

ritirare le misure cautelari urgenti (*cautelarísimas*) adottate relativamente alla risoluzione SEE.

Il 3 febbraio 2011 Endesa e le altre società elettriche hanno ritirato i ricorsi e le richieste di misure cautelari presentati al Tribunale dell'Unione Europea.

Il 10 febbraio 2011 è stata pubblicata la risoluzione del Ministero dell'Industria dell'8 febbraio 2011 con la quale si stabiliscono i principali parametri per l'applicazione del processo di *Resolución de restricciones por garantía de suministro* per il 2011. In particolare, il meccanismo riguarderà il consumo di circa 10 Mton di carbone nazionale e una produzione elettrica massima di 23,3 TWh. Il provvedimento definisce altresì i prezzi regolati dell'energia prodotta da ogni impianto coinvolto dal processo.

Centrale nucleare di Garoña

Il 24 marzo 2010 la società Nuclenor, proprietaria della centrale nucleare di Santa Maria di Garoña (partecipata al 50% da Endesa), ha formalizzato alla *Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional* il ricorso del 14 settembre 2009 contro l'ordine ministeriale n. 1785/09, che ha stabilito il termine delle operazioni della centrale a luglio 2013. Nuclenor richiede, tra le altre cose, che l'ordine ministeriale n. 1785/09 venga annullato e che le si riconosca il diritto a continuare le operazioni della centrale almeno fino al 6 luglio 2019. La società chiede, inoltre, il rinnovo esplicito dell'autorizzazione nei termini comunicati dal CSN (Consiglio per la Sicurezza Nucleare), ovvero fino al 2019 con possibilità di proroga.

Centrale nucleare di Almaraz

Con l'ordine ministeriale n. ITC/1588/2010 pubblicato il 16 giugno 2010 il Governo ha approvato il rinnovo dell'autorizzazione all'esercizio dei due gruppi della centrale nucleare di Almaraz (partecipata da Endesa al 36%). L'autorizzazione ha effetto a partire dall'8 giugno 2010 con una validità di dieci anni.

Centrale nucleare di Vandellos

Con l'ordine ministeriale n. ITC/2149/2010 pubblicato il 5 agosto 2010 il Governo ha approvato il rinnovo dell'autorizzazione all'esercizio della centrale nucleare di Vandellos II (partecipata da Endesa al 72%). L'autorizzazione ha effetto a partire dal 26 luglio 2010 con una validità di dieci anni.

Aste di prodotti finanziari per interconnessione Spagna-Portogallo

In applicazione di quanto stabilito dall'ordine ministeriale n. 1549/09, con la risoluzione del 7 maggio 2010 la Segreteria di Stato per l'Energia ha definito il calendario delle aste per il 2010 e le caratteristiche dei contratti finanziari da offrire.

La prima asta del 2010 (terza asta in assoluto) si è tenuta il 24 giugno 2010 e ha riguardato l'offerta di contratti *forward* di copertura per le esportazioni da Spagna a Portogallo per 200 MW di capacità, su un orizzonte temporale di sei mesi (secondo semestre del 2010).

La seconda asta del 2010 (quarta in assoluto) si è tenuta il 16 dicembre e ha riguardato l'offerta di contratti *forward* di copertura per le esportazioni da Spagna a Portogallo per 200 MW di capacità sia su orizzonte annuale (per il 2011), sia su orizzonte semestrale (primo semestre del 2011).

Emission Trading

Durante il corso del 2010 le emissioni prodotte da Endesa in Spagna, secondo la migliore stima disponibile, sono state pari a circa 23,2 Mton a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione pari a circa 24,5 Mton.

Procedimento "Instalaciones Eléctricas" della Comisión Nacional de la Competencia (CNC) del 10 maggio 2010

Il 10 maggio 2010 la Direzione Investigativa della CNC ha aperto un procedimento contro Endesa per un possibile abuso di posizione dominante nel settore delle installazioni elettriche. La condotta lesiva della concorrenza sarebbe consistita nell'utilizzo di informazioni detenute in qualità di società distributrice di energia elettrica al fine di sviluppare le proprie attività nel mercato delle installazioni elettriche.

Il 3 dicembre 2009 la CNC aveva aperto procedimenti simili contro Hidrocantábrico, E.ON-Viesgo e Gas Natural-Unión Fenosa. La CNC ha un tempo massimo di 18 mesi dall'apertura del procedimento per adottare una Risoluzione.

Procedimento "Modificación condiciones contractuales" della Comisión Nacional de la Competencia (CNC) del 5 novembre 2010

Il 5 novembre 2010 la Direzione Investigativa della CNC ha aperto un procedimento contro Endesa Energia XXI SL per una possibile condotta anticompetitiva. La condotta lesiva della concorrenza sarebbe consistita nella modifica

delle condizioni contrattuali di alcuni clienti, in assenza di un loro esplicito consenso.

Il 2 luglio 2010 la CNC aveva aperto un procedimento simile contro alcune imprese del gruppo Iberdrola. La CNC ha un tempo massimo di 18 mesi dall'apertura del procedimento per adottare una Risoluzione.

Argentina

Aggiornamento della regolazione del mercato all'ingrosso

Con la Nota SE n. 496 del 19 gennaio 2010 la *Secretaría de Energía* (SE) ha reso noto che non sarà possibile modificare le regole del mercato *wholesale* (MEM, *Mercado Eléctrico Mayorista*) in modo da rispettare pienamente la risoluzione n. 1427/2004 e gli accordi del 2004 e 2005 con le società di generazione che hanno contribuito al finanziamento del FONINVEMEM (fondo con cui sono stati costruiti due impianti CCGT entrati in esercizio proprio all'inizio del 2010).

La risoluzione n. 1427/04 prevedeva, tra le altre cose, l'impegno ad aumentare la remunerazione della capacità e il *precio estacional* (prezzo pagato dalle società di distribuzione ai generatori) e di eliminare il tetto sul mercato *spot* introdotto dalla risoluzione SE n. 240/2003.

Nel corso del 2010 si sono svolti i negoziati tra la SE e le società di generazione per definire le regole transitorie per la remunerazione dei generatori nel periodo 2010-2011. In attesa di giungere a un accordo per l'intero biennio, il Governo ha inoltre concluso accordi specifici con singoli impianti, sulla base della risoluzione SE n. 724/08 (*Mantenimiento Plus*), destinata a favorire gli interventi di manutenzione straordinaria che si traducano in un aumento della disponibilità degli impianti esistenti.

Il 25 novembre 2010 la SE e i produttori di energia elettrica hanno concluso un accordo definitivo che prevede nuovi strumenti per il pagamento dell'energia e della capacità di generazione e un nuovo meccanismo (per il periodo 2008-2011) volto a favorire investimenti in nuova capacità di generazione (sul modello del FONINVEMEM).

Generazione

Il 1° settembre 2010 Endesa Costanera ha firmato con la *Secretaría de Energía* un *Acuerdo de Intenciones* per l'incremento della disponibilità delle turbine a vapore dell'impianto. Tale accordo prevede investimenti stimati intorno a 60 milioni di dollari statunitensi (senza costi in capo a Costanera) e consente di recuperare gli investimenti

realizzati tra il 2007 e il 2010 per altri 60 milioni di dollari statunitensi. In questo quadro, il 12 dicembre è stato firmato un *Contrato de Compromiso de Disponibilidad de Equipamiento MEM* tra Endesa Costanera e l'operatore del mercato elettrico argentino CAMMESA.

Mecanismo de Monitoreo de Costos e incentivi del programma PUREE

Con la risoluzione n. 45 dell'8 marzo 2010 la SE ha stabilito che a partire dal 10 marzo 2010 si applichi un nuovo meccanismo per il calcolo degli incentivi del PUREE (*Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica*) per i clienti domestici con consumi superiori a 1.000 kWh per bimestre. L'applicazione di tale criterio, che si propone di ridurre l'ammontare degli incentivi accordati, farà ulteriormente crescere la differenza tra penali e incentivi del PUREE, che le società di distribuzione sono autorizzate a trattenere per compensare i loro maggiori costi quando gli aumenti del *Mecanismo de Monitoreo de Costos* (MMC, un indicatore dell'andamento dei prezzi introdotto dall'*Acta de Acuerdo* nel 2005) non sono trasferiti in tariffa. Ciò comporta un beneficio di cassa per Edesur, società di distribuzione operante in Argentina.

Nel mese di agosto 2010 la Corte di Giustizia di Seconda Istanza ha pronunciato una sentenza favorevole alla società di distribuzione Edenor, che impone al regolatore ENRE di esprimersi sul possibile riconoscimento degli aumenti del MMC non trasferiti in tariffa. Una prima sentenza favorevole al riconoscimento degli MMC era già stata espressa a marzo 2010 dalla Corte di Giustizia di Prima Istanza.

Remunerazione dell'attività di distribuzione

Il 12 novembre 2009 il Governo argentino ha riaperto il processo di *Revisión Tarifaria Integral* (RTI) per le società di distribuzione Edenor, Edesur ed Edelap, che era stato congelato a febbraio dello stesso anno.

Di conseguenza, Edesur ha presentato a ENRE la sua proposta di RTI per i prossimi cinque anni, che richiederebbe un aumento del 100% delle tariffe rispetto ai valori attuali. È possibile che il processo di revisione tariffaria subisca un rallentamento in vista delle elezioni presidenziali previste per il 2011.

