

DESCRIZIONE	2008	2009
Numerosità familiare 1-2 componenti	60 €	58 €
Numerosità familiare 3-4 componenti	78 €	75 €
Numerosità familiare oltre 4 componenti	135 €	130 €

TAV. 2.1

Ammontare della compensazione per i clienti in stato di disagio economico (€/anno per punto di prelievo)

anche per via informatica tramite il sistema SGATE, gli elementi informativi a sua disposizione necessari per la gestione della compensazione.

Il meccanismo di compensazione previsto dalla delibera ARG/elt 117/08 è pienamente operativo dal gennaio 2009 ma il godimento del bonus è stato assicurato retroattivamente a far data dal 1° gennaio 2008.

Gli oneri connessi con l'erogazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica, sono inclusi tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico.

Oneri connessi con le attività nucleari residue (A₂)

In esito a uno specifico processo di consultazione, il 30 luglio 2008, con delibera ARG/elt 103/08, l'Autorità ha introdotto un'innovativa regolazione incentivante finalizzata sia a creare le condizioni per il superamento del più volte denunciato accumularsi di ritardi nello smantellamento delle attività nucleari residue e del combinato aumento dei costi connessi con il prolungarsi delle esigenze di mantenimento in sicurezza delle centrali e degli impianti, sia alla necessità di garantire detta sicurezza con interventi di manutenzione straordinaria.

La nuova disciplina fissata dall'Autorità prevede tra l'altro:

- un riconoscimento di massima a preventivo e definitivo a consuntivo, limitato solo ai costi di investimento (costi a utilità pluriennale) e ai costi esterni per le attività di smantellamento e di chiusura del ciclo del combustibile ("attività commisurate");
- per gli altri costi (c.d. "costi efficientabili"), un riconoscimento determinato sulla base di un valore definito per il 2008, imponendo invece un recupero di produttività obbligatorio (diminuzione forzata dell'importo riconosciuto) per gli anni successivi;

- l'introduzione di un meccanismo di incentivi legato all'avanzamento fisico delle attività di smantellamento e focalizzato sul completamento di attività critiche definite *milestone*.

Sulla base della nuova regolazione introdotta con la delibera ARG/elt 103/08, nel mese di dicembre 2008 l'Autorità ha provveduto alla determinazione a preventivo degli oneri nucleari per l'anno 2009, relativamente ai costi esterni delle attività commisurate e ai costi a utilità pluriennale.

Sempre nel corso del 2008, l'Autorità aveva inoltre provveduto, con riferimento all'anno 2007, al riconoscimento a consuntivo degli oneri conseguenti allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti (delibera 9 maggio 2008, ARG/elt 55/08).

Oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili (A₃)

Nel corso del 2008 l'Autorità ha aggiornato le modalità di determinazione del valore del CEC, di cui al provvedimento CIP6, per l'anno 2008 e seguenti (delibera 21 ottobre 2008, ARG/elt 154/08). Il contenuto di tale delibera conferma la metodologia già prevista dalla delibera 15 novembre 2006, n. 249/06, e si pone l'obiettivo di aggiornare il CEC tenendo conto dell'effettiva struttura dei costi nel mercato del gas naturale.

Con il documento per la consultazione 19 dicembre 2008, DCO 37/08, l'Autorità ha proposto le modalità di definizione del CEC in acconto per l'anno 2009 e seguenti, tenendo conto, anche in fase di acconto, dell'effettiva struttura dei costi nel mercato del gas naturale (per ulteriori approfondimenti vedi il par. "Regolamentazione non tariffaria"). In tal modo è possibile ridurre il disallineamento tra acconti e conguagli e, di conse-

guenza, l'impatto sulla componente tariffaria A_3 in fase di conguaglio.

Inoltre, si evidenzia l'impatto sulla componente tariffaria A_3 dell'obbligo previsto dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in attuazione della legge finanziaria 2008, in capo al Gestore dei servizi elettrici (GSE), di ritirare nel periodo transitorio 2009-2011 i certificati verdi invenduti e riferiti agli anni fino al 2010. Per l'anno 2009, tale disposizione comporta un maggiore costo, sostenuto dal GSE e posto a carico dei clienti finali, pari a circa 600 milioni di euro.

Stranded cost (A_6)

Il pagamento degli oneri relativi al reintegro degli *stranded cost* (quantificati dal decreto ministeriale 6 agosto 2004), per effetto della delibera 15 dicembre 2008, ARG/elt 183/08, si è completato alla fine dell'anno 2008. Con tale delibera l'Autorità ha infatti disposto la liquidazione di tutte le somme ancora dovute.

Le somme erogate, in ogni caso, sono state liquidate in acconto, salvo conguaglio, in attesa dell'espletamento delle verifiche previste dall'art. 2, comma 5, del decreto ministeriale 22 giugno 2005, finalizzate ad accertare che il volume di gas naturale oggetto di rimborso per costi non recuperabili non risulti superiore al volume di gas naturale che la società titolare del contratto di importazione dalla Nigeria ha destinato alla generazione di energia elettrica. In vista di tali verifiche, l'Autorità ha avviato uno specifico procedimento.

Oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio (A_5)

Per la copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio, di cui al decreto interministeriale 28 dicembre 2007, l'Autorità ha istituito la componente tariffaria A_5 (art. 45, comma 2, lettera f), dell'Allegato A alla delibera 29 dicembre 2007, n. 348/07, applicata a tutti i clienti del servizio elettrico (sia domestici sia non domestici) a eccezione delle utenze domestiche ammesse a godere della compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica.

Programma degli adempimenti in materia di unbundling

Con delibera 23 settembre 2008, ARG/com 132/08, l'Autorità, attuando le previsioni contenute nella delibera 18 gennaio 2007, n. 11/07, ha definito le *Linee guida* per la predisposizione del programma di adempimenti in materia di *unbundling*.

Tale programma, pur nel rispetto delle differenze che esistono sotto il profilo dimensionale e organizzativo tra gli esercenti dei settori dell'energia elettrica e del gas soggetti agli obblighi di separazione funzionale, deve essere predisposto dal gestore indipendente e prevedere un contenuto minimo obbligatorio per il raggiungimento delle finalità della separazione funzionale, in particolare per escludere comportamenti discriminatori nella gestione delle attività oggetto di separazione funzionale.

Nelle *Linee guida* definite dalla delibera ARG/com 132/08 sono esplicitati gli obblighi minimi a carico del gestore indipendente per l'effettiva applicazione del programma di adempimenti. In particolare, devono essere previste specifiche disposizioni in relazione alla struttura organizzativa e gestionale del gestore indipendente stesso, ai poteri di quest'ultimo, alle procedure di predisposizione del budget e del piano di sviluppo delle infrastrutture, alle procedure di approvvigionamento di beni e servizi dall'esterno, nonché ai flussi decisionali all'interno dell'impresa e alle misure atte a garantire la separazione fisica delle banche dati contenenti informazioni commercialmente sensibili. Alcune parti della delibera sopracitata sono attualmente oggetto di contenzioso.

Aggiornamento annuale delle tariffe elettriche relative a trasmissione, distribuzione e misura

Con la delibera 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08, l'Autorità ha disposto l'aggiornamento annuale delle tariffe elettriche a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e misura (servizi di trasmissione sulle reti in altissima tensione, distribuzione locale e misura) fissate dalla delibera n. 348/07. Le tariffe relative a tali servizi sono state riviste su base annuale prevedendo:

- la riduzione, in termini reali, della parte di tariffa che remunera i costi operativi, secondo il meccanismo del *price cap*;

- l'adeguamento della restante parte della tariffa, a copertura di ammortamenti e remunerazione del capitale investito, per tener conto dei nuovi investimenti realizzati, a favore della sicurezza, della concorrenza e della qualità dei servizi.

Con la medesima delibera l'Autorità, vista l'eccezionale gravità della congiuntura economica, non preventivabile nel corso del 2007, ha ritenuto opportuno attuare un intervento teso a limitare la rischiosità connessa con possibili forti oscillazioni della domanda di energia elettrica che potrebbero, in circostanze limite, mettere a rischio il piano di investimenti sulla Rete di trasmissione nazionale (RTN).

