

sono state in vigore fino al 1° novembre 2008 e hanno comportato aumenti tariffari dell'8,1% e del 7,1% per i clienti finali di SIC e SING rispettivamente. Come già accaduto precedentemente e come consentito dalla legge elettrica cilena ogni qualvolta le tariffe finali aumentino più del 5%, al fine di mitigare l'effetto di tali aumenti sulle famiglie la Presidenza della Repubblica ha fatto uso della facoltà di concedere un sussidio elettrico al 40% più vulnerabile della popolazione dei sistemi elettrici del SIC e del SING.

A partire dal mese di novembre 2008 sono invece entrate in vigore le tariffe corrispondenti ai prezzi nodali fissati in via ordinaria nel mese di ottobre 2008: per il prezzo nodale si sono registrati ulteriori aumenti del 13% nel SIC e del 15,5% nel SING, che hanno comportato aumenti delle tariffe finali del 5,6% e del 10,7% rispettivamente. Il 17 ottobre 2008, in occasione della pubblicazione delle tariffe appena menzionate, la CNE ha annunciato l'intenzione di confermare il sussidio al 40% più povero della popolazione e di estenderne la portata geografica a tutto il territorio nazionale.

Aggiornamenti delle tariffe di distribuzione

Il 27 novembre 2008 la CNE ha concluso il processo di revisione quadriennale del VAD per il periodo tariffario novembre 2008 - novembre 2012. Il VAD, che remunera il servizio di distribuzione, è fissato ogni quattro anni e corrisponde attualmente a una componente di circa il 20% della tariffa pagata dai clienti finali. A valle di questa decisione, si determina una riduzione media dell'11,4% della tariffa di distribuzione, che consente di incorporare gli aumenti di efficienza realizzati in questi anni e, allo stesso tempo, di realizzare un aumento del tasso di profittabilità dell'attività di distribuzione. La riduzione della tariffa di rete si tradurrà in una riduzione della tariffa pagata dai clienti finali dell'1,7% in media (aumenti della stessa riguarderanno solo il 10% della popolazione del Paese).

Legge di incentivo alle rinnovabili

Il 1° aprile 2008 è stata approvata in via definitiva la legge n. 20.257 per la promozione delle rinnovabili che definisce una quota obbligatoria e introduce un meccanismo di certificati trasferibili. A partire dal 1° gennaio 2010 e fino al 2014 entrerà in vigore l'obbligo di certificare che il 5% dell'energia destinata alla vendita ai distributori o ai clienti finali sia prodotto da fonti rinnovabili non convenzionali (c.d. "ERNC"). La quota è destinata a crescere dello 0,5% annuo a partire dal 2015 fino a raggiungere il 10% nel 2024. In caso di mancato rispetto dell'obbligo, sono previste penali: 22 euro/MWh nel caso di mancato rispetto dopo un anno, circa 32 euro/MWh dopo tre anni. Gli impianti idroelettrici fino a 40 MW saranno considerati ERNC: per la totalità della loro produzione fino a 20 MW, e per una quota di produzione progressivamente decrescente (fino allo 0%) per la potenza compresa tra 20 e 40 MW.

Sicurezza della fornitura

Il 26 febbraio 2008 il Governo cileno, al fine di evitare distacchi di carico programmati, ha approvato il cosiddetto "decreto di razionamento" da applicarsi al sistema interconnesso SIC con efficacia fino al 31 agosto 2008. Tra le misure previste, il decreto istituisce una campagna per il risparmio energetico e di uso flessibile dell'acqua, e stabilisce che i distributori riducano fino al 10% la tensione nominale della fornitura nei centri urbani.

Nonostante la domanda elettrica nel SIC abbia registrato nel periodo marzo-giugno 2008 una diminuzione del 4,2% rispetto allo stesso periodo del 2007 e le piogge tra maggio e giugno abbiano ridotto il rischio di razionamento della fornitura

elettrica nell'anno in corso, il livello dei bacini è rimasto del 27% inferiore rispetto a quello medio di un anno normale.

Conseguentemente, il 24 luglio 2008 il Governo ha deciso di estendere l'efficacia del decreto. Le misure previste sono rimaste in vigore fino al 31 ottobre 2008, tranne quella relativa alla riduzione di tensione per la fornitura ai centri urbani, che è stata sospesa il 31 agosto 2008 come da programma. La validità del decreto di razionamento preventivo non è stata prolungata oltre il 31 ottobre 2008, in quanto la riduzione della domanda di elettricità, l'aumento della capacità installata e il maggiore livello dei bacini idrici hanno fatto ritenere al Governo che il rischio di scarsità delle forniture energetiche fosse terminato.

Colombia

Risoluzione n. 31/07

Nel mese di maggio 2008 si è svolta l'asta per l'assegnazione delle "obligaciones de energía firme" (OEF) per l'anno 2013, con un prezzo di chiusura pari a 13,998 dollari/MWh e l'assegnazione di circa 66 TWh (di cui 3 corrispondenti a progetti di nuova realizzazione, per i quali l'OEF può durare fino a 20 anni).