Regolazione della qualità del servizio

A seguito di alcuni episodi di interruzione delle forniture di Edesur tra il 22 e il 31 dicembre 2010 (dovuti alle alte temperature e all'alta domanda), il 4 gennaio 2011 sono state pubblicate le risoluzioni ENRE n. 525 e n. 551 del

2010. Con la prima risoluzione ENRE chiede che Edesur adegui il suo Piano di Investimenti 2010 e che presenti un "Programa de Regularización Operativo" al fine di colmare le lacune riscontrate da ENRE in materia di qualità del servizio. Con la seconda risoluzione ENRE (su richiesta di Edesur e per evitare sanzioni) sospende l'analisi della ripartizione dei dividendi per l'esercizio 2009.

Edesur ha già presentato il suo Piano di Investimenti 2010 per 110 milioni di dollari statunitensi (superiore alle richieste della risoluzione n. 525) e ha dettagliato le azioni del "Programa de Regularización Operativo" per il periodo ottobre 2010 - marzo 2011. La società ha inoltre presentato ricorso amministrativo contro la risoluzione n. 525.

Brasile

Tariffe di distribuzione

A valle della consultazione pubblica n. 043/2009 e delle riunioni con ciascuna società di distribuzione, il 2 febbraio 2010 il regolatore ANEEL ha proposto alle società di distribuzione una modifica della metodologia di calcolo della componente "oneri di sistema" della tariffa di distribuzione, in modo da eliminare le imperfezioni nel *pass-through* ai consumatori e neutralizzare le entrate ascrivibili agli oneri di sistema (c.d. "encargos sectoriales") rispetto ai volumi venduti.

L'applicazione della diversa metodologia proposta da ANEEL, priva di effetto retroattivo, ha richiesto una modifica del contratto di concessione (di durata trentennale e in scadenza nel 2026 e nel 2028 rispettivamente per Ampla e Coelce). Il 23 giugno 2010 il regolatore ANEEL ha reso noto che tutte le società di distribuzione attive nel Paese hanno autorizzato la modifica del contratto di concessione.

Il 10 settembre 2010 il regolatore ANEEL ha formalmente aperto la revisione delle tariffe di distribuzione (terzo ciclo tariffario), presentando una proposta di modifica della metodologia e dei parametri di riferimento quali il WACC, la *Regulatory Asset Base* (RAB), le perdite non tecniche e il fattore di efficienza X. Con riferimento alla RAB, il regolatore ha concesso di non sottoporre a revisione gli asset riconosciuti nel periodo precedente, procedendo a un semplice aggiustamento per gli investimenti e le dismissioni effettuati nel corso degli ultimi anni. La chiusura del processo di consultazione di ANEEL, inizialmente prevista per il 10 dicembre 2010, è stata posticipata al 10 gennaio 2011.

La società Coelce sarà la prima società di distribuzione

brasileana a essere sottoposta alla revisione per il periodo aprile 2011 - aprile 2014: in attesa che la nuova metodologia venga definita, inizialmente la revisione tariffaria di Coelce avverrà con una metodologia provvisoria. La revisione di Ampla è invece attesa per il periodo 2014-2019.

Aggiustamenti tariffari annuali

Il 15 marzo 2010 si è concluso il processo di aggiustamento tariffario annuale per la società di distribuzione Ampla, che ha ottenuto un aumento dell'1,35% del *Valor Agregado de Distribución* (VAD), che remunera l'attività di distribuzione. Tale aumento non si è tradotto in una crescita delle tariffe per i clienti finali, che hanno anzi subito una riduzione del 4,7%.

Quanto alla società di distribuzione Coelce, il suo processo di aggiustamento tariffario annuale si è concluso il 22 aprile 2010 con la pubblicazione definitiva dell'Indice di Riaggiustamento Tariffario (IRT), che prevede un aumento del 3% della remunerazione riconosciuta alla società.

Regole commerciali per le società di distribuzione

Il 9 settembre 2010 il regolatore brasiliano ANEEL ha approvato la risoluzione n. 414/2010, che modifica la risoluzione n. 456/2000 sulle regole commerciali per le società di distribuzione e i loro rapporti con i clienti regolati. Il nuovo testo, che incorpora svariate risoluzioni adottate negli ultimi dieci anni, regola i diritti e gli obblighi dei distributori e sarà applicabile a tutti i clienti finali. Tra le novità, si introduce un obbligo per le società di distribuzione di stabilire un ufficio in ogni città dell'area di concessione.

Interconnessione Argentina-Brasile CIEN

Il 9 dicembre 2009 è stata definitivamente approvata la legge n. 12111, che modifica la legislazione del Paese in vista della futura integrazione dei sistemi isolati nel *Sistema Nacional Interconectado* (SNI). Tra le altre cose, tale legge dispone che a partire dal 2010 le linee di interconnessione (tra cui CIEN, l'interconnessione Argentina-Brasile gestita da Endesa) possano essere assimilate alla rete di trasmissione nazionale e possano quindi godere di una remunerazione regolata.

I negoziati tecnici con ANEEL per la determinazione del valore della linea e, conseguentemente, delle tariffe con cui essa sarà remunerata si sono protratti per quasi tutto il 2010 e si sono svolti sulla base della metodologia di remunerazione definita da ANEEL nella risoluzione n. 386/09. Il 20 settembre 2010 il regolatore ANEEL ha emesso la *Nota Técnica* n. 091/2010, con cui definisce le basi per il calcolo

della remunerazione della linea di interconnessione CIEN. La società ha risposto a tale documento avanzando una richiesta di base di remunerazione più alta e chiedendo l'estensione da 20 a 30 anni del periodo di concessione. Il 14 dicembre 2010 ANEEL ha formalmente approvato il valore della *Receita Anual Permitida* (RAP) del CIEN, che ammonterà inizialmente a 239 milioni di real brasiliani (128 milioni di dollari statunitensi), per un valore della linea di circa 1 miliardo di dollari statunitensi. La risoluzione ANEEL stabilisce anche la possibilità di una proroga della concessione oltre i 20 anni attualmente riconosciuti (ossia fino al 2021); al termine del periodo di concessione, gli impianti saranno indennizzati al valore residuale (in coerenza con quanto stabilito dalla legge n. 8.987 sulle concessioni amministrative). L'entrata in vigore delle nuove regole della remunerazione avverrà a valle dell'approvazione del decreto applicativo da parte del Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie.

Il 28 dicembre 2010 il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie ha pubblicato la *Portaria* n. 1.004/2010, con cui si chiedono eventuali manifestazioni di interesse per l'equiparazione della linea di interconnessione con la rete di trasmissione, alla luce delle condizioni particolari applicate da ANEEL.

Nel frattempo, il 4 giugno 2010 è stato firmato l'*Acuerdo de Provisión de Energía Eléctrica* tra CIEN e l'operatore del mercato elettrico argentino CAMMESA. Tale accordo prevede un pagamento mensile su nove mesi e smetterà di applicarsi proprio a valle della definizione della remunerazione annuale riconosciuta a CIEN da parte di ANEEL.

Tariffa sociale

Il 20 gennaio 2010 è stata promulgata la legge n. 12212 sulla tariffa sociale, che introduce modifiche all'ammontare degli sconti concessi ai clienti domestici a basso reddito. Le principali modifiche rispetto alla normativa precedente (legge n. 10438/2002) riguardano le condizioni per beneficiare della tariffa sociale: il criterio di idoneità non farà più esclusivamente riferimento ai consumi mensili, ma sarà esteso anche alle condizioni economiche dei clienti. In particolare, si richiederà l'iscrizione al *Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal* (CadÚnico), registro per le famiglie in condizioni di disagio economico del Ministero dello Sviluppo Sociale e della Lotta alla Fame (precedentemente le utenze con consumi inferiori a 80 kWh/mese erano esenti da questo obbligo).

La legge introduce anche lievi riduzioni degli sconti concessi ai consumatori, che variano in funzione del consumo

mensile dei clienti: 65% per consumi inferiori a 30 kWh/mese, 40% per consumi compresi tra 30 e 100 kWh/mese e 10% per consumi compresi tra 100 e 200 kWh/mese; non riceveranno, invece, alcuno sconto le famiglie a basso reddito con consumi superiori a 200 kWh/mese.

Nel mese di maggio è stata avviata una consultazione pubblica su una nuova proposta di regolamento della tariffa sociale, in base alla quale si richiede che la registrazione di un cliente nel *Cadastro Único* per l'applicazione della tariffa sociale debba essere approvata da ANEEL.

Il 22 luglio 2010 il regolatore ANEEL ha approvato la regolazione di dettaglio relativa alla legge n. 12212 sulla tariffa sociale, che include i criteri definitivi di idoneità dei consumatori e l'ammontare degli sconti per fascia di consumo. Le società di distribuzione dovranno rendere pubblica la lista dei clienti che soddisfano tali requisiti nell'arco di 60 giorni dall'approvazione.

Infine, la legge introduce alcune modifiche alla normativa sull'efficienza energetica (legge n. 9991/2000). Il principale cambiamento apportato alla legge richiede che le società di distribuzione destinino alle utenze che beneficiano della tariffa sociale almeno il 60% delle risorse dei programmi di efficienza energetica (attualmente pari allo 0,5% del risultato operativo delle società).

Normativa sul cambiamento climatico

Il 29 dicembre 2009 è stata pubblicata la legge n. 12187/2009 sulla lotta al cambiamento climatico. Tale legge introduce il *Plan Nacional sobre el Cambio Climático* (PNMC) e fissa l'obiettivo di ridurre entro il 2020 le emissioni di gas serra tra il 36,1% e il 38,9% rispetto alle emissioni previste sulla base dello scenario tendenziale 2010. Non vengono definite le riduzioni attese per ciascun segmento industriale.

