

sono stati integrati prevedendo una specifica in bolletta in merito alla procedura di rimborso rapido. Con provvedimento dell'11 marzo 2008 l'AGCM ha ritenuto la comunicazione in bolletta sufficiente rispetto all'obbligo di pubblicità previsto. Il 21 febbraio 2008 l'AGCM ha aperto il procedimento per pratiche commerciali scorrette PS/91 nei confronti di quattro società del Gruppo: Enel SpA, Enel Energia SpA, Enel Servizio Elettrico SpA ed Enel Distribuzione SpA. Il procedimento ha come oggetto l'attivazione di forniture non richieste di energia elettrica e gas sul mercato libero, nonché la diffusione di una campagna pubblicitaria idonea a indurre in errore i destinatari in quanto non sufficientemente chiara in merito alla distinzione tra mercato della maggior tutela e mercato libero. Il 4 settembre 2008 l'AGCM ha sanzionato Enel Energia SpA ed Enel SpA rispettivamente per 1.100.000 euro e per 100.000 euro.

Il 18 marzo 2008 è stato avviato un altro procedimento (PS/1), relativo a presunte pratiche commerciali scorrette poste in essere da Enel Energia SpA e da altre otto società terze. Le condotte contestate riguardano la trasparenza nelle note delle offerte commerciali di "EnergiaSicura", "EnergiaPura Casa", "EnergiaPura Bioraria" ed "EnergiaSicura Gas". Relativamente alla promozione "EnergiaPura Bioraria", in particolare, viene contestato il difetto di chiarezza relativamente ai maggiori oneri che possono derivare dal consumo di energia nella fascia oraria diurna. Il 13 novembre 2008 è stato adottato il provvedimento finale, con cui l'AGCM ha sanzionato Enel Energia SpA per 250.000 euro.

Il 26 giugno 2008 l'AGCM ha avviato nei confronti di Enel SpA, Enel Energia SpA ed Enel Servizio Elettrico SpA il procedimento per pratiche commerciali scorrette PS/1092. L'AGCM contesta a Enel Servizio Elettrico l'innalzamento della soglia minima di addebito a 40 euro (fino allo scorso anno, pari a 25 euro), rinviando la fatturazione dei consumi inferiori a tale importo al bimestre successivo e concentrando in questo modo il pagamento relativo ai consumi effettuati nell'arco di un quadrimestre in un'unica soluzione. Il 23 ottobre 2008 l'AGCM ha adottato la decisione finale senza irrogare alcuna sanzione nei confronti delle due società. Il 27 giugno 2008 è stata notificata l'apertura del procedimento per pratiche commerciali scorrette PS/1554 nei confronti di Enel SpA, Enel Servizio Elettrico SpA ed Enel Energia SpA, con il quale si ipotizza la realizzazione di una pratica commerciale scorretta consistente nell'addebito di interessi di mora per il pagamento tardivo da parte dei clienti di bollette recapitate quando il relativo termine era già scaduto. Il 16 ottobre 2008 è stata adottata la decisione finale con la quale l'AGCM ha sanzionato Enel Energia SpA ed Enel Servizio Elettrico SpA rispettivamente per 225.000 euro e 210.000 euro.

Il 29 agosto 2008 è stata comunicata l'apertura di un procedimento, per pratiche commerciali scorrette (PS/491), nei confronti di Enel Energia SpA nel quale si contesta la mancata lettura e verifica dei gruppi di misura e l'emissione di fatture presuntive in relazione ai consumi di energia elettrica non rispondenti ai consumi effettivi. Il procedimento è stato chiuso, senza accertamento d'infrazioni per Enel Energia.

Il 2 ottobre 2008 l'AGCM ha avviato un procedimento per abuso di posizione dominante (A/410) nei confronti di Enel Distribuzione, Enel Servizio Elettrico ed Enel SpA. L'AGCM contesta alle due società del Gruppo attive nel servizio di salvaguardia da luglio 2007 ad aprile 2008 di aver ostacolato l'ingresso di un concorrente (Exergia) su tale mercato. Secondo Exergia, le informazioni fornite dalle società di Enel sarebbero risultate erranee, incomplete e in alcuni casi tardive. Tali omissioni avrebbero ostacolato la sua attività sul mercato determinando rilevanti perdite finanziarie a proprio danno. Inoltre, sempre secondo Exergia, Enel Distribuzione avrebbe preteso il pagamento di somme non

dovute e per tale ragione non ha provveduto al pagamento degli oneri di trasporto per le attività nel frattempo regolarmente eseguite dal distributore. Enel Distribuzione, Enel Servizio Elettrico ed Enel SpA hanno presentato alcuni impegni al fine di giungere alla chiusura anticipata del procedimento senza accertamento dell'infrazione. La chiusura del procedimento è prevista per il 31 ottobre 2009.

Gas

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con delibera n. 79/07, l'AEEG ha introdotto una maggiorazione provvisoria della componente materia prima a copertura di maggiori costi di approvvigionamento sostenuti dagli operatori pari a 1,5 centesimi di euro/m³. Le delibere ARG/gas n. 52/08 e ARG/gas n. 100/08 hanno rispettivamente prorogato al 30 settembre 2008, prima, e al 30 settembre 2009, poi, la maggiorazione della materia prima, la cui scadenza era inizialmente fissata per il 30 giugno 2008.

Con delibera n. 89/08 si è invece concluso il processo di rinegoziazione dei contratti di compravendita di gas naturale sottoscritti nel periodo di validità della delibera n. 248/04 in base ai criteri definiti dalla delibera n. 79/07.

Con delibere n. 346/07, ARG/gas n. 39/08, ARG/gas n. 84/08 e ARG/gas n. 141/08 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale nel corso del 2008. Complessivamente si è registrato un aumento del prezzo per il cliente domestico (consumo 1.400 m³/anno) del 16%.

L'aumento della componente materia prima nel corso del 2008 è invece stato pari al 55% ed è attribuibile all'incremento del prezzo internazionale dei prodotti petroliferi.

Come disposto dall'art. 3, comma 8, del decreto legge n. 185/08, al fine di assicurare una riduzione della tariffe in linea con la diminuzione dei prodotti petroliferi, l'AEEG ha deciso di eliminare la soglia di invarianza da cui dipendono gli aggiornamenti delle condizioni economiche di fornitura. Tale disposizione ha permesso di aggiornare (delibera ARG/gas n. 192/08) le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il primo trimestre 2009 riducendo la componente materia prima del 2% e fissando un prezzo pari a 79,33 centesimi di euro/m³ per il cliente domestico (consumo 1.400 m³/anno) con una riduzione del prezzo del gas dell'1% rispetto al trimestre precedente.

Fornitore di ultima istanza

Con la delibera n. 10/07 l'AEEG ha definito la procedura per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza di gas naturale.

