai relativi costi.

Determinazione delle partite di energia di competenza di diversi utenti del sistema

Con la delibera 16 luglio 2007, n. 177, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva per acquisire sufficienti elementi informativi in merito ad alcune anomalie nella determinazione delle partite di energia elettrica di competenza dei diversi utenti del sistema, segnalate da Terna nei primi mesi dell'anno 2007. In particolare Terna, quale responsabile del servizio di aggregazione delle misure, aveva denunciato alcuni valori abnormi di differenza nel bilancio mensile della rete di trasmissione nazionale (RTN) tra le immissioni e i relativi prelievi

attribuiti ai diversi utenti del dispacciamento, valori certo non compatibili con le perdite nelle reti di trasporto. Da una prima indagine condotta da Terna tali anomalie potrebbero essere riconducibili a errori sistematici commessi dalle imprese distributrici nella determinazione dei prelievi dalle proprie reti possibilmente riscontrabili anche negli anni antecedenti al 2007. L'indagine conoscitiva avviata dall'Autorità mira a fare chiarezza sulle cause di tale situazione, che genera notevoli distorsioni al sistema e ne compromette il corretto funzionamento, attraverso l'individuazione delle diverse responsabilità dei soggetti coinvolti e delle possibili violazioni della normativa. A seguito dell'avvio dell'istruttoria Terna ha provveduto, sulla base dell'attività svolta in collaborazione con le imprese distributrici, a correggere i valori delle partite di energia elettrica attribuita ai diversi utenti del dispacciamento, disponendo il conguaglio delle conseguenti posizioni economiche anche per gli anni antecedenti al 2007.

Poiché dall'esame dei dati acquisiti in sede di istruttoria, ai sensi della delibera n. 177/07, è emersa la loro incompletezza e la necessità di procedere a ulteriori analisi e approfondimenti, con la delibera 21 dicembre 2007, n. 336, l'Autorità ha disposto il differimento del termine di chiusura della medesima istruttoria al 30 giugno 2008.

Reintegrazione dei maggiori costi sostenuti dagli operatori per l'alimentazione degli impianti a olio combustibile nel corso dell'emergenza gas

Per fronteggiare la crisi nell'approvvigionamento del gas naturale verificatasi nel periodo compreso tra gennaio e marzo 2006, il Governo ha emanato il decreto legge 25 gennaio 2006, n. 19, poi ratificato dalla legge 8 marzo 2006, n. 108 (*Misure urgenti per garantire l'approvvigionamento di gas naturale*), con l'obiettivo di contenere l'utilizzo di gas nell'alimentazione degli impianti di generazione elettrica.

Più precisamente, con riferimento al periodo compreso tra il 25 gennaio e il 31 marzo 2006, il decreto ha autorizzato la sospensione dell'osservanza dei valori limite per le emissioni degli impianti a olio combustibile ed ha previsto che tali impianti, equiparati alle unità produttive essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, fossero dispacciati in base a un programma di utilizzo definito settimanalmente da Terna e inviato al Ministero delle attività produttive, al Ministero del-

l'ambiente e all'Autorità. Il decreto legge ha inoltre previsto che i maggiori oneri eventualmente derivanti dall'applicazione di tali programmi fossero reintegrati alle imprese di produzione in base a corrispettivi definiti dall'Autorità.

L'Autorità, con delibera 1 agosto 2006, n. 178, ha definito la procedura in base alla quale gli operatori interessati potevano richiedere il reintegro dei maggiori costi, nonché le modalità di calcolo degli importi da riconoscere agli operatori. In particolare, l'art. 5 della delibera n. 178/06, stabilisce che il corrispettivo a copertura dei costi variabili, dovuto agli operatori per ogni ora di funzionamento delle unità produttive interessate nel periodo di emergenza gas, sia pari alla differenza tra i costi variabili sostenuti per generare il quantitativo di energia prodotta da olio combustibile (al netto di quanto sarebbe stato comunque prodotto in assenza dei vincoli in oggetto) e i ricavi da detto quantitativo valorizzati al prezzo sul mercato del giorno prima per l'ora di riferimento. Tale valore deve essere diminuito per un importo pari alla differenza tra i costi variabili che sarebbero comunque stati sostenuti per generare il quantitativo di energia prodotta dal gas in assenza dei vincoli in oggetto, al netto dei costi effettivamente sostenuti per generare energia da gas, e i ricavi da detto quantitativo valorizzati al prezzo sul mercato del giorno prima.

Tra le voci di costo variabile rilevanti per il calcolo descritto sono annoverati, oltre ai costi del combustibile, anche i costi d'acquisto dei crediti di emissione di CO₂, e la tassa sulle emissioni di anidride solforosa e di ossido di azoto. Tra i costi fissi incrementali, sono invece annoverati i costi per il riavvio delle unità di produzione richiamate all'esercizio dalla legge n. 108/06.

La delibera prevede, infine, che l'Autorità, nella persona del Direttore della Direzione mercati, allora Direttore della Direzione energia elettrica, in quanto responsabile del procedimento amministrativo per la quantificazione dei maggiori costi sostenuti, richieda i dati rilevanti agli operatori che si siano candidati al reintegro, e stabilisca con successivi provvedimenti i corrispettivi dovuti in base alla suddetta metodologia a valere sugli oneri generali per la sicurezza del sistema del gas. Facendo seguito a tale delibera, l'Autorità sta procedendo all'analisi delle richieste di ammissione al reintegro di tutti i produttori interessati, e ha finora approvato la corresponsione dei corrispettivi di cui all'art. 1, comma 5, della legge n. 108/06, ai seguenti operatori:

- Enel Produzione Spa, per circa 66 milioni di euro, con la delibera 16 luglio 2007, n. 178;
- Endesa Italia Spa per circa 13 milioni di euro, con la delibera 27 novembre 2007, n. 295;
- Edipower Spa, per circa 23 milioni di euro, con la delibera 27 novembre 2007, n. 296.

In tre occasioni, a partire dal 3 agosto 2005, l'Autorità ha poi segnalato agli organi legislativi e all'esecutivo la necessità di incentivare gli investimenti in infrastrutture di stoccaggio o di rigassificazione al fine di prevenire simili contingenze e di aumentare la concorrenzialità del mercato e la sicurezza del sistema energetico nazionale: come da segnalazione al Parlamento e al Governo del 3 agosto 2005 e del 24 luglio 2007 e da Audizione alla Camera dei deputati del 3 ottobre 2007.

Profilazione dei consumi di energia elettrica

La delibera 31 ottobre 2007, n. 278, il cosiddetto *Testo integrato load profiling*, ha sancito una profonda revisione della disciplina della profilazione convenzionale del carico, introdotta con la delibera 16 ottobre 2003, n. 118, in vigore fino all'1 aprile 2008. Il meccanismo di profilazione riveste un'importanza fondamentale nell'ambito del dispacciamento del sistema elettrico in quanto consente di attribuire, convenzionalmente, agli utenti del sistema un valore di prelievo orario anche per i punti di prelievo non trattati su base oraria. Il valore di prelievo orario è determinato come quota parte del Profilo residuo di area (PRA), cioè della differenza oraria tra la totale energia immessa in un'area di riferimento e l'energia prelevata nella medesima area dai punti di prelievo misurati a livello orario. Il *Testo integrato load profiling* ha consentito di superare alcune criticità del meccanismo del *load profiling* di cui alla delibera n. 118/03, in particolare per quanto concerne la disparità di trattamento tra utenti del mercato vincolato e mercato libero, e l'impossibilità di fornire agli utenti un segnale di prezzo coerente con l'andamento dei propri consumi.

I principali elementi di novità della disciplina del *load profiling* relativi ai clienti in maggior tutela sono:

- il trattamento su base oraria dei clienti con potenza disponibile superiore a 55 kW serviti nell'ambito della maggior tutela; nella disciplina precedente questi clienti erano nella

grande maggioranza soggetti a *load profiling*;

- la rilevazione per fasce orarie dell'energia elettrica prelevata dai clienti con misuratore telegestito e potenza disponibile non superiore a 55 kW; nella disciplina precedente la rilevazione riguardava il totale dei prelievi dei clienti non trattati orari, senza distinzione per fascia oraria;
- la rilevazione al termine di ogni bimestre convenzionale dell'energia elettrica prelevata da ciascun cliente con punto di prelievo trattato per fasce; nella disciplina precedente la rilevazione dell'energia elettrica prelevata dai clienti non trattati orari era annuale;
- il riferimento a bimestri convenzionali per la profilazione dei clienti; il bimestre convenzionale è definito come un periodo di due mesi che inizia il primo giorno di ciascun mese con numerario pari e termina l'ultimo giorno del mese successivo (febbraio-marzo; aprile-maggio; giugno-luglio; agosto-settembre; ottobre-novembre; dicembre-gennaio).