Il 10 dicembre 2010 è stato pubblicato nel Diario Ufficiale dell'Unione il decreto che regola la politica nazionale di lotta al cambiamento climatico. Il testo fissa l'obiettivo di riduzione del 6% delle emissioni di gas serra entro il 2020.

Cile

Aggiornamenti tariffari del prezzo nodale

A partire da maggio 2010 il prezzo nodale è stato aggiornato dal regolatore a 95 dollari statunitensi/MWh, con un aumento dell'1,8% rispetto al valore fissato a ottobre 2009 e un aumento del 9% rispetto al prezzo in vigore dopo l'ultima indicizzazione di marzo 2010. Tale valore

è stato in vigore per il periodo maggio-ottobre 2010. Successivamente il regolatore CNE ha pubblicato il valore definitivo del prezzo nodale per il periodo novembre 2010 - aprile 2011. Il prezzo monomico sarà di 112,52 dollari statunitensi/MWh, con un incremento di circa l'8% rispetto al valore attuale.

Regole per il *pass-through* del prezzo delle aste

A partire da gennaio 2010 è entrata in vigore la riforma del meccanismo di approvvigionamento *wholesale* dell'energia destinata ai clienti vincolati (prevista nella *Ley Corta II*, del maggio 2005): i contratti sottoscritti al prezzo nodale definito dal regolatore CNE spariranno progressivamente, per essere sostituiti con contratti quindicennali il cui prezzo sarà il risultato di aste realizzate dalle società di distribuzione a partire dal 2006. Ciò è avvenuto, per la società di distribuzione Chilectra, prevalentemente a partire da novembre 2010, con la scadenza di alcuni contratti di fornitura conclusi prima del 2006. Al fine di perfezionare l'applicazione del meccanismo delle aste, è stata presentata alla *Contraloría de la República* la bozza di decreto che definisce la metodologia di calcolo del prezzo medio che ogni distributore può trasferire al cliente finale per coprire il costo delle aste con le società di generazione. La pubblicazione ufficiale di tale decreto è avvenuta il 16 aprile 2010, con applicazione retroattiva a partire dal 1° gennaio 2010. Le società di distribuzione potranno effettuare il *pass-through* del prezzo medio di approvvigionamento, con eventuali aggiustamenti per tener conto delle differenze dei costi effettivi rispetto al prezzo medio.

Nel mese di settembre 2010 le società di generazione hanno rigettato l'ipotesi (avanzata dal Governo) di concentrare nei due momenti dell'anno (aprile e ottobre) le indicizzazioni, in linea con le attuali indicizzazioni del prezzo nodale fissato dal regolatore.

Normativa sulle emissioni delle centrali termoelettriche

Il 15 dicembre 2009 è stata pubblicata la risoluzione n. 7550, che contiene la bozza di normativa sulle emissioni delle centrali termoelettriche, con cui si fissano i livelli massimi consentiti di particolato, ossido di azoto, diossido di zolfo, mercurio, nickel e vanadio. Il documento inizialmente proposto dal Governo Bachelet fissava limiti differenziati per centrali nuove ed esistenti: per le prime erano definiti requisiti più stringenti, mentre per le seconde si fissava un periodo di tre anni per consentire l'adeguamento alla nuova normativa. Entro il 2020 il limite per le emissioni

avrebbe dovuto essere comune per le centrali vecchie e nuove.

Il 26 novembre 2010 il Consiglio dei Ministri per la Sostenibilità ha approvato l'ultimo progetto delle norme sulle emissioni delle centrali termoelettriche, che è ora sottoposto alla firma del Piñera (cui seguirà l'approvazione della *Contraloría General de la República*). Le principali modifiche rispetto al testo proposto alla fine del 2009 riguardano le centrali esistenti e quelle già dichiarate in costruzione: con riferimento alle emissioni di NOx e SO₂, la nuova versione accresce i limiti di emissione consentiti ed estende da tre a quattro e cinque anni e mezzo (a seconda della localizzazione dell'impianto) il periodo utile per adattare gli impianti in vista del rispetto della nuova normativa. Inoltre, il nuovo testo rimuove il principio della convergenza al 2020 dei limiti di emissione per centrali nuove ed esistenti.

Revisione delle tariffe di subtrasmissione

È in corso il processo di revisione delle tariffe di subtrasmissione di Chilectra, che saranno in vigore per quattro anni a partire da novembre 2010. Il 24 agosto 2010 si è svolta un'udienza pubblica. La tariffa preliminare sarà resa nota dal regolatore CNE a fine febbraio 2011; il processo di revisione tariffaria dovrebbe concludersi a maggio 2011.

Colombia

Mercato all'ingrosso

Durante il primo semestre del 2010 il mercato elettrico colombiano ha subito svariati interventi temporanei da parte del regolatore CREG, volti a contenere gli effetti congiunti della carenza di gas e di risorse idroelettriche (quest'ultima provocata da El Niño) nei mesi a cavallo tra settembre 2009 e marzo 2010; gran parte di tali misure è stata ritirata nel mese di giugno, quando è stata dichiarata la fine del fenomeno meteorologico El Niño.

In particolare, il 9 febbraio 2010 il regolatore colombiano CREG ha pubblicato la risoluzione n. 010/2010, che introduce norme transitorie sul funzionamento del mercato *wholesale* dell'energia (*Mercado de Energía Mayorista - MEM*). L'obiettivo di tale risoluzione era evitare lo svuotamento dei bacini attraverso un intervento sui prezzi da essi offerti (i bacini il cui volume fosse inferiore a una predefinita *curva de alerta* erano automaticamente posti al di fuori dell'ordine di merito). Successivamente il regolatore ha adottato ulteriori misure transitorie, tra cui le risoluzioni

CREG n. 036/2010, n. 049/2010 e n. 060/2010, volte a evitare lo svuotamento dei bacini del Paese e assicurare la sicurezza del sistema nel breve termine.

Nel mese di maggio 2010 con le risoluzioni n. 070/2010 e n. 071/2010 la CREG ha dichiarato il termine dell'obbligo di mantenimento dei livelli dei bacini idroelettrici. Nello stesso mese l'*Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudio Ambientales* (IDEAM) ha dichiarato ufficialmente il termine dei rischi causati da El Niño: risultano di conseguenza non più in vigore alcune delle misure temporanee di intervento sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.

Nel mese di settembre 2010 il regolatore CREG ha pubblicato la risoluzione n. 121 sulla "riconciliazione negativa", in base alla quale non sarà più possibile per i generatori ricevere una remunerazione in caso di impossibilità a immettere energia per problemi da essi indipendenti (principalmente legati all'indisponibilità del sistema).

Inoltre, il 17 settembre 2010 la CREG ha adottato la risoluzione n. 138/2010, che riduce il grado di confidenzialità sulle informazioni relative all'operazione giornaliera del mercato all'ingrosso. In particolare, le informazioni sul dispacciamento saranno considerate pubbliche, mentre le offerte di prezzo resteranno confidenziali solo fino al primo giorno lavorativo del mese successivo.

Infine, il 1° ottobre 2010, la CREG ha pubblicato per discussione il documento n. 118/2010, che contiene una proposta regolatoria per identificare gli attori pivotali applicando il *Residual Supply Index* (RSI) e regolare le offerte degli agenti pivotali. La consultazione su tale documento si è conclusa il 30 novembre 2010.

Aggiornamento delle tariffe di distribuzione

A seguito della definizione delle nuove tariffe di distribuzione per le società Codensa e Cundinamarca (19 ottobre 2009, con risoluzioni n. 100 e n. 101 dell'autorità di regolazione CREG), il 16 dicembre 2009 la CREG ha reso noto di dover procedere d'ufficio alla correzione di un errore contenuto nei calcoli dei costi riconosciuti per la tariffa del livello di tensione IV (superiore a 57,5 kV) per Codensa. Il 22 giugno 2010 la CREG ha notificato a Codensa la risoluzione n. 081 del 2010, che corregge tale errore. Si conclude in questo modo il processo di fissazione delle tariffe di distribuzione per il periodo 2009-2014.

Nel frattempo, nel mese di aprile 2010, è stata approvata la risoluzione CREG n. 051/2010, che definisce le regole procedurali per il calcolo e l'*auditing* dei costi O&M delle società di distribuzione da parte del regolatore.

Sicurezza delle forniture di gas

Con il decreto n. 2730/2010, adottato a luglio 2010 dal Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie (in parte modificato dal decreto n. 2830/2010), si introducono norme finalizzate a migliorare la supervisione e ad aumentare la sicurezza delle forniture nel settore gas. Ci si attende che per il settore elettrico tali norme abbiano ricadute positive in termini di stabilità e sicurezza delle forniture e, di conseguenza, di maggiori garanzie di disponibilità delle centrali termoelettriche.

La risoluzione n. 181.651, pubblicata il 20 settembre 2010 dal Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie, ha dichiarato la fine del periodo di scarsità del gas naturale per il Paese.

Perù

Aggiornamenti tariffari del prezzo all'ingrosso dell'energia

Il 2 marzo 2010 il regolatore *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería* (OSINERGMIN) ha pubblicato il progetto di risoluzione n. 43/2010 che definisce una proposta per le *tarifas en barra* (prezzo all'ingrosso dell'energia destinata a clienti regolati) in vigore da maggio 2010 ad aprile 2011.

