

quantità per cui non sia richiesta da Terna la presentazione di offerte, si ammette che l'utente del dispacciamento possa:

- formulare offerte di vendita nell'MGP anche a prezzi inferiori al costo variabile riconosciuto;
- non presentare offerte di vendita per un intero giorno nell'MGP, qualora Terna non richieda di formulare offerte per alcun periodo rilevante del giorno medesimo;
- presentare liberalmente offerte sul MI.

Per quanto concerne l'MSD, è stata introdotta la facoltà di presentare offerte di acquisto a un prezzo inferiore al costo variabile riconosciuto, a condizione che non superino il minimo tecnico di unità o di quantità corrispondenti a prove che l'utente del dispacciamento è tenuto a eseguire per obblighi normativi. Le flessibilità sopra descritte sono state associate a specifici vincoli rispetto al riconoscimento degli importi delle offerte, ai fini della determinazione del corrispettivo di reintegrazione; tali vincoli sono espressamente volti a preservare le dinamiche concorrenziali del mercato elettrico e l'interesse dei consumatori alla minimizzazione degli oneri connessi con gli impianti essenziali.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema – Regimi alternativi

Ai sensi del comma 3, dell'art. 65-*bis*, dell'Allegato A alla delibera n. 111/06, con la delibera 28 settembre 2010, ARG/elt 162/10, l'Autorità ha determinato e comunicato a ciascun utente del dispacciamento interessato i valori dei parametri che occorrono allo stesso per valutare l'opportunità di aderire ai regimi alternativi¹¹.

Avendo alcuni utenti del dispacciamento espresso l'intenzione di sottoscrivere il contratto dei regimi alternativi per quantità parziali, si è provveduto a rideterminare i valori di alcuni dei suddetti parametri mediante la delibera 25 novembre 2010, ARG/elt 210/10, alla luce dell'aggiornamento operato da Terna in merito ai raggruppamenti essenziali di impianti.

L'Autorità ha infine approvato le proposte contrattuali elaborate da Terna, prima che quest'ultima procedesse alla sotto-

scrizione del contratto con ciascun utente del dispacciamento interessato (delibera 21 dicembre 2010, ARG/elt 244/10).

Remunerazione della disponibilità di capacità di generazione – Meccanismo transitorio

Adottando la delibera ARG/elt 120/10, l'Autorità, oltre ad aggiornare i parametri del meccanismo transitorio di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica, ha avviato un procedimento finalizzato a modificare la metodologia di determinazione dell'ulteriore corrispettivo, di cui all'art. 36 dell'Allegato A alla delibera n. 48/04.

Questo corrispettivo è definito nella delibera n. 48/04 come remunerazione integrativa dei ricavi conseguiti dal singolo produttore nei mercati borsistici, qualora tali ricavi, su base annua, risultino inferiori a un livello di riferimento posto convenzionalmente pari ai ricavi che il medesimo produttore avrebbe ottenuto, a parità di produzione, nel regime amministrato antecedente all'avvio del sistema delle offerte. La finalità dell'ulteriore corrispettivo consiste, dunque, nel fornire un sostegno transitorio ai produttori che, a causa di prezzi di mercato particolarmente bassi, possano nel breve periodo manifestare problemi di equilibrio economico-finanziario, con conseguenti ripercussioni di inadeguatezza della capacità produttiva nel medio-lungo periodo.

Il documento per la consultazione 3 agosto 2010, DOC 28/10, ha però evidenziato che la configurazione originaria dell'ulteriore corrispettivo trascurava l'effetto sui ricavi effettivi, derivante dalla distribuzione territoriale della capacità di generazione di ciascun produttore. Di conseguenza, in presenza di significative differenze tra i prezzi delle diverse zone – come quelle che si sono effettivamente registrate nei mercati dell'energia e che erano difficilmente ipotizzabili al momento dell'avvio del sistema delle offerte – la metodologia originariamente applicata per il calcolo della remunerazione integrativa tendeva, *ceteris paribus*, a sovra-remunerare (o a sottoremunerare) ingiustificatamente i produttori con un'alta incidenza, nell'ambito della capacità ammessa al meccanismo, della capacità localizzata in zone contraddistinte da prezzi dell'energia elevati (o contenuti).

¹¹ Ciascun utente del dispacciamento titolare di impianti (o raggruppamenti di impianti) di produzione essenziali ha la possibilità di assumere forme di impegno di offerta alternative rispetto a quelle tipiche del regime ordinario e del regime di reintegrazione dei costi. Qualora l'utente del dispacciamento opti per i regimi alternativi, è tenuto a sottoscrivere con Terna un contratto avente per oggetto quanto contenuto al comma 65-*bis*1 o, alternativamente, al comma 65-*bis*2 dell'Allegato A alla delibera n. 111/06.

Con la delibera 6 ottobre 2010, ARG/elt 166/10, è stata quindi modificata, per il triennio 2010-2012, la metodologia di determinazione dell'ulteriore corrispettivo nel senso delineato dal documento per la consultazione DOC 28/10; ciò tenendo altresì conto di quanto emerso nel corso della consultazione e, in particolare:

- della lettera con la quale il Ministero dello sviluppo economico ha espresso la sua volontà di accentuare il grado di salvaguardia nei confronti dei produttori con impianti localizzati prevalentemente in zone di mercato caratterizzate da rilevanti vincoli all'esportazione e da conseguenti eccessi di offerta, al fine di preservare – nelle more del necessario sviluppo della rete – la competizione nel medio-lungo termine;
- della richiesta di introdurre elementi rappresentativi dei margini economici degli operatori nel calcolo dell'ulteriore corrispettivo.

Remunerazione della disponibilità di capacità di generazione –
Meccanismo a regime

Il dibattito sui fallimenti e le imperfezioni che impediscono al mercato elettrico di conseguire autonomamente l'obiettivo di adeguatezza del sistema elettrico, oltre che sulle sue potenziali soluzioni, è stato uno dei principali temi al centro delle riflessioni dei ricercatori e delle Autorità di regolazione del settore negli ultimi 10 anni. L'evoluzione di tale dibattito ha peraltro favorito una progressiva convergenza di tutte le parti sull'analisi delle cause sottostanti ai suddetti fallimenti e/o imperfezioni e delle loro potenziali conseguenze e sta altresì facilitando una graduale convergenza su quali siano i rimedi più efficienti ed efficaci che il politico e il regolatore possono assumere.

Con i documenti per la consultazione 23 aprile 2010, DCO 9/10, e 15 novembre 2010, DCO 38/10, l'Autorità ha portato a maturazione la propria riflessione sul tema, delineando i tratti salienti dell'architettura di un mercato della capacità produttiva da avviarsi nel 2011. In sede di consultazione, l'Autorità ha per prima cosa individuato le molteplici concause per cui il mercato elettrico non è in grado di perseguire autonomamente l'obiettivo di adeguatezza: l'esistenza di difetti informativi, la rigidità della domanda, l'assenza di stoccaggio e l'avversione al rischio degli operatori.

Poiché le informazioni sono incomplete e distribuite in modo asimmetrico fra gli attori del sistema elettrico, in assenza di interventi regolatori il mercato elettrico si rivela uno strumento inefficiente e inefficace di coordinamento delle scelte di investimento degli operatori (in capacità di generazione) e di Terna (in capacità di trasmissione), sia in se stesso, sia in rapporto all'efficacia degli strumenti di comando e controllo di cui il "vecchio" monopolista regolato faceva uso per conseguire al suo interno il medesimo coordinamento.

Il fallimento del mercato elettrico nel suo ruolo di coordinatore delle scelte di investimento degli attori del sistema richiede che il regolatore intervenga per porvi rimedio con strumenti idonei a colmare i difetti informativi del mercato e a incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento degli attori del sistema elettrico. Il principale strumento che risponde ai citati requisiti consiste nell'istituzione di un mercato della capacità produttiva che, offrendo agli operatori segnali di prezzo e opportunità di copertura di lungo periodo, consenta loro di ridurre i rischi degli investimenti in capacità produttiva e di incrementare la contendibilità del mercato sullo stesso orizzonte temporale.