Tale asta è la prima che si svolge nel quadro del nuovo sistema per l'assegnazione del pagamento della capacità, basato su un meccanismo di mercato denominato "cargo por confiabilidad". Nell'ambito di questo nuovo sistema vengono create le OEF: i generatori sono remunerati al prezzo di chiusura dell'asta per il loro impegno a fornire energia quando si verificano condizioni critiche per le forniture.

Risoluzione CREG n. 97/2008

Il 26 settembre 2008 l'Autorità ha pubblicato la Risoluzione n. 97/2008, che rivede i principi generali e la metodologia per il calcolo della tariffa di distribuzione: la tariffa massima di distribuzione è calcolata sulla base di questa metodologia, con riferimento ai costi operativi e di investimento riconosciuti e viene successivamente attualizzata con cadenza mensile in base all'andamento dei prezzi alla produzione. La metodologia per il precedente periodo regolatorio quinquennale era stata fissata nella Risoluzione CREG n. 82/2002. Gli aggiustamenti tariffari saranno probabilmente applicati a partire da maggio 2009.

Perù

Quadro normativo in tema di incentivazione delle fonti rinnovabili di energia

Nel 2008 il governo peruviano ha approvato due provvedimenti con l'obiettivo di definire il quadro normativo e gli incentivi tributari per la promozione dell'offerta di elettricità da fonti rinnovabili.

Il decreto legislativo n. 1002 del 5 maggio 2008 introduce l'obiettivo che le fonti rinnovabili arrivino a rappresentare il 5% dei consumi energetici complessivi del Paese nei prossimi 5 anni. Il decreto stabilisce inoltre che l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili sia venduta con priorità di dispacciamento e che per un periodo compreso tra 20 e 30 anni sia a essa garantito un prezzo minimo determinato dal regolatore Osinergmin.

Il decreto legislativo n. 1058 del 28 giugno 2008 introduce un regime di ammortamento accelerato per i beni utilizzati nella generazione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili (macchinari, impianti e opere civili necessari al funzionamento di centrali elettriche che avviino le proprie operazioni commerciali dal 29 giugno 2008).

Aggiornamenti tariffari

Nel mese di aprile 2008 il regolatore Osinergmin ha reso nota la sua proposta di revisione del "busbar price" (la tariffa *wholesale* per la vendita ai distributori dei volumi di elettricità destinati al mercato regolato) che prevede un aumento del 3,6% nel periodo maggio 2008 - aprile 2009.

Messico**Legge di incentivo alle rinnovabili**

I produttori di energia da fonti rinnovabili godono di contratti di PPA con la CFE (Comisión Federal de Electricidad, la società elettrica controllata dal governo messicano), che comportano:

- > garanzia di dispacciamento;
- > vantaggi per i servizi ancillari, il cui costo viene calcolato sull'energia dispacciata e non su quella contrattualizzata;
- > partecipazione all'*Energy Bank* gestita e garantita dalla CFE ai fini del bilanciamento del sistema.

Inoltre, gli investimenti in impianti rinnovabili hanno possibilità di ammortizzare l'intera spesa in conto capitale nel primo anno di esercizio e beneficiano di un credito fiscale del 30% per gli investimenti in ricerca e sviluppo.

Nel mese di ottobre 2008 è stata approvata una nuova legge quadro per la promozione delle fonti rinnovabili di energia, che prevede la creazione di un fondo dedicato e l'introduzione di un nuovo sistema di *feed-in*. Il perfezionamento della legge quadro richiederà l'emanazione di una legislazione secondaria che il governo messicano programma di approvare nel 2009.

Francia**TARTAM**

La legge del 21 gennaio 2008, di modifica degli art. 66 e seguenti della legge di programma del 13 luglio 2005, permette ai consumatori residenziali, in funzione della loro situazione, di accedere alle tariffe regolamentate per le nuove connessioni anteriori al 1° luglio 2010, e di ritornare alle tariffe regolamentate di vendita fino al 30 giugno 2010.

In seguito al fallimento delle negoziazioni sul futuro del sistema tariffario nel primo semestre 2008, a luglio 2008 anche la tariffa di ritorno TARTAM per le varie tipologie di clienti è stata rinnovata fino al 30 giugno 2010.

Il 4 novembre 2008 è stata creata la cosiddetta "Commissione Champsaur" incaricata di formulare una proposta per il periodo post-TARTAM. A ottobre la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) ha annunciato che i ricavi per finanziare la compensazione ai fornitori per il TARTAM saranno insufficienti.

Concessioni idroelettriche

Il 26 settembre 2008 è stato emanato il decreto che permette la realizzazione di aste per le concessioni idroelettriche; la prima asta si terrà prima del settembre 2009.

Mass market

L'apertura del *mass market* rimane limitata dal livello delle tariffe regolate. Al 30 settembre 2008 solo l'1,7% dei clienti residenziali aveva cambiato fornitore.