Sulla base di tale procedura, la delibera ARG/gas n. 127/08 fissa la graduatoria dei fornitori di ultima istanza per l'anno termico 2008-2009, individuando Enel Energia quale fornitore di ultima istanza con un quantitativo massimo di gas pari a 30 milioni di metri cubi nella macro-area Emilia Romagna, Liguria, Toscana, Umbria, Marche e Alto Lazio.

Con la delibera ARG/gas n. 39/08 l'AEEG ha previsto una maggiorazione al corrispettivo per la commercializzazione all'ingrosso per costituire un fondo a copertura degli oneri derivanti dall'attività di fornitore di ultima istanza.

Standard di comunicazione

Con delibera ARG/gas n. 185/08 l'AEEG ha definito i flussi e i contenuti minimi informativi delle comunicazioni tra distributori e venditori. La stessa delibera ha prorogato inoltre al 1° luglio 2009, rispetto al 1° aprile 2009, l'adozione obbligatoria di strumenti di comunicazione evoluti da parte dei grandi distributori.

Istruttorie e indagini conoscitive

Con la delibera VIS n. 50/08 l'AEEG ha chiuso l'istruttoria formale, aperta nei confronti di Enel Energia con delibera n. 300/07, per il calcolo del gas consumato dai piccoli consumatori, irrogando una sanzione amministrativa, pari al minimo edittale (circa 26.000 euro), avendo riscontrato la violazione in soli due Comuni e dando atto a Enel Energia di aver posto rimedio alla violazione.

L'11 agosto scorso l'AGCM ha avviato un procedimento per pratiche commerciali scorrette (PS/1874) nei confronti di Enel Energia, contestando la mancata lettura e verifica dei gruppi di misura e l'emissione di fatture presuntive in relazione a consumi di gas non rispondenti ai consumi effettivi e stimati in base a criteri non precisati. Il 3 dicembre 2008 è stato adottato il provvedimento finale, con cui l'AGCM ha sanzionato Enel Energia per 90.000 euro.

Generazione ed Energy Management

Impianti essenziali alla sicurezza del sistema elettrico

Il 23 luglio 2008 l'AEEG ha pubblicato la delibera n. 97/08 con la quale prevede che gli impianti di produzione presenti in Sicilia e Sardegna siano inseriti nel novero delle unità essenziali alla sicurezza del sistema elettrico. Tale disciplina prevede che, in alcuni periodi dell'anno e per quote di potenza che dipendono dalla esigenza di sicurezza del sistema elettrico, le unità siano soggette a un regime amministrato.

Le modalità attuative disposte da Terna con comunicazione del 31 luglio 2008 sono state approvate con la delibera n. 106/08 ed è stato prorogato al 30 settembre 2008 il termine entro il quale Terna doveva analizzare l'esistenza sul territorio nazionale di situazioni in cui sarebbero necessari interventi come quelli adottati con la delibera n. 97/08. Enel Produzione ha impugnato sia le delibere dell'AEEG sia le comunicazioni di Terna. Il TAR di Milano ha accolto il ricorso di Enel Produzione e ha condannato Terna al risarcimento dei danni, indicando, inoltre, i criteri in base ai quali Terna dovrà proporre a favore di Enel Produzione la quantificazione del danno relativo al periodo 13 agosto - 24 ottobre 2008.

Oneri emergenza gas

Con la delibera ARG/gas n. 133/08 l'AEEG ha deliberato il pagamento da parte della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, entro il 31 dicembre 2008, degli importi relativi agli oneri riconosciuti per i maggiori costi sostenuti da Enel Produzione nel corso dell'emergenza climatica del 2006. Il versamento nei confronti di Enel Produzione è stato di circa 66 milioni di euro.

Pagamento *stranded cost*

Il 15 dicembre 2008, con la delibera ARG/elt n. 183/08, l'AEEG ha deliberato il pagamento anticipato delle somme relative agli *stranded cost* per gli anni 2008 e 2009 e il pagamento della quota residua 2004, attualizzata a un tasso di interesse pari alla media delle quotazioni del tasso Euribor registrate nei trenta giorni antecedenti alla pubblicazione della delibera n. 183/08 (15 dicembre), maggiorato di 80 punti base. Il pagamento è stato pari a 525 milioni di euro. Al fine della quantificazione delle somme definitive, l'AEEG con delibera n. 183/08 ha avviato un procedimento per la verifica a consuntivo dei volumi di gas nigeriano destinati da Enel alla generazione elettrica, come previsto dal decreto del 22 giugno 2005.

Mercati a termine

Il 3 novembre 2008 sono state avviate le piattaforme organizzate per la contrattazione a termine di energia elettrica con scambio fisico (MTE - gestita dal GME) e di prodotti finanziari sull'energia elettrica (IDEX - gestita da Borsa Italiana). Enel Trade partecipa a entrambe le piattaforme.

“Mercato dei Servizi di Dispacciamento” (MSD)

Con la delibera n. 308/07 l'AEEG ha approvato la proposta presentata da Terna riguardante nuove procedure concorsuali per la stipula di contratti a termine sul MSD per l'anno 2008. A febbraio e marzo 2008 Terna ha concluso contratti relativi al secondo trimestre 2008 per i quali Enel è risultata aggiudicataria di alcuni prodotti. Il citato decreto legge n. 185/08 del 29 novembre 2008 ha di fatto dato inizio a un processo di riforma di MSD che prevederà l'avvio di gruppi di lavoro con la partecipazione di soggetti istituzionali e operatori del mercato.

Misure per fronteggiare l'emergenza gas

La procedura di emergenza climatica, approvata con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 23 novembre 2007, ha definito misure per far fronte alla mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale in caso di eventi climatici sfavorevoli e altre tipologie di emergenze.

A garanzia della sicurezza del sistema gas, nell'ambito della procedura di emergenza, il Ministro dello Sviluppo Economico ha inoltre introdotto, con proprio decreto dell'11 settembre 2007, la procedura relativa all'obbligo di contenimento dei consumi di gas.

Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 30 ottobre 2008 rivede alcune condizioni di partecipazione all'obbligo di contenimento dei consumi di gas per l'anno termico 2008-2009, confermando per i produttori di energia elettrica la sola partecipazione al contenimento tramite contributo economico per finanziare gli incentivi a favore dei soggetti coinvolti nella procedura.

La delibera ARG/gas n. 160/08 conferma il valore del corrispettivo per la contribuzione a titolo oneroso.

Sempre nell'ambito della procedura di emergenza climatica, il Ministro dello Sviluppo Economico con decreto del 30 agosto 2007 ha introdotto l'obbligo di massimizzazione delle importazioni per l'anno termico 2007-2008, a partire dal 5 novembre 2007. Tale obbligo è stato poi revocato in data 12 marzo 2008.

Nel gennaio 2009 le forniture di gas all'Italia hanno registrato una forte riduzione dovuta all'acuirsi delle tensioni fra Russia e Ucraina e a un guasto sul gasdotto Transmed. In seguito a questa situazione, che ha comportato un aumento consistente del ricorso agli stoccaggi, il Ministro dello Sviluppo Economico con decreto del 7 gennaio 2009 ha imposto un nuovo obbligo alla massimizzazione delle importazioni di gas nel periodo tra gennaio e marzo 2009.