Complessivamente, il progetto comporta una riduzione del 5% del prezzo dell'energia rispetto ai valori attuali: tale variazione incorpora un leggero incremento della componente di remunerazione della potenza e una riduzione più significativa del prezzo dell'energia.

Nel mese di aprile 2010 OSINERGMIN ha pubblicato la risoluzione n. 79/2010, che fissa a 39,18 dollari statunitensi/MWh il valore delle *tarifas en barra* per il periodo maggio 2010 - aprile 2011, sostanzialmente in linea con il valore reso noto a marzo, ma più bassa del 5,35% rispetto al valore in vigore nell'anno precedente.

Aste di lungo periodo

Nel mese di aprile 2010 si è svolta la prima asta di lungo periodo per l'approvvigionamento dell'energia destinata alla fornitura dei clienti in regime regolato. Sono stati firmati contratti di otto, dieci e dodici anni.

La società di distribuzione controllata da Endesa, Edelnor, ha contrattato quasi la totalità della domanda prevista (970 MW su 1.000 MW totali); le società di generazione di Endesa, Edegel ed Eepsa, hanno siglato contratti per la vendita di tutta l'energia offerta (800 e 82 MW rispettivamente). Il prezzo tetto fissato dal regolatore OSINERGMIN

per quest'asta è stato di 57 dollari statunitensi/MWh. Il 25 novembre 2010 si è svolta un'asta per la concessione di un progetto di riserva fredda, consistente nella costruzione di tre centrali termoelettriche duali (diesel e gas) disponibili in particolare per situazioni di emergenza. La società controllata da Endesa, Eepa, ha partecipato con successo per l'impianto da 200 MW di Talara (Piura), ottenendo una concessione ventennale.

Remunerazione della potenza e incentivi agli investimenti

È stato pubblicato nel *Diario Oficial* del 5 gennaio 2010 il decreto supremo n. 1/2010, che contiene diverse misure per la remunerazione della potenza, finalizzate a garantire la disponibilità del parco produttivo. Tale decreto corregge il rischio che i prezzi della potenza nelle aste di lungo periodo risultino diversi da quelli calcolati dall'operatore del sistema COES, determina una componente nella tariffa finale per remunerare la riserva fredda delle unità di emergenza e penalizza la potenza delle centrali che non dispongono di un contratto a lungo termine di trasporto del gas a partire da settembre 2010.

Il 29 aprile 2010 è stato pubblicato il *Decreto de Urgencia* n. 32/2010, che contiene misure per accelerare gli investimenti e facilitare il finanziamento dei progetti di generazione. Tale decreto, tra le altre cose, introduce alcune deroghe ai criteri di remunerazione della capacità disponibile che erano stati introdotti alla fine del 2008 per far fronte alle restrizioni nelle forniture di gas da Camisea e definisce alcuni poteri per il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie in caso di difficoltà delle procedure d'asta. Esso inoltre fissa i termini generali del processo di elettrificazione rurale.

Funzionamento del *Mercado de Corto Plazo* (MCP)

Nel mese di giugno è stato pubblicato il progetto di decreto supremo che introduce modifiche alle regole di funzionamento del *Mercado de Corto Plazo* (MCP), finalizzate ad aumentare la trasparenza di tale mercato (con la richiesta che gli agenti del mercato dichiarino la loro domanda prevista per il giorno successivo).

Con il *Decreto de Urgencia* n. 079/2010 del 16 dicembre 2010 è stato prorogato fino al 31 dicembre 2013 il *Decreto de Urgencia* n. 049/2008. Tale proroga si è resa necessaria in quanto non è ancora stato approvato il progetto di legge n. 4335-2010-PE (di modifica della legge n. 28832), con il quale si dovrebbe introdurre un meccanismo permanente per ridurre il rischio di alti costi

marginali del sistema in caso di congestione della rete di trasmissione. Il Governo stima che entro la fine del 2013, anche grazie a vari interventi di rafforzamento infrastrutturale, dovrebbe essere superata la situazione di crisi per cui è stato necessario adottare il *Decreto de Urgencia* n. 049/2008.

Remunerazione dell'attività di distribuzione

Il regolatore OSINERGMIN ha fatto circolare un nuovo calcolo del *Valor Agregado de Distribución* (VAD) per le società di distribuzione, motivato da alcune obiezioni sollevate da Luz del Sur sulla fissazione del VAD effettuata a novembre 2009 per il periodo novembre 2009 - ottobre 2013. Tale modifica riduce leggermente (0,1%) la tariffa di distribuzione rispetto a quanto approvato a novembre 2009. Il 4 ottobre 2010 OSINERGMIN ha definitivamente stabilito che il VAD per Edelnor sarà mantenuto sostanzialmente invariato (+0,1%), accogliendo parzialmente l'appello della società di distribuzione.

Mercato secondario del gas naturale

Il 5 agosto 2010 il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie ha approvato il decreto supremo n. 46/2010-EM, che regola il mercato secondario del gas, nel quale sarà possibile scambiare gas e capacità di trasporto attraverso aste elettroniche svolte nel *Mercado Electrónico de las Subastas de Transferencia de Producción y/o Capacidad de Transporte a firme de gas natural* (MECAP). Per un periodo di transizione non superiore a un anno le operazioni sul mercato secondario del gas potranno assumere la forma di contratti bilaterali; successivamente potrà essere utilizzato solo lo strumento delle aste centralizzate. La creazione del mercato secondario del gas consentirà anche di migliorare la flessibilità degli approvvigionamenti per il settore elettrico.

Internazionale

Francia

Legge NOME

Nel mese di marzo 2010 il Ministero per l'Energia ha diffuso una prima versione del progetto di legge *Nouvelle Organization du Marché de l'Electricité* (NOME), che riprende le principali raccomandazioni della Commissione Champsaur.

Nel mese di giugno 2010 l'Assemblea Nazionale francese ha discusso in prima lettura la legge NOME approvando

il 15 giugno 2010 un testo che presenta sostanziali modifiche e integrazioni rispetto alla prima versione. Dopo alcune importanti modifiche introdotte nel dibattito al Senato (30 settembre 2010), il testo è stato definitivamente approvato dall'Assemblea Nazionale il 24 novembre 2010 e pubblicato l'8 dicembre 2010.

La legge NOME contiene elementi di riforma che consentiranno una crescente apertura alla concorrenza del mercato elettrico francese e il superamento della tariffa TaRTAM per quei clienti finali che, dopo aver optato per un contratto con fornitori del mercato libero, intendano beneficiare nuovamente delle forniture regolate di energia.

I principali elementi di questa riforma sono:

- > accesso per i fornitori alternativi a energia di base nucleare a prezzi regolati (c.d. "ARENH - *Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique*"), per un periodo transitorio di 15 anni, con volumi calcolati annualmente in funzione della quota della generazione nucleare sui consumi totali, con un tetto annuo pari a 100 TWh;
- > ai fornitori viene richiesto di adattare le loro richieste di ARENH alle previsioni su volumi e profilo del proprio portafoglio e alla quota di energia nucleare utilizzata per coprirne il consumo;
- > la responsabilità di allocare i volumi di ARENH ai fornitori alternativi, su base infra-annuale, viene attribuita alla CRE;
- > un'entità indipendente da EDF e dai fornitori alternativi sarà incaricata di gestire gli scambi di informazioni relative all'ARENH, in modo da evitare che EDF acceda a informazioni sensibili relative ai singoli fornitori;
- > a partire dal 2013 i gestori di rete potranno acquisire volumi di ARENH per compensare l'intero ammontare delle perdite (attualmente pari a circa 30 TWh); i volumi destinati a questo scopo si aggiungeranno, senza alcun tetto, ai 100 TWh destinati ai fornitori alternativi (nella prima versione della legge NOME era previsto un tetto annuo di 20 TWh);
- > il prezzo dell'ARENH sarà fissato con decreto ministeriale assumendo quale riferimento il livello della TaRTAM al 31 dicembre 2010; a partire dal 2013 la responsabilità di determinare il prezzo della ARENH sarà attribuita alla CRE;
- > ogni fornitore dovrà disporre di garanzie dirette o indirette di capacità di riduzione del consumo e di produzione di elettricità: ciò potrebbe dar luogo alla formazione di un mercato della capacità, prevedibilmente in vigore dal 2015;
- > è stato ridotto il numero dei commissari del regolatore

CRE, che d'altra parte vedrà crescere le sue responsabilità proprio nel quadro delle competenze assegnategli dalla legge NOME;

- > a partire dal 2015 spariranno le tariffe regolate per i grandi consumatori di energia; saranno invece mantenute le tariffe regolate per i piccoli consumatori;
- > viene introdotta una nuova tassa locale sul consumo di elettricità (TLE) per clienti con potenza impegnata superiore a 250 kVA;
- > il pagamento dei costi di connessione è trasferito in capo alle società di generazione, al fine di ridurre l'impatto sulle società di distribuzione e di contenere le domande di connessione presentate dai produttori di energia rinnovabile.

Recentemente i ministri dell'energia e dell'economia francese hanno suggerito l'istituzione di una nuova commissione guidata da Paul Champsaur per fissare il prezzo dell'ARENH.