L'approccio proposto dall'Autorità prevede che Terna acquisti dai produttori opzioni su capacità produttiva reale (*physically-backed call option*) per quantitativi pari al fabbisogno di capacità del sistema in ciascun anno: ciò esclusivamente allo scopo di assicurare ai clienti finali una copertura contro il rischio di picchi di prezzo originati da inadeguatezza della capacità produttiva. Tali opzioni avrebbero un periodo di consegna triennale e un orizzonte di pianificazione di 4 o 7 anni: ossia sarebbero acquistate con 4 o 7 anni di anticipo rispetto all'inizio del periodo di consegna, onde consentire la partecipazione anche alla capacità produttiva in fase di progettazione e/o costruzione. La negoziazione di tali opzioni sarebbe effettuata sul mercato organizzato della capacità produttiva. Il prezzo di esercizio di tali opzioni sarebbe commisurato ai costi variabili di un nuovo impianto di punta (turbogas a ciclo aperto). Tali opzioni prevedrebbero infine il pagamento di un premio annuo determinato nel mercato della capacità a fronte dell'obbligo di restituzione degli eventuali differenziali positivi fra il prezzo di riferimento, ossia il prezzo di vendita dell'energia elettrica sui mercati a pronti (MGP, MI e MSD) e il prezzo di esercizio.

L'Autorità ha infine considerato i potenziali effetti distortivi derivanti dalla concentrazione in capo a Terna di tre attività:

organizzazione e gestione del mercato della capacità, gestione delle congestioni e sviluppo della RTN, connessione di unità di produzione con la RTN.

Tale concentrazione indurrebbe infatti Terna ad adottare condotte opportunistiche. A titolo esemplificativo e non esaustivo, Terna potrebbe far fronte alle inefficienze sul lato della trasmissione con un approvvigionamento di capacità superiore a quanto socialmente desiderabile. Al fine di limitare simili rischi, la proposta dell'Autorità prevede di imporre a Terna un grado di trasparenza particolarmente accentuato obbligandola, fra l'altro, a:

- stimare i costi relativi al soddisfacimento del fabbisogno di capacità di una zona tramite l'approvvigionamento di capacità nella medesima zona rispetto alla risoluzione delle congestioni intrazonali e interzonali;
- esplicitare, in relazione alle congestioni di rete e alle con-

nessioni delle unità di produzione con la rete, le ipotesi che sono alla base dei piani di allocazione dei contratti di opzione;

- monitorare in modo continuativo lo stato di mantenimento in efficienza della capacità esistente e lo stato di avanzamento dei lavori della capacità da costruire.

Per incentivare Terna a produrre stime particolarmente accurate in tema di fabbisogno di capacità, si propone di introdurre un sistema di premi e penali regolato in funzione delle differenze tra le suddette stime e i consuntivi relativi al fabbisogno di capacità.

La validità dell'approccio proposto dall'Autorità è stata anche empiricamente suffragata dal funzionamento almeno quinquennale dei mercati della capacità di due mercati elettrici del Nordest degli Stati Uniti, in New England (US) e in Pennsylvania (PJM), che sono stati costruiti su principi simili¹².

Promozione della concorrenza nel mercato di vendita al dettaglio

Servizio di maggior tutela – Aggiornamento trimestrale del servizio di maggior tutela

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

l'Autorità ha provveduto come di consueto ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per il servizio di maggior tutela:

- per il trimestre gennaio-marzo 2010, con la delibera 29 dicembre 2009, ARG/elt 205/09;

¹² PJM e US hanno infatti organizzato appositi mercati della capacità nei quali il gestore della rete acquista dai produttori impegni di capacità con un orizzonte di pianificazione triennale e un periodo di consegna annuale. I due mercati si differenziano principalmente per il prodotto negoziato e per il meccanismo d'asta con cui è aggiudicato. Il prodotto negoziato nell'US è essenzialmente una *physically-backed call option* aggiudicata tramite una *multi-round descending-clock auction*, volta a soddisfare un fabbisogno di capacità fisso; il prodotto negoziato nel PJM è invece un ibrido (poiché il premio riconosciuto al produttore è nettato a priori di una media storica ponderata delle rendite percepite da un ipotetico impianto di punta) aggiudicato tramite una *sealed-bid uniform-price auction* per soddisfare un fabbisogno di capacità, variabile in funzione del prezzo della capacità.

- per il trimestre aprile-maggio 2010, con la delibera 26 marzo 2010, ARG/elt 41/10;
- per il trimestre giugno-settembre, con la delibera 25 giugno 2010, ARG/elt 94/10;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2010, con la delibera 28 settembre 2010, ARG/elt 152/10;
- per il trimestre gennaio-marzo 2011, con la delibera 14 dicembre 2010, ARG/elt 232/10.

Per un dettaglio sui valori di tali aggiornamenti si rinvia al Capitolo 2, vol. 1.

I corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica (corrispettivi PED) vengono aggiornati ogni trimestre sulla base del prezzo di cessione fatto pagare dall'Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela per l'approvvigionamento dell'energia elettrica e per il servizio di dispacciamento. In particolare, al momento dell'aggiornamento trimestrale, i livelli dei corrispettivi PED sono definiti considerando:

- la valorizzazione dei costi sostenuti, sulla base dei dati di consuntivo e di pre-consuntivo, dall'Acquirente unico nei mesi dell'anno solare già trascorsi;
- la valorizzazione dei costi che l'Acquirente unico sosterrà nei restanti mesi dell'anno, sulla base delle migliori previsioni dell'andamento delle variabili rilevanti ai fini della determinazione dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente unico;
- la quantificazione del recupero necessario a ripianare eventuali errori connessi con il calcolo del corrispettivo PED relativo al periodo precedente.

La quantificazione degli importi da recuperare al fine di ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione *ex ante* effettuata dall'Autorità e i ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela in conseguenza dell'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti finali del servizio, ha la principale finalità di definire i corrispettivi il più possibile allineati ai costi sostenuti, nell'anno solare di riferimento, dagli esercenti la maggior tutela, minimizzando in questo modo gli importi di perequazione. Gli importi non recuperati nell'anno solare di riferimento sono,

infatti, coperti tramite la perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento e recuperati dai clienti finali attraverso il prezzo di perequazione dell'energia (corrispettivo PPE). La componente UC₁, che aveva la finalità di coprire gli squilibri di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato/servizio di maggior tutela fino al 31 dicembre 2007, è stata azzerata a partire dall'1 aprile 2010 con la delibera ARG/elt 41/10. Inoltre, con la delibera ARG/elt 232/10 l'Autorità ha disposto che la CCSE provveda alla chiusura del Conto alimentato dalla suddetta componente.

Le determinazioni degli importi di perequazione dei costi di approvvigionamento relativi all'anno 2009 sono state effettuate dalla CCSE nel corso dell'anno 2010, in coerenza con le scadenze previste dal TIV. Ai fini dell'aggiornamento del primo trimestre 2011, l'Autorità ha conseguentemente modificato i livelli del corrispettivo PPE per tenere conto di tali determinazioni. Inoltre, sono stati considerati gli importi versati dall'Acquirente unico al Conto relativo alla perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica, che si riferiscono a partite economiche afferenti l'attività di approvvigionamento dell'energia elettrica, svolta dal medesimo Acquirente unico.

Servizio di maggior tutela – Applicazione della tariffa bioraria per i clienti domestici

A partire dall'1 luglio 2010 i corrispettivi PED applicati ai clienti finali domestici serviti in regime di maggior tutela, con misuratori tali da rilevare l'energia elettrica per le diverse fasce orarie, sono differenziati per le fasce orarie F1 e F23¹³.

L'applicazione dei prezzi biorari per tali clienti domestici avviene secondo lo strumento di gradualità previsto con la delibera ARG/elt 22/10. Tale strumento si sostanzia nell'applicazione obbligatoria di corrispettivi PED biorari transitori che, rispetto ai corrispettivi PED biorari a regime, non presentano la differenziazione per raggruppamenti di mesi e vengono determinati sulla base di un differenziale tra il prezzo nella fascia F1 e il prezzo nella fascia F23, indicato convenzionalmente come inferiore a quello a regime.