In tale prospettiva, tenuto conto della necessità di bilanciare

rischi e opportunità in capo a imprese e clienti finali, ha introdotto un meccanismo di garanzia dei ricavi di trasmissione, ad accesso facoltativo, da esercitarsi entro il 31 luglio 2009. Tale meccanismo consente all'impresa di trasporto di condividere con i clienti finali gli effetti sui ricavi dovuti alle oscillazioni della domanda eccedenti la soglia fisiologica dello 0,5%.

Per ragioni di maggior equità nei confronti dei clienti finali, chiamati a condividere parte del rischio volume relativo al servizio di trasmissione, il meccanismo sopracitato deve essere esteso alla rimanente parte del periodo di regolazione così da garantire il riassorbimento degli effetti delle oscillazioni della domanda e dei ricavi di trasmissione tanto in diminuzione quanto in aumento.

Regolamentazione non tariffaria

Analogamente a quanto avvenuto l'anno precedente, nel corso del 2008 l'attività dell'Autorità si è focalizzata sulla semplificazione della regolazione non tariffaria, nell'ottica di garantire un quadro di riferimento chiaro e stabile volto a favorire lo sviluppo di un mercato concorrenziale e il raggiungimento degli obiettivi ambientali individuati dalla normativa primaria.

In materia di importazione, la disciplina per la gestione degli scambi transfrontalieri per l'anno 2009 è stata confermata in analogia a quella fissata nel 2008 e prevede l'assegnazione congiunta della capacità di interconnessione attraverso aste esplicitate.

Relativamente al mercato all'ingrosso è stata riformata la disciplina di monitoraggio con l'adozione del *Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento* (TIMM). Al fine di promuovere investimenti in infrastrutture caratterizzate da costi di investimento particolarmente elevati, l'Autorità ha avanzato proposte in merito a misure regolatorie volte a consentire il conte-

nimento dei costi di transazione, relativi alla negoziazione di contratti di copertura di lungo periodo nel mercato elettrico.

Per quanto riguarda la regolazione del mercato elettrico al dettaglio, nel corso del 2008 l'Autorità ha provveduto, da una parte, ad affinare gli strumenti normativi precedentemente adottati per favorire lo sviluppo di tale mercato, dall'altra, secondo un'ottica incrementale, a definire nuovi interventi di modifica del quadro regolatorio, tesi a garantire una più celere transizione verso il nuovo assetto concorrenziale del mercato. Sono stati emanati quindi provvedimenti volti a: trasferire al cliente finale segnali di prezzo più coerenti con l'andamento dei consumi; introdurre modifiche e integrazioni alla disciplina dello *switching*; definire modalità relative alla sospensione della fornitura nei casi di morosità dei clienti finali o di inadempimento da parte del venditore. Relativamente al servizio di salvaguardia, l'Autorità è intervenuta sia per verificare il rispetto della disciplina vigente da parte delle imprese assegnatarie, sia per migliorare le procedure di assegna-

zione tramite asta per il biennio 2009-2010. Sono inoltre stati emanati diversi provvedimenti per migliorare l'attività di raccolta e analisi dei dati relativi al mercato elettrico al dettaglio, al fine di ottenere un maggior numero di elementi sulla base dei quali valutare l'effettivo impatto della concorrenza nell'attività di vendita.

Nel corso dell'anno sono stati emanati diversi provvedimenti volti all'incentivazione e all'agevolazione della produzione da fonti rinnovabili. Tra questi, di particolare rilevanza sono il nuovo *Testo integrato per la regolamentazione del servizio di scambio sul posto (TISP)* e il provvedimento che ha reso operativo il ritiro dell'energia elettrica ammessa alla tariffa fissa onnicomprensiva. Relativamente agli impianti appartenenti al regime CIP6, oltre all'aggiornamento del CEC, è stato adottato un provvedimento volto al riconoscimento degli oneri derivanti dalla normativa sull'*Emission Trading*.

Sono inoltre state adottate disposizioni in materia di trattamento della misura dell'energia elettrica immessa in rete ai fini del dispacciamento e in merito alla razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore, con la proposta di costituire un'anagrafica unica a livello nazionale per gli impianti di produzione di energia elettrica.

Con l'obiettivo di dare maggiore certezza alle procedure per il servizio di connessione, l'Autorità ha quindi emanato il *Testo integrato per le connessioni attive con la rete degli impianti di*

produzione e la procedura di risoluzione delle controversie insorte tra produttori e gestori di rete per l'individuazione della soluzione di connessione con la rete degli impianti di produzione.

Per quanto riguarda il dispacciamento, sono intervenuti aggiornamenti alla disciplina finalizzati a consentire una migliore gestione del servizio e l'introduzione di un nuovo meccanismo di incentivazione della società Terna per il medesimo servizio. Al fine di definire il Codice delle attività di distribuzione dell'energia elettrica, l'Autorità ha avviato una consultazione pubblica *on line*, per garantire la più ampia partecipazione dei soggetti interessati.

L'attività di regolamentazione della qualità dei servizi elettrici nel corso del 2008 è stata caratterizzata: dall'entrata in vigore del nuovo *Testo integrato per la qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011*; dalla regolazione sperimentale della qualità del servizio di trasmissione; dall'emanazione del *Testo integrato della regolazione della qualità del servizio di vendita (TIQV)* comune a entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas. Sono inoltre continuate le attività correnti di regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni e proseguite le attività in campo internazionale relative alla qualità del servizio elettrico.

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

Import

L'Autorità, con la delibera 12 dicembre 2008, ARG/elt 182/08, ha definito le regole per l'importazione e l'esportazione di

energia elettrica da applicare nel 2009, nel rispetto dei criteri previsti dal decreto del Ministero dello sviluppo economico dell'11 dicembre 2008.

La disciplina per la gestione degli scambi transfrontalieri per

l'anno 2009 è analoga a quella dell'anno precedente e prevede l'assegnazione congiunta, attraverso aste esplicite, della capacità di interconnessione sulle frontiere francese, greca, austriaca, slovena e svizzera. Le aste sono 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 con 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 alcuni 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.

Un elemento di novità nella disciplina degli scambi transfrontalieri riguarda la valorizzazione dei DCT acquisiti alle aste annuali o mensili e poi non utilizzati. Dal 2009 a questi diritti si applica il criterio *use it or get paid for it*, secondo il quale i DCT non utilizzati sono automaticamente venduti dal gestore della rete all'asta giornaliera e il relativo ricavato viene versato ai detentori originali.

Una seconda novità introdotta dalla delibera riguarda i criteri di ripartizione tra gli utenti del dispacciamento dei proventi derivanti dall'assegnazione dei DCT spettanti al gestore di rete italiano. Questa modifica tuttavia diventerà operativa solo a partire dal 2010.

La delibera ha infine confermato la precedente regolazione delle riserve di importazione, assegnando gratuitamente quote di capacità di trasporto annuale per l'importazione di energia elettrica sulla frontiera Italia-Svizzera:

- all'Enel 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 per il reingresso in Italia di una quota del-

l'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Innerferrera, per una quantità non superiore a 60 MW.

Mercato all'ingrosso

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 27 giugno 2008, ARG/elt 87/08, l'Autorità ha presentato il documento per la consultazione 6 agosto 2008, DCO 27/08, con il quale ha espresso i propri orientamenti in merito alle misure regolatorie volte a rimuovere gli ostacoli alla stipula di contratti di copertura dei rischi di mercato su orizzonti ultradecennali.

Lo sviluppo di un mercato primario di questi contratti potrebbe fornire un contributo significativo agli investimenti in capacità di generazione tanto da determinare contemporaneamente: benefici grazie alla riduzione della dipendenza da aree geopolitiche instabili ai fini dell'approvvigionamento delle fonti primarie; diversificazione delle fonti; adeguatezza del sistema elettrico; sviluppo e miglioramento della competitività del sistema economico nazionale; salvaguardia ambientale (per esempio, nucleare, tecnologie avanzate per la produzione elettrica a carbone, alcune fonti rinnovabili).

Non riuscendo il mercato a fornire autonomamente soluzioni per contenere in modo adeguato i costi di transazione relativi alla stipula e all'esecuzione di contratti di copertura ultradecennale, l'Autorità ritiene opportuno predisporre un intervento regolatorio ispirato, per quanto possibile, ai meccanismi adottati dal mercato su orizzonti temporali inferiori e fondati sulla gestione centralizzata della negoziazione e del *clearing*; su un sistema evoluto di garanzie per attenuare i rischi di controparte; sul *cascading* dei contratti.