Priorità di dispacciamento per gli impianti di produzione da fonti rinnovabili

A seguito del processo di consultazione avviato con il Documento 5 giugno 2007, n. 23, l'Autorità è intervenuta, con la delibera 18 dicembre 2007, n. 330, per regolare le condizioni per la gestione della priorità di dispacciamento relativa a impianti di produzione da fonti rinnovabili in situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale, con particolare riferimento agli impianti eolici.

Secondo quanto disposto dalla delibera, Terna deve sottoporre all'Autorità e all'Ministro dello sviluppo economico un'integrazione al Codice di rete che specifichi le condizioni di attivazione, totali o parziali, delle disposizioni di cui all'Appendice 6 alla norma CEI 11-32, concernenti le azioni di regolazione e controllo nonché le azioni di modulazione della potenza immessa in rete. Inoltre la delibera ha introdotto il concetto di compensazione economica, a favore dei produttori, per la mancata produzione di energia derivante dal ricorso alle azioni di modulazione da parte del gestore della rete, nonché al fine del calcolo del periodo di rilascio dei certificati verdi conseguenti. La delibera ha specificato che il ricorso alle azioni di modulazione della produzione deve essere adottato unicamente per esigenze di mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale.

Modifiche alla disciplina del dispacciamento economico

La delibera 29 dicembre 2007, n. 350, ha aggiornato la regolazione del dispacciamento di merito economico per l'anno 2008, modificando alcune disposizioni della delibera n. 111/06. Con tale delibera l'Autorità ha confermato la soglia del 3% al di sotto della quale gli sbilanciamenti per unità di consumo vengono valorizzati al prezzo del mercato del giorno prima ed ha prorogato la facoltà di Terna di presentare offerte integrative nel mercato del giorno prima al fine di contenere i costi relativi all'approvvigionamento delle risorse nell'ambito del servizio di dispacciamento.

Le modifiche introdotte prevedono, tra l'altro, l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento a prezzo marginale alle sole unità abilitate. Tale misura tutela in particolar modo le unità di cogenerazione di taglia superiore ai 10 MVA che, in quanto unità rilevanti, si trovavano fortemente penalizzate da eventuali sbilanciamenti che per le loro caratteristiche tecniche sono difficilmente in grado di controllare. Lo sbilanciamento a prezzo marginale viene quindi riservato a partire dal 2008 alle sole unità che partecipano all'MSD.

La delibera n. 350/07 ha infine disposto una modifica nella determinazione dei coefficienti di perdita standard nelle reti di trasporto, introducendo una nuova suddivisione per l'altissima tensione tra i valori di tensione di 220 kV e 380 kV.

Meccanismo incentivante a copertura dei costi riconosciuti a Terna per l'attività di dispacciamento

La delibera 28 dicembre 2007, n. 351, ha aggiornato a valere dall'anno 2008 il corrispettivo DIS indicato all'art. 46 della delibera n. 111/06 come "corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna" e a essa conferito per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento. La delibera n. 351/07 ha stabilito che il corrispettivo venga determinato con metodologia analoga a quella utilizzata per la componente della tariffa di trasporto per il servizio di trasmissione CTR, prevista dal *Testo integrato del trasporto*. La delibera prevede, per il periodo 2008-2010, alcune forme di incentivi e penalità nell'aggiornamento annuale del corrispettivo DIS, da applicare a Terna per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento. In particolare sono stati individuati due ambiti di intervento: la previsione del fabbisogno che quotidianamente Terna pubblica prima della

chiusura del mercato del giorno prima e la previsione della produzione eolica da impianti rilevanti per ciascuna ora del giorno successivo. Nel primo caso l'incentivo, valutato in 3 €/MWh, è riconosciuto a Terna sulla differenza tra un valore obiettivo, che per il 2008 è posto pari all'errore di previsione registrato nell'anno 2006, e l'errore di previsione conseguito. Tale errore è calcolato come la somma dei valori assoluti della differenza oraria della previsione di Terna comunicata al Gestore del mercato elettrico Spa (GME) e l'effettiva immissione complessiva misurata nel sistema in quell'ora. Il meccanismo prevede alcuni obiettivi annuali più stringenti a seconda del miglioramento conseguito da Terna e un tetto massimo annuo pari a 5 milioni di euro. Qualora Terna nei vari anni dovesse invece peggiorare rispetto al valore obiettivo fissato per il 2008 riceverebbe una penalizzazione di 3 €/MWh per ogni MWh di peggioramento, con un tetto massimo di 2,5 milioni di euro.

Un meccanismo analogo è stato introdotto per la valutazione del livello di previsione della produzione degli impianti eolici rilevanti: l'incentivo riconosciuto a Terna è pari a 3 €/MWh ed è applicato alla differenza tra il livello obiettivo e la somma delle differenze orarie tra previsione e produzione effettiva. Il livello obiettivo è fissato per il 2008 pari al 50% dell'energia immessa complessivamente dagli impianti ed è successivamente aggiornato sulla base delle performance di Terna; il tetto massimo di tale incentivo è fissato in 3 milioni di euro. Al contrario, ogni anno in cui Terna dovesse ottenere un errore di previsione superiore al 60% dell'energia complessivamente immessa dagli impianti eolici rilevanti, verrebbe penalizzata per un eguale ammontare (3 €/MWh) con un tetto massimo di 1,5 milioni di euro.

Avvio di procedimento per la definizione del Codice di rete per la distribuzione elettrica

Nella determinazione del Direttore Generale dell'Autorità 21 febbraio 2007, n. 6, con cui è stato approvato il piano operativo annuale per l'anno 2007, l'Autorità richiama l'obiettivo generale di promozione dello sviluppo dei mercati concorrenziali, in coerenza con la disciplina comunitaria, che declina tra l'altro negli obiettivi strategici di:

- sviluppare e armonizzare i mercati dell'energia elettrica e del gas;

- garantire accesso trasparente e non discriminatorio alle infrastrutture regolate.

Con riferimento a entrambi gli obiettivi, ma soprattutto in relazione al secondo punto, l'Autorità ha avviato il procedimento per la definizione del Codice di rete tipo per la distribuzione elettrica con la delibera 22 ottobre 2007, n. 268, finalizzata a formalizzare la disciplina dell'accesso e dell'erogazione del servizio, a garantire parità di condizioni tra gli operatori e a garantire coerenza, laddove possibile, con quanto deciso nell'ambito della delibera 29 luglio 2004, n. 138, e successive integrazioni, riguardanti la definizione dell'analogo strumento contrattuale per la distribuzione gas.

Il Codice di rete tipo nasce per disciplinare i rapporti tra l'esercente (la società di distribuzione), l'utente della rete (la società di vendita), il produttore e il cliente finale, definendo regole uniformi e stabili che l'esercente applicherà a tutti gli operatori di vendita (indipendentemente dall'assetto proprietario), in linea con il quadro regolatorio del settore del gas naturale. Tale uniformazione, indispensabile per abilitare un confronto realmente concorrenziale sul mercato al dettaglio, è candidata anche a consentire la riduzione dei costi di transazione e a ridurre i costi operativi di gestione di attività simili tra i mercati dell'energia elettrica e del gas.

La delibera n. 268/07 chiarisce infine il processo di avvicinamento alla definizione del Codice di rete tipo per la distribuzione elettrica: per arrivare alla formalizzazione del provvedimento in oggetto, l'Autorità potrà richiedere il coinvolgimento degli operatori di distribuzione e delle relative associazioni di categoria, della società Terna, delle associazioni rappresentative dei clienti grossisti, delle imprese e dei consumatori, organizzando gruppi di lavoro *ad hoc*.

Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione

A seguito del procedimento avviato con la delibera n. 40/07, l'Autorità, con la delibera 11 aprile 2007, n. 88, ha introdotto alcune disposizioni in merito al servizio di misura dell'energia prodotta dagli impianti di generazione. Il provvedimento ha definito criteri puntuali per la misura dell'energia elettrica qualora i dati relativi all'energia prodotta siano necessari per l'attuazione di una disposizione normativa e in particolare

siano funzionali all'ottenimento degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Alla luce dell'attuale quadro normativo, le disposizioni previste dalla delibera n. 88/07 si applicano esclusivamente:

- per la misura dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici che percepiscono l'incentivo in "conto energia";
- per la misura dell'energia elettrica prodotta dagli impianti che partecipano al sistema dei certificati verdi.

La delibera n. 88/07 ha attribuito al gestore della rete la responsabilità del servizio di misura dell'energia prodotta dagli impianti con una potenza installata inferiore ai 20 kW. Per questo servizio, il soggetto titolare dell'impianto è tenuto a versare al gestore della rete un corrispettivo definito dall'Autorità. La responsabilità della misura dell'energia prodotta dagli impianti con una potenza installata superiore ai 20 kW è invece attribuita al produttore. Il titolare dell'impianto ha comunque la facoltà di avvalersi del gestore di rete per l'erogazione del servizio, dietro il pagamento di un compenso stabilito dal gestore di rete medesimo.