¹³ Le fasce orarie definite nel TIV sono le seguenti: F1 che comprende le ore dalle 8:00 alle 19:00 dei giorni dal lunedì al venerdì, esclusi i giorni festivi; F23 che comprende le ore incluse nelle fasce orarie F2 e F3, ovvero tutte le altre ore non comprese nella fascia F1.

Per il cliente finale viene però mantenuta la possibilità di optare comunque, su richiesta, per l'applicazione dei corrispettivi PED biorari, differenziati per le fasce orarie F1 e F23 ma non per raggruppamenti di mesi, e calcolati sulla base del differenziale atteso tra il prezzo di cessione praticato dall'Acquirente unico nella fascia oraria F1 e il medesimo prezzo nella fascia oraria F23.

Servizio di maggior tutela – Contratto tipo di cessione

Con la delibera 24 novembre 2010, ARG/elt 208/10, l'Autorità è intervenuta sul contratto di cessione dell'energia elettrica tra gli esercenti la maggior tutela e l'Acquirente unico, a seguito della segnalazione dello stesso circa determinati problemi applicativi della disciplina vigente, riscontrati durante l'esecuzione dei rapporti di compravendita di energia con gli esercenti.

In particolare, tali problematiche riguardavano la mancata sottoscrizione del documento contrattuale da parte di alcuni esercenti la maggior tutela e qualche difficoltà con taluni di essi a ottenere il versamento delle garanzie previste dal contratto di cessione. L'Autorità ha quindi provveduto a modificare il TIV, al fine di definire in modo certo le responsabilità delle parti in tema di contratto di cessione, precisando che le previsioni contenute in detto contratto da essa stessa approvato vincolano le parti, senza la necessità che sia sottoscritto alcun documento contrattuale. Nel medesimo provvedimento sono state accettate le modifiche al contratto di cessione dell'Acquirente unico, in tema di garanzie.

Servizio di maggior tutela – Meccanismo di compensazione

Con la delibera 4 novembre 2010, ARG/elt 192/10, l'Autorità ha quantificato gli importi relativi al meccanismo di compensazione¹⁴ previsto per gli esercenti la maggior tutela societariamente separati, ai sensi dell'art. 24 del TIV. Tale articolo aveva infatti stabilito che, per ciascuno di essi, fosse determinato un ammontare relativo ai costi da riconoscere, identificati sulla base dei dati di *unbundling* desumibili dai conti annuali separati, redatti in applicazione delle disposizioni di cui alla delibera n. 11/07, con riferimento al comparto relativo all'attività di vendita del servizio di maggior tutela.

Ai fini delle quantificazioni relative al meccanismo di compensazione, è stata effettuata l'analisi dei dati di *unbundling*, integrata da ulteriori informazioni richieste ai singoli operatori. Nonostante gli approfondimenti svolti, sono rimasti in alcuni casi elementi di incertezza sull'attendibilità e la correttezza dei dati forniti dagli operatori. L'Autorità ha pertanto previsto che fossero utilizzati criteri prudenziali di determinazione degli importi relativi al meccanismo di compensazione, sia per evitare possibili sovraremunerazioni per gli esercenti che non avevano fornito gli elementi necessari a chiarire le situazioni di incertezza, sia per garantire agli stessi la possibilità di fornire, entro tempi ragionevoli, tutti gli elementi utili a verificare l'attendibilità e la correttezza dei propri dati.

Di conseguenza, una volta scaduto il termine entro cui gli esercenti avrebbero dovuto rendere disponibile la documentazione necessaria per valutare l'attendibilità e la veridicità dei dati, nei fatti è stato possibile riconoscere il diritto a ricevere dalla CCSE un ammontare relativo al meccanismo di compensazione a tutti gli esercenti la maggior tutela societariamente separati, con l'eccezione di un solo soggetto.

Questo risultato è principalmente derivante dal fatto che le quantificazioni, effettuate con la delibera 28 dicembre 2007, n. 349/07, per l'anno 2008, per la remunerazione dell'attività di commercializzazione degli esercenti la maggior tutela societariamente separati, prevedevano anche una copertura degli oneri legati alla problematica degli inadempimenti dei clienti finali. Tale copertura è successivamente risultata inferiore rispetto all'ammontare poi effettivamente riconosciuto sulla base di una percentuale standard, definita tenendo conto delle svalutazioni effettuate dagli operatori, da applicare sul livello del fatturato. La CCSE ha provveduto così a erogare le somme dovute attraverso il Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione, alimentato dai versamenti effettuati dagli esercenti la maggior tutela, ai sensi dell'art. 9-bis del TIV. Detto Conto è utilizzato per la copertura degli oneri sostenuti da Terna, derivanti dall'applicazione della componente a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione (DISPBT), applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela.

Dal punto di vista dell'impatto sui clienti finali, occorre evidenziare che, con le delibere 19 dicembre 2008, ARG/elt

¹⁴ A fronte di un Prezzo unico nazionale e costi diversi degli esercenti, il meccanismo di compensazione assicura a ciascun operatore il proprio costo riconosciuto.

190/08, e 30 marzo 2009, ARG/elt 35/09, l'Autorità aveva già provveduto a stimare, sulla base dei dati di preconsuntivo relativi all'anno 2008, la necessità di un gettito derivante dal meccanismo di compensazione, e aveva altresì evidenziato un ammontare positivo da riconoscere agli esercenti relativamente al citato meccanismo. La quantificazione definitiva ha confermato una differenza positiva tra quanto raccolto dal Conto e gli importi relativi al meccanismo di compensazione. La delibera ARG/elt 232/10 ha quindi previsto di adeguare il livello della componente DISPBT al fine di restituire l'avanzo del citato Conto ai clienti finali aventi diritto al servizio di maggior tutela.

Servizio di salvaguardia – Nuove procedure concorsuali

Nel corso dell'anno 2010 si sono svolte le procedure di selezione degli esercenti la salvaguardia per il periodo successivo al 31 dicembre 2010¹⁵. In tale ambito, anche in base alla proposta dell'Autorità 12 ottobre 2010, PAS 24/10, il Ministro dello sviluppo economico con decreto ministeriale 23 novembre 2010 aveva stabilito alcuni cambiamenti di definizione delle procedure concorsuali, in particolare:

- l'estensione del periodo di erogazione del servizio di salva-

guardia, inizialmente previsto dall'1 gennaio 2011 al 31 dicembre 2012, sino al 31 dicembre 2013;

- l'adozione di un meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti la salvaguardia e relativi al mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili definito dall'Autorità stessa.

L'Autorità ha implementato i sopraccitati cambiamenti dei criteri di definizione delle procedure concorsuali con la delibera 22 ottobre 2010, ARG/elt 182/10, modificando la durata del periodo di erogazione del servizio di salvaguardia e istituendo il meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti la salvaguardia e relativi al mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili.

Di conseguenza, successivamente alla pubblicazione sul proprio sito internet del regolamento per le procedure, l'Acquirente unico ha effettuato la selezione dei soggetti per le 12 aree territoriali (definite dall'Autorità stessa con la delibera 6 settembre 2010, ARG/elt 139/10) per l'erogazione del servizio di salvaguardia, e ha pubblicato gli esiti della procedura di individuazione degli esercenti la salvaguardia per il periodo 1 gennaio 2011 – 31 dicembre 2013. (Tav. 2.4).

TAV. 2.4

Esercenti individuati per la salvaguardia dal 2011 al 2013

AREA TERRITORIALE	OPERATORE	PARAMETRO OMEGA ^(A)
Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria	Exergia	12,00
Lombardia	Hera Comm	12,89
Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia	Exergia	8,90
Emilia Romagna	Exergia	4,75
Toscana	Hera Comm	9,60
Umbria, Marche	Enel Energia	44,30
Sardegna	Enel Energia	41,70
Campania	Enel Energia	78,30
Lazio, Abruzzo	Hera Comm	17,24
Molise, Puglia	Hera Comm	17,36
Basilicata, Calabria	Enel Energia	70,50
Sicilia	Enel Energia	83,30

A) Il parametro omega è il valore, espresso in €/MWh, che gli esercenti la salvaguardia applicano ai clienti finali, in aggiunta al valore della media aritmetica mensile dei prezzi di borsa nelle ore appartenenti a ciascuna fascia oraria nel mese, a fronte del quale i partecipanti alle procedure concorsuali si impegnano a erogare il servizio di salvaguardia nell'area territoriale indicata. Il cliente finale, oltre a tale livello, paga altresì le componenti relative al servizio di trasporto, gli oneri generali e le componenti A, nonché la parte relativa agli oneri fiscali.