In tema di garanzie, la proposta dell'Autorità include il deposito di margini, i quali, a causa della scarsa liquidità dei contratti di copertura ultradecennale e della conseguente inaffidabilità delle relative quotazioni di mercato, dovrebbero essere calcolati applicando un'apposita metodologia di valutazione ai contratti medesimi. Inoltre, al fine di agevolare il finanziamento dei suddetti investimenti, riducendo l'ammontare delle garanzie da prestare per coprire anche eventi estremi e altamente improbabili, si potrebbe immaginare di allocare in via residuale una parte del rischio di credito in capo alla generalità dei consumatori.

Sempre con riferimento al mercato all'ingrosso, con la delibera 28 maggio 2008, ARG/elt 68/08, l'Autorità ha fissato il

Valore dell'energia non fornita (VENF) in caso di applicazione del Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (PESSE) e ha rivisto la disciplina delle modalità di intervento di Terna nel Mercato del giorno prima (MGP) in caso di insufficienza di offerta.

La definizione del VENF costituisce un passo rilevante verso il perfezionamento del quadro di regolazione in materia di adeguatezza del sistema elettrico. La fissazione del VENF permette, infatti, di offrire al mercato elettrico un corretto segnale circa il valore dell'energia elettrica e della riserva di potenza quando il sistema elettrico è in condizioni di inadeguatezza, nonché di orientare in maniera efficiente gli investimenti in impianti di produzione e in dotazioni per il risparmio energetico.

Pertanto, la delibera ARG/elt 68/08 prevede la valorizzazione a VENF delle offerte di vendita accettate nel Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), dei margini residui di potenza a salire in esito al medesimo mercato, nonché degli sbilanciamenti effettivi delle unità di produzione e di consumo per le ore e per le zone in cui Terna abbia riscontrato l'inadeguatezza del sistema elettrico; vale a dire per i periodi rilevanti e per le zone in cui si renda necessario procedere al distacco involontario dell'utenza diffusa tramite l'applicazione del PESSE. Onde evitare una duplicazione della remunerazione riconosciuta per la messa a disposizione di capacità produttiva, la delibera ARG/elt 68/08 impone la deduzione degli extra margini, percepiti sull'energia elettrica e/o sui margini residui di potenza a salire remunerati nel mercato elettrico, dai corrispettivi di cui alla delibera 27 marzo 2004, n. 48/04, riconosciuti al medesimo utente per le unità di produzione ammesse alla remunerazione della capacità produttiva.

La delibera ARG/elt 68/08 dispone altresì che Terna, per ciascuna ora e per ciascuna zona, presenti sul MGP un'offerta virtuale di vendita a prezzo pari a VENF e per quantità pari alla domanda nazionale di energia elettrica senza indicazione di prezzo, presentata sul MGP per la medesima ora. Ciò consente la chiusura del MGP anche in caso di insufficienza di offerta e, del resto, non espone Terna ad alcun rischio giacché VENF costituisce – salvo situazioni marginali – il massimo valore cui viene valorizzata l'energia acquistata da Terna nel MSD; pertanto, Terna può ben vendere energia nel MGP a un prezzo pari a VENF con la certezza, qualora l'insufficienza d'offerta non si presenti anche nel MSD, di poterla riacquistare a un prezzo non superiore a quello ottenuto nel MGP.

Con la delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, recante il *Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento* (TIMM), l'Autorità ha riformato la disciplina del monitoraggio del mercato elettrico.

Sulla scorta delle esperienze maturate negli ultimi tre anni e in conformità alle *Linee guida* condivise con il Gestore del mercato elettrico (GME), con Terna e il GSE nei lavori preparatori, il TIMM ridefinisce le modalità di svolgimento da parte di GME, Terna e GSE delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio del mercato elettrico da parte dell'Autorità, prevedendo in particolare quanto segue:

- l'elencazione, in appositi allegati al TIMM, dei dati che GME, Terna e GSE sono tenuti ad acquisire per monitorare il mercato elettrico;
- l'archiviazione e l'organizzazione dei dati di monitoraggio e degli indici di mercato su *Data Warehouse* dedicati al monitoraggio del mercato elettrico e realizzati da GME, Terna e GSE, nonché la condivisione con l'Autorità dei dati e degli indici ivi contenuti tramite la possibilità di interrogare da remoto e in sicurezza i predetti *Data Warehouse*;
- la costituzione presso ciascuna delle tre summenzionate società di un'unità organizzativa di monitoraggio dotata di risorse umane e materiali adeguate all'efficace svolgimento delle attività strumentali al monitoraggio, nonché l'attribuzione a tale unità del ruolo di referente dell'Autorità per l'esercizio della sua funzione di monitoraggio;
- l'elaborazione e la trasmissione all'Autorità, da parte delle unità competenti sul monitoraggio di GME e di Terna, di un rapporto settimanale volto a consentire il tempestivo rilevamento di eventuali anomalie nei mercati di rispettiva competenza;
- la standardizzazione di analisi sofisticate, volte a identificare l'esercizio del potere di mercato unilaterale o collettivo, quali l'analisi di *withholding* fisico ed economico di capacità produttiva di un partecipante al MGP e l'analisi di *what-if* sulle offerte di un partecipante al MGP o al MSD.

Mercato al dettaglio – Servizio di maggior tutela

In base a quanto previsto dall'art. 7 del *Testo integrato della vendita* (TIV), allegato alla delibera 27 giugno 2007, n. 156/07,

l'Autorità ha aggiornato su base trimestrale i corrispettivi del servizio di maggior tutela: per il trimestre gennaio-marzo 2008, con delibera 29 dicembre 2007, n. 352/07; per il trimestre aprile-giugno 2008, con delibera 28 marzo 2008, ARG/elt 37/08; per il trimestre luglio-settembre 2008, con delibera 27 giugno 2008, ARG/elt 85/08; per il trimestre ottobre-dicembre 2008, con delibera 29 settembre 2008, ARG/elt 137/08; per il trimestre gennaio-marzo 2009, con delibera 19 dicembre 2008, ARG/elt 190/08; per il trimestre aprile-giugno 2009, con delibera 30 marzo 2009, ARG/elt 35/09. Per il dettaglio dei valori di aggiornamento si veda il Capitolo 2 del Volume II.

Con la delibera ARG/elt 190/08, l'Autorità inoltre ha apportato modifiche al TIV, per quanto concerne l'articolazione per scaglioni di consumo della componente DISPBT (a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione tra gli esercenti il servizio di maggior tutela e i venditori del mercato libero) applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela, e al *Testo integrato trasporto* (TIT) (delibera n. 348/07), prevedendo la possibilità per gli esercenti la maggior tutela di trattenere il gettito derivante dalla riscossione del corrispettivo PPE (corrispettivo a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela a partire dal 1° gennaio 2008). Tale previsione è stata introdotta in ragione della struttura dell'attivo degli esercenti la maggior tutela, rilevata dall'analisi di dati patrimoniali ed economici ricevuti dagli esercenti la maggior tutela medesimi, con l'intento di mitigare detta struttura.

Nel corso del 2008, l'Autorità è intervenuta per integrare la disciplina del *load profiling* per fasce, già parzialmente modificata nel corso dell'anno precedente; questa disciplina ha come fine quello di favorire una migliore trasmissione al cliente finale del segnale di prezzo relativo al diverso valore dell'energia elettrica nei differenti momenti temporali.

In tale contesto, la delibera 31 ottobre 2007, n. 278/07 (*Testo integrato load profiling* – TILP), aveva, tra l'altro, reso obbligatorio il trattamento dei consumi su base oraria anche per i clienti non domestici in maggior tutela connessi in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW, dotati di misuratore orario o elettronico, a decorrere dal primo giorno del bimestre convenzionale successivo alla messa in servizio

del misuratore. Per consentire agli operatori di adeguarsi alla normativa richiamata, con le delibere 27 marzo 2008, ARG/elt 36/08 e 25 settembre 2008, ARG/elt 135/08, l'Autorità ha deciso di posticipare l'implementazione del trattamento orario per i punti di prelievo in bassa tensione non domestici, inizialmente al 1° ottobre 2008 (per i punti non trattati su base oraria al 31 marzo 2008) e, successivamente, al 1° aprile 2009 (per i punti non trattati orari al 30 settembre 2008).