Disposizioni per la messa in servizio di misuratori elettronici e di sistemi di telegestione

Con la delibera 18 dicembre 2006, n. 292, l'Autorità ha introdotto direttive per l'installazione dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione, definendone i requisiti funzionali minimi per i punti di prelievo in bassa tensione. Con la delibera 26 settembre 2007, n. 235, l'Autorità ha provveduto a definire le modalità per la messa in servizio dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione di cui alla delibera n. 292/06, e ha introdotto alcuni indicatori di prestazione e di grado di utilizzo dei sistemi di telegestione.

In particolare, con la delibera n. 235/07 sono stati rivisti gli obblighi di messa in servizio dei misuratori elettronici monofase e trifase in capo al soggetto responsabile del servizio di misura. Ogni soggetto responsabile del servizio di misura rende disponibili alle funzioni di telegestione e di telelettura i misuratori entro il 30 giugno di ogni anno successivo a quello indicato, nella delibera, per l'installazione, in percentuali eguali. È stato inoltre introdotto l'obbligo di comunicazione all'Autorità del numero totale di punti dotati di misuratori effettivamente attivati.

L'Autorità ha definito alcuni indicatori di prestazione del sistema di telegestione in termini percentuali rispetto al tempo di transazione remota e al numero annuo di misuratori che hanno segnalato almeno una volta irregolarità di funzionamento, e alcuni indicatori del grado di utilizzo dei misuratori elettronici e del sistema di telegestione, in termini di numero di transazioni andate a buon fine o meno, sul numero di misuratori elettronici senza l'utilizzo del sistema di telegestione o sul numero delle transazioni effettuate su sistemi elettromeccanici.

L'Autorità ritiene inoltre opportuno che le prestazioni offerte dai nuovi contatori siano rese disponibili a tutti i consumatori, indipendentemente dalle dimensioni della società di distribuzione dalla quale sono serviti. A supporto dell'iniziativa, è stata prevista l'attivazione di un meccanismo di disincentivo verso ogni eventuale mancata o ritardata sostituzione degli attuali contatori elettromeccanici. L'iniziativa dell'Autorità è finalizzata a dare impulso allo sviluppo della concorrenza nella vendita di energia elettrica al dettaglio.

Allacciamenti – Modalità procedurali ed economiche per la connessione con le reti con obbligo di connessione di terzi

A partire dall'anno 2002, l'Autorità ha avviato un processo di revisione della disciplina delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di connessione con le reti con obbligo di connessione di terzi. La disciplina delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione con le reti elettriche da parte dei soggetti produttori e dei clienti finali è differenziata a seconda della tipologia di rete cui si fa riferimento. La connessione con reti elettriche in media e alta tensione è disciplinata dalla delibera 19 dicembre 2005, n. 281. Per quanto riguarda la connessione con reti elettriche in bassa tensione, il processo di revisione della normativa ha portato, a seguito del procedimento avviato con la delibera n. 40/07, all'adozione della delibera 11 aprile 2007, n. 89. In particolare, tale delibera ha definito le modalità procedurali e le condizioni tecnico-economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale a 1 kV. Il provvedimento n. 89/07 ha introdotto, tra l'altro, un sistema di indennizzi in caso di ritardi nella definizione del preventivo e nella realizzazione della connessione da parte dell'impresa distributrice e una riduzione del 50% dei corrispettivi di con-

nessione per gli impianti alimentati da fonte rinnovabile, in coerenza con quanto già previsto per le connessioni in media e alta tensione con la delibera n. 281/05. La delibera ha infine imposto agli operatori di distribuzione la pubblicazione delle regole tecniche di connessione per gli impianti di produzione connessi con la propria rete.

Successivamente, con il Documento per la consultazione 1 agosto 2007, n. 32, l'Autorità ha sottoposto alla consultazione il *Testo unico delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione con le reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione*. Tale Documento si pone l'obiettivo di disporre di un unico corpo normativo, almeno per quel che riguarda la connessione con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi di impianti per la produzione di energia elettrica, armonizzando le diverse disposizioni vigenti in materia di condizioni procedurali, tecniche ed economiche, apportando anche alcune modifiche al relativo impianto regolatorio sulla base delle criticità emerse. In particolare, l'Autorità si è prefissata di operare un'integrazione delle delibere n. 281/05 e n. 89/07 in termini di procedure e tempistiche per la connessione, di messa a disposizione di spazi e porzioni di cabine di trasformazione, di corrispettivi di connessione e di soluzioni per la connessione.

Inoltre, nel corso del 2007, numerosi operatori e associazioni di settore hanno portato all'attenzione dell'Autorità problemi e difficoltà incontrati in occasione di richieste di connessione con la rete elettrica, sia in termini di ritardi nella messa a disposizione di preventivi, sia nella realizzazione delle connessioni, anche contestando il contenuto delle soluzioni tecniche proposte dai gestori di rete. La maggior parte dei casi segnalati riguarda la connessione con le reti di distribuzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili. Il numero delle segnalazioni ha subito un consistente incremento negli ultimi mesi del 2007, giungendo a livelli tali da far ritenere necessario all'Autorità di avviare un'istruttoria conoscitiva sul servizio di connessione erogato dalle imprese distributrici agli impianti di generazione di energia elettrica, con particolare riguardo agli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Tale avvio è stato disposto con la delibera 22 novembre 2007, n. 290.

Sulla base delle segnalazioni pervenute, l'Autorità ha deciso di focalizzare l'istruttoria conoscitiva su due aspetti:

- i tempi di espletamento degli obblighi posti in capo alle imprese distributrici;

- il contenuto delle soluzioni per la connessione.

Con riferimento alle connessioni in BT, sono state richieste informazioni di dettaglio sul rispetto dei tempi per la consegna del preventivo e per la realizzazione della connessione, nonché sul numero degli indennizzi automatici riconosciuti nei casi di superamento dei termini temporali. Con riferimento alle connessioni in MT e AT, oltre alle richieste relative al rispetto dei tempi per la realizzazione della connessione, sono stati approfonditi alcuni aspetti legati ai contenuti delle soluzioni tecniche per la connessione.

Con la delibera 26 febbraio 2008, n. 8 (VIS), l'Autorità ha chiuso l'istruttoria conoscitiva. Le informazioni acquisite sono provenute da associazioni di settore e da operatori attivi nella produzione di energia elettrica, nonché dalle imprese distributrici. Le associazioni di categoria e gli operatori attivi nella fase di produzione hanno lamentato, documentandoli, comportamenti dilatori, ritardi sistematici e ingiustificati ostruzionismi da parte dei gestori di rete, proposte di soluzioni per la connessione onerose e dimensionate in maniera esorbitante rispetto alla potenza degli impianti da connettere.

In merito ai tempi per la connessione degli impianti di generazione sono stati richiesti e analizzati separatamente quelli relativi alle connessioni in media e alta tensione (disciplinati dalla delibera n. 281/05), da quelli relativi alle connessioni in bassa tensione (disciplinati dalla delibera n. 89/07).

Sulla base del Documento per la consultazione n. 32/07, dell'istruttoria conoscitiva sul servizio di connessione e della legge n. 244/07, che ha integrato le disposizioni di cui al decreto legislativo n. 387/03, in materia di connessioni con le reti elettriche di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, l'Autorità, con il Documento per la consultazione 28 febbraio 2008, n. 5, ha proposto uno schema di *Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione con le reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione*. Esso tratta in maniera congiunta le modalità procedurali e le condizioni tecnico-economiche per la connessione con le reti elettriche degli impianti di produzione di energia elettrica, con una particolare attenzione alla connessione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili e con gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento, scindendo la procedura per la connessione con la rete di distribuzione da quella per la connessione con la RTN.

Regole tecniche per la connessione con le reti con obbligo di connessione con terzi

L'Autorità, con la delibera 29 luglio 2004, n. 136, ha dedicato un procedimento specifico per quanto concerne le regole tecniche per la connessione con le reti di distribuzione.