Legge Poniatowski

L'8 giugno 2010 è stata ufficialmente pubblicata la legge Poniatowski, che introduce la possibilità per i clienti finali passati al mercato libero di ritornare in un regime di forniture regolate, sebbene fino al 2015 permanga un vincolo temporale di permanenza di almeno un anno nel mercato libero. La legge ha inoltre introdotto un'estensione della TaRTAM fino a dicembre 2010, estensione ulteriormente prorogata in occasione del dibattito in Senato sulla legge NOME: le tariffe TaRTAM saranno conseguentemente in vigore sino all'effettiva attuazione del meccanismo ARENH.

Imposizione fiscale

A partire dal 2010 è in vigore una nuova imposta, la *Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux* (IFER), introdotta dalla legge finanziaria 2010. La nuova imposta, che ammonta a 2.913 euro/MW/anno, sarà pagata dagli impianti idroelettrici ed eolici con capacità superiore a 100 kW e dagli impianti nucleari e convenzionali con capacità superiore a 50 MW. La legge finanziaria 2011 ha introdotto un aumento all'ammontare dell'IFER per gli impianti eolici (5.000 euro/MW/anno).

Rapporto Roussely e politica nucleare

L'11 maggio 2010 un rapporto confidenziale redatto sotto la guida di François Roussely è stato trasmesso al Presidente della Repubblica francese. Nel mese di luglio 2010 è stata divulgata una sintesi di tale rapporto, che definisce le

linee guida della politica nucleare francese, finalizzate, tra l'altro, a sviluppare una *partnership* tra EDF e AREVA e ad accrescerne la competitività nel mercato nucleare globale, anche al fine di creare opportunità di esportazione della tecnologia nazionale.

Il rapporto suggerisce di garantire la costruzione di Flamanville 3 nelle migliori condizioni di tempo e costo e di effettuare investimenti per accrescere la disponibilità degli impianti esistenti. Riconoscendo che alcune difficoltà degli impianti EPR discendono dall'elevato numero di criteri di sicurezza imposti in fase di costruzione, il rapporto raccomanda una maggiore cooperazione tra EDF e la *Autorité de Sûreté Nucléaire* (ASN) sulla sicurezza e la durata di esercizio degli impianti nucleari francesi, al fine di garantirne una maggiore competitività. Infine, il rapporto suggerisce di integrare il portafoglio francese con impianti di minori dimensioni (1.000-1.150 MW), per i quali i clienti internazionali esprimono una forte domanda.

Tariffe regolate dell'energia elettrica

Il 15 agosto 2010 il Ministero dell'Energia francese ha definito i nuovi livelli delle tariffe finali regolate, con incrementi medi del 4%, 4,5% e 5,5% rispettivamente per piccoli, medi e grandi clienti.

Anche il livello delle tariffe TaRTAM (in vigore fino a dicembre 2010) è stato incrementato dello 0,6% in media. La legge finanziaria 2011 ha definito un nuovo quadro di regole per il funzionamento del contributo al servizio pubblico dell'elettricità (CSPE), aumentando l'ammontare di tale componente della tariffa elettrica da 4,5 euro/MWh a 7,5 euro/MWh.

Russia

Capacity market

I volumi di capacità venduta sul mercato libero crescono parallelamente ai volumi di energia liberalizzati previsti dal decreto del 7 aprile 2007: dal 1° gennaio 2011 tutta la capacità, a eccezione dei volumi dei clienti *household*, è venduta sul mercato libero.

A valle di un lungo processo di consultazione, nei mesi di febbraio e aprile 2010 il Governo ha pubblicato due decreti per la regolamentazione del nuovo mercato della capacità a lungo termine e per la definizione dei parametri di prezzo sia per la nuova capacità sia per la capacità esistente.

Il mercato della capacità a lungo termine partirà nel 2011 nelle zone Europa e Urali (*Price Zone 1*) e Siberia (*Price*

Zone 2), ognuna delle quali è a sua volta suddivisa in *Free Capacity Transfer Zones*, sulla base delle criticità di interconnessione.

La prima asta si è svolta a ottobre 2010 e ha riguardato la consegna della capacità per il 2011. Le aste per le offerte a partire dal 1° gennaio 2012, 2013, 2014 e 2015 si svolgeranno nel mese di giugno 2011. Dal 2011 le aste di capacità si svolgeranno ogni anno entro il 1° dicembre per le offerte relative ai quattro anni successivi.

Nelle zone di mercato, *Free Capacity Transfer Zones*, il prezzo si formerà dall'incontro tra domanda e offerta, con un *floor* e, dove la concorrenza tra generatori è limitata, sarà applicato un *price cap*.

Il *price cap* definito per il 2011 per le zone rilevanti per Enel (Europa e Urali, *Zone 1*) è pari a circa 3.150 euro/MWh/mese, mentre restano ancora da definire le zone di applicazione e la metodologia di aggiornamento annuale del *price cap*.

Per quanto riguarda invece la nuova capacità, da costruirsi sulla base dei *Capacity Contracts* (DPM), i nuovi decreti hanno stabilito che determinati investimenti accordati con il Governo abbiano accesso a una remunerazione garantita (*capacity payment*). Le OGKs e TGKs, firmando i DPM, si impegnano a specifici obblighi di investimento in nuova capacità entro determinate scadenze. Gli obblighi di investimento in nuova capacità sono in realtà già stati assunti dagli investitori privati in fase di acquisizione delle OGKs e TGKs da RAO UES: per Enel OGK-5 tali investimenti riguardano i due nuovi cicli combinati a gas di Nevinnomysskaya e Sredneurskaya, per una capacità pari a 410 MW ciascuno.

In base ai DPM la capacità offerta dagli impianti ha priorità di selezione nel mercato della capacità a un prezzo calcolato sui parametri definiti nei decreti ministeriali di aprile, che garantiscono la remunerazione degli investimenti per dieci anni, a partire dal 2011, senza l'applicazione del *price cap*. Le tariffe sono basate su parametri *standard* definiti sulla base di analisi di *benchmark* di mercato che assicurano la copertura parziale (71% per i CCGT con capacità maggiore di 250 MW) di costi di investimento, costi operativi, *property tax*, costi di connessione alla rete elettrica e del gas.

Inoltre, per alcuni nuovi impianti è ammessa la negoziazione di parametri *ad hoc* a copertura dei livelli effettivi di investimento. Per Enel è in corso la negoziazione per la nuova unità di Nevinnomysskaya.

Tariffe elettriche

Con il decreto n. 1045 del 21 dicembre 2009, in vigore dal 1° gennaio 2010, per le regioni povere con problemi di incasso dei crediti (Repubblica Cecena, Ingushetia, Dagestan, Severnaia Osetia, Kabardino-Balkarskaia, Karachaevo-Cerchesskaia) il Governo concede sussidi per il pagamento dell'energia, introducendo alcune misure transitorie sul mercato *wholesale* che prevedono la vendita di energia elettrica e capacità a tariffe regolate.

Mercato dei servizi ancillari

Con il decreto n. 117 del 3 marzo 2010 sono state approvate le regole per il mercato dei servizi ancillari. Gli operatori che forniranno servizi ancillari saranno selezionati entro la fine del 2010 dall'operatore responsabile per la sicurezza del sistema, *System Operator of the Unified Energy System of Russia* (SO UES).

Mercato delle emissioni

Sberbank – l'operatore incaricato della gestione dei registri ERU (crediti di emissione derivanti dai progetti *Joint Implementation - JI*) e dello svolgimento delle gare per la selezione di progetti JI per conto del Governo – ha effettuato due gare di selezione e approvazione di detti progetti.

Slovacchia

Impianti *must-run*

Il Ministero dell'Economia, con decisione n. 17/2009, ha definito i volumi di servizi ancillari che saranno forniti dall'impianto ENO (Nováky) nel 2010, stabilendo prezzi pari a quelli definiti dal regolatore URSO per il 2010: la regolazione primaria (11 MW) sarà remunerata a 73,02 euro/MWh, mentre la regolazione secondaria (31 MW) riceverà 63,06 euro/MWh.

In base a quanto disposto dall'*Energy Act* n. 656/2004, il Governo slovacco, mediante decisione n. 47/2010 del gennaio 2010, ha stabilito una proroga fino al 2020 all'obbligo dell'utilizzo di carbone nazionale, con la possibilità di un'ulteriore proroga fino al 2035. Con cadenza annuale, il Ministero dell'Economia obbligherà Slovenské elektrárne (SE) a generare e vendere elettricità prodotta da carbone nazionale. Successivamente URSO, sempre con frequenza annuale, stabilirà i prezzi per l'energia prodotta con risorse nazionali, così come i prezzi dei servizi ancillari. In virtù di ciò, ENO beneficerà di ricavi garantiti per l'energia venduta e i servizi ancillari prestati.

Ad agosto 2009 è stato definito da URSO il valore del fattore di aggiustamento previsto nella tariffa di remunerazione per ENO ($Y=32,6\%$), che comporta per il 2010 un valore della tariffa finale per i *system cost* di ENO pari a 40,25 euro/MWh. Il fattore Y è determinante per la copertura delle variazioni di prezzo dell'energia sul mercato, del costo del carbone, della remunerazione dei servizi ancillari e per la correzione dei periodi precedenti.