Con la delibera 9 maggio 2008, ARG/elt 56/08, l'Autorità ha fatto un passo importante, da un lato, nell'offrire la possibilità ai clienti finali del servizio di maggior tutela di avere un segnale di prezzo più coerente con l'andamento dei propri consumi, dall'altro, allineandosi alle condizioni che i medesimi clienti possono trovare nel mercato libero modificando il TIV. Con il suddetto provvedimento si prevede:

- a partire dal 1° gennaio 2009, l'applicazione dei corrispettivi PED¹, differenziati per fasce orarie e a seconda dei mesi dell'anno, a tutti i clienti non domestici serviti in maggior tutela con potenza disponibile superiore a 16,5 kW² e dotati di un misuratore elettronico messo in servizio;
- a partire dal 1° aprile 2009, l'applicazione dei corrispettivi PED differenziati per fasce e per raggruppamenti di mesi dell'anno secondo il seguente schema: mesi di punta (alta stagione) – gennaio, febbraio, giugno, luglio, novembre, dicembre – e mesi fuori punta (bassa stagione) – marzo, aprile, maggio, agosto, settembre, ottobre – a tutti i clienti non domestici serviti in maggior tutela con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW e dotati di un misuratore elettronico messo in servizio;
- a partire dal 1° gennaio 2010, l'applicazione dei corrispettivi PED, differenziati su base bioraria e per raggruppamenti di mesi, a tutti i clienti domestici ancora in maggior tutela, dotati di un misuratore elettronico messo in servizio.

Le date sopra riportate per l'entrata in vigore di quanto previsto in tema di corrispettivi PED differenziati nel tempo sono state individuate al fine, da un lato, di garantire la possibilità al cliente di venire a conoscenza dei cambiamenti in atto e di modificare di conseguenza i propri consumi, dall'altro, di consentire l'adeguamento dei sistemi di fatturazione degli eser-

¹ Costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

² Il limite di potenza disponibile inizialmente previsto era di 15 kW ed è stato posto a 16,5 kW con la delibera 29 settembre 2008, ARG/elt 137/08.

centi la maggior tutela. Fino a tali date, i corrispettivi differenziati per fasce orarie sono applicati solo ai clienti che ne facciano esplicita richiesta all'esercente la maggior tutela.

Infine, con la delibera 14 ottobre 2008, ARG/elt 147/08, l'Autorità ha apportato le necessarie modifiche al TILP che hanno consentito, tra l'altro, l'effettiva applicazione, ai clienti non domestici serviti in maggior tutela con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, dei corrispettivi differenziati per fasce orarie e per mesi a partire dal 1° gennaio 2009.

In seguito alla pubblicazione della delibera ARG/elt 56/08, sono state segnalate, da parte delle associazioni di rappresentanza dei clienti finali, con particolare riferimento alle piccole imprese servite sia nell'ambito del mercato libero sia in quello della maggior tutela, esigenze di gradualità nell'applicazione automatica di corrispettivi differenziati per fasce orarie. Le segnalazioni facevano riferimento soprattutto alla necessità, da parte delle piccole imprese, di beneficiare di strumenti di gradualità nell'applicazione della nuova disciplina che consentissero loro di acquisire maggiore informazione e consapevolezza relativamente alla distribuzione temporale dei propri consumi e all'impatto dei prezzi differenziati per fasce orarie sulla propria spesa elettrica. In considerazione di ciò, il 15 settembre 2008, l'Autorità ha emanato un documento per la consultazione, DCO 29/08, per raccogliere il parere degli operatori in merito alla possibilità di introdurre tali strumenti di gradualità nell'applicazione dei prezzi differenziati per fasce orarie ai clienti finali non domestici connessi in bassa tensione. L'obiettivo della consultazione è stato anche quello di delineare e condividere con i portatori di interesse le modalità di implementazione degli strumenti, tenendo comunque conto della necessità di non creare distorsioni nella scelta, da parte del cliente finale, tra mercato libero e servizio di maggior tutela. Una volta raccolte le osservazioni, l'Autorità si è pronunciata con la delibera 27 novembre 2008, ARG/elt 171/08, con la quale è stato introdotto a partire dal 1° gennaio 2009 un corrispettivo di dispacciamento (GF), di durata transitoria pari a un anno, applicato all'energia elettrica prelevata da tutti i punti di prelievo in bassa tensione (diversi dai punti di illuminazione pubblica) serviti nel mercato libero o in maggior tutela, trattati orari o per fascia ai sensi del TILP, composto da:

- una componente unitaria di segno negativo da applicare ai prelievi di energia elettrica nella fascia oraria F1;

- due componenti unitarie di segno positivo da applicare ai prelievi di energia elettrica nelle fasce orarie F2 ed F3.

Lo strumento di gradualità è stato così costruito per favorire i clienti con consumi relativamente concentrati nelle ore di punta e dunque più toccati dall'entrata in vigore della nuova disciplina.

Mercato al dettaglio - Servizio di salvaguardia

Nel corso dell'anno 2008 si sono susseguite varie tappe importanti nello svolgimento del servizio di salvaguardia, per cui l'Autorità è stata chiamata a numerosi interventi in materia. Anzitutto, il 30 aprile 2008 è terminato il c.d. "periodo transitorio" nel quale il servizio era svolto dalle imprese di distribuzione o da società di vendita a esse collegate. Dal 1° maggio 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta. Nel 2008 si sono svolte due procedure, una, a febbraio, per la selezione degli esercenti la salvaguardia nel primo periodo di esercizio (maggio 2008 - dicembre 2008) e successivamente una seconda asta, a novembre, per la selezione degli esercenti nel biennio successivo (gennaio 2009 - dicembre 2010). Durante il primo periodo di esercizio vi sono state segnalazioni di anomalie nello svolgimento del servizio inviate da alcuni operatori, associazioni di imprese e clienti finali. L'Autorità è intervenuta emanando la delibera 22 luglio 2008, VIS 68/08, con la quale ha avviato un'istruttoria conoscitiva sulla corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici, degli esercenti la salvaguardia transitori e dei nuovi esercenti la salvaguardia, della disciplina relativa allo svolgimento del servizio, anche al fine di verificare l'eventuale adozione di comportamenti distorsivi della concorrenza da parte degli operatori coinvolti. In particolare, l'Autorità si è posta l'obiettivo di raccogliere dati e informazioni utili relativamente ai seguenti aspetti:

- il corretto trasferimento dei dati anagrafici e di consumo da parte degli esercenti la salvaguardia transitori ai nuovi esercenti risultanti dalle procedure concorsuali;
- la corretta gestione delle procedure di *switching* e il rispetto degli obblighi informativi in capo alle imprese distributrici funzionali all'attivazione del servizio di salvaguardia;
- la modalità di fatturazione dei clienti finali serviti in salvaguardia.

Data la mole di informazioni da analizzare e la complessità del processo di estrazione dai database delle imprese dei dati richiesti ai fini dell'analisi, il termine per la conclusione dell'istruttoria, fissato inizialmente al 31 dicembre 2008, è stato posticipato dall'Autorità al 28 febbraio 2009 con la delibera 23 dicembre 2008, VIS 113/08.

Per tenere conto degli esiti del primo periodo di sperimentazione del sistema, con la delibera 11 settembre 2008, ARG/elt 122/08, l'Autorità è intervenuta per modificare parzialmente le procedure della seconda asta e le disposizioni per l'erogazione del servizio di salvaguardia; ciò allo scopo di migliorare il livello di concorrenzialità e per promuovere una più ampia partecipazione da parte degli operatori, rafforzando nel contempo la garanzia per i clienti finali di adeguatezza dei livelli di solidità finanziaria e delle capacità operative dei soggetti esercenti.

Tra gli elementi oggetto di modifiche della procedura d'asta si possono annoverare:

- il numero e la composizione delle aree territoriali, che passano da 6 a 12 (Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria; Lombardia; Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia; Emilia Romagna; Toscana; Umbria e Marche; Sardegna; Campania; Lazio, Abruzzo e Molise; Puglia e Basilicata; Calabria; Sicilia);
- la possibilità di fare offerte su tutte le aree territoriali, ma nel contempo di indicare un numero massimo di aree servibili in caso di aggiudicazione (con specificazione del grado di preferenza).