Nell'ambito di tale procedimento, il Documento per la consultazione del 22 ottobre 2007, n. 41, apre alla possibile modifica "degli obblighi e dei criteri per la realizzazione delle opere di allacciamento alla rete elettrica di distribuzione" contenuti nel titolo I del provvedimento CIP 30 luglio 1986, n. 42, con riferimento ai seguenti temi prioritari:

- massima potenza prelevabile; il provvedimento discute l'opportunità di prevedere appositi meccanismi di limitazione della potenza prelevabile attraverso i misuratori elettronici e la soglia oltre la quale applicare tali meccanismi;
- disponibilità di aree; il provvedimento propone di conservare l'obbligo di fornitura delle aree necessarie per i lavori di connessione con la rete di distribuzione in MT/BT per i clienti che richiedano l'allacciamento, introducendo alcune limitazioni alla remunerazione da corrispondere ai suddetti clienti;
- limiti per la fornitura in bassa tensione; si propone di rendere possibile la richiesta da parte del cliente finale di particolari soluzioni tecniche, qualora ritenute compatibili con la sicurezza della rete, a fronte del pagamento di una remunerazione integrativa. Si sta inoltre valutando la possibilità di elevare il limite di potenza sotto la quale consentire la connessione in bassa tensione;
- collocazione dei punti di misura; si valuta l'opportunità di imporre l'allineamento delle attuali configurazioni impiantistiche al dettato del titolo I, comma 4, del provvedimento CIP n. 42/86, ipotizzando una contribuzione delle imprese di distribuzione ai costi per le opere elettriche ed edili necessarie alla centralizzazione dei misuratori secondo modalità definite dall'Autorità;
- regole tecniche di connessione in bassa tensione; per la determinazione di tali regole, si propone di applicare la medesima metodologia utilizzata nell'ambito della richiamata delibera n. 136/04 e di coinvolgere, di conseguenza il Comitato elettrotecnico italiano (CEI).

In seguito, con l'atto 22 novembre 2007, n. 45, è stato posto in consultazione lo schema di Regole tecniche di connessione (RTC) con le reti in alta e media tensione delle imprese distributrici di energia elettrica, redatto in collaborazione con il CEI. Il Documento riporta la Regola tecnica di riferimento, per la connessione di clienti finali e di soggetti titolari di imprese di produzione, che ciascun operatore di distribuzione potrà scegliere di adottare o di utilizzare quale base per la definizione della propria regola tecnica, richiedendo eventuali deroghe a fronte di esigenze specifiche certificabili.

Con la delibera 20 marzo 2008, n. 33 (ARG/elt), l'Autorità ha infine riconosciuto la norma CEI 0-16 quale Regola tecnica di riferimento per la connessione con le reti di distribuzione di

energia elettrica in alta e media tensione su tutto il territorio nazionale. La norma fornisce le prescrizioni di riferimento per la corretta connessione degli impianti degli utenti (RTC), tenendo conto delle caratteristiche funzionali, elettriche e gestionali della maggior parte delle reti italiane. Le prescrizioni, valide per tutti i distributori, sostituiranno quelle finora adottate autonomamente dalle imprese, al fine di definire un comportamento uniforme, trasparente e non discriminatorio sul territorio nazionale. La data di entrata in vigore della RTC è il 1° settembre 2008. Le imprese distributrici potranno richiedere all'Autorità eventuali deroghe su specifici aspetti puntuali della regola tecnica di riferimento, che di norma avranno valore transitorio e che saranno applicabili solo se approvate dalla stessa Autorità.

Regolamentazione della qualità dei servizi elettrici

Nel corso dell'anno 2007 l'attività di regolamentazione della qualità dei servizi elettrici ha riguardato diverse linee di lavoro: l'introduzione di nuove disposizioni relative alle *interruzioni estese e prolungate*, con cui sono state portate a compimento le consultazioni svolte negli anni 2005 e 2006 e la *revisione complessiva della regolazione della qualità* dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita per il periodo di regolazione 2008-2011, nel quadro del procedimento avviato con la delibera 28 settembre 2006, n. 209. In esito a detto procedimento, dopo la pubblicazione di quattro Documenti per la consultazione, sono stati adottati nel mese di dicembre i provvedimenti finali (delibere 19 dicembre 2007, n. 333, e 27 dicembre 2007, n. 341, riguardanti rispettivamente le attività di distribuzione, misura e vendita e l'attività di trasmissione). Nel corso del 2007 sono continuate le attività correnti di *attuazione della regolazione incentivante della durata delle interruzioni*. Infine, nel corso del 2007 è stata

introdotta, a seguito di duplice consultazione, la regolazione della *qualità dei servizi telefonici commerciali (call center)*, delibera 19 giugno 2007, n. 139) che riguarda l'attività di vendita sia di energia elettrica sia di gas (vedi il Capitolo 4 di questo Volume).

Nuovi standard e rimborsi per le interruzioni prolungate o estese

L'Autorità ha introdotto con la delibera 12 luglio 2007, n. 172, un sistema di standard e rimborsi automatici rivolti ai clienti coinvolti in interruzioni del servizio elettrico particolarmente lunghe ed estese. L'Autorità ha ritenuto opportuno affiancare alla regolazione della continuità per ambito territoriale già in vigore anche una regolazione dei tempi massimi di ripristino del servizio per interruzioni prolungate o estese, attraverso l'introduzione di nuovi standard di qualità soggetti a indennizzi automatici in caso di mancato rispetto

degli stessi. I nuovi standard di qualità sono specificatamente destinati a tutelare quella parte di utenti coinvolti dalle interruzioni prolungate e a stimolare gli esercenti affinché definiscano e attuino tutte le misure che possono ridurre tale tipologia di disservizi.

La direttiva prevede uno standard applicabile a tutte le interruzioni, differenziato in ragione del grado di concentrazione territoriale, come avviene già per tutti gli standard di continuità del servizio. Per i clienti connessi in media tensione sono fissati standard più brevi (Tav. 2.1). Per le interruzioni, con e senza preavviso, che si prolunghino oltre i tempi fissati di ripristino, i clienti dovranno ricevere rimborsi automatici crescenti con l'aumentare della durata del disservizio (Tav. 2.2). Ai fini dell'erogazione dei rimborsi ai clienti nel caso di interruzioni "ordinarie" (per fatti imputabili agli esercenti) che superano gli

standard, le somme saranno corrisposte a titolo di indennizzi automatici veri e propri e come tali posti a carico dell'impresa; nel caso di interruzioni prolungate dovute a situazioni di natura eccezionale (per fatti al di fuori del controllo degli esercenti e come tali non imputabili all'impresa), le somme verranno corrisposte a titolo di risarcimento, e poste a carico di un sistema di natura mutualistica attraverso un Fondo eventi eccezionali. La distinzione tra le tipologie di condizioni avviene attraverso il calcolo di un indice di eccezionalità. Sono previste, per quanto riguarda le responsabilità degli esercenti, esenzioni ai tempi standard di ripristino per motivi legati alle norme di sicurezza sul lavoro. Tali esenzioni non avranno effetto per quanto concerne i rimborsi ai clienti. Il Fondo eventi eccezionali sarà alimentato in parte dai clienti e in parte dalle imprese (sia di distribuzione sia di trasmissione).

TIPO DI INTERRUZIONE	GRADO DI CONCENTRAZIONE TERRITORIALE PER CLIENTI BT E MT	STANDARD PER CLIENTI BT	STANDARD PER CLIENTI MT
Interruzioni senza preavviso	<ul style="list-style-type: none"> Alta concentrazione Media concentrazione Bassa concentrazione 	8 12 16	4 6 8
Interruzioni con preavviso	Tutti i gradi di concentrazione	8	8

TAV. 2.1

Standard per il tempo massimo di ripristino della fornitura

ore

	CLIENTI BT PER USI DOMESTICI	CLIENTI BT E MT PER USI NON DOMESTICI CON POTENZA INFERIORE O UGUALE A 100 kW	CLIENTI BT PER USI NON DOMESTICI CON POTENZA SUPERIORE A 100 kW	CLIENTI MT PER USI NON DOMESTICI CON POTENZA SUPERIORE A 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 €

TAV. 2.2

Rimborsi automatici in caso di mancato rispetto degli standard di qualità per il tempo massimo di ripristino dell'alimentazione

L'Autorità con questo provvedimento ha inoltre corresponsabilizzato Terna nel caso di disalimentazioni che abbiano origine sulla RTN e che contribuiscano, anche solo parzialmente, a interruzioni della fornitura ai clienti finali per durate superiori

agli standard massimi applicabili. Per i grandi *blackout*, la direttiva prevede una procedura speciale, secondo la quale l'Autorità può, sulla base delle stime iniziali disponibili, confermare – o ridurre – l'ammontare unitario (e quindi complessivo)

dei rimborsi. Al termine dell'eventuale istruttoria dell'Autorità, Terna potrà rivalersi sui soggetti produttori o sui distributori di cui venga accertata la responsabilità.

Il provvedimento dell'Autorità pone particolare attenzione anche ai piani di emergenza delle imprese distributrici, che verranno adottati da ciascuna impresa distributtrice in conformità alle *Linee guida* che verranno emesse dal Comitato elettrotecnico italiano (CEI) in modo da massimizzare il coordinamento con le Amministrazioni locali (Comuni, Province, Regioni) e nazionali preposte alla gestione delle emergenze e alla protezione civile.