Legge su "*economic interest*"

Il 2 luglio 2008 è stata pubblicata dal Governo slovacco una legge a tutela della fornitura di elettricità per i clienti domestici e le piccole imprese. La legge prevede un prezzo regolato per l'energia venduta ai clienti domestici e alle piccole imprese (con un tetto di 6 TWh annui) a partire dal 2009 e fino a quando il rapporto tra la spesa media per l'energia e il reddito delle famiglie venga riportato alla media europea degli Stati Membri. A seguito del ricorso presentato da SE presso la *Lower Court*, il 18 marzo 2010 la Corte Suprema ha confermato la decisione di quest'ultima di abrogare definitivamente la decisione del Ministero dell'Economia del 3 luglio 2008, che aveva specificato che la misura del Governo del 2 luglio 2008 prevedeva la regolamentazione del prezzo della vendita dell'energia solo per l'operatore SE.

Emission Trading

Nel corso dell'anno 2010 le emissioni prodotte da SE sono state pari a circa 3 Mton, a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione, calcolate su base *pro rata temporis*, che per lo stesso periodo di competenza sono pari a circa 5,4 Mton.

Act n. 595/2003 sulla tassazione dei profitti

Il Parlamento slovacco, in data 1° dicembre 2010, ha approvato la modifica dell'atto n. 595/2003 sulla tassazione dei profitti: tale modifica introduce la tassazione sui crediti CO₂ per gli anni 2011 e 2012 ed entrerà in vigore dal 1° gennaio 2011.

Energy Act n. 656/2004

Le modifiche approvate l'8 aprile 2010 ed entrate in vigore dal 1° maggio 2010 prevedono che:

- > l'operatore della rete di trasmissione SEPS sia incaricato di assumere *ad interim* il ruolo di operatore del mercato. Nel 2013 SEPS sarà formalmente l'operatore del mercato slovacco controllando al 100% la nuova Borsa dell'energia elettrica;

> sia richiesta l'opinione dell'autorità URSO per la costruzione di nuovi impianti di produzione con potenza installata maggiore di 1 MW.

Decreto URSO n. 2/2008

La sezione concernente la regolazione del mercato *wholesale* (prezzi regolati per utenti residenziali e piccole e medie imprese) è stata rimossa. Dal 2011 il prezzo per le due categorie sopra menzionate sarà stabilito in base a un processo di negoziazione tra SE e il cliente finale: il *price cap* di tale negoziazione è definito come la media degli ultimi sei mesi del *base-load* EEX (*European Energy Exchange*) incrementata del 15%.

Ordinanza governativa n. 317/2007

La modifica, approvata il 26 aprile 2010 ed entrata in vigore il 1° giugno 2010, prevede che l'imposta sulle esportazioni sia ancora in vigore, nonostante il suo valore sia pari a 0 euro/MWh.

Atomic Act n. 541/2004

La modifica, approvata il 1° aprile 2010 e in vigore dal 1° maggio 2010, prevede che le quote di contribuzione dovute dall'impresa-socio all'istituzione governativa ÚJD SR varino come segue:

- > quota annuale per operare un impianto nucleare aumentata del 10%;
- > quota annuale per la costruzione di un impianto nucleare aumentata del 120%;
- > *una tantum* di 5.000 euro per il controllo dell'attrezzatura nucleare.

Romania

Riforma del settore elettrico

L'Autorità Antitrust, durante il mese di maggio 2010, ha effettuato una consultazione con gli operatori di mercato sulla ristrutturazione del settore elettrico rumeno proposta dal Governo. La ristrutturazione prevede la creazione di due società di generazione nelle quali confluirebbero le preesistenti imprese, concentrando circa il 95% della generazione nelle mani dello Stato. Enel ha accettato positivamente l'apertura ai commenti degli operatori e ha espresso le sue preoccupazioni per una riforma che implicherebbe forte concentrazione della generazione e scarsi incentivi agli investimenti nel settore da parte di potenziali operatori stranieri. Enel ha altresì proposto alcune soluzioni alternative in un'ottica di maggiore trasparenza del

mercato all'ingrosso, maggiore liquidità negli scambi sulle piattaforme di *trading*, remunerazione adeguata per gli investitori e stabilità dell'approvvigionamento di energia.

Tariffe di distribuzione

Il 5 marzo 2010 il regolatore rumeno ANRE ha pubblicato un documento di consultazione che modifica l'Order n. 39/2007 sulla metodologia di calcolo della tariffa di distribuzione; la modifica proposta stabilisce un meccanismo di correzione annuale per le tariffe di distribuzione sulla differenza tra gli investimenti realizzati nell'anno e quelli previsti e remunerati *ex ante* in tariffa dal piano di investimento concordato con il regolatore all'inizio del periodo regolatorio. La normativa esistente prevede che tale aggiustamento tariffario venga fatto alla fine del periodo regolatorio. La nuova misura è stata pubblicata il 2 settembre 2010.

Bulgaria

Piano Nazionale di Allocazione 2008-2012

A dicembre 2009 il Governo bulgaro ha approvato una versione rivista del Piano Nazionale di Allocazione per il periodo 2008-2012. All'inizio di gennaio il piano è stato inviato alla Commissione Europea, e approvato il 26 aprile 2010. Per il periodo 2008-2012 si prevede che le emissioni cumulate prodotte da Enel Maritza East 3 (EME3) saranno allineate a quelle allocate per lo stesso arco temporale.

Il 10 febbraio 2010 EME3 ha siglato un accordo con NEK per il *pass-through* dei costi di acquisto della CO₂, in caso tale acquisizione risulti necessaria per il rispetto del Piano Nazionale di Allocazione. Il 20 settembre 2010 il regolatore bulgaro SEWRC non ha approvato l'accordo preso da EME3 e NEK. EME3 ha successivamente fatto ricorso alla Corte Suprema contro la decisione presa dal regolatore. L'udienza è prevista per il 9 maggio 2011.

A giugno 2010 il Ministero dell'Economia e dell'Acqua ha annunciato che potrebbe essere negata la possibilità di *trading* sul mercato della CO₂, in virtù di una decisione preliminare presa dall'organismo incaricato per l'attuazione del Protocollo di Kyoto. La decisione finale è stata presa il 28 giugno, confermando la *non compliance* della Bulgaria e la decisione di sospensione dal *trading* secondo i meccanismi di Kyoto.

Grecia

Codice di Rete

Secondo la decisione ministeriale del 30 dicembre 2009, il Codice di Rete subisce un emendamento in base al quale:

- > è concesso accesso prioritario al mercato organizzato per i grandi impianti di cogenerazione (dispacciamento a prezzo zero per tutta l'elettricità "co-prodotta" dall'impianto di cogenerazione);
- > è introdotta la possibilità per *Hellenic Transmission System Operator* (HTSO) di ricevere finanziamenti a breve per coprire il deficit nel fondo destinato a finanziare i meccanismi di incentivo alle fonti rinnovabili;
- > per i *trader* che non abbiano acquisito diritti di capacità fisica si introduce il divieto di fare offerte di vendita o acquisto per attività di importazione ed esportazione di energia (fino a quel momento possibile);
- > sono previste penali per i *trader* nel caso di posizione sbilanciata fra offerta nel mercato e programma di *import* o *export* comunicato all'HTSO.

Regole del mercato all'ingrosso

Il 28 aprile 2010 il regolatore greco RAE, nell'ottica di affrontare le accuse di scarsa trasparenza dei prezzi sul *Pool*, ha invitato tutti gli operatori a formulare proposte per una riforma complessiva del mercato all'ingrosso, relativamente ad alcuni specifici argomenti:

- > offerte relative agli impianti idroelettrici;
- > incentivi/sanzioni per l'invio accurato di offerte d'acquisto e vendita;
- > livello minimo delle offerte d'acquisto.

A seguito dei commenti ricevuti, il 12 giugno il regolatore ha pubblicato le seguenti proposte di modifica:

- > inclusione obbligatoria del costo della CO₂ nelle offerte dei produttori sul mercato all'ingrosso, con riferimento ai prezzi EU ETS;
- > eliminazione della possibilità per i produttori di offrire sotto il costo marginale più del 30% della capacità disponibile dell'impianto;
- > imposizione di un prezzo di offerta minimo mensile (non più annuale) per i grandi impianti idroelettrici;
- > imposizione di regole e sanzioni più severe per i produttori che non rispettino i programmi di produzione del mercato del giorno prima e le istruzioni nel mercato di dispacciamento.

A settembre 2010 il regolatore, a seguito di un processo di consultazione con i venditori e i produttori di elettricità e dei commenti ricevuti dal *Transmission System*

Operator (TSO) ellenico, ha pubblicato la sua posizione finale circa le modifiche alle regole del mercato all'ingrosso con lo scopo di affrontare il presunto *gaming* dell'operatore dominante. La proposta include l'applicazione dal 1° gennaio 2011 di:

- > inclusione obbligatoria del costo opportunità della CO₂ nelle offerte dei generatori nella Borsa dell'energia elettrica, solo per la parte non allocata gratuitamente;
- > imposizione di uno stretto monitoraggio e disposizione di penalità in caso di dichiarazione di falsa disponibilità;
- > regole più stringenti nelle offerte di energia obbligatoria da impianti idroelettrici per l'operatore dominante e limitata possibilità di modifiche infra-giornaliere della produzione;
- > prolungamento del meccanismo regolato di remunerazione della capacità produttiva per l'anno 2011 con un aumento del prezzo della capacità garantita da 35.000 a 45.000 euro per MW per anno.

Energie Rinnovabili

Europa

Attuazione della direttiva 2009/28/CE

La direttiva 2009/28/CE richiede a ogni Stato Membro di adottare un Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili entro il 30 giugno 2010. Il piano deve contenere gli obiettivi nazionali del Paese in termini di percentuale di energia da fonti rinnovabili consumata nei settori di trasporti, elettricità e riscaldamento fino al 2020. Il piano deve specificare il consumo energetico atteso nel decennio 2010-2020 e le misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dalla direttiva.