¹⁵ Per il periodo precedente a quella data si faccia riferimento alla *Relazione Annuale 2010*, Capitolo 2, vol. 2.

Completamento del sistema di indennizzo per gli inadempimenti contrattuali dei clienti finali

Nel corso del 2010 l'Autorità ha finalizzato l'analisi relativa agli inadempimenti contrattuali dei clienti finali, con riferimento ai casi nei quali il venditore non è più controparte del cliente finale inadempiente.

Con la delibera 3 agosto 2010, ARG/elt 123/10, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di disposizioni in materia di funzionamento del relativo sistema di indennizzo, previsto dalla delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09. Quest'ultima aveva infatti introdotto un sistema di indennizzo, volto a garantire il venditore uscente in caso di mancato incasso del credito relativo all'erogazione della fornitura degli ultimi mesi, definendone i criteri generali di funzionamento e rinviando a successivi provvedimenti l'attuazione dei suddetti criteri.

L'Autorità, con la delibera ARG/elt 123/10, ha quindi stabilito che l'Acquirente unico desse attuazione al sistema di indennizzi tramite uno schema preliminare di regolamento da pubblicare e sottoporre a consultazione, e ha modificato la disciplina del sistema di indennizzo al fine di migliorarne l'operatività. Con il documento per la consultazione 2 novembre 2010, DCO 36/10, l'Autorità ha prospettato le seguenti modifiche della disciplina:

- l'estensione dell'ambito di applicazione del sistema di indennizzo a tutti i clienti finali in bassa tensione;
- la modifica dei criteri di identificazione del credito ammesso al sistema di indennizzo e del relativo indennizzo;
- la facoltà per il venditore di revocare lo *switching* nel caso in cui il titolare del punto interessato dallo *switching* sia oggetto di richiesta di indennizzo relativamente al medesimo punto;
- il calcolo dell'indennizzo in modo tale da computare anche il credito dell'esercente la vendita uscente, relativo a eventuali importi dei corrispettivi CMOR¹⁶ non pagati dal cliente finale.

La delibera 30 novembre 2010, ARG/elt 219/10, oltre a individuare il gestore del sistema di indennizzo nell'Acquirente

unico, anche sulla base delle osservazioni pervenute dalla consultazione presso l'Acquirente unico dello schema preliminare di regolamento e del DCO 36/10, ha:

- modificato la disciplina del sistema di indennizzo prevedendo, tra l'altro, di estenderne l'applicazione al fine di ammettere anche il credito maturato nei confronti di qualunque cliente finale, con riferimento a un punto di prelievo connesso in bassa tensione;
- modificato il livello dell'indennizzo al fine di porlo uguale alla stima della spesa di 2 mesi di erogazione della fornitura;
- regolato le modalità con cui saranno compensati gli oneri sostenuti dai clienti finali per il versamento del corrispettivo CMOR, in caso di pagamento del credito in un momento successivo a quello in cui la componente era stata valorizzata;
- definito alcuni ulteriori flussi tra i diversi soggetti coinvolti.

In tale delibera è stato inoltre approvato il regolamento di disciplina del sistema di indennizzo, prevedendo che diventi operativo dall'1 gennaio 2012 fino all'entrata a regime del registro ufficiale del Sistema informativo integrato - SII, di cui alla legge n. 129/10. Per il periodo transitorio relativo all'anno 2011, è stata altresì approvata la disciplina semplificata di funzionamento del sistema di indennizzo.

Le specifiche tecniche del sistema di indennizzo sono state pubblicate dall'Acquirente unico nel mese di febbraio 2011, mentre la registrazione degli operatori al sistema informatico di supporto al sistema di indennizzo è stata effettuata nel mese di marzo 2011. Il sistema di indennizzo diventerà pertanto operativo con riferimento a richieste di indennizzo che pervengano presso il gestore di detto sistema, a partire dal mese di giugno 2011.

Altri interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio

Con il documento per la consultazione 6 maggio 2010, DCO 12/10, l'Autorità ha effettuato proposte in merito alla definizione di modalità operative atte a consentire la fatturazione ai

¹⁶ CMOR è un corrispettivo aggiuntivo della tariffa di distribuzione. Esso assume un valore pari al valore dell'indennizzo nel caso in cui il cliente finale sia il soggetto passivo del credito non pagato, e un valore pari a zero in tutti gli altri casi.

clienti in maggior tutela dotati di misuratori elettronici telegestiti da parte degli esercenti, con riferimento ai dati di consumo effettivi. In particolare, nel documento per la consultazione vengono analizzati sia l'utilizzo, in sede di fatturazione, di dati di misura stimati, sia le possibili criticità conseguenti alla limitazione di tale utilizzo, proponendo soluzioni utili per minimizzarle, tenuto conto anche del potenziale impatto che alcune proposte potrebbero comportare per i venditori del mercato libero. Rispetto alla consultazione, le posizioni espresse dai soggetti interessati hanno fatto emergere l'esigenza di effettuare ulteriori approfondimenti, al fine di compiere una migliore valutazione degli effettivi costi e benefici della rimozione della possibilità di utilizzare, in sede di fatturazione, dati di misura stimati.

Con il documento per la consultazione 30 giugno 2010, DCO 19/10, l'Autorità ha proposto alcune modifiche rispetto all'attuale regolazione in tema di identificazione dei clienti finali che possono usufruire del servizio di maggior tutela, sia per permettere l'identificazione di tutti i clienti finali (serviti in maggior tutela e sul mercato libero), sia per garantire una corretta trasmissione e condivisione delle informazioni tra i diversi operatori. Rispetto alla consultazione, i soggetti interessati hanno condiviso la necessità di identificare, per ciascun cliente non domestico in bassa tensione, il tipo di servizio di tutela (maggior tutela/salvaguardia) cui il medesimo ha diritto in assenza di un venditore del mercato libero. Gli stessi operatori hanno tuttavia segnalato come la procedura proposta nel DCO 19/10 risulti eccessivamente onerosa, facendo emergere la necessità di approfondimenti atti a definire misure ulteriori, rispetto alle proposte del DCO 19/10, che vadano incontro all'esigenza di minimizzazione dell'onerosità circa le soluzioni proposte.

Monitoraggio del mercato al dettaglio

L'Autorità ha continuato a raccogliere e a pubblicare sul proprio sito internet i dati relativi all'evoluzione del servizio di maggior tutela, che gli esercenti la maggior tutela inviano mensilmente all'Acquirente unico ai fini del monitoraggio, ai sensi dell'art. 6-bis del TIV. I dati pubblicati, aggregati per trimestre e per zona geografica, riguardano l'evoluzione del numero di punti di prelievo serviti nel regime di maggior tutela, i passaggi al mercato libero (per i quali viene indicato anche il dettaglio dei passaggi a società legate all'esercente la mag-

gior tutela) e gli eventuali rientri dal mercato libero al servizio di maggior tutela. Non sono annoverati i cambi di fornitore dei clienti tra operatori del mercato libero.

Inoltre, sono attualmente previsti obblighi in capo agli operatori circa le raccolte dei dati relative all'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti serviti in maggior tutela e di informazioni relative al fenomeno della morosità. Con riferimento al monitoraggio sull'applicazione dei prezzi biorari, l'art. 6-ter del TIV prevede che ogni esercente la maggior tutela comunichi trimestralmente all'Acquirente unico (con riferimento a ciascun mese del trimestre considerato) il corrispettivo PED applicato a ognuno dei clienti serviti, distinguendo tra punti di prelievo per i quali è applicato un corrispettivo differenziato per fasce e punti per i quali il corrispettivo applicato risulta monorario. Viene richiesta altresì la comunicazione dei clienti per i quali l'esercente la maggior tutela ha effettuato, prima dell'applicazione di corrispettivi PED differenziati per fasce, la comunicazione dei consumi diversificati per fascia e per mesi o per raggruppamenti di mesi.