L'introduzione di standard sulla durata massima delle interruzioni non è una peculiarità italiana: standard analoghi sono stati introdotti in altri paesi europei come Gran Bretagna, Svezia, Norvegia, Francia. Nel Regno Unito, per esempio, sono stati introdotti sin dal 2003 standard e indennizzi che si applli-

cano, con modalità particolari, anche per interruzioni dovute a condizioni meteorologiche di particolare severità. In Francia, i rimborsi ai clienti sono riconosciuti anche in caso di interruzioni che interessano la rete di trasmissione, ma non sono applicabili in caso di condizioni meteorologiche eccezionali. Nei Paesi Bassi, Finlandia e Irlanda sono previsti standard ma sempre per eventi interruttivi non dovuti a condizioni meteorologiche eccezionali, ed escludendo guasti nel sistema di trasmissione o altre reti interconnesse.

Dal confronto con le principali esperienze internazionali emerge quindi che la regolazione introdotta in Italia è tra le più avanzate in Europa, prevedendo rimborsi ai clienti sia in caso di interruzioni che interessano la rete di trasmissione, sia per eventi interruttivi dovuti a condizioni meteorologiche eccezionali (Tav. 2.3).

TAV. 2.3

Standard europei
sulla durata massima
di interruzione
ore

PAESE	TERRITORIO URBANO (GRANDI CITTÀ)	SEMI-URBANO (MEDI COMUNI)	RURALE (PICCOLI COMUNI)
Francia	6 h (MT e BT esclusi eventi eccezionali; rimborso di piccola entità)		
Regno Unito	18 h (MT e BT condizioni normali, esclusa trasmissione)		
Italia	4 h (MT dal 2009) 8 h (BT dal 2009) tutti gli eventi	6 h (MT dal 2009) 12 h (BT dal 2009) tutti gli eventi	8 h (MT dal 2009) 16 h (BT dal 2009) tutti gli eventi
Svezia	12 h (MT e BT esclusi eventi fuori dal controllo del distributore e grandi <i>black out</i>)		
Irlanda	24 h (MT e BT esclusi eventi eccezionali ed eventi sulla rete di trasmissione)		

Fonte: CEER *Task Force on Quality of Supply, 3rd Benchmarking Report*, 2005; aggiornamenti per Spagna e Italia.

La nuova regolazione, che è confluita nelle disposizioni previste per il terzo periodo regolatorio (cfr. i paragrafi successivi), entrerà in vigore con gradualità, coinvolgendo le principali imprese distributrici in una prima fase (decorrenza 1 luglio 2009) e successivamente sarà estesa anche alle imprese distributrici di minore dimensione, anche per tenere conto della la tempistica definita con la delibera 20 giugno 2006, n. 122, per quanto concerne l'individuazione dei clienti BT effettivamente disalimentati.

Revisione della regolazione della qualità dei servizi elettrici per il periodo di regolazione 2008-2011

L'Autorità procede ogni quattro anni alla revisione complessiva della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi. Per i

servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica il prossimo periodo regolatorio corrisponde al quadriennio 2008-2011 (terzo periodo regolatorio). L'esigenza di condurre in parallelo la revisione tariffaria e quella della regolazione della qualità dei servizi è da rinvenire, secondo le indicazioni della legge 14 novembre 1995, n. 481, nella necessità di fornire alle imprese regolate attraverso il meccanismo del *price cap* stimoli adeguati ad assicurare livelli adeguati di qualità del servizio, per evitare che le riduzioni dei costi necessarie a ottenere livelli di efficienza superiori possano essere perseguite a scapito della qualità del servizio fornito.

Il procedimento per la definizione della regolazione della qualità per il nuovo periodo regolatorio 2008-2011 si è svolto in parallelo all'analogo procedimento per le tariffe dei servizi di

trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica avviato con la delibera n. 208/06. Entrambi i procedimenti sono stati inseriti nella sperimentazione triennale dell'AIR avviata con delibera 28 settembre 2005, n. 203 (vedi anche il Capitolo 6 di questo Volume). Rispetto ad altre applicazioni sperimentali dell'AIR, l'applicazione alla regolazione della qualità del servizio ha delle caratteristiche peculiari, che la rendono notevolmente più complessa rispetto ad altre esperienze: nel procedimento sulla qualità del servizio confluiscono diversi servizi elettrici (trasmissione, distribuzione, misura e vendita) e per ciascuno di questi servizi gli aspetti considerati sono numerosi e a volte, tra loro, parzialmente dipendenti.

L'Autorità, per la miglior comprensione delle proposte, ha disposto che l'AIR venisse applicata "agli aspetti più rilevanti". La metodologia AIR ha favorito il dialogo con i soggetti interessati (imprese, consumatori, organismi tecnici ecc.) e ha permesso l'esame di opzioni alternative, proposte dall'Autorità o suggerite dalle parti interessate. In particolare, il procedimento si è articolato in una fase di ricognizione preliminare e in tre fasi di consultazione, corrispondenti all'emanazione di quattro distinti Documenti per la consultazione² e alla raccolta di osservazioni da parte dei soggetti interessati sulle proposte presentate dall'Autorità. Le proposte di regolazione sono state riformulate ogni volta tenendo ampiamente conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati e degli obiettivi, in relazione agli specifici temi di volta in volta trattati; in ogni fase sono state accolte le proposte e le osservazioni che potevano rendere il provvedimento più funzionale agli obiettivi e agli scopi.

Nei primi mesi del 2007 è stata attivata una fase ricognitiva preliminare, che si è svolta attraverso incontri tematici con gli operatori e gli utenti dei servizi, tenuti anche in modo congiunto con il procedimento tariffario n. 208/06. La fase ricognitiva ha incluso l'acquisizione dei dati sulla qualità del ser-

vizio relativi al 2006, che le imprese distributrici hanno fornito all'Autorità entro la scadenza prevista per la comunicazione dei dati il 31 marzo 2007 e sono stati inoltre raccolti ulteriori dati di maggior dettaglio relativi alla consistenza e affidabilità degli impianti di distribuzione.

L'Autorità ha avviato infine un'indagine demoscopica sulla qualità del servizio indirizzata ai clienti domestici e non domestici del servizio elettrico per la rilevazione delle aspettative e della conoscenza degli standard di qualità del servizio (vedi Volume 1, Capitolo 2). L'indagine si è svolta nel corso del 2007 attraverso una fase qualitativa (con *focus group* di clienti domestici e interviste in profondità a clienti non domestici) e una fase quantitativa con interviste a due campioni rappresentativi, formati rispettivamente da 1.000 clienti domestici e 1.500 clienti non domestici. L'*executive summary* contenente i principali risultati della ricerca è stato reso disponibile in appendice alla *Relazione AIR* del provvedimento (vedi Volume 1, Capitolo 2).

Le proposte dell'Autorità per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel periodo di regolazione 2008-2011 sono state elaborate tenendo conto delle esigenze derivanti dall'evoluzione dei processi di liberalizzazione, dei confronti internazionali per quanto riguarda l'affidabilità delle reti di trasmissione e distribuzione, dell'esperienza attuativa della regolazione esistente e, per quanto possibile, della convergenza con il settore del gas.

I principali obiettivi individuati per la distribuzione sono stati:

- migliorare l'affidabilità delle reti di distribuzione MT e BT (obiettivo A);
- aumentare la tutela dei clienti finali che subiscono troppe interruzioni (obiettivo B);
- semplificare e stabilizzare le regole di registrazione delle interruzioni (obiettivo C);

² Sono stati emanati quattro Documenti per la consultazione:

- il Documento diffuso il 4 aprile 2007, concernente *Opzioni per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo di regolazione (2008-2011)*, Atto n. 16/07, conteneva alcune opzioni alternative di regolazione per ciascuno degli aspetti più rilevanti in esame; per ciascuna opzione è stata condotta, attraverso un'analisi multi-criteri, una valutazione qualitativa preliminare e sono state sollecitati ai soggetti interessati osservazioni ed elementi quantitativi per la scelta dell'opzione preferibile;
- il Documento diffuso il 2 agosto 2007, concernente *Proposte per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo di regolazione (2008-2011)*, Atto n. 36/07, conteneva le proposte in merito alle opzioni preferite dall'Autorità a seguito della valutazione delle osservazioni pervenute;
- il Documento diffuso il 26 novembre 2007, recante lo *Schema di provvedimento del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011*, Atto n. 46/07;
- con riferimento al servizio di trasmissione, è stato diffuso il 6 dicembre 2007 un quarto Documento per la consultazione, contenente uno *Schema di provvedimento per la regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011*, Atto n. 53/07.