A valle della procedura *antitrust* avviata su segnalazione di Direct Energie, EdF ha accettato di mettere all'asta volumi di energia destinati a fornitori attivi sul *mass market*. Nella prima offerta del 12 marzo 2008 cinque fornitori si sono aggiudicati

i 500 MW proposti a un prezzo d'asta abbastanza basso. Direct Energie si è appellato alla decisione n. 07-D-43 dinanzi alla Corte d'appello di Parigi, che non si è ancora pronunciata.

Aggiornamenti tariffari

Il 16 agosto 2008 sono state approvate nuove tariffe finali con i seguenti incrementi: +2% per i piccoli clienti, +6% per i medi, +8% per i grandi. La tariffa di ritorno (TARTAM) ha avuto lo stesso aggiornamento.

Il 30 ottobre 2008, dopo la consultazione del primo semestre 2008, la CRE ha proposto che a partire dal 1° gennaio 2009 entri in vigore una nuova tariffa di rete che prevede un'estensione della regolazione basata sulla RAB (*Regulatory Assets Base*). Si prevede un aumento medio del 10% nei prossimi 4 anni, per coprire i nuovi investimenti di rete. La tariffa verrà promulgata dopo un silenzio-assenso di due mesi del Ministero.

Incentivo alle rinnovabili

La generazione elettrica da impianti idroelettrici, impianti eolici *on-shore* e *off-shore*, biomassa, biogas, fotovoltaico e geotermico è promossa in Francia attraverso tariffe di *feed-in* differenziate per fonte. Inoltre, è possibile ammortizzare l'intero costo dell'impianto nel primo anno fiscale e sono concesse deduzioni fiscali fino al 33% per investimenti nei dipartimenti d'oltremare. Infine, i consumatori domestici ricevono un credito fiscale per il 50% delle spese per l'installazione di impianti fotovoltaici.

Nell'ambito del meccanismo di *feed-in* per la promozione delle fonti rinnovabili di energia, il 17 novembre 2008 è stato pubblicato l'*arrêté* che fissa le condizioni di vendita dell'elettricità prodotta da impianti che utilizzino energia eolica, in sostituzione dell'*arrêté* del 10 luglio 2006. Le tariffe *feed-in* e il loro meccanismo di indicizzazione sono stati confermati dalla nuova versione del decreto: la tariffa eolica garantita agli impianti *on-shore* che entrino in esercizio nel 2009 è di circa 84 euro/MWh.

Slovacchia

Impianti *must-run*

In relazione al regime di compensazione dei costi sostenuti per l'esercizio dei due impianti termici che, in osservanza della clausola di "interesse economico generale", sono obbligati per legge a garantire disponibilità di potenza ed energia, Slovenské elektrárne (SE) ha presentato a URSO la proposta relativa ai costi previsti per l'anno 2008 per l'impianto di ENO (Nováky), mentre l'impianto di EVO (Vojany), a partire dal 2008, non rientra tra gli impianti considerati *must-run*. La remunerazione per ENO viene definita con un metodologia RPI-X su base triennale con decisione di URSO. A ottobre è stata pubblicata da URSO la tariffa di ENO (32,4720 euro/MWh valida per il periodo 1° gennaio 2009 - 31 dicembre 2009).

Inoltre, è stata corrisposta a SE nel corso del 2008 la quota residua del conguaglio dei *System Cost* relativi all'anno 2005. Infine, è stato ottenuto il riconoscimento da URSO della rivalutazione degli *asset* ENO ed EVO effettuata nel 2006 per 30 milioni di euro, da compensare nel periodo 2009-2010.

Emission Trading

Con riferimento al Piano Nazionale di Allocazione (PNA), il Ministero dell'Ambiente slovacco ha pubblicato la lista di riallocazione dei permessi di

emissione per operatore recependo la decisione della Commissione Europea che aveva concesso ulteriori assegnazioni per 1,78 Mton di CO₂ all'anno, assegnando a SE una media di circa 5,4 Mton di CO₂ all'anno.

Nel 2008, le emissioni stimate prodotte da SE sono state pari a circa 4,0 Mton a fronte di quote assegnate dal PNA pari a 5,4 Mton.

Nuove regole di mercato

Il 4 luglio 2007 il Governo ha approvato una decisione riguardante le nuove regole di mercato, come conseguenza della liberalizzazione fissata per il 1° luglio 2007. In particolare, il provvedimento prevede l'applicazione a partire dal 1° gennaio 2008 di un'addizionale, pari alla componente tariffaria pagata dai clienti finali a copertura dei *System Service* (pari a circa 10 euro/MWh nel 2008), sull'elettricità prodotta in Slovacchia e poi esportata.

Energy act

Il 1° aprile 2008 la legge è stata approvata includendo i commenti di SE. Come primo risultato il 14 aprile 2008 URSO, come previsto dall'*Energy act*, ha presentato per la discussione una bozza per definire la regolamentazione secondaria delle aste; successivamente, SE ha presentato commenti alla bozza evidenziando che la procedura infrange la libera vendita determinando di fatto un prezzo regolato (vedi "Strategia regolatoria").