Con riferimento, invece, alle informazioni relative al fenomeno della morosità, con la delibera 30 giugno 2010, ARG/elt 101/10, l'Autorità ha definito un set minimo di dati, inerenti l'andamento delle sospensioni, che gli esercenti la vendita con più di 50.000 clienti finali in bassa tensione sono tenuti a inviare all'Autorità, per il tramite dell'Acquirente unico. La delibera specifica che tali informazioni verranno successivamente integrate al fine di poter effettuare un'analisi completa ed esaustiva del fenomeno relativo alla morosità.

Infine, con il documento per la consultazione 29 aprile 2010, DCO 10/10, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti per l'implementazione di un sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio, componendone altresì il quadro metodologico e organizzativo. In particolare, nel documento sono state definite le prime ipotesi di lavoro circa l'individuazione delle modalità di rilevazione dei dati e sono state evidenziate proposte in merito ai criteri per l'identificazione degli indicatori da monitorare, nonché della metodologia da adottare per la loro analisi. Inoltre, al fine di minimizzare l'onere degli operatori e di assicurare che la loro disponibilità alla messa a disposizione dei dati e delle informazioni sia costante, certa e sicura, l'Autorità ha proposto di avviare il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio gradualmente e per fasi, anche per poter considerare tutte le

rilevazioni già esistenti e selezionare un set minimo di dati in grado di dare una rappresentazione stabile del funzionamento del mercato. In particolare, in coerenza con le previsioni del documento DCO 10/10, successivamente alla consultazione è stata realizzata un'indagine conoscitiva volta a raccogliere

dati e informazioni per verificare e perfezionare le ipotesi in tema di indicatori proposti. L'obiettivo è quello di effettuare un'ulteriore consultazione tesa a identificare il set di dati minimo da rilevare, specificandone altresì le modalità e le tempistiche di raccolta.

Promozione della tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita

Connessione degli impianti di produzione – Aggiornamento del Testo integrato delle connessioni attive

Con la delibera 4 agosto 2010, ARG/elt 125/10, l'Autorità ha aggiornato il *Testo integrato delle connessioni attive* (TICA), introducendo nuovi elementi regolatori per:

- la definizione di interventi finalizzati a evitare l'occupazione della capacità di trasporto sulla rete nei casi in cui all'accettazione del preventivo non faccia seguito la concreta realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica;
- l'analisi più puntuale delle procedure che prima non trovavano regolazione nel TICA, in particolare il dettaglio procedurale relativo al coordinamento tra gestori di rete;
- la definizione e la razionalizzazione delle procedure che, pur non essendo direttamente correlate alla connessione tecnica di un impianto di produzione di energia elettrica con la rete, sono necessarie affinché la connessione possa essere attivata. In particolare, è stato introdotto un vero e proprio "pannello di controllo" unico, realizzato e gestito

da Terna nell'ambito del progetto per il sistema Gestione anagrafiche uniche degli impianti (GAUDI) di produzione di energia elettrica;

- la definizione di principi finalizzati a garantire uno sviluppo più razionale del sistema elettrico, per promuovere l'accesso alla rete degli impianti di produzione di energia elettrica realizzati e di futura realizzazione.

Gli interventi più rilevanti sono quelli finalizzati a evitare l'occupazione della capacità di trasporto sulla rete nei casi in cui all'accettazione del preventivo non faccia seguito la concreta realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica. Infatti, il fenomeno della prenotazione della capacità di rete in assenza dell'effettiva realizzazione degli impianti di produzione, più volte segnalato dall'Autorità negli ultimi anni, costituisce una vera e propria barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono a ottenere la connessione in tempi rapidi anche se la rete è satura solo "virtualmente".

Al riguardo, prima dell'approvazione della delibera ARG/elt 125/10, con il documento per la consultazione 25 maggio

2010, DCO 15/10, l'Autorità aveva proposto due linee di intervento tra loro alternative:

- la prima consiste nella previsione che il diritto alla prenotazione della capacità di trasporto sulle linee elettriche si venga a consolidare soltanto a seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione dell'impianto di produzione;
- la seconda consiste nella definizione di una garanzia (deposito cauzionale o fideiussione bancaria) da presentare al gestore di rete, in aggiunta al versamento dei corrispettivi per la richiesta del preventivo e per la realizzazione della connessione.

La prima proposta, affinché possa essere implementata in modo efficace, richiede un maggiore coinvolgimento dei gestori di rete durante il procedimento autorizzativo unico, affinché in tale sede siano i medesimi gestori di rete a farsi parte attiva nella definizione delle soluzioni tecniche per la connessione, anche presentando, in relazione allo stato di avanzamento delle diverse iniziative, possibili modifiche delle soluzioni inizialmente definite.

La seconda proposta, nel corso della consultazione dell'Autorità, è stata ritenuta preferibile dalla quasi totalità dei produttori e dei gestori di rete intervenuti, in quanto di più semplice e immediata applicazione, vista anche l'urgenza degli interventi prospettati.

L'Autorità, quindi, con la delibera ARG/elt 125/10, partendo dalla seconda proposta contenuta nel documento per la consultazione, ha definito un corrispettivo a garanzia della prenotazione della capacità di rete, correlato alla durata del periodo di prenotazione, da rendere disponibile al gestore di rete con cadenza annuale sotto forma di fideiussione bancaria o di deposito cauzionale.

Tuttavia, tali interventi sono stati recentemente vanificati con la sospensione delle relative parti della delibera ARG/elt 125/10, disposta dal TAR Lombardia in sede cautelare. A seguito della sospensione prevista dal TAR Lombardia, l'Autorità, con la delibera 2 febbraio 2011, ARG/elt 9/11, ha previsto di sospendere l'efficacia del corrispettivo a garanzia della prenotazione della capacità di rete, per tutti i soggetti che hanno presentato o presenteranno richiesta di connessione, nelle more dei giudizi pendenti dinanzi al TAR Lombardia.

Dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete da impianti eolici

Negli ultimi anni l'Autorità ha definito una serie di disposizioni finalizzate a ottimizzare l'utilizzo della rete elettrica, e quindi a ridurre i costi complessivi di dispacciamento, favorendo l'incremento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili e garantendo la sicurezza della rete. Per quanto riguarda gli impianti eolici, con la delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 98/08, l'Autorità aveva previsto che gli impianti non ancora in esercizio e per i quali non era ancora stata accettata la soluzione tecnica minima di dettaglio, dovessero essere in grado di fornire servizi di rete tra cui: la regolazione della potenza attiva e reattiva, l'insensibilità agli abbassamenti di tensione e la riduzione di potenza.

Per gli altri impianti eolici, con la delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10, sono state definite procedure per la remunerazione dei costi sostenuti dai produttori, in caso di adeguamento volontario degli impianti per la fornitura di uno o più servizi di rete. In particolare, con la delibera 22 novembre 2010, ARG/elt 207/10, l'Autorità ha dato mandato a Terna di definire le procedure per l'individuazione delle unità, con un limite di spesa pari a 25 milioni di euro. La spesa effettiva per il 5% viene posta a riduzione dai premi spettanti a Terna, qualora presenti, per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento; la restante parte è a carico dei clienti finali, tramite i corrispettivi di dispacciamento. Inoltre, la delibera ARG/elt 5/10 ha introdotto nuovi strumenti incentivanti in materia di programmazione delle unità di produzione rilevanti (cioè di potenza superiore o uguale a 10 MVA) alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Ciò al fine di promuovere il miglioramento delle previsioni delle immissioni di energia elettrica da parte dei produttori, riducendo di conseguenza i costi di sistema.

Con riferimento invece alle unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, con la delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 4/10, l'Autorità ha dato mandato al GSE di effettuare previsioni aggregate per ogni zona di mercato, acquisendo via satellite, in tempo reale, i dati relativi alla disponibilità della fonte e alla conseguente produzione. Per tali unità di produzione, quindi, l'onere della previsione non ricade sui produttori poiché, nell'attuale assetto del sistema elettrico, questo è il massimo beneficio che si possa ottenere ai fini di una migliore gestione del dispacciamento.