Oneri CIP 6, revisione del Costo Evitato di Combustibile (CEC)

Il 22 gennaio 2008 il Consiglio di Stato ha accolto il ricorso dell'AEEG ripristinando la vigenza della delibera n. 249/06 con la quale l'AEEG stessa aveva introdotto una nuova modalità di aggiornamento del Costo Evitato di Combustibile (CEC) riconosciuto agli impianti CIP 6, che comportava sostanziali riduzioni della remunerazione di tali impianti e che, a seguito dei ricorsi da parte di alcuni operatori, era stata annullata dal TAR. Con la delibera n. 154/08 del 21 ottobre 2008 l'AEEG ha confermato la metodologia di aggiornamento del CEC definita con la delibera n. 249/06, introducendo un prezzo di riferimento collegato alle forniture per le utenze termoelettriche.

In data 19 dicembre 2008 l'AEEG ha pubblicato un documento di consultazione sulle modalità di determinazione del valore di acconto del CEC per l'anno 2009 e seguenti. L'AEEG, infatti, ritiene opportuno regolare anche le modalità di definizione del CEC in acconto, tenendo in considerazione l'effettiva struttura dei costi nel mercato del gas naturale, come previsto dalla legge n. 244/07.

Tariffe rigassificazione del GNL - terzo periodo regolatorio

La delibera ARG/gas n. 92/08 definisce le tariffe per il servizio di rigassificazione per il periodo 2008-2012. Allo scopo di incentivare la costruzione di nuova capacità di rigassificazione l'AEEG ha introdotto una maggiorazione alla remunerazione dei nuovi investimenti e un fattore di garanzia che assicura il recupero del 64% dei costi operativi sostenuti dal rigassificatore per 20 anni (non si applica ai terminali con esenzione all'accesso a terzi almeno pari all'80%). Inoltre, la delibera ha previsto un tasso annuale di recupero di produttività (*X-factor*) pari allo 0% per i terminali di nuova costruzione quale ulteriore incentivo a favore degli operatori dei terminali stessi.

Emission Trading

A chiusura del periodo 2005-2007, Enel Produzione ha coperto il *deficit* residuo di assegnazioni rispetto alle emissioni verificate di CO₂ acquistando nel primo trimestre 2008 quote per 4,6 Mton.

Per quanto riguarda il Piano Nazionale di Allocazione 2008-2012, il Comitato nazionale di gestione e attuazione della direttiva n. 2003/87/CE, composto dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e dal Ministero dello Sviluppo Economico, ha reso noto in data 20 febbraio 2008 la decisione finale di assegnazione delle quote di emissione, ai sensi dell'art. 8 comma 2 del decreto legislativo n. 216 del 4 aprile 2006. A seguito della richiesta da parte della rappresentanza italiana di ulteriori chiarimenti in merito alla revisione del Piano Nazionale di Allocazione 2008-2012, il Comitato nazionale di gestione della direttiva n. 2003/87/CE ha approvato il 17 settembre 2008 le risposte alla richiesta di chiarimenti della Commissione Europea. In osservanza del nulla osta della Commissione Europea, in data 27 novembre è stata emanata la delibera n. 20/08 del Comitato nazionale di gestione e attuazione della direttiva *Emission Trading* per l'esecuzione della decisione di assegnazione delle quote di CO₂. La delibera è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 291 del 13 dicembre.

Il *cap* complessivo di quote ammonta a 201,63 Mton annue di CO₂; al settore termoelettrico sono state assegnate 85,29 Mton annue di CO₂ esclusa la riserva per i nuovi entranti. Nella decisione finale è previsto l'utilizzo dei crediti CER/ERU (crediti derivanti dai meccanismi flessibili CDM - *Clean Development Mechanism* - e JI - *Joint Implementation* - che consentono di contabilizzare le riduzioni delle emissioni di CO₂ derivanti da progetti effettuati in Paesi esteri ai fini del soddisfacimento degli obblighi previsti dal Protocollo di Kyoto), in maniera differenziata fra i gestori dei diversi settori. In particolare, il settore termoelettrico beneficia di un limite percentuale maggiorato (19,3%) rispetto a quello medio richiesto dalla Commissione Europea (14,99%).

La decisione finale assegna a Enel per gli impianti esistenti circa 33,6 Mton annue di CO₂ per il periodo 2008-2012, cui si dovranno sommare ulteriori quote derivanti dalla riserva destinata ai nuovi entranti, stimabili in circa 3 Mton annue. In particolare, alla sezione dell'impianto termoelettrico Sulcis 2, trattata come nuovo entrante, la delibera n. 4/09 ha già assegnato una media di circa 1,3 Mton annue. Alla luce delle assegnazioni Enel prevede un *deficit* per il periodo 2008-2012

dell'ordine di 6 Mton annue di CO₂, comunque coperto con le strategie di approvvigionamento già in atto.

Nel 2008 le emissioni prodotte da Enel Produzione sono state pari a 44,5 Mton; considerando le quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione pari a 41,3 Mton e gli acquisti di quote effettuate nell'esercizio pari a 4,2 Mton, al 31 dicembre 2008 si evidenzia un *surplus* pari a 1,0 Mton.

Borsa del gas e mercato giornaliero del bilanciamento

L'AEEG è intervenuta per dare attuazione alle disposizioni della delibera n. 22/04 relativamente allo sviluppo in Italia di un mercato organizzato delle capacità e del gas. Con il documento di consultazione n. 10/08 dell'aprile 2008 l'AEEG ha proposto l'introduzione di un mercato giornaliero di bilanciamento e il 19 giugno 2008 è stato pubblicato un ulteriore documento di consultazione (n. 21/08) relativo all'introduzione di una Borsa del gas che dovrebbe essere perfezionata, in fasi successive, a partire dalla metà del 2009, con un anticipo di almeno un anno rispetto allo sviluppo previsto del mercato del bilanciamento.

A livello normativo, il disegno di legge n. AS 1195, all'esame della Commissione Industria del Senato, introduce la Borsa del gas prevedendo che il GME gestisca tutti gli scambi di mercato secondo criteri di merito economico. La disciplina del mercato dovrà essere approvata con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico.

Obblighi di offerta al Punto di Scambio Virtuale (PSV) di quote di gas importato
Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 19 marzo 2008 aveva definito per gli importatori le modalità di cessione presso il mercato regolamentato di quote di gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione Europea. Con la delibera ARG/gas n. 112/08 l'AEEG ha definito le modalità di offerta presso il PSV delle quote gas soggette a obbligo di offerta, relative ai mesi da novembre 2008 a marzo 2009 e ai lotti annuali. La quota di Enel in offerta al PSV è di circa 6 milioni di metri cubi. La procedura d'asta per i quantitativi dei lotti invernali si è conclusa il 13 ottobre 2008 con l'assegnazione di tutti i lotti offerti.