Tra i provvedimenti volti a fornire una maggiore garanzia di qualità nello svolgimento del servizio si possono annoverare:

- l'introduzione di un limite al numero di aree servibili dal medesimo soggetto, proporzionale al numero di clienti non domestici serviti continuativamente dal medesimo soggetto nell'anno precedente;
- l'aumento delle garanzie finanziarie da prestare ai fini del corretto adempimento degli obblighi degli assegnatari del servizio;
- l'obbligo di prestare, oltre alla predetta garanzia, un'adeguata garanzia finanziaria anche alle imprese di distribuzione che operano sul territorio in cui l'esercente è risultato assegnatario;
- l'integrazione del set di informazioni che l'esercente uscente è tenuto a fornire all'esercente entrante, con l'in-

dirizzo di esazione dei clienti finali serviti in salvaguardia;

- l'obbligo di comunicazione, da parte dell'impresa distributrice al nuovo esercente la salvaguardia, dell'avvenuto passaggio dei punti di prelievo acquisiti nel suo punto di dispacciamento.

A seguito di comunicazioni e segnalazioni pervenute da soggetti coinvolti nella fornitura del servizio di salvaguardia e allo scopo di garantire la continuità e la stabilità della fornitura, l'Autorità, con la delibera 1 ottobre 2008, ARG/elt 143/08, è intervenuta per disciplinare i casi in cui la risoluzione di un contratto di trasporto stipulato da un'impresa distributrice e da un esercente la salvaguardia determini una situazione in cui i punti di prelievo contenuti nel medesimo contratto, serviti dall'esercente la salvaguardia nell'ambito del servizio medesimo nonché serviti dallo stesso soggetto in qualità di venditore del mercato libero, non risultino più inseriti in alcun contratto di trasporto e quindi siano privi di fornitore. L'Autorità ha stabilito che, in conseguenza della risoluzione di un contratto di trasporto, l'impresa distributrice sia tenuta a effettuare una verifica per controllare che i punti di prelievo che dovrebbero essere serviti dall'esercente la salvaguardia non siano inseriti in alcun contratto di trasporto, comunicando gli esiti della verifica all'Autorità. Se la verifica ha esito positivo, a partire dalla data di efficacia della risoluzione del contratto di trasporto con l'esercente la salvaguardia, la società di distribuzione deve inoltre provvedere a:

- attivare il servizio di maggior tutela per i punti di prelievo aventi diritto localizzati nelle aree in cui l'esercente la salvaguardia è assegnatario del servizio;
- inserire in un punto di dispacciamento dell'Acquirente Unico creato *ad hoc* i punti di prelievo diversi da quelli di cui al precedente alinea localizzati nelle aree in cui l'esercente la salvaguardia è assegnatario del servizio;
- attivare il servizio di salvaguardia o il servizio di maggior tutela per i punti di prelievo localizzati in aree diverse da quelle in cui l'esercente la salvaguardia è assegnatario del servizio.

Sono stati rimandati a un successivo provvedimento la definizione dei corrispettivi che l'esercente la maggior tutela applica ai clienti finali precedentemente forniti in salvaguardia, le modalità e i tempi di fatturazione dell'energia elettrica a tali

clienti, nonché le modalità di comunicazione al cliente finale delle informazioni relative alla fornitura del servizio.

L'Autorità con la delibera 15 ottobre 2008, ARG/elt 149/08, ha accolto le richieste di Enel (per conto di Enel Distribuzione) di proroga straordinaria dei termini temporali previsti dalla delibera ARG/elt 143/08 per lo svolgimento degli obblighi di verifica, trasferimento e comunicazione posti in capo alla società di distribuzione in caso di risoluzione di un contratto di trasporto con l'esercente la salvaguardia, nonché, limitatamente al mese di ottobre 2008, dei termini per le comunicazioni previsti dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111/06, e dal TIV. La proroga è stata concessa in seguito a una segnalazione con cui Enel dichiarava la risoluzione del contratto di trasporto nei confronti della società Exergia, assegnataria del servizio di salvaguardia per il 2008 in 3 aree territoriali (Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria; Lombardia e Trentino Alto Adige; Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna) ma comunicava altresì la possibilità di revoca della risoluzione in atto alla luce delle trattative in corso con la società di vendita.

La delibera 14 ottobre 2008, ARG/elt 146/08, ha provveduto a integrare lo schema di Regolamento predisposto dall'Acquirente Unico disciplinante le procedure concorsuali per l'individuazione degli esercenti la salvaguardia nel periodo 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2010, modificando contestualmente la delibera 21 dicembre 2007, n. 337/07, e il TIV. In particolare, l'Autorità ha stabilito che le imprese distributrici sono tenute a determinare e a comunicare entro il 4 novembre di ogni anno, con riferimento a ciascuna area territoriale o a ciascun ambito di competenza se inferiore, l'ammontare delle garanzie relative al contratto di trasporto che l'esercente la salvaguardia è tenuto a versare per poter svolgere il servizio, sulla base della migliore stima dei clienti serviti in salvaguardia in ciascuna area territoriale o ambito di competenza. La delibera stabilisce che l'Acquirente Unico pubblichi sul proprio sito Internet tali informazioni, aggregate per area territoriale e per impresa distributtrice, prima della presentazione delle offerte da parte dei partecipanti alle procedure concorsuali. Il Regolamento delle procedure concorsuali è stato pubblicato sul sito dell'Acquirente Unico in data 22 ottobre 2008.

L'esito della procedura d'asta per l'assegnazione del servizio di salvaguardia per il periodo 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2010 è il seguente:

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

Monitoraggio del mercato al dettaglio

Nel corso del 2008, l'Autorità è intervenuta con diversi provvedimenti per migliorare la sua attività di raccolta e di analisi dei dati relativi al mercato elettrico al dettaglio, al fine di ottenere un maggior numero di elementi sulla base dei quali valutare l'effettivo impatto della concorrenza nel segmento della vendita. Per raggiungere questo obiettivo sono stati posti in capo agli esercenti la maggior tutela, la salvaguardia e la vendita nel mercato libero stringenti obblighi di comunicazione di dati relativi al rispettivo mercato di riferimento.

Con la delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 113/08, l'Autorità ha parzialmente modificato la disciplina relativa agli obblighi di comunicazione posti in capo agli esercenti il servizio di maggior tutela e il servizio di salvaguardia, integrando quanto previsto nel TIV e nella delibera n. 337/07, con l'obiettivo di migliorare la propria attività di monitoraggio soprattutto per quanto concerne i flussi di uscita dal mercato tutelato verso il mercato libero. In particolare, è stata posticipata all'ultimo giorno lavorativo di ciascun mese la data entro cui deve essere effettuata la comunicazione obbligatoria, da parte degli esercenti la maggior tutela, del numero di punti di prelievo che in quel mese vengono serviti o che cessano di essere serviti nei rispettivi ambiti. Il termine è stato posticipato sia per consentire agli operatori di fornire dati maggiormente consolidati, sia per rendere uniformi le scadenze dell'invio dei dati della maggior tutela e della salvaguardia. Gli esercenti la maggior tutela sono dunque tenuti a inviare mensilmente i dati di *switch* del mese successivo e le rettifiche dei dati già forniti relativamente al mese in corso e al mese precedente. I dati raccolti riguardano il numero dei punti di prelievo serviti in maggior tutela, con specificazione del numero dei punti passati al mercato libero, di quelli passati al mercato libero con società collegata, dei passaggi in salvaguardia, dei rientri dal

mercato libero, nonché delle attivazioni e disattivazioni di punti di prelievo. Gli esercenti la salvaguardia, invece, oltre agli obblighi già precedentemente stabiliti, sono tenuti a pubblicare sul proprio sito Internet i corrispettivi unitari a copertura dei costi per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica, distinti per ciascuna tipologia contrattuale e per ciascuna regione, con riferimento a tutto il periodo in cui viene erogato il servizio.