Attualmente, a causa della saturazione reale delle reti in alcune zone d'Italia (soprattutto al Centro-Sud), alcuni impianti eolici subiscono riduzioni della produzione, imposte da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico. Al fine di salvaguardare gli investimenti effettuati nel settore delle fonti rinnovabili, l'Autorità fin dal 2007 aveva deciso di remunerare la mancata produzione eolica. Dal 2010, sempre con la delibera ARG/elt 5/10, sono state definite nuove modalità di remunerazione basate sulle stime elaborate da un soggetto terzo, il GSE, sulla base dei dati effettivi di vento, misurati in sito, durante le ore nelle quali viene richiesta la riduzione di produzione e utilizzando un modello che simula il funzionamento degli stessi impianti di produzione eolica. La nuova formula per il calcolo della mancata produzione eolica include un indice di affidabilità dell'utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna, senza che ciò comporti la possibilità di non onorarli. Infine, la formula per il calcolo della mancata produzione eolica include anche una franchigia, pari a 80 ore equivalenti l'anno, da applicarsi quando le unità di produzione eolica non risultino adeguate per l'erogazione dei servizi di rete richiesti, fatte salve le esenzioni concesse da Terna nei casi in cui non siano possibili gli adeguamenti. La mancata produzione eolica viene remunerata al prezzo zonale orario erogato da Terna nell'ambito del contratto di dispacciamento.

CIP6 – Aggiornamento del Costo evitato di combustibile (CEC)

L'art. 30, comma 15, della legge n. 99/09, ha previsto che a decorrere dall'anno 2009, con decreto del Ministero dello sviluppo economico su proposta dell'Autorità, viene aggiornato trimestralmente il valore della componente del Costo evitato di combustibile (CEC), di cui al provvedimento CIP6, da riconoscere in acconto ai produttori che accedono al provvedimento CIP6 fino alla fissazione del valore annuale di conguaglio. Ai sensi della legge n. 99/09, l'Autorità deve pertanto presentare una proposta al Ministro dello sviluppo economico per la definizione delle modalità di aggiornamento del CEC, utilizzando il prezzo medio del combustibile convenzionale che risulti coerente con la struttura dei costi del mercato del gas naturale; ciò sulla base di quanto già previsto con le delibere 21 ottobre 2008, ARG/elt 154/08, e 15 novembre 2006, n. 249/06, e modificando il valore del consumo specifico inizialmente defi-

nito dal provvedimento CIP6, al fine di tenere conto dell'evoluzione dell'efficienza di conversione.

Con la segnalazione 29 aprile 2010, PAS 8/10, l'Autorità ha formulato, ai sensi della legge n. 99/09, una proposta al Ministro dello sviluppo economico in merito ai valori a conguaglio del CEC per l'anno 2009; il Ministro ha recepito la proposta dell'Autorità con il decreto ministeriale 12 luglio 2010.

Inoltre l'Autorità, con la segnalazione 29 aprile 2010, PAS 9/10, ha formulato al Ministro dello sviluppo economico una proposta sui valori in acconto e a conguaglio del CEC per l'anno 2010 e sui meccanismi di calcolo dei valori a conguaglio del CEC, a decorrere dall'anno 2010. Al momento, il Ministro dello sviluppo economico ha unicamente quantificato i valori di acconto del CEC per il primo trimestre 2011, ponendoli pari a quelli di conguaglio dell'anno precedente.

Incentivazione degli impianti fotovoltaici

Il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con decreto 6 agosto 2010 ha introdotto il meccanismo incentivante per gli impianti di produzione fotovoltaici che entrano in esercizio dall'1 gennaio 2011. In particolare, all'art. 15 il decreto ministeriale prevede che l'Autorità provveda:

- a stabilire le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle tariffe incentivanti;
- a stabilire le modalità per la verifica del rispetto delle disposizioni del decreto;
- ad aggiornare e a integrare i propri provvedimenti in materia di connessioni, con particolare riguardo all'applicazione degli indennizzi previsti dall'art. 2, comma 12, lettera g), della legge 14 novembre 1985, n. 481, per i casi nei quali il mancato rispetto dei tempi per la connessione da parte del gestore di rete comporti la perdita del diritto a una determinata tariffa incentivante;
- a determinare le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché per la gestione delle attività previste dal decreto, trovino copertura nella componente tariffaria A_3 ;
- a determinare le modalità per l'attuazione dell'incremento della tariffa incentivante per i sistemi con profilo di scambio prevedibile, stabilendo in particolare le condizioni e le

modalità con cui il gestore di rete provvede a trasmettere, al soggetto che ha diritto alle tariffe incentivanti, i dati orari necessari alle verifiche.

Con la delibera 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10, l'Autorità ha quindi provveduto a stabilire le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché per la verifica del rispetto delle disposizioni del decreto.

Relativamente all'aggiornamento e all'integrazione dei propri provvedimenti in materia di connessioni, con particolare riguardo all'applicazione degli indennizzi e delle modalità per l'attuazione dell'incremento della tariffa incentivante per i sistemi con profilo di scambio prevedibile, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 20 ottobre 2010, DCO 34/10. Tramite questo, l'Autorità ha sottoposto all'attenzione dei soggetti interessati i propri orientamenti in relazione agli indennizzi. Nel medesimo documento ha inoltre rilevato che i sistemi con profilo di scambio prevedibile presentano profili che rendono impossibile una ragionevole applicazione delle proposte avanzate in materia di indennizzi, e ha conseguentemente comunicato, al Ministro dello sviluppo economico e al Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, la necessità di una revisione della materia o della cancellazione del profilo stesso di scambio prevedibile.

A seguito del processo di consultazione, con la delibera 3 dicembre 2010, ARG/elt 225/10, l'Autorità ha integrato la delibera ARG/elt 181/10, stabilendo le modalità di calcolo degli indennizzi, aggiuntivi rispetto a quelli previsti dal TICA, che il gestore di rete deve erogare al soggetto responsabile. In particolare l'indennizzo, qualora i giorni lavorativi di ritardo imputabili al gestore di rete siano al più pari a 25, è una maggiorazione dell'indennizzo automatico che il gestore di rete è tenuto a corrispondere ai sensi del TICA; mentre, qualora i giorni lavorativi di ritardo imputabili al gestore di rete siano superiori a 25, è proporzionale tra l'altro alla differenza tra il valore unitario dell'incentivo che si sarebbe ottenuto e il valore unitario dell'incentivo realmente ottenuto.

Meccanismo di controllo della vendita ai clienti finali di energia elettrica da fonti rinnovabili

Con il documento per la consultazione 27 luglio 2009, DCO 26/09, l'Autorità ha indicato alcuni orientamenti finalizzati a definire le condizioni per il controllo della vendita ai clienti finali di energia elettrica da fonti rinnovabili, al fine di individuare i meccanismi di mercato più adatti a promuovere la trasparenza e la concorrenza.

A seguito dell'emanazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico 31 luglio 2009, con il documento per la consultazione 14 luglio 2010, DCO 23/10, l'Autorità ha proposto la definizione di strumenti per il controllo delle offerte di vendita di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Tali strumenti sono finalizzati a garantire che la medesima generazione di energia elettrica non venga inclusa in più offerte di vendita e a promuovere la trasparenza e l'addizionalità di un'offerta di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili rispetto alle altre offerte commerciali che includono energia prodotta da fonti rinnovabili, i cui incentivi ai costi siano già sostenuti, direttamente o indirettamente, dai clienti finali.

Testo unico ricognitivo della produzione elettrica

L'Autorità ha aggiornato il *Testo unico ricognitivo della produzione elettrica*, raccogliendo in un unico documento la regolazione di interesse per la produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento, e comprendendo le principali disposizioni adottate in materia dall'Autorità. Con la predisposizione di questo documento si è voluto fornire uno strumento completo a quanti operano nel settore, rendendo disponibile una guida aggiornata dell'attuale quadro regolatorio e normativo; il documento ha finalità puramente ricognitive e il suo obiettivo principale è quello di soddisfare le esigenze di carattere conoscitivo ed esplicativo, più volte rappresentate dai numerosi soggetti interessati all'attività di produzione di energia elettrica.