Infrastrutture e Reti

Efficienza energetica

Il 3 luglio 2008 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale il decreto legislativo n. 115 recante attuazione della direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici. Tale decreto dispone, tra l'altro, l'estensione dell'obbligo ricadente sui distributori di energia elettrica e gas alle società di vendita di energia al dettaglio, nel rispetto di criteri di congruenza con gli obiettivi generali e con gli obblighi già esistenti.

Con il decreto ministeriale del 21 dicembre 2007, emanato congiuntamente dai Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente, sono stati rivisti e aggiornati i decreti sull'efficienza energetica del luglio 2004. In particolare, sono stati elevati gli obiettivi da conseguire negli anni 2008 e 2009 e fissati i nuovi obiettivi di risparmio energetico per il triennio 2010-2012 sia per i distributori di energia elettrica sia per i distributori di gas. Per il 2009 l'obiettivo attribuito complessivamente a Enel è di 1,74 Mtep (54% dell'obbligo totale), in crescita rispetto al 2008 del 45%, di cui 1,57 Mtep a Enel Distribuzione e Deval e 0,17 Mtep a Enel Rete Gas (determinazione degli obiettivi specifici con delibera EEN n. 35/08 del 17 dicembre 2008).

Si segnala, inoltre, per quanto riguarda le azioni poste in essere nel 2007, che in

sede di certificazione dei risparmi energetici conseguiti da Enel Distribuzione con la distribuzione di lampade fluorescenti compatte (LFC), l'AEEG ha richiesto ulteriori e più complete informazioni. La risposta inviata da Enel il 25 settembre 2008 ha consentito il riconoscimento del 73% della richiesta presentata.

L'AEEG ha recentemente certificato risparmi ottenuti da parte di società del Gruppo Enel (Enel Distribuzione, Enel Rete Gas, Enel Sole ed Enel.si) nel corso del 2007 e del primo semestre 2008 per più di 120.000 Tep/anno, pari al 100% dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) richiesti. Risultano in attesa di prossima verifica e certificazione progetti di risparmio energetico portati a termine nello stesso periodo per circa 300.000 Tep/anno.

L'AEEG, con delibera EEN n. 36/08, ha aggiornato il contributo tariffario dei TEE per il 2009, attualmente pari a 100 euro/Tep, definendo un valore pari a 88,92 euro/Tep in base a un meccanismo legato all'andamento dei valori medi annuali delle tariffe domestiche di elettricità e gas e del prezzo del gasolio per autotrazione. L'aggiornamento avviene in diminuzione nel caso in cui nell'anno precedente si siano registrati aumenti medi e viceversa in aumento nel caso di riduzioni del valore medio nel corso dell'anno precedente.

Separazione amministrativa e contabile

Con la delibera n. 11/07 l'AEEG ha approvato il Testo Integrato delle disposizioni in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione.

Il provvedimento integra e modifica le precedenti regole di separazione contabile e amministrativa (delibere n. 310/01 e n. 311/01), stabilendo regole di separazione funzionale al fine di garantire, tra l'altro, l'indipendenza del *management* che gestisce le infrastrutture essenziali.

Il 23 settembre 2008, con la delibera ARG/com n. 132/08, l'AEEG ha pubblicato le linee guida per la definizione del programma degli adempimenti, che dovrà essere predisposto dagli Amministratori indipendenti delle società oggetto di separazione funzionale. La delibera ha fissato le scadenze per adempiere alle disposizioni in materia di *unbundling*, tra cui la verifica della sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti per gli Amministratori, la predisposizione della struttura organizzativa e gestionale e la definizione delle regole di *governance*.

Energia elettrica

Qualità del servizio di distribuzione

Sulla base dei dati di continuità definitivi e in base ai controlli effettuati, l'AEEG, con delibera ARG/elt n. 165/08, ha assegnato i premi e le penalità corrispondenti ai risultati ottenuti in relazione ai livelli di continuità del servizio nell'anno 2007 per ciascuna impresa di distribuzione interessata. Per Enel Distribuzione il saldo netto è risultato positivo e pari a 181,7 milioni di euro, mentre per Deval è stato di 455.000 euro.

Tariffe di distribuzione: nuovo periodo regolatorio

Con la delibera n. 348/07 l'AEEG, a seguito di un processo di consultazione avviato ad agosto 2007, ha definito le nuove tariffe di trasmissione, distribuzione e misura per il periodo regolatorio 2008-2011.

Il tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) per il servizio di distribuzione è stato incrementato dal 6,8% del secondo periodo regolatorio al 7%, mentre è stato ridotto quello relativo all'attività di misura dall'8,4% al 7,2% in

relazione al consolidamento della natura regolata del settore. *LX-factor*, applicato alla sola componente tariffaria a copertura dei costi operativi, è stato fissato pari all'1,9% per la distribuzione e al 5% per la misura, in modo tale da consentire il trasferimento ai clienti finali, rispettivamente entro otto e sei anni, dei maggiori recuperi di efficienza già realizzati dalle imprese nel secondo periodo di regolazione.

Sono previste forme di incentivazione, attraverso WACC differenziati (+2%) e per un minimo di otto anni, di specifiche tipologie di investimenti sulle reti di distribuzione, quali quelli relativi alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione, di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite, *smart grid*. L'AEEG ha inoltre stabilito che i prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, nel caso in cui la potenza prelevata non superi del 10% quella dichiarata, sono esonerati dal pagamento degli oneri di trasporto, degli oneri di sistema e degli altri corrispettivi pagati dai clienti finali.

In attesa di una revisione complessiva della normativa per l'erogazione del servizio di connessione, l'AEEG ha inoltre effettuato un riordino della disciplina in materia di condizioni economiche per la connessione alle reti elettriche assoggettando i contributi di allacciamento e i diritti fissi ad aggiornamento mediante *price cap*.

Con la delibera ARG/elt n. 188/08 del 19 dicembre 2008 l'AEEG ha aggiornato le tariffe di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2009. In particolare, la tariffa media unitaria di distribuzione e misura è stata incrementata del 2,6% rispetto al 2008. Tale aggiornamento è stato effettuato secondo nuovi criteri, definiti in occasione dell'avvio del periodo regolatorio 2008-2011, che prevedono un *X-factor* dell'1,9%, applicato solo sulla componente costi operativi e sulle componenti ammortamento e remunerazione del capitale aggiornate sulla base del deflatore degli investimenti fissi lordi e dei nuovi investimenti. Nel precedente periodo regolatorio l'*X-factor*, pari al 3,5%, era applicato sulle componenti costi operativi e ammortamenti, mentre l'aggiornamento per tener conto dei nuovi investimenti era previsto solo sulla componente remunerazione del capitale.