Decommissioning fund

Il 21 maggio 2008 è stata approvata la strategia del Governo sulle modalità di copertura del fondo di *decommissioning* per le attività nucleari sia per la copertura dei costi futuri sia per la copertura dello *shortfall* esistente, per un totale di circa 71 miliardi di corone slovacche (pari a circa 2,3 miliardi di euro) corrispondente a una *levy* tariffaria di circa 90 corone slovacche/MWh (2,8 euro/MWh) dal 2008 al 2015. Il contributo di SE dal 2007 al 2015 è di circa 22 miliardi di corone slovacche (pari a circa 0,7 miliardi di euro).

Strategia regolatoria

Ad aprile 2008 è stata pubblicata da URSO una nuova strategia regolatoria, i cui principali elementi riguardano:

- > il periodo regolatorio tariffario per la determinazione delle tariffe di distribuzione, che viene definito per una durata di 3 anni (2009-2011);
- > la metodologia per la determinazione delle tariffe nella quale verrà inserito un fattore di efficienza (RPI-X);
- > i prezzi per i clienti *household*, che rimarranno ancora regolati nel medio termine;
- > URSO, che ha il mandato di definire le regole per le aste per la vendita di energia;
- > gli impianti di produzione (*must-run*) che utilizzano la lignite locale che saranno ancora necessari nei prossimi anni;
- > il supporto economico per l'energia da fonti rinnovabili (RES) e da impianti a cogenerazione (CHP), che verrà coperto non solo dal sistema tariffario ma anche attraverso finanziamento pubblico.

Per sviluppare la suddetta strategia regolatoria, URSO ha pubblicato due decreti:

- > un decreto che definisce la regolamentazione delle aste (27 agosto 2008), efficace dal 10 settembre 2008, in base al quale SE presenta le proprie regole d'asta che devono essere coerenti con i principi stabiliti dal provvedimento stesso;
- > il decreto n. 2/2008 (12 agosto 2008), che – *inter alia* – ha introdotto un meccanismo di aggiornamento delle tariffe di tipo RPI-X (fissando l'*X-factor* al 5%).

Legge sull'economic interest

Il 2 luglio 2008 è stata pubblicata una legge dal Governo slovacco a tutela della fornitura di elettricità per i clienti residenziali e le piccole imprese. La legge prevede che 6 TWh di energia venduta dai produttori di energia ai residenziali e alle piccole imprese siano regolati nei prezzi a partire dal 2009 e fino a quando il rapporto tra la spesa media per l'energia e il reddito dei residenziali venga riportato alla media europea degli Stati membri.

Il 3 luglio 2008 il Ministero dell'Economia Slovacco ha pubblicato il decreto attuativo specificando che la misura del Governo del 2 luglio prevede la regolamentazione del prezzo della vendita dell'energia solo per l'operatore SE. In particolare, il volume di energia regolata di almeno 6 TWh è da utilizzare per i consumi di:

- > residenziali senza riscaldamento elettrico con consumo fino a 5.000 kWh/anno;
- > residenziali con riscaldamento elettrico con consumo fino a 20.000 kWh/anno;
- > piccole imprese con consumo fino a 30.000 kWh/anno.

A seguito del ricorso presentato da SE nei confronti del provvedimento, il 2 ottobre 2008, il Ministero dell'Economia ha modificato il decreto limitando il volume di energia da vendere a prezzi regolati a un massimo di 6 TWh. SE ha presentato il ricorso anche alla corte suprema.

URSO, attraverso la Decisione 0012/2009/E, ha definito per SE prezzi e volumi di vendita dell'energia per i clienti residenziali e per le piccole imprese (rispettivamente 60,2802 euro/MWh e 79,1675 euro/MWh). SE ha presentato ricorso anche nei confronti di questa decisione.

Bulgaria*Emission Trading*

Il 26 ottobre 2007 la Commissione Europea ha emesso una decisione sul Piano di Assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012 imponendo una riduzione di circa il 37,4%. È stata pubblicata, inoltre, la decisione sulle allocazioni previste per il 2007 (anno di ingresso della Bulgaria nell'Unione Europea) imponendo un taglio di circa il 20%. Enel Maritza East 3 ha inviato al Ministero dell'Ambiente le sue osservazioni in merito per sostanziare la richiesta di quote aggiuntive.

Ad aprile 2008 per il Piano Nazionale di Allocazione 2007 sono state fatte assegnazioni in linea con le emissioni consuntivate: a Enel Maritza East 3 sono state assegnate 4,8 Mton.

Il PNA 2008-2012 è stato approvato dal Governo bulgaro e presentato a Bruxelles a fine dicembre. Le emissioni misurate nel 2007 sono state utilizzate come base per le assegnazioni di quote agli impianti esistenti.

Legge di incentivo alle rinnovabili

La legge sulle fonti di energia rinnovabili, alternative e sui biocombustibili ha introdotto in Bulgaria uno schema di incentivo basato su tariffe di *feed-in* garantite e specifiche per fonte e sulla sottoscrizione di contratti di PPA della durata di 12 anni con NEK (Natsionalna Elektricheska Kompania).