La delibera 20 novembre 2008, ARG/elt 167/08, ha imposto agli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti finali nuovi obblighi informativi nei confronti dell'Autorità, anche al fine di assicurare la massima trasparenza sia dei prezzi praticati nel settore, sia della loro dinamica. In particolare, gli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica sono tenuti, entro 45 giorni dal termine di ogni trimestre, a comunicare all'Autorità i dati relativi ai prezzi medi mensili dell'energia elettrica sul mercato finale (e alle principali variabili a essi correlate), disaggregati in base alle seguenti caratteristiche:

- mercato di riferimento (mercato libero, servizio di maggior tutela, servizio di salvaguardia);
- tipologia di clienti serviti (domestici e non domestici, declinati in diverse classi di consumo);
- livello di tensione (BT, MT, AT e AAT);
- componenti di prezzo (costi di approvvigionamento, costi di rete e di misura, oneri generali di sistema, imposte).

Sulla base delle informazioni raccolte con la delibera ARG/elt 113/08, l'Autorità ha deciso, con delibera 23 dicembre 2008, ARG/com 202/08, di pubblicare entro il mese di gennaio 2009, attraverso il proprio sito Internet, dati di sintesi dell'evoluzione concorrenziale nei mercati liberalizzati della vendita di energia elettrica e di gas, con particolare riguardo all'uscita dai regimi di tutela e ai cambi di fornitore da parte dei clienti finali. Con la medesima delibera è stato stabilito che tali dati siano aggiornati con cadenza trimestrale qualora si verificassero variazioni significative, e che lo schema di sintesi venga successivamente modificato per ricomprendere anche informazioni relative ai prezzi medi applicati ai clienti finali.

Mercato al dettaglio – Mercato libero

Con le delibere, n. 352/07, ARG/elt 37/08, ARG/elt 85/08, 29 settembre 2008, ARG/elt 139/07, e 19 dicembre 2008, ARG/elt

194/08, l'Autorità ha aggiornato, rispettivamente, per il primo, secondo, terzo e quarto trimestre 2008 e per il primo trimestre 2009, i valori della spesa annua, differenziata per livelli di consumo e di potenza prestabiliti, derivante dall'applicazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela ai clienti finali domestici e non domestici. I venditori del mercato libero utilizzano questi valori per la compilazione della scheda riepilogativa che inviano, in base a quanto previsto nel Codice di condotta commerciale, ai clienti finali connessi in bassa tensione prima della conclusione del contratto (o entro 10 giorni dalla conclusione, se questa è avvenuta mediante tecniche di comunicazione a distanza) e che ha lo scopo di facilitare il confronto tra i corrispettivi previsti dall'offerta del mercato libero e le condizioni economiche della maggior tutela (vedi Capitolo 4).

Regolazione delle procedure di switching dei clienti finali

L'Autorità è intervenuta, con la delibera 27 novembre 2008, ARG/elt 170/08, per modificare in via straordinaria le tempistiche relative alle procedure di cambio del fornitore dei clienti finali regolate dalla delibera 28 marzo 2008, ARG/elt 42/08, limitatamente agli *switching* aventi decorrenza 1° gennaio 2009, riferiti a clienti finali diversi da quelli connessi in bassa tensione e da quelli serviti nell'ambito del regime di salvaguardia. La decisione dell'Autorità è scaturita dall'esigenza, manifestata da alcuni soggetti, di prorogare i termini previsti dalla delibera ARG/elt 42/08, al fine di prolungare le azioni commerciali relative alla conclusione di contratti di fornitura con riferimento ai clienti finali di grandi dimensioni, così da consentire a tali clienti di ottenere condizioni di offerta più vantaggiose in considerazione della particolare congiuntura macroeconomica. Tenuto conto dell'esperienza maturata nel primo anno e mezzo di liberalizzazione del mercato al dettaglio e allo scopo di ottimizzare le modalità di interrelazione dei soggetti coinvolti nel processo di cambio del fornitore, l'Autorità ha ritenuto necessario apportare alcune modifiche e integrazioni alla disciplina dello *switching*, emanando la delibera 10 dicembre 2008, ARG/elt 174/08.

Le modifiche fanno riferimento ai seguenti aspetti:

- il termine ultimo per la presentazione della richiesta di *switching* nel caso in cui il venditore entrante voglia avvalersi della facoltà di revoca della richiesta se il punto risulta sospeso per morosità del cliente finale;

- i dati identificativi del punto di prelievo contenuti nella richiesta di *switching*, in caso di indisponibilità del POD (*Point of Delivery*);
- le informazioni da includere nella comunicazione dell'utente del dispacciamento uscente all'impresa distributrice, relativa alla risoluzione di un contratto di vendita;
- l'obbligo di comunicazione, con le relative tempistiche dell'impresa distributrice, all'esercente la salvaguardia relativamente all'attivazione del servizio per i punti di prelievo che perdono o mancano dei requisiti per l'inclusione nel servizio di maggior tutela;
- i contenuti minimi, le tempistiche e le modalità di trasmissione, da parte dell'impresa distributrice al nuovo utente del dispacciamento, dei dati e delle comunicazioni funzionali all'esecuzione dello *switching* e all'inizio della fornitura a esso conseguente.

Morosità dei clienti finali o inadempimento da parte del venditore

Nel corso del 2008, l'Autorità ha provveduto a modificare e integrare la delibera 25 gennaio 2008, ARG/elt 4/08, che regola il servizio di dispacciamento e di trasporto dell'energia elettrica nei casi di morosità dei clienti finali o di inadempimento da parte del venditore. Con la delibera 18 dicembre 2008, ARG/elt 186/08, sono state infatti riviste le disposizioni transitorie in materia di sospensione della fornitura per i punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio, con particolare riferimento sia ai criteri di determinazione della capacità mensile di sospensione della fornitura attribuita a ciascun distributore, sia agli obblighi informativi nei confronti dell'Autorità. La medesima delibera ha modificato anche gli obblighi di comunicazione che l'impresa distributrice ha nei confronti dell'esercente la vendita, stabilendo:

- la soppressione dell'obbligo di comunicazione dell'elenco dei punti di prelievo per i quali è stata richiesta la sospensione della fornitura per morosità;
- l'introduzione dell'obbligo mensile di comunicazione dell'elenco dei punti di prelievo associati a clienti finali non disalimentabili, in vigore fino al 31 maggio 2009;
- la ridefinizione degli obblighi informativi, a carico delle imprese distributrici, relativi alle richieste mensili di sospensione per morosità.

La delibera ARG/elt 186/08 ha anche provveduto a definire, coerentemente alle disposizioni contenute nella delibera ARG/elt 117/08 (relativa alla definizione delle modalità applicative del regime di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica sostenuta dai clienti domestici disagiati), le caratteristiche che i clienti finali devono avere per essere compresi nella categoria dei non disalimentabili.

Rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita – Ritiro dedicato

Con la delibera 21 aprile 2008, ARG/elt 48/08, l'Autorità è intervenuta sulla remunerazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili programmabili fino a 10 MVA e a fonti rinnovabili non programmabili di qualsiasi potenza, come definite dall'art. 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Infatti, a seguito dell'appello presentato dalla stessa Autorità e accolto dal Consiglio di Stato, è stato annullato l'art. 11, comma 5, del decreto ministeriale 24 ottobre 2005, che definiva le modalità di remunerazione dell'energia sulla base dei prezzi di cui all'art. 30, comma 30.1, lettere a), b) e c), del *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi*, allegato alla delibera dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 e sue successive modifiche e integrazioni. Si rammenta che, nella sua versione originale, la delibera 23 febbraio 2005, n. 34/05, prevedeva che il gestore di rete al quale l'impianto è collegato ritirasse l'energia elettrica, di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03, riconoscendo ai produttori un prezzo pari a quello di cessione dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato, definito dall'art. 30, comma 30.1, lettera a), del *Testo integrato*. L'art. 11, comma 5, del decreto ministeriale 24 ottobre 2005 era intervenuto imponendo all'Autorità che il parametro di remunerazione dell'energia elettrica riconosciuta al produttore che cede l'energia elettrica ai sensi dell'art. 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03, fosse invece il prezzo definito all'art. 30, comma 30.1, lettere a), b) e c), del *Testo integrato*. L'Autorità, ritenendo illegittimo il suddetto vincolo, aveva presentato ricorso innanzi al TAR Lazio avverso l'art. 11, comma 5, del decreto ministeriale 24 ottobre 2005. Il

TAR Lazio, con la sentenza n. 3017/2006, ha respinto il ricorso. Conseguentemente, l'Autorità, con la delibera 27 dicembre 2006, n. 318/06, ha conformato transitoriamente le condizioni economiche del ritiro dedicato ai dettami del decreto ministeriale 24 ottobre 2005, precisando che l'aggiornamento stabilito con la delibera n. 318/06 era disposto in via provvisoria e salvo conguaglio in esito all'appello che la medesima Autorità avrebbe proposto dinanzi al Consiglio di Stato avverso la sentenza del TAR Lazio n. 3017/2006.