Con la delibera n. 333/07 l'AEEG ha definito le nuove regole in materia di qualità del servizio elettrico per il periodo regolatorio 2008-2011. In particolare, relativamente alla continuità del servizio è stata introdotta la regolazione del numero medio annuo di interruzioni lunghe e brevi e confermata quella relativa alla durata cumulata delle stesse.

Con la delibera ARG/elt n. 30/08 del 13 marzo 2008 l'AEEG ha definito le nuove modalità di calcolo degli ammontari di perequazione. In particolare, in relazione alla perequazione dei costi commerciali della distribuzione, l'AEEG ha stabilito che saranno perequati gli squilibri tra ricavi e costi superiori al 5%. Relativamente alla perequazione della misura sono stati inclusi tra i ricavi da perequare, oltre alla remunerazione del capitale investito come nel secondo periodo regolatorio, gli ammortamenti relativi ai contatori elettronici, garantendo in questo modo il riconoscimento degli investimenti alle imprese che li hanno effettivamente realizzati.

Disciplina delle connessioni

Con la delibera ARG/elt n. 99/08 l'AEEG ha disposto la nuova disciplina delle connessioni degli impianti di produzione alle reti elettriche che decorre dal 1° gennaio 2009, integrando in un unico testo e razionalizzando le precedenti discipline contenute nella delibera n. 281/05 per connessioni in media, alta

e altissima tensione e nella delibera n. 89/07 per connessioni in bassa tensione. In particolare, la nuova disciplina prevede procedure di connessione con tempistiche e indennizzi più stringenti sia per la messa a disposizione dei preventivi sia per realizzazione dei lavori e corrispettivi a forfait anche per connessioni in media tensione, oltre che in bassa tensione. Sempre in materia di connessioni, l'AEEG ha disciplinato, con un provvedimento *ad hoc* (delibera ARG/elt n. 123/08), le procedure per la risoluzione delle controversie fra produttori e gestori di rete insorgenti sia nella fase di realizzazione sia nella fase di erogazione del servizio di connessione.

Istruttorie e indagini conoscitive

Nel corso dell'estate Enel ha comunicato all'AEEG con evidenza documentale l'attuazione di tutti gli impegni assunti in merito all'istruttoria formale (delibere n. 237/06 e n. 314/07) per l'eventuale irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria nei confronti di Enel Distribuzione per aver disatteso l'obbligo di effettuare almeno un tentativo annuo di lettura dei consumi dei clienti con potenza impegnata fino a 30 kW, previsto dalla delibera n. 200/99. Il 2 dicembre 2008 l'AEEG ha comunicato le risultanze istruttorie, ritenute complessivamente positive. Sulla base di accordi pregressi, l'eventuale sanzione irrogata sarà da addebitarsi a Enel Servizio Elettrico.

Con la delibera VIS n. 12/08 l'AEEG ha avviato un'istruttoria formale nei confronti di Enel Distribuzione circa i ritardi nelle connessioni alle reti degli impianti di generazione. L'istruttoria è stata avviata a seguito della chiusura, con delibera VIS n. 8/08, dell'istruttoria conoscitiva sull'erogazione del servizio di connessione alla rete degli impianti di generazione di energia elettrica da parte delle imprese distributrici, dalla quale sono emersi, in base a segnalazioni di operatori e associazioni di settore, ritardi da parte di Enel Distribuzione nella trasmissione dei preventivi e nell'esecuzione dei lavori per le connessioni di nuovi impianti di generazione. La chiusura dell'istruttoria, inizialmente prevista per il mese di ottobre 2008, è stata prorogata al fine di permettere alle imprese distributrici interessate di evidenziare gli impegni presi e le iniziative meritevoli di apprezzamento messe in atto in vista delle risultanze istruttorie.

Gas

Tariffe di distribuzione

Con la delibera ARG/gas n. 159/08 l'AEEG ha definito le metodologie di determinazione delle tariffe gas per il nuovo periodo regolatorio 2009-2012. La parte delle tariffe a copertura dei costi operativi (per i quali è riconosciuto un *X-factor* pari al 3,2%) è definita sulla base di valori unitari funzione della dimensione dell'impresa e della densità dei clienti, mentre la parte a copertura dei costi di capitale è definita sulla base dei valori patrimoniali delle singole imprese. Per la determinazione della RAB (*Regulatory Asset Base*) è stato, pertanto, esteso il criterio del costo storico rivalutato a tutti gli ambiti tariffari, superando il criterio parametrico vigente nel precedente periodo regolatorio. In assenza di dati puntuali del costo storico relativo ad acquisizioni precedenti all'anno 2004, si tiene conto del valore dei cespiti iscritti a bilancio, comprensivo delle rivalutazioni. Poiché nel nuovo periodo regolatorio è previsto il passaggio dall'anno termico all'anno solare, l'AEEG, con la delibera ARG/gas n. 128/08, ha prorogato per il quarto trimestre 2008 la validità delle tariffe di distribuzione gas relative all'anno termico 2007-2008. Le tariffe di distribuzione del nuovo periodo saranno definite entro il 30 giugno 2009. Con delibera ARG/gas n. 197/08 è stato posticipato al 1°

luglio 2009 il passaggio della responsabilità di raccolta, validazione e registrazione delle misure gas dal venditore al distributore, previsto inizialmente dalla delibera ARG/gas n. 159/08 per l'inizio del 2009.

Concessioni di distribuzione di gas naturale

Il decreto legge n. 159/07 convertito in legge n. 222/2007, collegato fiscale alla Legge Finanziaria 2008, ha stabilito che, entro il 1° marzo 2008, fossero individuati dai Ministri dello Sviluppo Economico e per gli Affari Regionali e le Autonomie Locali i criteri di gara e di valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas e che gli stessi Ministri determinassero, entro il 1° dicembre dello stesso anno, gli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare, a partire da quelli tariffari, e misure di incentivazione delle relative operazioni di aggregazione. Le nuove gare devono essere bandite entro due anni dall'individuazione degli ambiti territoriali.

Successivamente, all'art. 23 *bis* legge n. 133/2008, nell'ambito della nuova disciplina dei servizi pubblici locali, il compito di definire i bacini di gara per l'affidamento di tutti i servizi pubblici di rilevanza economica è stato trasferito alle amministrazioni locali. A oggi non sono stati ancora definiti né i bacini né i criteri di gara. Attualmente, considerata la conclusione del periodo transitorio prevista per fine 2009, poco più del 50% delle concessioni Enel andrà in scadenza il 31 dicembre 2009.

Telelettura e telegestione contatori gas

Con la delibera ARG/gas n. 155/08 l'AEEG ha previsto l'introduzione di sistemi di telelettura e telegestione anche nel gas. La delibera definisce un calendario di messa in servizio graduale dei nuovi misuratori a partire dal 2010 ed entro il 2012 per i clienti con maggiori consumi, a partire dal 2012 ed entro il 2016 per i restanti clienti.

Qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas

Con la delibera ARG/gas n. 51/08 l'AEEG ha previsto, a partire dal 1° giugno 2008, agevolazioni per la richiesta di verifica, da parte dei clienti finali, dei misuratori con più di 25 anni. Enel ha definito un piano di sostituzione dei misuratori vetusti che anticipa l'applicazione delle condizioni agevolate introdotte dall'AEEG. Le disposizioni fissate dalla delibera ARG/gas n. 51/08 sono confluite all'interno della delibera ARG/gas n. 120/08, modificata in parte dalla delibera ARG/gas n. 200/08, con cui l'AEEG ha definito la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas valida per il terzo periodo regolatorio (2009-2012). La nuova regolazione prevede il passaggio, a partire dal 2010, da un regime volontario a uno obbligatorio (con incentivi e penali) per il raggiungimento degli obiettivi di sicurezza e qualità del servizio.

Istruttorie e indagini conoscitive

Con la delibera VIS n. 110/08 l'AEEG ha avviato un'istruttoria formale in materia di pronto intervento nei confronti di 3 distributori, tra cui figura anche Enel Rete Gas. Per Enel Rete Gas l'istruttoria si riferisce a 2 impianti per i quali a parere dell'AEEG non risulta rispettato nell'anno 2007 l'obbligo che impone ai distributori l'arrivo tempestivo sul luogo di chiamata del pronto intervento, come previsto dal Testo Integrato sulla qualità dei servizi di distribuzione.

Energie Rinnovabili

Sostegno alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

La Legge Finanziaria 2008 ha stabilito l'incremento annuo, pari allo 0,75% a valere per gli anni dal 2008 al 2013, dell'obbligo di produzione e importazione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Le percentuali d'obbligo per il 2008 e il 2009 si assestano quindi rispettivamente al 3,8% e al 4,55% dell'energia elettrica convenzionale prodotta e importata nell'anno precedente. Il 5 marzo 2008 il Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) ha reso noto agli operatori il prezzo di riferimento dei certificati verdi per l'anno 2008: 112,88 euro/MWh (al netto dell'IVA), pari alla differenza tra il valore di riferimento, fissato in sede di prima applicazione a 180 euro/MWh, e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nel 2007, definito dall'AEEG in attuazione dell'art. 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03.

In attuazione dell'art. 7 del medesimo decreto legislativo, l'11 aprile 2008 il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, ha emanato il decreto "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici". Il decreto prevede l'applicazione di una tariffa incentivante fissa aggiuntiva al prezzo di vendita dell'energia prodotta, che diminuisce all'aumentare della quota di produzione non attribuibile alla fonte solare. Lo stesso decreto ammette, entro limiti stabiliti, la cumulabilità tra tale tariffa e gli incentivi pubblici erogati in conto capitale o in conto interessi. Per Enel il nuovo provvedimento potrà trovare applicazione per l'impianto ibrido che verrà realizzato a Priolo (Siracusa) utilizzando una tecnologia solare innovativa messa a punto da ENEA, integrata con una delle due unità della preesistente centrale a ciclo combinato, che elaborerà il vapore prodotto utilizzando la fonte solare.

Il 17 dicembre 2008 è stato emanato, di concerto tra Ministro dell'Ambiente e il Ministro dello Sviluppo Economico, il decreto di attuazione della Finanziaria 2008 in tema di riforma del sistema dei certificati verdi. Le principali novità riguardano l'estensione della disciplina dello scambio sul posto per gli impianti fino a 200 kW (il limite precedente era di 20 kW), la comunicazione della produzione mensile, anziché annuale, al fine del rilascio delle garanzie d'origine, l'obbligo di registrazione di quantità e prezzi per i certificati verdi scambiati nel libero mercato, il ritiro garantito per il triennio 2009-2011 da parte del GSE dei certificati verdi prodotti fino al 2010 al prezzo medio di mercato del triennio precedente all'anno nel quale viene presentata la richiesta di ritiro – con il probabile effetto di favorire un rialzo dei prezzi dei certificati verdi – e la revisione del coefficiente moltiplicativo (0,9 al posto di 1) per il riconoscimento di certificati verdi a rifacimenti e potenziamenti.

Estero

I mercati dell'energia

ANDAMENTO DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA

TWh	2008	2007	2008-2007
Spagna	279,7	277,0	1,0%
Francia	494,5	480,2	3,0%
Grecia	56,9	56,5	0,7%
Bulgaria	34,5	33,1	4,2%
Romania	55,5	54,1	2,6%
Slovacchia	29,8	29,6	0,7%
Russia ⁽¹⁾	983,9	962,8	2,2%
Argentina	110,2	105,0	5,0%
Brasile	452,9	437,6	3,5%
Cile ⁽²⁾	41,4	42,0	-1,4%
Colombia	54,0	53,6	0,7%
Messico ⁽³⁾	183,9	180,5	1,9%
Perù	29,3	27,1	8,1%
USA ⁽³⁾	3.732,2	3.748,2	-0,4%

(1) Non include Far East.

(2) Dato riferito al SIC - Sistema Interconectado Central.

(3) Al netto perdite di rete.

Fonte: Elaborazioni Enel su dati Terna, Red Eléctrica, Redes de confianza, Réseau de Transport d'Électricité, UCTE, RAO UES, EPF, UPME, Energy Secretariat, Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), Enerdata, Ministerio de Energía y Minas, Energy Information Administration, Department of Energy.

ANDAMENTO PREZZI NEI PRINCIPALI MERCATI

Centesimi di euro/kWh	2008	2007	2008-2007
Mercato finale (residenziale): ⁽¹⁾			
Francia	9,14	9,21	(0,07)
Portogallo	14,10	14,20	(0,10)
Romania	8,85	8,55	0,30
Spagna	11,24	10,04	1,20
Slovacchia	11,94	12,92	(0,98)
Mercato finale (industriale): ⁽²⁾			
Francia	5,90	5,41	0,49
Portogallo	8,95	8,60	0,35
Romania	8,86	8,42	0,44
Spagna	9,15	8,10	1,05
Slovacchia	11,97	9,32	2,65

(1) Prezzo gennaio al netto imposte - consumo annuo di 3.500 kWh.

(2) Prezzo gennaio al netto imposte - consumo annuo di 2.000 MWh.

Fonte: Eurostat.

Nel 2008 l'andamento dei prezzi nei principali mercati esteri dell'energia elettrica è stato caratterizzato da andamenti diversi e dipendenti dalle decisioni delle autorità nazionali, mentre il mercato dei clienti industriali ha visto registrare un incremento generale in tutti i Paesi con variazioni oscillanti tra il +4,1% (Portogallo) e il +28,4% (Slovacchia).