Le tariffe incluse nei contratti di vendita, per le quali non esiste un meccanismo di indicizzazione automatica, sono pubblicate annualmente e calcolate con riferimento a quanto segue:

- > 80% della media dei prezzi di vendita dell'anno precedente;
- > un premio, differenziato per fonte e non inferiore del 95% rispetto a quello dell'anno precedente.

Nel mese di novembre sono stati approvati alcuni cambiamenti alla normativa bulgara sulle rinnovabili. In particolare:

- > è stata estesa la durata di applicazione della *feed-in tariff* (sistema di incentivazione a tariffa regolata) da 12 a 15 anni per l'eolico e fino a 25 anni per il solare;
- > è stato posticipato dal 2010 al 2015 l'anno limite di entrata in esercizio degli impianti idonei a usufruire della tariffa preferenziale.

Romania

Aspetti tariffari

Le tariffe di distribuzione vengono determinate attraverso un sistema che prevede la regolamentazione verso il cliente finale tutelando la profittabilità del distributore e riconoscendo i costi di distribuzione fino a un *cap* tariffario. Il 25 ottobre 2007 è stata pubblicata dal regolatore ANRE (Autoritatea Nationala de Reglementare in domeniul Energiei) una nuova metodologia di distribuzione per determinare le tariffe di distribuzione per il secondo periodo regolatorio (2008-2012). In particolare, il WACC è stato confermato pari al 10% anziché al 12% (periodo 2005-2007), il fattore di efficienza viene calcolato basandosi sulla media aritmetica (invece che lineare) dell'efficienza ottenuta nel periodo 2005-2007, gli investimenti riconosciuti saranno remunerati sulla base di quanto messo in opera su base mensile anziché sulla media annuale.

Il 21 dicembre 2007 sono state pubblicate le tariffe di distribuzione per il secondo periodo regolatorio 2008-2012 e si è riscontrata una leggera diminuzione (comunque migliorativa rispetto a quanto previsto con la precedente metodologia) per le tariffe.

Il 30 giugno 2008 sono state pubblicate nuove tariffe finali con il seguente incremento:

- > per i clienti residenziali l'incremento del 4,4% viene applicato a tutte le 8 regioni;
- > per i clienti non residenziali l'incremento viene definito su base regionale; in particolare, per le regioni dove Enel è presente: Banat e Dobrogea 5,4%; Muntenia Sud 6,5%.

Contestualmente sono stati riallocati i portafogli di energia per la fornitura al mercato vincolato al fine di garantire alle società di vendita di Enel il margine regolato del 2,5%.

Le tariffe di distribuzione rimangono inalterate mentre gli *ancillary services* vengono incrementati di 1 RON/MWh.

Il 22 dicembre 2008 sono state pubblicate le tariffe di distribuzione per il 2009.

A fine dicembre sono state pubblicate le tariffe finali regionali per i clienti residenziali e non residenziali, quelle di trasmissione e degli *ancillary services*.

Legge a supporto dell'energia rinnovabile

Nel 2005 è stato introdotto un obbligo quantitativo sui fornitori di elettricità, reso flessibile da un sistema di certificati trasferibili (un certificato per MWh), che possono essere commercializzati bilateralmente o su un apposito mercato.

A novembre 2008 è stata approvata una nuova legge per il supporto alla generazione di energia da fonti rinnovabili. La nuova legislazione rinforza i meccanismi di supporto al rinnovabile (certificati verdi) già a oggi in essere. In particolare, viene garantita la durata per 15 anni del certificato verde per impianti rinnovabili ritenuti idonei, sono concessi 2 certificati per ogni MWh prodotto da impianti eolici e viene aumentato il valore massimo del certificato verde (*range* tra 27 e 55 euro/MWh).

Russia*Apertura del mercato*

Nell'ambito della progressiva apertura del mercato stabilita dal Governo russo, a luglio 2008 è stato superato un nuovo scalino, che ha fissato i volumi di energia elettrica per la vendita sul mercato libero pari al 25% dei volumi 2007. Tale soglia è coerente con le previsioni del decreto governativo del 7 aprile 2007, n. 207, che ha stabilito la progressiva liberalizzazione del mercato fino al 100% dei volumi non domestici nel 2011.

Capacity market

L'avvio del mercato della capacità, dopo aver subito alcuni ritardi, è stato sancito dal decreto governativo n. 476 del 28 giugno 2008; è stata quindi avviata la vendita libera di capacità dalla seconda metà del 2008, anche se la piena attuazione delle nuove regole è prevista dal 2009. L'asta per la selezione della capacità con diritto a vendere sul mercato libero per il 2008 si è tenuta a luglio. È previsto che ogni mese il gestore del mercato (Administrator of Trading System, ATS) pubblichi i prezzi di riferimento per gli acquirenti di capacità (società di vendita e grandi consumatori) che non hanno sottoscritto contratti bilaterali di compravendita della stessa. I prezzi di riferimento di luglio-novembre si attestano in media a circa 144.000 rubli/MW/mese per la zona europea (dove si trovano gli impianti di OGG-5). Il 31 ottobre 2008 il Market Council ha approvato le regole generali di funzionamento e di accreditamento delle Borse per la vendita di contratti *forward* di capacità ed energia elettrica sul mercato libero (in applicazione dello stesso decreto n. 476). Al momento, una Borsa (Arena) ha ottenuto l'accreditamento e ha fissato l'avvio delle contrattazioni per il 2009 a partire da fine dicembre. A inizio dicembre si è svolta l'asta annuale per la selezione di capacità (KOM) per il 2009. Tutti gli impianti esistenti (inclusi quelli OGG-5) sono selezionati per definizione. I prezzi preliminari di capacità per il 2009 non sono ancora stati resi pubblici.