- rafforzare la tutela dei clienti per gli aspetti di qualità commerciale (obiettivo D);
- ampliare il livello di tutela per i clienti serviti da piccole imprese distributrici (obiettivo E);
- assicurare l'efficacia della regolazione della qualità commerciale in regime di separazione tra imprese distributrici ed esercenti di vendita (obiettivo F);
- estendere al settore elettrico il metodo di verifica dei dati di qualità commerciale già introdotto per il settore gas (obiettivo G);
- promuovere gli investimenti finalizzati a migliorare aspetti di qualità non strettamente ricompresi nel sistema di standard di qualità e relativi incentivi, penalità e indennizzi (obiettivo H);
- favorire il miglioramento dei livelli di qualità della tensione (obiettivo I).

Per i principali tra questi obiettivi sono perciò state formulate ipotesi di regolazione, tramite opzioni alternative che sono state sottoposte a una valutazione qualitativa alla luce dei seguenti criteri:

- efficacia dell'intervento, ovvero la capacità dell'opzione stessa di raggiungere l'obiettivo specifico indicato e quindi di perseguire un beneficio più o meno esteso e più o meno intenso per i clienti finali;
- economicità per gli esercenti, ovvero la minimizzazione dei costi sostenuti dalle imprese esercenti i servizi elettrici interessati per attuare le azioni necessarie a ottemperare l'opzione di regolazione considerata (sommati, ove rilevanti, ai costi sostenuti dal sistema per lo stesso obiettivo; in tal caso si parla di economicità complessiva);
- semplicità amministrativa, ovvero la minimizzazione delle attività di amministrazione, vigilanza e controllo che devono essere eseguite in relazione a ciascuna opzione.

Ciascuno dei criteri indicati è stato valutato su una scala qualitativa a 5 livelli ("alto", "medio-alto", "medio", "medio-basso", "basso"); inoltre, a ogni opzione è stata associata una "valutazione qualitativa complessiva" in cui i diversi criteri sono stati implicitamente ponderati, assegnando pari importanza da una parte ai benefici (efficacia) e dall'altra ai costi (economicità e semplicità).

L'interazione con i soggetti partecipanti alla consultazione ha permesso di adeguare o modificare le opzioni iniziali ai suggerimenti e alle osservazioni emergenti dalla consultazione, affinando progressivamente le proposte; ove possibile, sono state forniti elementi quantitativi in un'ottica di analisi costi/benefici.

Continuità del servizio elettrico di distribuzione

La delibera n. 333/07 prevede molte novità sulla disciplina della continuità del servizio elettrico. Una delle principali novità, rispetto al testo prevedente, è che nel corso del periodo di regolazione 2008-2011 saranno progressivamente soggette alla regolazione incentivante tutte le imprese distributrici, anche quelle di minori dimensioni.

Il confronto internazionale mostra inoltre che l'Italia, nonostante i forti miglioramenti ottenuti in termini di durata delle interruzioni (che hanno permesso al nostro paese di collocarsi, per l'indicatore di durata, nelle primissime posizioni a livello europeo), non ha ancora una posizione di eccellenza per quanto riguarda il numero medio di interruzioni per cliente. Per questo, l'Autorità ha esteso per il terzo periodo di regolazione 2008-2011 il campo della regolazione incentivante per le imprese distributrici.

Nei precedenti periodi regolatori, la regolazione incentivante era limitata alla durata di interruzione. Tale regolazione incentivante è basata sull'individuazione di "livelli tendenziali" di continuità del servizio, differenziati per ambito territoriale, in relazione al livello effettivo misurato all'inizio del periodo di regolazione e "convergenti" verso livelli obiettivi. Ogni anno l'Autorità verifica se tali livelli tendenziali sono stati raggiunti; nel caso siano stati superati, l'impresa di distribuzione riceve un incentivo (proporzionale al miglioramento rispetto al livello tendenziale fissato), mentre se non sono stati raggiunti all'impresa è inflitta una penalità. Tale regolazione ha prodotto notevoli effetti di miglioramento dei "minuti persi" a livello nazionale e regionale (vedi il Capitolo 2 del Volume I).

Con il periodo regolatorio 2008-2011, la regolazione incentivante viene estesa al numero delle interruzioni senza preavviso. Dal 2008, pertanto, i distributori hanno obiettivi di miglioramento non più solo relativamente alla durata di interruzione ma anche al numero delle interruzioni lunghe (durata superiore a 3 minuti) e brevi (durata compresa tra 1 secondo e 3 minuti).

Sono stati confermati senza modifiche i livelli obiettivo per la regolazione della durata già adottati per il secondo periodo di regolazione; sono stati altresì definiti i nuovi livelli obiettivo per l'indicatore relativo al numero, pari a 1 interruzione (lunga o breve) per cliente all'anno in alta concentrazione, 2 in media concentrazione e 4 in bassa concentrazione. Per la determinazione dei livelli tendenziali di continuità per la regolazione incentivante della durata, si applica la regola già in vigore nel secondo periodo di regolazione, aggiornata per tenere conto che sono passati 4 dei 12 anni inizialmente fissati per il raggiungimento dei livelli obiettivo; il "livello di partenza" è dato dal livello effettivo del biennio 2006-2007, precedente al nuovo periodo di regolazione.

Per la regolazione incentivante del numero medio di interruzioni lunghe e brevi, il livello tendenziale del 2008 è fissato pari al livello di partenza. Per gli anni successivi si determinano i livelli tendenziali con una funzione lineare che prevede miglioramenti uguali in valore assoluto fino a raggiungere i livelli obiettivi in tre periodi di regolazione. Limitatamente al periodo di regolazione 2008-2011, è previsto un tetto massimo del 6% al tasso di miglioramento tendenziale annuo richiesto per il numero medio di interruzioni lunghe e brevi per cliente, in modo da evitare obiettivi eccessivamente stringenti. Nel conteggio annuale delle interruzioni, effettuato cliente per cliente per verificare se gli standard sono rispettati o no, non verranno più escluse le interruzioni che si originano sulla rete di trasmissione o sulle reti di altri distributori interconnessi.

Gli incentivi o le penalità vengono calcolati in base alla differenza tra livello tendenziale e livello effettivo, separatamente per ciascuno dei due indicatori di riferimento. Sono stati revisionati i parametri unitari di incentivazione; quindi, rispetto al precedente periodo regolatorio, sono stati ridotti i parametri per gli ambiti che hanno già raggiunto i livelli obiettivo e aumentati quelli per gli ambiti ancora lontani dal livello obiettivo in modo da promuovere il processo di miglioramento e convergenza verso i livelli obiettivo.

L'inclusione delle interruzioni attribuibili a cause esterne resta un'opzione esercitabile dalla singola impresa distributrice, per l'intero periodo di regolazione, con comunicazione all'Autorità entro il 31 marzo 2008. L'opzione vale per la regolazione sia della durata sia del numero. Per le imprese che esercitano tale opzione, i livelli obiettivo sono modificati in aumento, per la regolazione sia della durata sia del numero, e i parametri uni-

tari di incentivo/penalità per la regolazione del numero medio di interruzioni lunghe e brevi sono modificati in aumento, per tenere conto della maggior difficoltà a prevenire l'insorgere di interruzioni attribuibili a cause esterne. Vengono mantenuti i meccanismi di franchigia, applicabili a entrambi i livelli tendenziali (durata e numero). Viene introdotta una nuova funzione per il tetto massimo, semplificata rispetto alla precedente ma adeguata per tenere conto della doppia regolazione (numero e durata) e differenziata tra alta, media e bassa concentrazione.

Rispetto al periodo di regolazione precedente, anche nel periodo 2008-2011 vengono mantenuti inalterati i meccanismi di "diluizione" delle penalità e di parziale cancellazione delle penalità dei primi due anni in caso di raggiungimento dei livelli tendenziali assegnati negli anni successivi; il meccanismo di diluizione delle penalità è applicato separatamente per la regolazione della durata e per la regolazione del numero.

Per quanto riguarda i controlli sui dati di continuità viene mantenuto lo stesso sistema di indici per la valutazione degli esiti dei controlli (precisione, correttezza e sistema di registrazione); per l'Indice di sistema di registrazione (ISR, che esprime l'adeguatezza complessiva del sistema di registrazione) sono state introdotte delle attenuazioni per aspetti di minore importanza, a fronte di un inasprimento della penalizzazione per mancate registrazioni brevi, in quanto queste diventano oggetto di regolazione incentivante nel terzo periodo di regolazione (mentre erano escluse nel secondo periodo). Per la valutazione degli esiti dei controlli sono state mantenute le stesse soglie di tolleranza già utilizzate. In caso di controlli con esiti non conformi, il valore presunto degli indicatori di riferimento si determina con formula analoga per l'indicatore sia di durata sia di numero. Per le imprese distributrici a cui si applica per la prima volta il titolo 4 della parte I del provvedimento, nel caso i cui gli esiti risultino non conformi, verrà valutata l'opportunità di aprire un procedimento sanzionatorio in relazione alla gravità della violazione e di posticipare l'entrata in regolazione.