Con sentenza n. 44/2008, il Consiglio di Stato ha accolto il ricorso in appello dell'Autorità e ha definitivamente annullato l'art. 11, comma 5, del decreto ministeriale 24 ottobre 2005.

A seguito dell'annullamento del suddetto articolo, l'Autorità ha riportato il prezzo del ritiro dedicato ai valori originariamente previsti e ha indicato altresì le modalità e le tempistiche con cui i produttori potevano richiedere al gestore di rete di modificare, per l'anno 2007, la scelta tra prezzo differenziato per fascia oraria o prezzo unico.

L'Autorità ha inoltre definito le tempistiche con le quali il gestore di rete deve effettuare il conguaglio per l'anno 2007 (entro il 30 giugno 2008) in riferimento all'energia ceduta ai sensi della delibera n. 34/05, facendo riferimento al prezzo indicato dal produttore.

I produttori che hanno ceduto energia ai sensi della delibera n. 34/05 hanno inoltre facoltà di richiedere al gestore di rete la possibilità di rateizzare il conguaglio, secondo le modalità definite dall'Acquirente Unico.

Con la delibera 4 agosto 2008, ARG/elt 107/08, l'Autorità è intervenuta su un aspetto di dettaglio in materia di ritiro dedicato, relativo alle modalità di regolazione dei corrispettivi di trasporto dell'energia elettrica previsti dal TIT.

In base alla delibera ARG/elt 107/08 il GSE regola, da un lato, con Terna il corrispettivo per il servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica per i produttori di energia elettrica previsti dell'art. 16.1 del TIT, dall'altro, con le imprese distributrici i corrispettivi per il servizio di trasmissione previsti dall'art. 13 del TIT.

Con la modifica introdotta dalla delibera ARG/elt 107/08 è stato eliminato un aggravio procedurale e amministrativo tra le imprese distributrici e Terna e tra Terna e il GSE.

Con la delibera 4 agosto 2008, ARG/elt 109/08, l'Autorità ha aggiornato i prezzi minimi garantiti per l'energia elettrica prodotta, nel 2008, da impianti idroelettrici di taglia fino a 1 MW.

I nuovi corrispettivi pagati ai produttori assumono valori tali da sostenere la quota di energia elettrica assicurata dalle fonti rinnovabili idroelettriche di piccola taglia. A questo scopo, rispetto a quanto previsto in passato, per dare una corretta remunerazione anche all'energia elettrica prodotta da impianti di piccolissima taglia, è stata prevista l'introduzione di un nuovo scaglione di prezzo per la produzione fino a 250.000 kWh/anno.

Nel dettaglio, i prezzi minimi riconosciuti dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato per il 2008 sono pari a:

- fino a 250.000 kWh annui, 136 €/MWh;
- oltre 250.000 kWh fino a 500.000 kWh annui, 104 €/MWh;
- oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 84 €/MWh;
- oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 78 €/MWh.

Scambio sul posto

Con la delibera 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08, l'Autorità ha pubblicato il nuovo *Testo integrato per la regolamentazione del servizio di scambio sul posto* (TISP).

Il servizio di scambio sul posto è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare, in termini economici, il valore dell'energia elettrica prelevata e consumata in rete in un certo momento con quella prodotta e immessa in rete in un momento differente da quello in cui si verifica il prelievo.

Possono avvalersi dello scambio sul posto gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW e gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza non superiore a 20 kW. Inoltre, con la delibera 8 gennaio 2009, ARG/elt 1/09, l'Autorità, in attuazione dell'art. 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 (legge finanziaria 2008), e dell'art. 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, ha reso operativo lo scambio sul posto anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio di scambio sul posto è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica.

A differenza del precedente meccanismo, regolamentato dalla delibera 10 febbraio 2006, n. 28/06 (in vigore fino al 31

dicembre 2008), il nuovo servizio di scambio sul posto viene erogato dal GSE, con cui l'utente dello scambio conclude il contratto di scambio sul posto. Tale contratto sostituisce tutti gli adempimenti relativi all'immissione in rete dell'energia elettrica, ma non quelli relativi all'acquisto dell'energia prelevata.

La nuova modalità di valorizzazione dell'energia prodotta, alternativa alla vendita, consente la compensazione tra il valore associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete (al netto dell'autoconsumo) e il valore associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

Il GSE, nell'ambito della convenzione per lo scambio sul posto, eroga all'utente (dello scambio) un contributo finalizzato:

- alla compensazione economica tra il valore associato all'energia elettrica immessa in rete e il valore associato all'energia elettrica prelevata. Nel caso in cui il valore dell'energia elettrica immessa sia superiore a quello dell'energia elettrica prelevata, tale maggior valore viene riportato a credito negli anni solari successivi senza scadenza;
- alla restituzione, per una quantità di energia elettrica prelevata il più pari possibile a quella immessa ("energia scambiata"), della parte variabile, espressa in €/kWh, dei corrispettivi relativi all'utilizzo della rete (trasporto e dispacciamento) e degli oneri generali di sistema (solo nel caso di fonti rinnovabili).

Mentre la compensazione economica di cui al primo alinea deriva dalla valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete, la restituzione dei corrispettivi tariffari di cui al secondo alinea rappresenta il vero e proprio incentivo intrinseco nello scambio sul posto. È come se l'energia elettrica immessa in rete e successivamente riprelevata fosse stata prodotta e autoconsumata istantaneamente senza utilizzare la rete (mentre nella realtà la rete è stata utilizzata).

Il nuovo servizio di scambio sul posto è operativo dal 1° gennaio 2009, data a partire dalla quale la delibera n. 28/06 è abrogata. I gestori contraenti del servizio di scambio sul posto ai sensi della delibera n. 28/06 sono stati chiamati a dare tempestiva comunicazione ai richiedenti del venir meno del rapporto contrattuale preesistente e della possibilità di sostituirlo con un nuovo rapporto contrattuale da siglare con il GSE.

Le disposizioni legislative relative allo scambio sul posto per la cogenerazione ad alto rendimento, a differenza delle corrispondenti disposizioni relative alle fonti rinnovabili, non impediscono la vendita dell'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto ai propri consumi.

Tariffa fissa onnicomprensiva

Con la delibera ARG/elt 1/09, l'Autorità, in attuazione dell'art. 2, commi 150 e 153, della legge n. 244/07 e dell'art. 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, è intervenuta in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, disciplinando le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica ammessa al ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva ed estendendo la disciplina dello scambio sul posto.

La tariffa fissa onnicomprensiva, introdotta dall'art. 2, comma 145, della legge n. 244/07, rappresenta un meccanismo a favore della produzione e della immissione in rete di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, alternativo al meccanismo dei certificati verdi.

L'energia elettrica che può beneficiare del ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva è quella prodotta e immessa in rete dalle seguenti tipologie di impianti:

- impianti eolici di potenza nominale media annua non inferiore a 1 kW e non superiore a 200 kW;
- impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili, con esclusione della fonte solare, di potenza nominale media annua non inferiore a 1 kW e non superiore a 1 MW.

Il meccanismo è applicabile agli impianti sopra indicati purché entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento totale o parziale, o riattivazione, in data successiva al 31 dicembre 2007 e ha una durata pari a 15 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto.

La tariffa fissa onnicomprensiva non si applica al fotovoltaico che usufruisce di altri sistemi di incentivazione.

La tariffa fissa onnicomprensiva è rilasciata, su richiesta del produttore, da un unico soggetto a livello nazionale, il GSE, attraverso la stipula di un'apposita convenzione per il ritiro dell'energia elettrica immessa secondo procedure uniche a

livello nazionale, basate su specifiche tecniche verificate dall'Autorità.

Con la delibera ARG/elt 1/09, l'Autorità, in attuazione dell'art. 2, comma 150, della legge n. 244/07 e dell'art. 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, ha inoltre esteso la disciplina dello scambio sul posto anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007 (cfr. la pagina precedente).