Lo stesso decreto n. 476 prevede che il Ministero dell'Energia elabori le regole per il mercato di capacità a lungo termine (previsto a partire dal 2011); tali regole sono attualmente in discussione presso gli organi competenti e la loro approvazione è annunciata per marzo 2009.

Price-cap nel mercato dell'energia

I prezzi liberi sul mercato elettrico all'ingrosso sono soggetti, dal 9 gennaio 2008, a un *price-cap* in caso di incremento troppo alto dei prezzi. La misura, originariamente prevista fino al 31 marzo 2008, è stata rinnovata fino a fine dicembre 2008 con una decisione di ATS. A seguito degli incrementi di prezzo registrati nella seconda metà di luglio, dovuti sostanzialmente alle manutenzioni degli impianti nucleari e al calo della produzione idroelettrica, il Market Council ha deciso, in data 30 luglio 2008, di prevedere un rafforzamento del meccanismo di controllo dei prezzi per il solo mese di agosto 2008. Ciò ha contribuito alla diminuzione dei prezzi sul mercato *spot* dell'energia in questo mese (-5% nella parte europea rispetto a luglio) e a un contenimento della volatilità oraria dei prezzi. Il 29 dicembre il Market Council ha, per ora, approvato l'applicazione del meccanismo per i primi mesi del 2009.

Inoltre il 5 dicembre 2008 il FAS (autorità antitrust) e ATS hanno raggiunto un accordo per quantificare l'entità delle deviazioni che devono essere rilevate da ATS e riportate a FAS nell'ambito dell'attività di monitoraggio dei prezzi del mercato dell'energia.

Aggiornamenti tariffari

Il 23 settembre 2008 Federal Service of Tariff (FST) ha approvato le modifiche della metodologia di indicizzazione delle tariffe regolate di generazione (energia e capacità). Tra le principali modifiche, la nuova metodologia prevede che la deviazione tra gli indicatori previsti per l'indicizzazione delle tariffe e quelli effettivi di crescita dei costi (per esempio di combustibile) venga compensata solo nel caso i risultati finanziari del generatore risultino complessivamente negativi. Il 6 novembre FST ha approvato le tariffe regolate all'ingrosso di gas applicate da Gazprom per il primo e secondo semestre 2009. La crescita media prevista, di circa il 19%, è in linea con le previsioni del Governo (il decreto n. 333 del 2007 ha previsto il progressivo aumento del prezzo del gas regolato fino alla convergenza ai valori di *net-back* rispetto alle vendite sui mercati europei). Il 27 novembre 2008 sono state pubblicate le tariffe di vendita all'ingrosso dell'energia elettrica e della capacità per l'anno 2009 (Decisione n. 272). Le tariffe di OGK-5 sono in linea con gli indicatori di crescita dei costi (combustibile, inflazione) previsti dal Governo; inoltre, l'impianto a carbone di Reftinskaya ha ottenuto un parziale riconoscimento in tariffa degli investimenti di carattere ambientale. Il 2 dicembre FST ha altresì pubblicato i prezzi indicativi di acquisto all'ingrosso dei volumi regolati di energia e capacità, applicabili ai consumatori all'ingrosso (grandi consumatori e società *retail*).

Grecia

Proposta di modifica dello schema regolatorio

Nel corso del 2008 è stata sottoposta a consultazione una serie di provvedimenti relativi sia al mercato elettrico sia a quello del gas al fine di promuovere lo sviluppo di un quadro regolatorio di riferimento completo, basato su interventi di normativa primaria e secondaria. La consultazione dei suddetti documenti è tuttora in corso e la pubblicazione dei provvedimenti definitivi è attesa nel corso del 2009.

Emission Trading

Il 22 aprile 2008 la Grecia è stata dichiarata non conforme ai limiti, imposti dalle Nazioni Unite, riguardanti il Protocollo di Kyoto ed è quindi esclusa dal mercato delle quote di emissione. Il provvedimento è stato adottato nei confronti della Grecia per non aver registrato correttamente le emissioni di gas serra. Nonostante la presentazione da parte del Governo greco di nuovi dati, la non conformità è stata ufficializzata.

Legge di incentivo alle rinnovabili

Il sistema greco di incentivo alle generazione da fonti rinnovabili (basato sulla legge n. 2368/2006, che ha aggiornato la legge precedente n. 2773/1999) prevede un meccanismo di *feed-in* con tariffe garantite differenziate per fonte (idroelettrico sotto i 15 MW, eolico *on-shore* e *off-shore*, biomasse, biogas, solare termico, fotovoltaico e geotermico); le tariffe sono inoltre differenti tra sistemi interconnessi e non. L'energia è venduta con un contratto tra il generatore e HTSO (Hellenic Transmission System Operator), che ha una durata di 12 anni, con possibilità di estensione fino a 20 anni.