Con l'obiettivo specifico di ampliare il livello di tutela anche per i clienti serviti da piccole imprese distributrici, dopo alcuni anni in cui le imprese distributrici di minori dimensioni hanno beneficiato di deroghe ed esclusioni parziali (per quanto riguarda la regolazione sia della qualità commerciale sia della continuità del servizio), è stata estesa la regolazione della

qualità del servizio a tutte le imprese distributrici, allo scopo di tutelare i clienti da esse serviti. Per tenere conto dell'allargamento delle disposizioni a tutte le imprese, comprese quelle di minori dimensioni, sono state previste disposizioni speciali (aumentare l'arco della media mobile da due a tre anni, in relazione alla ridotta dimensione dell'ambito territoriale, oppure aggregare, su base volontaria, diversi ambiti "piccoli" di varie imprese distributrici in un unico ambito "congiunto", dello stesso grado di concentrazione, e nominare un'impresa distributtrice "capofila"). Tali proposte sono state sviluppate anche attraverso specifici incontri con le associazioni rappresentative degli esercenti di minori dimensioni, alla ricerca di soluzioni e accorgimenti per evitare effetti di volatilità e per assicurare la verificabilità dei dati di continuità del servizio. In particolare, le imprese con più di 5.000 clienti e meno di 25.000, finora non soggette alla regolazione, saranno soggette alla regolazione a partire dal 2008, a meno che non si avvalgano della facoltà di utilizzare indicatori triennali di continuità del servizio e in tal caso saranno soggette alla regolazione a partire dal 2009. Per le imprese con meno di 5.000 clienti, si distinguono due gruppi: quelle con alimentazione in cabina primaria o alimentazione con almeno 2 punti di consegna da due linee MT diverse e le altre. Per le prime, è previsto l'utilizzo di indicatori triennali e l'avvio della regolazione dal 2010, salvo che si avvalgano della facoltà di utilizzare indicatori quadriennali di continuità del servizio e in tal caso saranno soggette alla regolazione a partire dal 2011. Per le seconde, è previsto un regime di valutazione delle specificità territoriali alla luce della quale sarà valutato caso per caso se queste imprese saranno soggette alla regolazione a partire dal 2012.

Per quanto concerne gli standard individuali di continuità sul numero massimo di interruzioni senza preavviso lunghe, vengono mantenuti per i primi due anni (2008-2009) gli standard applicabili ai clienti MT (non più anche ai clienti AT); dal 2010 tali standard saranno resi più stringenti e il tetto massimo verrà elevato a tre volte lo standard. Pertanto in alta concentrazione gli standard prevederanno al massimo 2 interruzioni per cliente, in media concentrazione al massimo 3 interruzioni per cliente, e in bassa concentrazione al massimo 4 interruzioni per cliente. Il duplice scopo che si prefigge tale regolazione è quello di ridurre le interruzioni e aumentare la percentuale di clienti con impianti adeguati ai criteri di selettività. Inoltre, fin dal 2008, saranno conteggiate ai fini della verifica

degli standard le interruzioni provenienti da reti interconnesse (inclusa la RTN), che erano in precedenza escluse, a meno che gli esercenti di tali reti non comunichino che le interruzioni sono dovute a cause di forza maggiore o a cause esterne (rimangono escluse le interruzioni con preavviso). Vengono mantenuti i meccanismi previsti per favorire lo sviluppo di sistemi di protezione degli impianti di utenza MT selettivi rispetto alle protezioni di rete, in modo da evitare che guasti originati all'interno degli impianti di utenza provochino interruzioni per i clienti circostanti. Questo tipo di regolazione, pur interessando direttamente i soli clienti MT, ha dei benefici anche per i clienti serviti in bassa tensione, in quanto il miglioramento del servizio su un livello superiore di tensione si riflette pure sui livelli inferiori.

Per quanto riguarda la comunicazione annuale ai clienti da parte delle imprese distributrici da effettuarsi entro il 30 giugno è stato aggiunto l'obbligo di comunicazione dei costi aggiuntivi (CTS) a carico del cliente in caso di mancato adeguamento ai requisiti tecnici.

Per le interruzioni con preavviso il termine di preavviso ai clienti per interruzioni dovute all'esecuzione di interventi e manovre programmate, viene elevato a 2 giorni lavorativi di anticipo, salvo i casi di ripristino di situazioni conseguenti a guasti o emergenze per le quali si mantiene il termine vigente di 24 ore di anticipo.

Inoltre sono confluite nel *Testo integrato* le norme in materia di interruzioni prolungate ed estese relative alla delibera n. 172/07 (vedi *supra* il par. "Indennizzi per le interruzioni prolungate o estese") per garantire il coordinamento e l'integrazione dei testi normativi. Non sono state effettuate modifiche, tranne una, conseguente all'integrazione del testo normativo in tema di accorgimenti per evitare doppie penalizzazioni.

Qualità commerciale del servizio elettrico

La delibera n. 333/07 prevede alcune novità di carattere generale sulla disciplina della qualità commerciale che riguardano principalmente le modifiche e le integrazioni introdotte con gli obiettivi di:

- rivedere gli standard di qualità commerciale in relazione al livello di qualità registrato nel secondo periodo di regola-

zione e all'impatto della telegestione (collegato all'obiettivo D precedentemente citato);

- estendere gradualmente la regolazione della qualità commerciale a tutte le aziende, comprese quelle minori, del settore elettrico (obiettivo E);
- adattare le disposizioni della regolazione della qualità commerciale al nuovo assetto di separazione societaria e funzionale previsto dalla normativa vigente (obiettivo F);
- allineare la regolazione della qualità commerciale del settore elettrico all'analogo *Testo integrato per la qualità dei servizi gas*, compresa l'adozione del metodo di verifica per l'effettuazione dei controlli dei dati di qualità commerciale (obiettivo G).

La revisione della disciplina della qualità commerciale dell'attività di vendita è stata rinviata a un apposito processo di consultazione che si svolgerà nel corso del 2008 congiuntamente con il settore gas, che conterrà tra l'altro proposte per la revisione sia della disciplina dei reclami dei clienti finalizzata alla gestione tempestiva e risolutiva degli stessi, sia degli standard per le rettifiche di fatturazione.

Oltre la revisione delle definizioni per renderle coerenti al nuovo assetto di mercato e l'integrazione delle definizioni mancanti le principali novità introdotte riguardano:

- l'introduzione di nuovi standard specifici per verifiche del gruppo di misura e della tensione in luogo dei precedenti standard generali;
- la nuova disciplina degli appuntamenti con estensione a tutti gli appuntamenti della garanzia di puntualità, cioè tutti gli appuntamenti saranno soggetti a indennizzo automatico in caso di mancato rispetto della fascia di 2 ore; l'indennizzo per la mancata puntualità si potrà sommare all'indennizzo per il mancato rispetto dello standard di tempestività se la prestazione viene eseguita in ritardo. In caso di appuntamenti posticipati su richiesta del cliente, il calcolo del tempo tra la data proposta e la data concordata viene sospeso;
- la nuova disciplina degli indennizzi che prevede aumenti legati al tempo effettivo di esecuzione della prestazione (raddoppio dell'indennizzo per esecuzione oltre il tempo doppio dello standard; triplicato oltre il tempo triplo); inoltre è previsto che l'indennizzo dovrà essere ulteriormente

triplicato se non pagato entro 6 mesi con l'obbligo di corrispondere l'indennizzo entro 7 mesi; in questo caso è prevista anche la possibilità di sanzionare i soggetti che non rispettano tali obblighi;

- l'adozione anche per il settore elettrico del metodo di controlli dei dati di qualità commerciale già adottato per il settore gas;
- l'introduzione di nuovi obblighi di tempestività in capo ai venditori per l'inoltro ai distributori delle richieste dei clienti;
- alcune modifiche nella registrazione delle informazioni a carico degli esercenti;
- la revisione degli obblighi di comunicazione ai clienti finali nel quadro della separazione societaria tra distributore e venditore.