Aspetti normativi e tariffari

Spagna

Finanziamento del *deficit* delle attività regolate

Il regio decreto legge n. 5/2005 stabilisce che, nel caso in cui i ricavi del Sistema Elettrico generati dal mercato regolato spagnolo non siano sufficienti a coprire i costi originati dalle attività dello stesso sistema, le principali società che operano nel mercato sono chiamate a finanziare tale differenza (*deficit* di sistema) in base a una percentuale stabilita nello stesso decreto legge. Endesa, quale maggiore operatore nel mercato, ha contribuito a finanziare il *deficit* per il 44,16% dello stesso. Al fine di dare la possibilità agli operatori di cedere i diritti di credito derivanti dal riconoscimento del *deficit*, il 15 marzo 2008 il Governo spagnolo ha pubblicato l'Ordine Ministeriale n. 694/08 relativo alle regole d'asta per il finanziamento del cosiddetto *deficit* tariffario *ex-ante*. A seguito di una prima asta annullata dalla CNE (Comisión Nacional de Energía) per eccessiva volatilità dei prezzi, nel corso del 2008 si sono tenute due ulteriori aste. Durante la prima (12 giugno) sono stati allocati 1,3 miliardi di euro dei 2,7 offerti. La seconda (30 settembre), che ha messo all'asta 4 miliardi di euro, non ha avuto esito per mancanza di offerte dovuta alla scarsa liquidità dei mercati che ha caratterizzato la difficile congiuntura finanziaria.

Decreto legge n. 11/2007

Il 7 dicembre 2007 il Governo spagnolo ha emanato in via d'urgenza il decreto legge n. 11/2007 con l'obiettivo di evitare distorsioni del mercato e discriminazioni tra le modalità di negoziazione dell'energia. A tal fine, per tutto il periodo 2008-2012, viene prevista la riduzione della remunerazione dell'attività di generazione in considerazione dell'internalizzazione del valore delle quote di CO₂ assegnate gratuitamente dal Piano Nazionale di Assegnazione. Il decreto rimanda a provvedimenti successivi per le modalità di dettaglio, a oggi non ancora adottati.

Risoluzione Ministero Industria 19 aprile 2007 e 29 maggio 2007

Con riferimento alla Risoluzione del Ministero dell'Industria del 19 aprile 2007 (e successive modificazioni) relativa alle aste di *Virtual Power Plant* da tenersi con cadenza prima trimestrale e poi semestrale, nel corso del 2008 si sono svolte 3 aste (dalla 4^a alla 6^a) per un valore complessivo di 4.727 MWs (MW semestrali equivalenti) di capacità virtuale, divisa in energia di base ed energia di punta. Endesa ha partecipato alle aste con una quota pari al 50% della potenza complessivamente da assegnare, mentre la parte restante è stata a carico di Iberdrola. In totale sono stati aggiudicati 3.925 MWs di capacità di base e 440 MWs di capacità di punta.

Al fine di aumentare la liquidità nei mercati a termine e limitare la volatilità dei prezzi di fornitura il Ministero dell'Industria ha introdotto le aste denominate CESUR (*Compra de Electricidad para el Suministro Ultimo Recurso*). Nel corso del 2008 si sono svolte 4 aste (dalla 4^a alla 7^a) per un totale di 10.900 MW del prodotto trimestrale (10.700 *base-load* e 200 di capacità di punta) e 5.400 MW di capacità *base-load* del prodotto semestrale. Le percentuali d'obbligo di acquisto sono state fissate in base alle quote di mercato vincolato di ogni distributore (nelle 4 aste la quota spettante a Endesa è variata tra il 29% e il 38%). L'ultima asta si è tenuta il 16 dicembre: 24 generatori si sono aggiudicati la fornitura trimestrale di una quantità di energia pari a 3.400 MW a un prezzo di 58,86 euro/MWh per il prodotto *base-load* e 200 MW a 66,84 euro/MWh per il prodotto *peak-load*.

Ordine ministeriale n. 3860/07

Il 29 dicembre 2007 il Governo ha pubblicato l'ordine ministeriale n. 3860/07 al fine di definire le tariffe elettriche per l'anno 2008 e modificare alcuni aspetti rilevanti del mercato elettrico spagnolo. A gennaio l'incremento medio delle tariffe finali, per i clienti connessi sia in bassa sia in alta tensione, è stato pari al 3,3%. A partire dal mese di giugno 2008 si è registrato un incremento medio del 5,6%, mentre per il quarto trimestre il Ministero ha deciso di congelare le tariffe non prevedendo alcun incremento fino al 1° gennaio 2009, nonostante la CNE avesse suggerito a settembre un aumento medio compreso tra il 2,8% e il 10% a seconda dello scenario di costi di generazione.

Il Ministero ha inoltre provveduto a individuare il meccanismo di remunerazione della capacità distinguendo tra:

- > *capacity payment* a breve termine;
- > *capacity payment* a lungo termine riservato agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1998. In particolare, quelli tra il 1998 e il 2007 riceveranno un corrispettivo a remunerazione della capacità pari a 20.000 euro/MW annui mentre gli impianti successivi al 2007 un corrispettivo fino a un massimo di 28.000 euro/MW annui in funzione dell'indice di copertura del sistema;
- > premio pari a 8.750 euro/MW annui da riconoscersi per 10 anni agli impianti a carbone che hanno realizzato investimenti ambientali.

Ordine ministeriale n. 1857/08

Il provvedimento del 26 giugno 2008, oltre a prevedere l'aggiornamento tariffario di cui al paragrafo precedente, ha istituito la tariffa sociale.

Tale tariffa è applicabile ai contratti di fornitura con clienti domestici connessi in bassa tensione stipulati con persone fisiche che rispondano ai seguenti requisiti:

- > fornitura destinata alla residenza abituale dell'intestatario;
- > potenza contrattata inferiore a 3 kW;
- > utenza dotata di ICP (controllo interruzione di potenza).

Il beneficio accordato ai clienti a tariffa sociale consiste nell'esenzione dal pagamento della componente potenza. La componente energia pagata corrisponde a quella prevista per la tariffa generale di bassa tensione per utenze di potenza compresa tra 1 e 2,5 kW.

Regio decreto n. 222/08

Il 15 febbraio 2008 è stato pubblicato il decreto relativo all'individuazione del nuovo periodo regolatorio 2009-2012 per le attività di distribuzione. In particolare, il decreto disciplina nel dettaglio la nuova metodologia definita per calcolare i ricavi per attività di distribuzione in funzione dei risultati raggiunti in termini di nuovi investimenti, qualità del servizio e riduzione delle perdite di rete. Il decreto prevede un meccanismo transitorio per valorizzare i nuovi investimenti legato all'incremento della domanda e a un fattore di scala tipico per società. I parametri relativi agli incentivi per la qualità del servizio e la riduzione delle perdite saranno probabilmente definiti nel corso del 2009.