CIP6 – Aggiornamento del Costo evitato di combustibile (CEC)

Con la delibera 22 aprile 2008, ARG/elt 49/08, l'Autorità ha fissato il valore di conguaglio per l'anno 2007 del prezzo medio del combustibile convenzionale nella componente CEC pari a 26,20 €/m³ contro i 26,66 €/m³ indicati in acconto. Il valore, relativo agli impianti appartenenti al regime CIP6, è determinato in base alle medesime modalità previste dalla delibera n. 249/06 per il valore di acconto relativo allo stesso anno.

Si ricorda che gli impianti in regime CIP6, il quale tendeva a favorire la produzione di energia elettrica da soggetti terzi nel regime di monopolio precedente all'attuale regime liberalizzato, sono quelli alimentati da fonti rinnovabili o da fonti a queste assimilate. Tali impianti usufruiscono di un particolare regime incentivante sulla base della legge n. 9 del 9 gennaio 1991.

Il valore in acconto, per l'anno 2008, della componente CEC è pari al valore di conguaglio dell'anno 2007.

Con la delibera ARG/elt 154/08, l'Autorità, seppur con alcune lievi modifiche, ha confermato anche per il 2008 la metodologia introdotta con la delibera n. 249/06 per la quantificazione del prezzo medio del combustibile convenzionale funzionale alla determinazione del CEC.

Con la delibera ARG/elt 154/08 si prevede che il suddetto aggiornamento si effettui utilizzando il prezzo medio del combustibile convenzionale, espresso in €/m³, che risulti coerente con l'attuale struttura dei costi del mercato del gas naturale per le utenze termoelettriche. Nello specifico, le principali modifiche introdotte alla metodologia proposta con la delibera n. 249/06 sono relative ad alcuni parametri impiegati per la determinazione del valore del gas naturale.

Sempre nell'ambito della determinazione del costo medio del

combustibile ai fini del CEC, l'Autorità, con la delibera 10 dicembre 2008, ARG/elt 175/08, ha confermato per l'anno 2008 il valore della componente relativa al trasporto del gas naturale, già fissato per il 2007 dalla delibera n. 249/06.

Prendendo spunto da alcuni suggerimenti degli operatori, l'Autorità ha posto in consultazione, con il DCO 37/08, un nuovo sistema di acconto e conguaglio del CEC, finalizzato a rendere il meccanismo di corresponsione di tale componente più aderente alle variazioni dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali.

CIP6 – Riconoscimento degli oneri derivanti dalla normativa sull'Emission Trading

La Direttiva europea 2003/87/CE, al fine di promuovere la riduzione di emissioni di gas serra secondo criteri di efficienza economica, ha istituito un meccanismo di tipo *cap and trade* nel cui ambito è previsto un mercato per la negoziazione dei permessi relativi alle emissioni di gas serra.

I permessi di emissione sono scambiati tra i gli operatori soggetti alla Direttiva che hanno eccedenza di permessi e quelli che hanno necessità di acquistarne. Per questi ultimi, la Direttiva sull'*Emission Trading* rappresenta un costo.

Poiché il Titolo II, punto 7 bis, del provvedimento CIP6 prevede che il prezzo di cessione dell'energia CIP6 sia aggiornato anche a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi per gli impianti in tale regime, l'Autorità è intervenuta, con la delibera 11 giugno 2008, ARG/elt 77/08, per definire i criteri e le modalità del suddetto riconoscimento.

L'Autorità, anche in conformità a un parere rilasciato dal Consiglio di Stato (n. 4390/2007), ha ritenuto che il riconoscimento degli oneri conseguenti all'applicazione della Direttiva 2003/87/CE debba avvenire sulla base di criteri che permettano di armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei produttori con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

In tal senso, l'Autorità ha scelto un meccanismo di riconoscimento volto all'incentivazione della negoziazione efficiente dei titoli di emissione di CO₂, con l'obiettivo di minimizzare l'entità di maggiori oneri posti a carico dei clienti finali, evitando il riconoscimento "piè di lista" e facendo invece riferimento all'andamento dei mercati internazionali.

In particolare, il provvedimento definisce, per il primo periodo di assegnazione (2005-2007), un valore riconosciuto che tenga conto delle medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei crediti EUA (*European Union Allowance*) di emissione di CO₂ registrati nei mercati spot europei e, per il secondo periodo di assegnazione (2008-2012), un valore che consideri sia le medie aritmetiche dei prezzi di chiusura EUA dei crediti di emissione di CO₂, sia le medie aritmetiche dei prezzi di chiusura dei titoli CER (*Certified Emission Reduction*) ed ERU (*Emission Reduction Unit*) registrati nei principali mercati organizzati europei (EEX ed ECX).

Per il primo periodo di assegnazione (2005-2007), il valore riconosciuto deve essere pari, per ogni anno solare, al minor valore tra le medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli spot EUA registrati nei mercati BlueNext, EEX, Nord Pool. Successivamente, con la delibera 22 ottobre 2008, ARG/elt 156/08, sono stati indicati i mercati e i contratti di riferimento per la determinazione del suddetto riconoscimento nel 2009.

La determinazione della Direzione mercati del 23 ottobre 2008 ha invece definito le modalità operative per il riconoscimento degli oneri derivanti dall'applicazione della Direttiva 2003/87/CE: con cadenza annuale si quantifica il valore unitario (espresso in €/t) riconosciuto per ogni quota di emissione nell'anno o negli anni solari precedenti, adottando i criteri previsti dalla delibera ARG/elt 77/08. Tale valore unitario, applicato al deficit di permessi di emissioni di ciascun produttore CIP6, permette di quantificare l'entità del riconoscimento dovuto.

Il valore riconosciuto per quota di emissione per l'anno 2005 è risultato pari a 21,10 €/t, per l'anno 2006 pari a 17,27 €/t e per l'anno 2007 pari a 0,78 €/t.

Infine, con la delibera 10 dicembre 2008, ARG/elt 177/08, l'Autorità, anche al fine di fornire ai produttori maggiori certezze per la loro programmazione economica e finanziaria, ha dato indicazioni sulle tempistiche del riconoscimento degli oneri di *Emission Trading* per il secondo periodo di assegnazione (2008-2012).

Il riconoscimento degli oneri verrà effettuato tra il 1° ottobre e il 31 dicembre di ogni anno, con riferimento agli oneri dell'anno precedente, nel caso in cui i dati e le informazioni necessarie siano pervenuti all'Autorità entro il 31 ottobre. Nel caso in cui i dati pervengano successivamente al 31 ottobre, il riconoscimento sarà effettuato entro 60 giorni dalla data di ricevimento dei medesimi dati.

Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti solari termodinamici

L'Autorità, con la delibera 14 luglio 2008, ARG/elt 95/08, ha dato attuazione alle disposizioni di propria competenza previste dal decreto del Ministero dello sviluppo economico dell'11 aprile 2008, relativo all'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici. Gli impianti solari termodinamici sono impianti termoelettrici in cui il calore utilizzato per il ciclo termodinamico è prodotto sfruttando l'energia solare come sorgente di calore ad alta temperatura.

L'energia elettrica netta prodotta da un impianto solare termodinamico, anche ibrido, ha diritto, in funzione della data di entrata in esercizio, a una tariffa incentivante fissa aggiuntiva al prezzo di vendita dell'energia prodotta. La tariffa è riconosciuta per un periodo di 25 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è costante in moneta corrente in tutto il periodo.

Con la delibera ARG/elt 95/08 l'Autorità ha definito in linea con il contesto regolatorio esistente:

- le modalità e le tempistiche per la connessione con la rete elettrica degli impianti;
- le modalità e le condizioni per il servizio di misura ai fini del rilascio dell'incentivazione;
- le modalità per la riduzione delle tariffe incentivanti qualora vengano concessi incentivi in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata, eccedenti, rispettivamente, il 10% e il 25% del costo di investimento;
- le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle tariffe incentivanti;
- le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché per la gestione delle attività previste dal decreto, trovano copertura nel gettito della componente tariffaria A₃.

Dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti eolici

Con la delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 98/08, l'Autorità ha positivamente verificato la proposta di integrazione al Codice di rete (Allegato A17) presentata da Terna in materia di produzio-