Le tariffe sono aggiornate annualmente, con riferimento all'andamento delle tariffe regolate per PPC (*Public Power Corporation*), fino al momento in cui la quota di mercato dello stesso sarà superiore al 70%, e successivamente saranno indicizzate all'80% dell'indice dei prezzi al consumo.

In aggiunta al regime di *feed-in*, alcuni investimenti in produzione rinnovabile possono ricevere, alternativamente, tre forme di sussidio sostenute da finanziamento pubblico:

- > sussidi corrispondenti al 20-40% delle spese in conto capitale (inclusi i costi di connessione);
- > esenzione fiscale totale sui ricavi della società;
- > sussidi sul costo del lavoro per due anni.

USA

Legge a supporto dell'energia rinnovabile

A livello federale esiste un sistema di *Production Tax Credit (PTC)*, in base al quale ai produttori da fonti rinnovabili è riconosciuto un credito fiscale (il cui valore nel 2007 è stato di circa 2 dollari statunitensi/MWh in media). Il 30 maggio 2008 è stata approvata dalla Camera dei Rappresentanti l'estensione per 3 anni della PTC per impianti a energia rinnovabile attesa per fine anno. Il 3 ottobre 2008 il Congresso ha esteso la PTC di un anno per gli impianti eolici e di due anni per gli impianti che sfruttano altre fonti rinnovabili (piccolo idro, geotermici, a biomasse e solari). Negli Stati Uniti non esiste un meccanismo di incentivazione tariffaria alle fonti rinnovabili di energia a livello federale. A oggi 30 Stati hanno adottato un meccanismo di quote obbligatorie in capo ai fornitori di energia (*Renewable Portfolio Standard*), accompagnate da certificati trasferibili per attestare il rispetto dell'obbligo; al fine di adempiere all'obbligo, i fornitori bandiscono aste per la sottoscrizione di contratti a lungo termine (10-15 anni) per l'acquisto di energia certificata.

PAGINA BIANCA



Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo



Definizione degli indicatori di *performance*

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai principi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel Bilancio consolidato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato e che il *management* ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal *business*.

Nel seguito sono forniti, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori.

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della *performance* operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e perdite di valore".

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:

- > delle "Attività per imposte anticipate";
- > dei "Crediti finanziari verso altri istituti", dei "Crediti finanziari per deficit sistema elettrico spagnolo", dei "Titoli diversi a *fair value through profit or loss* per designazione" e altre partite, inclusi nella voce "Attività finanziarie non correnti";
- > dei "Finanziamenti a lungo termine";
- > del "TFR e altri benefici ai dipendenti";
- > dei "Fondi rischi e oneri futuri";
- > delle "Passività per imposte differite".

Capitale circolante netto: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" a esclusione:

- > dei "Crediti per anticipazioni di *factoring*", della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", degli "Altri titoli" e altre partite, inclusi nella voce "Attività finanziarie correnti";
- > delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- > dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine".

Attività nette destinate alla vendita: definite come somma algebrica delle "Attività destinate alla vendita" e delle "Passività destinate alla vendita".

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle "Attività immobilizzate nette" e del "Capitale circolante netto", dei fondi non precedentemente considerati, delle "Passività per imposte differite" e delle "Attività per imposte anticipate", nonché delle "Attività nette destinate alla vendita".

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine", dalle quote correnti a essi riferiti, dai "Finanziamenti a breve termine", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle "Attività finanziarie correnti" e "non correnti" non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di *performance* patrimoniale.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

2007

- > acquisizione in data 2 febbraio 2007 dell'intero capitale della società panamense Enel Panama Holding (già Enel Fortuna), che ha consentito a Enel di disporre del pieno controllo di Fortuna e di consolidarla con il metodo integrale;
- > acquisizione di una partecipazione del 40% di Artic Russia, controllante diretta di SeverEnergia, e successiva acquisizione da parte di quest'ultima, in data 4 aprile 2007, di un gruppo di *asset* nel settore del gas; trattandosi di controllo congiunto, Artic Russia e SeverEnergia sono consolidate con il metodo proporzionale;
- > acquisizione, in data 2 luglio 2007, del 90% di Nuove Energie, società operante nella realizzazione e gestione di infrastrutture per la rigassificazione del gas naturale liquefatto;
- > acquisizione, in data 1° ottobre 2007, del 100% di tre società (International Wind Power, Wind Parks of Thrace e International Wind Parks of Thrace) operanti nella generazione da fonte eolica in Grecia;
- > acquisizione, in data 5 ottobre 2007, a seguito dell'esito positivo dell'Offerta Pubblica di Acquisto (OPA) effettuata, del 42,08% del capitale di Endesa; a partire da tale data, tenuto conto delle quote di capitale già detenute (24,97%), Endesa viene consolidata con il metodo proporzionale trattandosi di controllo congiunto;
- > acquisizione, in data 24 ottobre 2007, del 100% di Blue Line, una società rumena che possiede i diritti per lo sviluppo di progetti eolici nella regione di Dobrogea;
- > acquisizione, in data 6 dicembre 2007, del 100% di Inelec, società attiva nella generazione da fonte idroelettrica in Messico.