Regolamentazione delle infrastrutture

Dispacciamento, trasmissione, distribuzione, misura – Sistema informativo integrato (SII)

Con la legge n. 129/10 è stato istituito, presso la società Acquirente unico, il Sistema informativo integrato (SII), un nuovo complesso di procedure e processi informatizzati attraverso i quali saranno gestiti in modo centralizzato i flussi di comunicazione tra i diversi operatori dei mercati liberalizzati. L'introduzione del SII avrà come effetto la riduzione della complessità del sistema oggi in vigore, basato su flussi di comunicazione tra ciascuna coppia di soggetti coinvolti nelle transazioni, coordinando e centralizzando i flussi informativi riguardanti la gestione della clientela finale. Una volta a regime, il SII sarà in grado di gestire tutti i flussi informativi relativi alla gestione dei clienti finali che comportano l'interazione tra diversi operatori del mercato. Lo *switching* nel settore elettrico sarà uno dei primi processi rinnovato con l'ausilio del SII. Le funzionalità del SII potrebbero, in futuro, comprendere la gestione di ulteriori processi quali, per esempio, le diverse funzioni relative alla gestione della morosità dei clienti finali. Il SII agevolerà l'individuazione dei clienti che in passato sono risultati morosi, riducendo considerevolmente il rischio creditizio fino a ora sopportato dagli operatori del sistema.

Con la delibera 25 novembre 2010, ARG/com 201/10, nell'ambito del procedimento avviato con il documento per la consultazione 21 maggio 2010, DCO 14/10, l'Autorità ha definito le regole per lo sviluppo del SII. In particolare, l'Autorità ha disciplinato gli aspetti organizzativi relativi al SII, le funzioni di coordinamento in capo all'Autorità e i criteri attraverso i quali l'Acquirente unico è remunerato in qualità di gestore del sistema.

Aggregazione incentivante delle misure

Con la delibera 4 agosto 2010, ARG/elt 129/10, l'Autorità ha introdotto nel *Testo integrato settlement* (TIS, delibera 30

luglio 2009, ARG/elt 107/09) elementi di incentivazione volti a migliorare le performance delle imprese distributrici in qualità di soggetti dei quali Terna si avvale per l'attività di aggregazione delle misure. Le principali innovazioni proposte sono state sottoposte alla consultazione degli operatori nell'ambito del documento per la consultazione 28 dicembre 2009, DCO 41/09. Esse consistono in primo luogo nell'introduzione di un corrispettivo specifico applicato a ciascun utente del dispacciamento e versato da Terna alle società di distribuzione per la gestione dell'aggregazione dei prelievi dei punti non trattati su base oraria. Sono inoltre previsti elementi di incentivazione introdotti attraverso un sistema di premi e penalità, assegnati in funzione di parametri prestazionali che valutano la qualità dell'attività di aggregazione, con lo scopo di ridurre al minimo la necessità di ricorrere a rettifiche successive. In caso di inottemperanza dei tempi entro cui le imprese di distribuzione sono tenute a inviare le comunicazioni agli utenti del dispacciamento o in caso di incoerenza del contenuto di tali comunicazioni, l'Autorità ha previsto degli indennizzi automatici che le imprese di distribuzione saranno tenute a erogare agli utenti.

Aggiornamento del Codice di rete di Terna e delle regole di settlement in caso di modifiche societarie delle imprese distributrici

Con la delibera 14 ottobre 2010, ARG/elt 172/10, l'Autorità ha disposto che Terna integri il Codice di rete con l'aggiornamento delle regole di manutenzione del codice POD (il codice alfanumerico identificativo dei punti di prelievo), messe a punto con un apposito tavolo tecnico. Il codice POD è in vigore su tutto il territorio nazionale ed è utilizzato dalle imprese distributrici per tenere aggiornato il registro elettronico dei punti di prelievo del proprio ambito di concessione. In tal senso, il codice POD risulta essenziale: per l'erogazione del servizio di dispacciamento e di quello di trasporto; per garantire lo *swit-*

ching; per gestire i dati di misura funzionali all'attività di previsione e di fatturazione dei clienti finali; in ultima analisi per tutti i processi del mercato liberalizzato, della tutela del cliente finale e della promozione della diffusione capillare delle FER attraverso l'erogazione del servizio di scambio sul posto. Il medesimo provvedimento dà inoltre mandato a TERNA per la definizione dei criteri attuativi della disciplina di *settlement*, rispetto ai casi rilevanti di variazione dell'assetto proprietario della rete di distribuzione. Questo intervento è volto a risolvere eventuali problemi applicativi dell'attività di *settlement*, dovuti a eventi modificativi dell'assetto proprietario delle reti di distribuzione, quali, per esempio, fusioni o scissioni societarie per imprese distributrici, al fine di attribuire correttamente le partite economiche insorgenti anche in questi casi.

Mobilità elettrica

Nel corso del 2010, nell'ambito del tema della mobilità elettrica (vedi anche il paragrafo "Regolamentazione tariffaria" di questo Capitolo), relativamente ai profili di dispacciamento dell'energia elettrica e alle implicazioni sui modelli industriali adottati per sperimentare i servizi di ricarica per veicoli elettrici in luoghi pubblici, si segnalano la delibera 2 settembre 2010, ARG/elt

136/10, che ha avviato il procedimento, il documento per la consultazione 2 novembre 2010, DCO 37/10, *Disposizioni speciali per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura e del servizio di dispacciamento ai fini della sperimentazione dei sistemi di ricarica pubblica dei veicoli elettrici*, e l'omonima delibera ARG/elt 242/10. Quest'ultima ha fra l'altro previsto soluzioni sperimentali transitorie per la regolazione del *settlement* del servizio di dispacciamento per i punti di ricarica pubblica, tenendo conto del principio della minimizzazione degli oneri gestionali nei rapporti contrattuali dei vari soggetti attivi nella sperimentazione; ciò al fine di mantenere concorrenziale il servizio di ricarica pubblica e quindi di favorirne la diffusione, minimizzando l'introduzione di nuovi obblighi amministrativi e organizzativi dei soggetti coinvolti. Sotto il profilo della concorrenza nella fornitura di energia elettrica per tali servizi, era necessario definire regole specifiche relative al servizio di dispacciamento che rendessero possibile lo sviluppo di sperimentazioni con logica *multivendor* (pluralità di venditori). Ciò con un modello di business incentrato sul ruolo dell'impresa di distribuzione e di gestore del servizio esterno al sistema elettrico, ovvero con un modello che contemplasse l'accesso all'infrastruttura di ricarica da parte di più fornitori di energia elettrica, assecondando le libere scelte dei consumatori elettrici mobili, conducenti i veicoli elettrici.

Regolamentazione della qualità

Regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 19 dicembre 2007, n. 333/07, l'Autorità ha approvato il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il quadriennio 2008-2011* (TIQE). Gli obiettivi di miglioramento della continuità del servizio, previsti dalla regolazione incentivante della continuità per tale periodo, si riferiscono

sia alla durata delle interruzioni senza preavviso lunghe (superiori a 3 minuti), come già avvenuto in occasione dei periodi di regolazione 2000-2003 e 2004-2007, sia, per la prima volta, al numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (queste ultime di durata compresa tra un secondo e 3 minuti).

Nel corso del 2010, l'Autorità ha svolto le attività di attuazione previste dal TIQE, in particolare:

- ha determinato, con la delibera 22 novembre 2010, ARG/elt 205/10, i recuperi di continuità del servizio per le 35 imprese distributrici già soggette a regolazione incentivante nel corso del 2009;
- ha intimato, con la delibera 25 maggio 2010, VIS 35/10, a 15 imprese distributrici l'adempimento degli obblighi di comunicazione degli indicatori di continuità del servizio, delle conseguenze della regolazione individuale per utenti in media tensione e della regolazione delle interruzioni prolungate, previste dagli articoli 16, 38 e 51 del TIQE;
- ha determinato, con le delibere 14 luglio 2010, ARG/elt 107/10, e 15 novembre 2010, ARG/elt 199/10, i livelli tendenziali di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica per gli anni 2010 e 2011, per 11 imprese che sono entrate in regolazione per la prima volta nel 2010¹⁷.