Regio decreto n. 1578/08

Con il provvedimento del 26 settembre 2008 il Ministero dell'Industria, a fronte di un aumento delle richieste relative allo sviluppo di impianti fotovoltaici ben sopra le aspettative del Governo, ha pubblicato le nuove regole relative alla disciplina di questa tecnologia e alla sua remunerazione, sostituendo quelle previste nel decreto n. 661/07. In particolare, il decreto distingue due categorie specifiche di impianti solari e prevede che i titolari di impianto facciano richiesta di iscrizione

in un apposito registro. Le richieste di iscrizione potranno essere inoltrate in quattro finestre annue e saranno ordinate per ordine di ricevimento dal Ministero fino a esaurimento di un tetto fissato in 400 MW trimestrali, salvo una quota di potenza addizionale di 160 MW prevista per il 2009 e il 2010. Con riferimento alla remunerazione, il decreto prevede una tariffa che varia tra 320 e 340 euro/MWh a seconda della categoria specifica di impianto (la tariffa prevista dalla normativa precedente, per gli impianti con meno di 25 anni, era compresa tra i 237 e i 455 euro/MWh in base alla potenza dell'installazione).

Ordine ministeriale n. 3789/08

Il 29 dicembre 2008 il Ministero dell'Industria ha pubblicato l'ordine ministeriale n. 3789/08 relativo all'obbligo di contrattazione a termine per i distributori per il primo semestre 2009. A partire dal 1° gennaio 2009 alcuni distributori, tra cui Endesa, parteciperanno ad aste settimanali per l'acquisto a termine di energia sul mercato a termine (OMIP).

Emission Trading

Al 31 dicembre 2008 le emissioni stimate prodotte da Endesa sono state pari a circa 38,5 Mton; le quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione (PNA) risultano pari a 26,7 Mton e il deficit risultante, pari a circa 11,8 Mton, viene interamente coperto attraverso i meccanismi di compensazione previsti dall'*Emission Trading Scheme*, sfruttando prioritariamente la possibilità di utilizzare crediti derivanti da progetti CDM (*Clean Development Mechanism*) fino a un volume pari al 42% delle assegnazioni totali di CO₂ ricevute nel PNA per il 2008. Infine, per quanto riguarda gli impianti di cogenerazione di Enel Unión Fenosa Renovables, le quote assegnate, pari a circa 0,5 Mton, sono risultate sostanzialmente in linea con le emissioni prodotte.

Argentina

Deficit di sistema

Il 7 luglio 2008 il Governo ha pubblicato la Decisión Administrativa n. 310/08, prevedendo lo stanziamento di 1.600 milioni di pesos argentini (circa 530 milioni di dollari statunitensi) a copertura dei costi di generazione che le imprese private di elettricità non riescono totalmente a recuperare. Il Governo ha, inoltre, introdotto un programma di emergenza con finanziamento pubblico per permettere alle imprese di generazione di realizzare investimenti di manutenzione degli impianti.

Aggiornamenti tariffari

Con le risoluzioni n. 324 del 31 luglio 2008 e n. 365 del 6 agosto 2008, il regolatore ENRE ha approvato un aumento dal 10% al 30% delle tariffe elettriche per i medi e grandi utenti domestici, con consumi bimestrali superiori a 650 MWh (primo incremento tariffario negli ultimi sette anni), e del 10% per gli utenti industriali e commerciali serviti dalle società di distribuzione dell'area metropolitana di Buenos Aires (Edenor, Edesur ed Edelap). Per Edesur, società controllata da Endesa, si registrano aumenti compresi tra il 13% e il 30% per i clienti domestici e del 10% in media per i clienti industriali e commerciali.

Revisione Tariffaria Integrale

Con la risoluzione n. 467 del 17 settembre 2008, ENRE ha avviato la procedura per la Revisione Tariffaria Integrale (RTI) delle società di distribuzione Edenor, Edesur ed Edelap. L'entrata in vigore del quadro tariffario risultante dalla revisione in corso

era inizialmente prevista per febbraio 2009. Tuttavia, le società di distribuzione hanno chiesto una proroga dei termini per la presentazione dei loro piani di investimento quinquennali e delle proposte tariffarie per la rispettiva area di distribuzione.

Brasile

Aggiornamenti tariffari

Con riferimento alla revisione tariffaria annuale per le società di distribuzione, l'Autorità Aneel ha previsto per Ampla aumenti medi della tariffa finale pari al 10,95% (validi a partire dal 15 marzo 2008) e per Coelce aumenti dell'8,43% (dal 22 aprile 2008): ciò corrisponde ad aumenti del VAD (*Valor Agregado de Distribución*) del 6,5% e del 7,4% rispettivamente.

Revisione della remunerazione degli asset di distribuzione

Il 25 novembre il regolatore Aneel ha annunciato due proposte di modifica della metodologia utilizzata per fissare il *price cap* delle tariffe di distribuzione. La prima modifica riguarda la stima dell'*X-factor* e prevede che sia possibile traslare sulle tariffe finali le riduzioni dei costi attribuibili alla realizzazione di economie di scala. La seconda modifica riguarda il trattamento delle perdite non tecniche sulla rete di distribuzione, con l'introduzione di un sistema di *benchmarking* tra le aree in concessione.

Legge di incentivo alle rinnovabili

Il Proinfa, programma di incentivo per le fonti rinnovabili (eolico, piccolo idroelettrico e biomasse) introdotto dalla legge n. 10.438 dell'aprile 2002 e successivamente rivisto dalla legge n. 10.762 del novembre 2003, ha fissato per dicembre 2008 l'obiettivo quantitativo di 3.300 MW di nuova capacità rinnovabile installata, con distinzioni per fonte e per stato.

Il Proinfa comporta un sussidio alla realizzazione degli investimenti (copertura del 70% dei costi di investimento, con l'esclusione di terreni e beni e servizi importati), finanziata da un apposito fondo del BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social). Inoltre, i progetti selezionati tramite un meccanismo d'asta, che siano entrati in esercizio entro dicembre 2006, ottengono la sottoscrizione di contratti di *Power Purchase Agreement* (PPA) con Eletrobrás della durata di 20 anni e con prezzo risultante dalla stessa asta.

È attualmente oggetto di discussione da parte delle autorità brasiliane il programma Proinfa II, che dovrebbe comportare l'obiettivo del 10% della produzione di elettricità entro il 2010 e del 20% nel 2020.

Cile

Aggiornamenti tariffari del prezzo nodale

Sulla base del primo dei due aggiornamenti annuali della tariffa di generazione (aprile 2008), l'autorità di regolamentazione cilena CNE (Comisión Nacional de Energía) ha approvato una riduzione dei prezzi nodali indicizzati ai costi medi di sistema del 5,2% per il mercato SIC (il principale dei quattro mercati in cui è diviso il Paese) e del 6,2% per il mercato SING (il secondo mercato in termini di capacità installata).

Nel mese di agosto 2008 si è reso necessario un intervento straordinario a fronte della considerevole variazione del tasso di cambio rispetto al dollaro statunitense e dei prezzi del mercato libero: il regolatore ha aggiornato la tariffa prevedendo un aumento di circa il 10% del prezzo nodale espresso in pesos. Tali variazioni