2008

- > acquisizione, in data 5 marzo 2008, dell'85% di Enel Productie (già Global Power Investment), società rumena operativa nella generazione di energia elettrica;
- > acquisizione, in data 25 aprile 2008, del 50% del capitale sociale di Electrica Muntenia Sud (oggi Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) e contestuale sottoscrizione di un aumento di capitale deliberato dall'Assemblea della società stessa. A seguito di tale operazione la partecipazione definitiva di Enel si attesta al 64,4%. A decorrere dalla conclusione dei processi organizzativi relativi alla modifica della *governance* della società necessari alla piena definizione del suo controllo, avvenuta in data 4 giugno 2008, la società è consolidata con il metodo integrale tenendo conto della quota partecipativa oggetto della *put option* concessa a Electrica in sede di definizione dell'acquisizione, pari al 23,6% alla data del 31 dicembre 2008;
- > acquisizione, in data 19 maggio 2008, del 100% del capitale delle società International Wind Parks of Crete e Hydro Constructional, operanti in Grecia nella generazione di energia da fonti rinnovabili;
- > conclusione, in data 28 maggio 2008, del processo organizzativo di *governance* della società OGGK-5 che ha determinato, a partire da tale data, l'assunzione da parte di Enel del suo pieno controllo. Enel, attraverso la controllata Enel Investment Holding aveva acquisito in più *tranche* il 59,80% del capitale sociale

della società russa (di cui il 22,65% attraverso l'OPA conclusasi in data 6 marzo 2008), per poi cedere a terzi in data 25 giugno 2008 una quota di minoranza pari al 4,1%. A partire dal 28 maggio 2008 la società è consolidata con il metodo integrale;

- > cessione, in data 26 giugno 2008, del perimetro di attività individuato dagli accordi siglati tra Enel e Acciona in data 26 marzo 2007 e tra Enel, Acciona ed E.On il 2 aprile 2007 e il 18 marzo 2008, costituito da:
 - le attività e le passività detenute direttamente o indirettamente da Endesa in Italia, Francia, Polonia e Turchia, nonché talune ulteriori attività in Spagna (di seguito "Endesa Europa");
 - le attività e le passività inerenti alle partecipazioni detenute da Enel in Enel Viesgo Generación, Enel Viesgo Servicios ed Electra de Viesgo Distribución e alle partecipazioni detenute dalle stesse;
 - acquisizione, in data 30 giugno 2008, dell'80% di Marcinelle Energie, che sta realizzando una centrale a gas con tecnologia a ciclo combinato in Belgio; la società è consolidata tenendo conto della *put option* sul 20% concessa a Duferco in sede di definizione dell'acquisizione;
- > cessione, in data 25 luglio 2008, del 51% del capitale di Hydro Dolomiti Enel (HDE), società costituita da Enel Produzione in data 12 maggio 2008 per lo sviluppo congiunto con soci terzi del settore idroelettrico nella Provincia Autonoma di Trento. Tenuto conto dell'assetto di *governance* previsto dall'accordo, Enel esercita un'influenza dominante su HDE fino all'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2010 e quindi, fino a tale momento, la società è consolidata con il metodo integrale.

Ai fini della rappresentazione contabile delle pattuizioni contenute nell'accordo del 26 marzo 2007 tra Enel ed Acciona e a seguito del raggiungimento del controllo congiunto di Endesa, nella situazione patrimoniale riclassificata al 31 dicembre 2007 erano classificati come "Attività nette destinate alla vendita" gli *asset* oggetto del trasferimento a E.On e le attività nette riferibili alle energie rinnovabili detenute da Endesa e destinate a essere trasferite ad Acciona.

A seguito del perfezionamento della cessione a E.On, nella situazione patrimoniale riclassificata al 31 dicembre 2008 tale voce include solo le attività e le passività inerenti alle energie rinnovabili. Inoltre, a seguito degli accordi sottoscritti con Terna per il trasferimento del ramo di azienda inerente alle linee di distribuzione di energia elettrica ad alta tensione e dello stato attuale della procedura di dismissione delle attività relative alla rete di distribuzione del gas, le attività e le passività oggetto di tali operazioni sono state anch'esse classificate al 31 dicembre 2008 nella voce "Attività nette destinate alla vendita".

Nella situazione economica riclassificata sono stati rappresentati come *discontinued operations* i risultati economici, al netto del relativo effetto fiscale, riconducibili alle attività di Endesa Europa sino alla data della loro cessione a E.On, in quanto tali attività nette erano state acquisite al solo fine della loro rivendita, e i risultati economici inerenti alla rete di distribuzione del gas, essenzialmente riconducibili alla società Enel Rete Gas, in quanto rappresentativi di un importante ramo di attività nel territorio nazionale.