Nell'ambito del programma previsto dalla delibera 19 maggio 2010, VIS 31/10, otto verifiche ispettive hanno riguardato altrettanti centri di telecontrollo di imprese distributrici già soggette al meccanismo di incentivi e penalità¹⁸.

Le verifiche ispettive, effettuate presso le imprese distributrici Azienda Pubbliservizi Brunico, Azienda Servizi di Bressanone e Gelsia Reti, hanno riscontrato un valore dell'Indice sistema di registrazione (ISR) che esprime l'adeguatezza complessiva del sistema di registrazione delle interruzioni mediante una struttura "a punti", inferiore al limite consentito del 95%¹⁹. Pertanto, ai sensi del TIQE, sono stati calcolati gli indicatori presunti di durata e numero delle interruzioni. L'effetto di tale calcolo è stato il raggiungimento del tetto, pari a 92.262 €, delle penalità relative alla durata delle interruzioni.

Sono state eseguite inoltre quattro verifiche ispettive presso quattro imprese distributrici che, per effetto del meccanismo di gradualità della regolazione della continuità, sono interes-

sate dalla regolazione incentivante a decorrere dal 2010. Le due verifiche ispettive nei confronti del Comune di Isera e del Comune di Molveno – Azienda Elettrica Comunale, hanno portato al riscontro di inesattezze negli indicatori di riferimento di continuità del servizio, comunicate all'Autorità entro il 31 maggio 2010, relativamente al triennio 2007-2009. Perciò l'Autorità, con la delibera ARG/elt 107/10, ha disposto il rinvio della decorrenza della regolazione per queste due imprese all'anno 2011, tramite l'adozione dei livelli quadriennali degli indicatori di continuità del servizio.

Relativamente alle altre due verifiche ispettive, con le delibere 15 novembre 2010, VIS 141/10 e VIS 142/10, l'Autorità ha avviato due procedimenti, rispettivamente nei confronti del Comune di Berchidda e di Amea-Paliano, per l'accertamento di violazioni in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Con la delibera ARG/elt 107/10, l'Autorità ha anche disposto il rinvio della decorrenza della regolazione all'anno 2011 per altre 41 imprese distributrici, per incompletezza o inesattezza dei dati comunicati, oppure per incongruenza fra più comunicazioni di dati. Inoltre, l'Autorità ha intimato a 17 imprese distributrici l'adempimento degli obblighi di comunicazione previsti dal TIQE. Con la successiva delibera ARG/elt 199/10, l'Autorità ha disposto il rinvio della decorrenza della regolazione all'anno 2011 per altre dieci imprese distributrici, per incompletezza o inesattezza dei dati comunicati, oppure per incongruenza fra più comunicazioni di dati. Infine, l'Autorità ha rinviato al successivo periodo regolatorio l'applicabilità della regolazione incentivante per otto imprese distributrici²⁰. Sulla base dei dati trasmessi dalle imprese distributrici soggette alla regolazione incentivante, e a seguito delle verifiche ispettive su tali dati, con la delibera ARG/elt 205/10 l'Autorità ha poi chiuso il procedimento per la determinazione dei recuperi di

17 C.E.G. Società Cooperativa Elettrica Gignod, A.E.M. Comune di Chiomonte, Impresa Campo Elettricità I.C.E.L., A.E.C. - Comune di Ossana, AMEA, Az. Elettrica Eredi di Brunner Josef, Consorzio Elettrico di Storo Società Cooperativa, Comune di Vermiglio, Azienda Elettrica Comunale - Vipiteno, Camuna Energia e SEA Soc. Elettrica di Favignana.

18 Tre centri di telecontrollo di Enel Distribuzione per Potenza, Udine e Viterbo e cinque per altre imprese distributrici: AMAIE - Sanremo, ATENA - Vercelli, Azienda Pubbliservizi Brunico, Azienda Servizi di Bressanone, Gelsia Reti - Seregno.

19 L'indice è risultato pari a 93% per Azienda Pubbliservizi Brunico e Gelsia Reti, con la conseguenza di una proporzionale riduzione degli incentivi per le suddette imprese. L'indice è risultato pari a 87% per Azienda Servizi di Bressanone, con l'effetto di ridurre gli incentivi e di incrementare le penalità per tale impresa. Inoltre, per Azienda Servizi di Bressanone si è registrato un indice di correttezza (IC) inferiore alle soglie previste, che ha comportato la non validità dei dati comunicati dall'impresa.

20 Si tratta dei Comuni di Berchidda e Amea-Paliano (per cui sono stati avviati procedimenti per l'accertamento di violazioni in materia di continuità), della Società Elettrica in Morbegno (che è stata sanzionata dall'Autorità con la delibera 6 settembre 2010, VIS 94/10, per violazione di obblighi in materia di qualità) e di altre cinque imprese distributrici (proprietarie di reti con un solo punto di connessione in media tensione, per effetto dell'art. 30 del TIQE).

continuità per l'anno 2009. L'Autorità ha assegnato incentivi per un totale di circa 101 milioni di euro a fronte dei miglioramenti della continuità del servizio, di cui 54 per il miglioramento inerente la durata delle interruzioni e 47 per il miglioramento riguardo al numero di interruzioni. D'altro canto, sono state disposte penalità per circa 35 milioni di euro a carico di imprese distributrici, di cui 13 per il mancato miglioramento inerente la durata delle interruzioni e 22 per il mancato miglioramento riguardo al numero di interruzioni. Infine, sono stati differiti ai due anni successivi (2010 e 2011) ulteriori 33 milioni di euro di penalità, che dovranno essere versati in caso di mancato raggiungimento dei livelli tendenziali per tali anni.

Come detto, la regolazione della qualità dei servizi elettrici è quadriennale e quest'anno si completa il corrente periodo regolatorio 2008-2011. In vista del nuovo periodo di regolazione, con la delibera 27 settembre 2010, ARG/elt 149/10, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015. Tale procedimento verrà sottoposto alla metodologia di Analisi di impatto della regolazione (AIR) per gli aspetti più rilevanti.

Regolazione della continuità: registrazione del numero effettivo di clienti disalimentati mediante l'utilizzo dei misuratori elettronici

Con la delibera 20 giugno 2006, n. 122/06, successivamente confluita nel TIQE, l'Autorità ha introdotto la disciplina relativa alla registrazione del numero reale di clienti alimentati in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico. Tale disciplina prevede l'adozione, da parte delle imprese distributrici, di un regime operativo ai fini della registrazione dei clienti in bassa tensione effettivamente

interrotti. Tra i regimi ammissibili è stato previsto anche il c.d. "regime C", realizzabile tramite l'ausilio dei misuratori elettronici e del sistema di telegestione, che è ritenuto lo strumento più efficace per l'individuazione esatta del numero di clienti in bassa tensione disalimentati. Per questa ragione, con le delibere 18 dicembre 2006, n. 292/06, e 10 dicembre 2009, ARG/elt 190/09, l'Autorità aveva introdotto un incentivo economico (da erogare nel 2010 per le imprese con una percentuale minima di misuratori elettronici messi in servizio al 31 dicembre 2009), e successivamente un incentivo in misura ridotta (da erogare nel 2011 per le imprese con una percentuale minima di misuratori elettronici messi in servizio al 31 dicembre 2010), per la rilevazione dei clienti in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico mediante l'utilizzo degli stessi misuratori elettronici e dei sistemi preposti alla loro telegestione.

Le attività svolte nel corso del 2010 hanno riguardato due aspetti:

- il completamento della disciplina dei controlli, con particolare riferimento ai controlli presso le imprese distributrici;
- la verifica dei dati comunicati dalle imprese e l'erogazione dell'incentivo in misura piena.

Per il primo aspetto, dopo aver formulato nel documento per la consultazione 8 marzo 2010, DCO 2/10, le proprie proposte finali in merito alla predisposizione della *check-list* funzionale ai controlli che verranno effettuati presso le sedi delle imprese distributrici, l'Autorità ha provveduto (con la delibera 14 luglio 2010, ARG/elt 106/10) a integrare la delibera ARG/elt 190/09, con il Titolo III riguardante i controlli a campione presso le sedi delle imprese distributrici. Risulta così completato il quadro dei controlli, che viene sintetizzato nella tavola 2.5.