Dall'1 gennaio 2008 sono in vigore tutti gli standard inclusi i nuovi standard specifici per le verifiche di tensione e dei gruppi di misura dal momento che gli strumenti necessari per tali verifiche sono di facile reperibilità. In via transitoria, per garantire la gradualità nell'applicazione delle disposizioni, solo per l'anno 2008:

- continuano ad applicarsi, per quanto riguarda il calcolo degli eventuali indennizzi associati a standard specifici, le modalità, definite dal precedente *Testo integrato* (Allegato A alla delibera 30 gennaio 2004, n. 4); pertanto per l'anno 2008 si continua ad applicare la *escalation* prevista in caso di mancata erogazione dell'indennizzo dovuto che prevede il raddoppio dell'ammontare dell'indennizzo dopo 90 giorni dalla data prevista dallo standard e la quintuplicazione dell'ammontare dopo 180 giorni dalla data prevista dallo standard;
- per quanto riguarda gli appuntamenti richiesti dal cliente finale, si applicano le disposizioni del precedente *Testo integrato*; l'eventuale indennizzo automatico per il mancato rispetto della fascia di puntualità (3 ore) è relativo ai soli appuntamenti personalizzati e l'eventuale indennizzo per puntualità sostituisce quello dovuto in caso di mancato rispetto del livello specifico corrispondente alla prestazione richiesta;
- infine, il termine per la trasmissione ai distributori, da parte dei venditori, delle richieste ricevute dai clienti (o,

al contrario, per la trasmissione al cliente, da parte del venditore, di comunicazioni o documentazione ricevute dal distributore) è pari a 3 giorni lavorativi; dal 2009 sarà di 2 giorni.

Qualità del servizio di trasmissione

Il procedimento avviato con la delibera n. 209/06, per la definizione della regolazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica per il nuovo periodo regolatorio 2008-2011, si è concluso con l'adozione della delibera n. 341/07, con cui è stato introdotto un meccanismo di regolazione incentivante basato su alcuni indicatori di qualità del servizio di trasmissione, analogamente a quanto previsto per l'attività di distribuzione. In particolare, per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica gli obiettivi generali del provvedimento erano:

- ridurre le disalimentazioni della RTN;
- prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti;
- allineare la regolazione della qualità tra trasmissione e distribuzione in alta tensione;
- valorizzare i servizi di mitigazione offerti dalle imprese distributrici;
- semplificare e stabilizzare le regole di registrazione delle interruzioni.

Il provvedimento introduce un meccanismo di regolazione incentivante, basato sulla definizione di tre indicatori di qualità del servizio di trasmissione ("Energia non servita di riferimento", "Numero di disalimentazione per utente", "Quota di utenti senza disalimentazioni", rilevati a livello sia dell'intera RTN sia di singola area operativa di Terna), e di un sistema di incentivi e penalità in relazione a livelli obiettivo fissati, per ciascun indicatore, tenendo conto dei livelli di qualità registrati negli ultimi anni. La regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione è basata sull'individuazione di livelli di partenza e livelli obiettivo per gli indicatori "Energia non servita di riferimento" e "Numero di disalimentazione per utente". Ogni anno l'Autorità verifica se i livelli obiettivo sono stati raggiunti; per gli anni 2010 e 2011 Terna ha diritto a un incentivo in caso di livelli effettivi degli indicatori di qualità del servizio migliori dei livelli obiettivo. In caso di mancato rag-

giungimento di tali obiettivi ha l'obbligo di versare una penalità nel conto Qualità dei servizi elettrici gestito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Gli obiettivi di miglioramento per l'indicatore "Energia non servita di riferimento" per gli anni 2008 e 2009 sono pari al livello di partenza; per gli anni 2010 e 2011 l'obiettivo è pari all'obiettivo dell'anno precedente ridotto del 2%. L'indicatore "Energia non servita di riferimento" include anche una parte dell'energia non fornita relativa agli "incidenti rilevanti" attraverso una funzione di limitazione con andamento meno che proporzionale. Il regime di esclusioni è molto limitato e definito in maniera tassativa. La volatilità di questo indicatore è ridotta dall'utilizzo della media triennale dei valori annuali. L'obiettivo di miglioramento per l'indicatore "Numero di disalimentazione per utente RTN" e per ciascuna area operativa (il territorio nazionale è suddiviso in 8 aree operative), a partire dal 2009 e fino al 2011, è pari a 0,18 disalimentazioni per utente. Se in un'area operativa il livello di partenza è superiore, il livello obiettivo viene diminuito ogni anno di una quantità tale da pervenire nel 2019 al livello di 0,18 disalimentazioni per utente in ogni area. Nel caso di superamento dei livelli obiettivo gli incentivi sono aumentati in relazione al miglioramento dell'indicatore legato alla "Quota di utenti RTN senza disalimentazioni". Sono inoltre previsti meccanismi di franchigia e di contenimento del rischio derivanti dall'adozione della regolazione incentivante.

Per quanto riguarda l'obiettivo di riallineare la regolazione della qualità tra trasmissione e distribuzione in alta tensione, è stato esteso a Terna l'obbligo di contribuire, in quota parte proporzionale alle proprie responsabilità, alle penalità e agli indennizzi relativi agli standard individuali di continuità del servizio applicabili ai clienti alimentati in media e bassa tensione, in misura del tutto analoga all'estensione delle responsabilità delle imprese distributrici per le interruzioni, attribuibili a loro responsabilità, con origine sulle reti di distribuzione in alta tensione; inoltre, sono state definite le modalità per il contributo di Terna al Fondo eventi eccezionali. Per quanto riguarda l'obiettivo di valorizzare i servizi di mitigazione offerti dalle imprese distributrici, in primo luogo è stata introdotta una remunerazione di tali servizi, basata sulla rilevazione della differenza tra l'energia non fornita "lorda", valutata come prodotto tra il valore della potenza interrotta e la durata della disalimentazione, e l'energia non fornita "netta", valutata come previsto dal Codice di rete, a parità di carico di riferimento durante la durata di disalimentazione;

in secondo luogo è stato previsto che tale remunerazione 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. Per quanto riguarda l'obiettivo di semplificare e stabilizzare le regole di registrazione delle interruzioni sono state confermate le disposizioni di cui alla delibera 7 novembre 2007, n. 281, con cui sono state apportate alcune modifiche alle regole di registrazione attualmente in vigore e aggiornamenti per tenere conto dell'evoluzione normativa.

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 sperimentale. Per i successivi periodi regolatori l'Autorità cercherà di mantenere il più possibile stabili i meccanismi di incentivazione della qualità, adattandoli alla luce dei risultati di attuazione della regolazione del primo periodo sperimentale.

Con la delibera n. 341/07 si è provveduto ad abrogare alcune disposizioni della delibera 30 dicembre 2004, n. 250, in tema di livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione. Per effetto di tali abrogazioni non sarà mantenuto il sistema dei livelli attesi adottato provvisoriamente in assenza di una regolazione incentivante della qualità.

Attuazione della regolazione incentivante della durata delle interruzioni

L'Autorità come ogni anno ha effettuato verifiche ispettive (vedi il Capitolo 6 di questo Volume) sui dati di continuità del servizio trasmessi dai singoli esercenti interessati dalla regolazione incentivante della durata di interruzione. Il piano delle verifiche ispettive è stato definito con la delibera 2 maggio 2007, n. 103, e ha riguardato 2 esercizi di Enel Distribuzione Spa per un totale di 13 ambiti territoriali (province di Caserta,

Napoli, Padova, Verona, Vicenza) e 3 imprese elettriche soggette alla regolazione della durata delle interruzioni (Acea Roma Spa, Agsm Verona Spa, Set Distribuzione Spa). In seguito ai controlli effettuati per Acea Roma sono state riscontrate alcune non conformità di sistema rilevate dall'ISR che hanno reso necessario aumentare le penalità per i tre ambiti sottoposti a verifica. Per Agsm Verona invece durante il controllo è stato riscontrato un valore negativo per l'Indice di precisione (IP, che stima l'approssimazione complessiva stimata dei dati forniti relativi alle interruzioni senza preavviso lunghe con origine sulle reti di distribuzione in media tensione) che ha reso necessario ridurre gli incentivi previsti per Agsm Verona.

Sulla base dei dati trasmessi all'Autorità dagli esercenti soggetti alla regolazione, e a seguito delle verifiche ispettive su tali dati, l'Autorità ha chiuso il procedimento di verifica del raggiungimento degli obiettivi di continuità per l'anno 2006, con la delibera 22 novembre 2007, n. 288. Sono stati assegnati incentivi per un totale di 165 milioni di euro, a fronte del miglioramento della continuità del servizio del 12% in durata e dell'8% in numero di interruzioni per cliente dal 2005 al 2006 (valori medi nazionali; per i valori regionali e provinciali è possibile consultare i dati di continuità sul sito Internet dell'Autorità). A questi incentivi si affiancano penalità accumulate per l'anno 2006 pari a 9,9 milioni di euro.

Nel corso dell'anno 2007 è stata intensificata l'attività di controllo delle medie-piccole imprese distributrici in merito ai dati di continuità del servizio relativi all'anno 2006. La verifica delle registrazioni delle interruzioni ha rilevato una sostanziale non corretta registrazione per l'Azienda Consorziale Servizi Municipalizzati Spa e per la Società Servizi Valdisotto Spa; è stata quindi avviata un'istruttoria formale nei confronti di tali società per accertare la violazione delle disposizioni previste dal *Testo integrato* con le delibere 17 marzo 2008, n. 31 (VIS) e n. 32 (VIS).