Tutti gli Stati Membri hanno presentato il piano alla Commissione Europea.

Brasile

Aste per le fonti rinnovabili di energia

Il 22 luglio 2010 il regolatore brasiliano ANEEL ha approvato i regolamenti per le aste di energia di riserva e A-3 per le fonti rinnovabili idroelettriche, eoliche e da biomassa (rispettivamente regolamenti n. 05/2010 e n. 07/2010). In occasione di tali aste, svoltesi il 25 e il 26 agosto 2010, sono stati assegnati 2.892 MW di potenza installata per 70 centrali eoliche, 12 a biomassa e 7 piccole centrali idroelettriche. Il prezzo medio di assegnazione per i progetti eolici è stato di 130 real/MWh (circa 58 euro/MWh).

La durata dei contratti sarà di 15 anni per la biomassa, 20 per gli impianti eolici e 30 per gli idroelettrici.

Bulgaria

Normativa di supporto alle energie rinnovabili

Il Ministero dell'Economia, dell'Energia e del Turismo sta predisponendo alcune modifiche al *Bulgarian Renewable and Alternative Energy Act*, al fine di recepire la direttiva 2009/28/CE e attuare le regole di più ampio respiro per lo sviluppo di investimenti in energie rinnovabili. La pubblicazione del decreto è attesa entro il 2011.

Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE)

Il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili, presentato alla Commissione Europea, fissa un obiettivo pari a circa il 20,6% per il contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali lordi di elettricità.

Cile

Legislazione sulle fonti rinnovabili di energia

Negli ultimi mesi del 2010 la Commissione sulle risorse energetiche e minerarie del Senato ha discusso la proposta di aumentare il *target* nella legge sulle fonti rinnovabili al 20% nel 2020 (in luogo del 10% nel 2024). A valle del recente voto unanime della Commissione parlamentare (ottobre 2010), il testo passerà al Senato e, successivamente, alla Camera Bassa del Cile. Il dibattito attualmente in corso nel Paese ruota intorno al possibile incremento delle tariffe finali derivante dall'aumento del *target*.

Francia

Nuove regole per la remunerazione degli impianti fotovoltaici

Il 14 gennaio 2010 è stato approvato il nuovo decreto sulle tariffe *feed-in* per gli impianti di produzione fotovoltaica. Per gli impianti che sono entrati o entreranno in esercizio nel 2010 sono in vigore le seguenti tariffe:

- > 580 euro/MWh per gli impianti integrati su edifici residenziali;
- > 500 euro/MWh per gli impianti integrati su altri tipi di edifici;
- > 420 euro/MWh per gli impianti a integrazione semplificata;
- > per gli impianti a suolo la remunerazione dipende dalla

localizzazione dell'impianto, essendo data dal prodotto di 314 euro/MWh per un coefficiente di localizzazione "R".

Tali tariffe resteranno costanti sino al 2011, per poi ridursi annualmente del 10% a partire dal 2012.

La regolamentazione della vendita di energia da parte di impianti fotovoltaici è stata ulteriormente precisata da due decreti pubblicati il 23 marzo 2010. Il primo precisa che una delle condizioni perché un impianto sia considerato integrato con un edificio è che la sua taglia sia inferiore a 250 kW. Il secondo definisce nel dettaglio a quali condizioni gli impianti fotovoltaici possono beneficiare delle tariffe (mediamente più favorevoli) contenute nel decreto del 10 luglio 2006. Tale precisazione si è resa necessaria visto l'elevato numero di richieste di "*contrat d'achat*" presentate nel periodo novembre 2009 - gennaio 2010.

Il 1° settembre 2010 il Ministero dell'Energia francese ha approvato un nuovo decreto sulla remunerazione degli impianti fotovoltaici, abrogando quello approvato il 14 gennaio 2010.

A partire dalla stessa data sono in vigore le seguenti tariffe:

- > 580 euro/MWh per gli impianti integrati su edifici domestici di taglia inferiore a 3 kWc;
- > 510 euro/MWh per gli impianti integrati su edifici domestici di taglia superiore a 3 kWc e su ospedali ed edifici scolastici;
- > 440 euro/MWh per gli impianti integrati su altri tipi di edifici;
- > 370 euro/MWh per gli impianti a integrazione semplificata;
- > per gli impianti a suolo la remunerazione dipende dalla localizzazione dell'impianto, essendo data dal prodotto di 276 euro/MWh per un coefficiente di localizzazione "R".

Le tariffe resteranno invariate per gli impianti in esercizio dal 2011 e subiranno riduzioni annuali del 10% per gli impianti che entreranno in esercizio a partire dal 2012.

Il 10 dicembre 2010 è stato pubblicato un nuovo decreto per il settore fotovoltaico, che sospende per tre mesi le nuove richieste di tariffa *feed-in*; le uniche eccezioni previste sono le seguenti: impianti inferiori a 3 kWc; impianti per cui la proposta tecnica e finanziaria di connessione alla rete (PTF) è stata accettata nove mesi prima della pubblicazione del decreto oppure prima del 2 dicembre 2010, con avvio della produzione entro 18 mesi dall'accettazione del PTF. Le domande sospese dovranno essere ripresentate per poter beneficiare nuovamente delle tariffe *feed-in*, che dovrebbero essere nel frattempo ridefinite con un nuovo decreto.

Rinnovo delle concessioni idroelettriche

Il 22 aprile 2010 il Ministero per l'Energia ha effettuato una comunicazione relativa al rinnovo delle concessioni idroelettriche in scadenza nei prossimi anni. La comunicazione definisce la procedura e il calendario per il rinnovo, nonché i perimetri delle concessioni. Restano ancora da definire la durata delle nuove concessioni e il tetto sul livello della *royalty*.

Il primo periodo di rinnovo delle concessioni avrebbe dovuto essere avviato alla fine del 2010, per durare fino alla metà del 2012; al momento è stato accumulato un ritardo di sei mesi rispetto al calendario inizialmente stabilito dal ministero. Le concessioni interessate in questa prima fase si trovano nelle zone delle Alpi, del Massiccio Centrale e dei Pirenei, per una capacità totale di circa 5.300 MW.

L'art. 35 della legge "Grenelle 2" (in corso di approvazione parlamentare) definirà il quadro relativo alle *royalty* per il rinnovo delle concessioni idroelettriche.

Grenelle de l'Environnement

L'11 maggio 2010 l'Assemblea Nazionale ha votato la legge "Grenelle 2", che attuerà quanto disposto dalla legge *Grenelle de l'Environnement*. La stessa legge era stata approvata dal Senato l'8 ottobre 2009. Essendone stata dichiarata l'urgenza, il testo non è passato attraverso una seconda lettura delle due Camere, ma è stato sottoposto alla *Commission Mixte Paritaire* (CMP, composta da 7 deputati e 7 senatori), istituita il 17 giugno 2010 con l'incarico di definire un testo finale di compromesso che sarà sottoposto all'approvazione definitiva del Parlamento; la CMP ha espresso il suo voto conclusivo sulla legge "Grenelle 2" il 28 giugno 2010 e il testo è stato pubblicato ufficialmente il 13 luglio 2010.

Alcune delle novità introdotte dalla legge "Grenelle 2" hanno una diretta incidenza sui settori energetici. Oltre a estendere il beneficio dell'*obligation d'achat* alle amministrazioni locali, la "Grenelle 2" introduce un sistema di pianificazione regionale per il clima e l'energia, che comprende anche l'elaborazione di schemi regionali per la connessione alla rete delle fonti rinnovabili (con priorità per un periodo di dieci anni per la capacità rinnovabile prevista in detti schemi regionali). La legge interviene anche sui pagamenti da effettuare al momento del rinnovo delle concessioni idroelettriche: le *royalty* saranno specifiche per ogni concessione e dipenderanno dalla valorizzazione della produzione dell'impianto (con un tetto, anch'esso specifico per impianto); gli introiti da esse generati saranno ripartiti tra Stato, Province e Comuni secondo

le proporzioni rispettivamente di 1/2, 1/3 e 1/6. Infine, sono state rese più stringenti le regole autorizzative dei progetti eolici: uno schema regionale per lo sviluppo eolico ridefinirà le *Zones de Développement Eolien* (ZDE) per ogni territorio; vengono introdotte una soglia minima di cinque turbine per impianto (fatta eccezione per impianti sotto i 30 metri e con capacità inferiore a 250 kW) e una richiesta di distanza minima degli impianti dalle zone abitate di 500 metri e viene introdotto l'obbligo di ICPE (procedura più complessa per gli impianti con maggiore impatto potenziale sull'ambiente) per gli impianti eolici con strutture più alte di 50 metri.

Provvedimenti normativi di supporto alle energie rinnovabili

Il Ministero per l'Energia, ricorrendo alla procedura del meccanismo d'asta prevista per le installazioni nel settore elettrico dalla legge n. 2000-108 del 10 febbraio 2000, ha lanciato a dicembre 2010 due aste riguardanti l'eolico e la biomassa. Per quanto riguarda l'asta sulle biomasse la chiusura delle offerte è prevista per fine febbraio 2011, mentre per quanto riguarda l'eolico il ministero ha definito le ubicazioni interessate (Corsica e Antille Francesi) con scadenza prevista a maggio 2011.

Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE)

Il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili, presentato alla Commissione Europea, fissa un obiettivo pari a circa il 27% per il contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali lordi di elettricità.

Grecia

Normativa di supporto alle energie rinnovabili

La decisione ministeriale del 28 dicembre 2009 ha approvato la proposta elaborata dal regolatore RAE nell'agosto del 2009 per un aumento delle *feed-in tariff* di 7,71 euro/MWh (circa il 9% rispetto al 2008) per impianti eolici e idroelettrici, con effetto retroattivo dal 1° gennaio 2009.

Legge sulle rinnovabili

Il 26 maggio il Parlamento ha votato l'attesa modifica alla legge sulle rinnovabili con le seguenti caratteristiche:

- > limiti di taglia più elevati ai fini dell'esenzione dalle licenze;
- > aumento del 20% della tariffa incentivante per gli impianti rinnovabili (escludendo il fotovoltaico) che

- non fanno uso di alcun supporto finanziario;
- > tariffa incentivante più elevata, da definire in un successivo decreto, per nuovi progetti eolici in zone con più basso numero di ore di utilizzo;
 - > i progetti eolici *off-shore* saranno sviluppati unicamente dallo Stato attraverso concessioni *Build-Operate-Own* (BOO);
 - > tariffa incentivante più elevata del 10-25% (a seconda della distanza e della capacità) in caso di impianti rinnovabili in isole non interconnesse con connessione sottomarina autofinanziata;
 - > maggiore differenziazione della tariffa incentivante in base alla grandezza dell'impianto e alla tecnologia.

Esplorazione di territori per la produzione geotermica

Nell'agosto 2010 il Ministero dell'Ambiente e dell'Energia ha pubblicato un documento di consultazione per la gara d'appalto di esplorazione in quattro territori della Grecia con l'obiettivo di scoprire nuovi giacimenti geotermici che possano essere in seguito sfruttati.

Il 23 novembre il ministero ha lanciato un'asta con scadenza di sottoscrizione prevista per il 16 marzo 2011.

Estensione alle isole dello schema tariffario per pannelli fotovoltaici sul tetto

A settembre 2010 il Ministero dell'Ambiente e dell'Energia ha annunciato la decisione di estendere lo schema tariffario per i pannelli installati sui tetti (inferiore a 10 kW) anche per le isole greche con una soglia minore (<5 kW, con l'eccezione di Creta che rimane inferiore a 10 kW). La decisione estende lo scopo del programma dalle sole installazioni su tetti di edifici residenziali a quelle sul tetto di qualsiasi costruzione.

Richieste di garanzie finanziarie per gli impianti rinnovabili esentati da licenza di produzione

Il 24 novembre il Ministero dell'Ambiente e dell'Energia ha stabilito che i produttori di impianti rinnovabili, esentati dal presentare la licenza di produzione, saranno obbligati a sottoscrivere una garanzia bancaria pari a 150 euro/kW, tramite la stipula di un contratto di connessione con l'operatore di rete, con l'obbligo di connettere l'impianto entro 18 mesi.

Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE)

Il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili,

presentato alla Commissione Europea, fissa un obiettivo pari a circa il 39,8% per il contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali lordi di elettricità.

Messico

Provvedimenti normativi di supporto alle energie rinnovabili

Nel mese di marzo 2010 il regolatore CRE ha approvato il "*Contrato de Interconexión para Centrales de generación de energía eléctrica con energías renovables o con generación eficiente y sus anexos*", che definisce le condizioni contrattuali – legali ed economiche – tra la società elettrica *Comisión Federal de Electricidad* (CFE) e i generatori alternativi, per i servizi di trasmissione dell'energia da questi prodotta.

A valle dell'approvazione da parte della *Comisión Federal de Mejora Regulatoria* (COFEMER), si attende al momento la pubblicazione ufficiale del modello di contratto.

I tre tipi di servizio che la CFE fornirà ai generatori sono servizi ancillari (tra cui controllo della frequenza e del voltaggio), servizi di trasmissione e acquisto di energia in situazioni di emergenza (al di fuori delle condizioni contrattuali).

È stata anche approvata la "*Metodología para la determinación de los cargos correspondientes a los servicios de transmisión que preste la CFE a los generadores renovables*". Tale documento definisce l'ammontare delle tariffe dei servizi di trasmissione per il 2010 e prevede che queste siano riviste annualmente. La tariffa per alta e media tensione ammonterà a 2,2 dollari statunitensi/MWh, mentre quella per la bassa tensione sarà pari a 4,3 dollari statunitensi/MWh. Tali tariffe includono l'utilizzo dell'infrastruttura, le perdite, i servizi connessi alla trasmissione e una componente fissa per l'amministrazione del contratto. La nuova metodologia comporta per i progetti rinnovabili eleggibili un incentivo di valore variabile a seconda del livello di tensione.

Perù

Legge di supporto alle energie rinnovabili

Il 12 febbraio 2010 si è svolta la prima asta per la fornitura di energia da fonti rinnovabili in attuazione della legge di promozione delle fonti rinnovabili di energia (decreto legislativo n. 1002 del maggio 2008).

L'asta, la cui gestione è stata affidata al regolatore *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería*

(OSINERGMIN), si è conclusa con la selezione di una capacità totale di circa 410 MW, cui sono assegnati contratti ventennali per la fornitura di energia nel *Sistema Eléctrico Interconectado Nacional* (SEIN) a una tariffa pari al prezzo risultante dall'asta per ciascun progetto (denominato in dollari statunitensi/MWh).

La capacità risulta assegnata come segue:

- > 161 MW a diciassette progetti idroelettrici, con offerte di prezzo comprese tra 50 e 70 dollari statunitensi/MWh;
- > 142 MW a tre progetti eolici, con offerte di prezzo comprese tra 65 e 87 dollari statunitensi/MWh;
- > 80 MW a quattro progetti fotovoltaici, con remunerazione compresa tra 215 e 225 dollari statunitensi/MWh;
- > 27 MW a due progetti a biomassa, con offerte tra 52 e 110 dollari statunitensi/MWh.

Poiché la capacità da assegnare nel 2010 era stata fissata a 500 MW, la differenza tra tale capacità e quella assegnata il 12 febbraio sarà assegnata in una nuova asta, programmata per il 23 luglio 2010: tale asta sarà dedicata alla generazione da biomasse (419 GWh), fotovoltaica (8 GWh) e idroelettrica (338 MW al massimo).

Il 23 luglio 2010 si è svolta la seconda asta per l'assegnazione della capacità di generazione da fonte rinnovabile per il 2010 (500 MW in totale, 410 MW dei quali già assegnati il 12 febbraio 2010).

Romania

Legge di supporto alle energie rinnovabili

Nel dicembre 2009 il Governo, con provvedimento n. 1479/2009, ha emanato la normativa di attuazione della legge n. 220/2008 per il supporto alla generazione di energia da fonti rinnovabili. La decisione governativa prevede che l'attivazione dei meccanismi di incentivo previsti (obbligo quantitativo sui fornitori di elettricità e sistema di certificati trasferibili, che possono essere commercializzati bilateralmente o su un apposito mercato) sia avviata successivamente al parere positivo della Commissione Europea. Il 9 luglio 2010 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale l'emendamento della legge n. 220/2008 (legge n. 139/2010). Le principali modifiche rispetto alla precedente legge sono:

- > incremento della quota obbligatoria di produzione annua di elettricità rinnovabile a crescere gradualmente dall'8,3% nel 2010 fino al 20% nel 2020;
- > aumento della penale per i fornitori che non ottempe-

rano alla quota obbligatoria di certificati verdi da 70 euro a 110 euro per certificato verde non posseduto;

- > indicizzazione all'inflazione EU27 della penale e dei limiti minimo e massimo del prezzo dei certificati;
- > due certificati verdi per MWh di produzione eolica fino al 2017 (uno successivamente);
- > sei certificati verdi per MWh di produzione da impianti fotovoltaici.

Una decisione governativa stabilirà regole per il *trading* delle quote in eccesso di certificati verdi. A valle del processo di prenotazione alla Commissione Europea della legge n. 220/2008, la Direzione Generale (DG) della concorrenza ha suggerito di procedere con una notifica formale. L'avvio della notifica formale sarà gestito dal Ministero dell'Economia rumeno e includerà le modifiche presentate nella nuova legge (n. 139/2010).

Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE)

Il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili, presentato alla Commissione Europea, fissa un obiettivo pari a circa il 42,6% per il contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali lordi di elettricità.

Spagna

Remunerazione impianti fotovoltaici

In applicazione del regio decreto (RD) n. 1578/08, durante il 2010 si sono tenute quattro *convocatorias* per la presentazione di richieste di iscrizione di impianti fotovoltaici nell'apposito registro per la remunerazione. Complessivamente sono stati registrati impianti per un totale di 481 MW, di cui 273 MW relativi a installazioni integrate e 208 MW a installazioni di terra. Per quanto riguarda l'andamento della remunerazione assegnata agli impianti registrati (soggetta a variare in funzione del rapporto tra la potenza registrata e i tetti di capacità relativi a ogni *convocatoria*), le tariffe *feed-in* si sono ridotte del 5,3% per le installazioni integrate di taglia inferiore o uguale a 20 kW, dell'8% per quelle integrate maggiori di 20 kW e dell'8% per le installazioni di terra.

Il 15 dicembre 2010 il Governo ha pubblicato l'esito della quarta *convocatoria* del 2010. In funzione della potenza registrata, le tariffe da applicarsi a partire dal primo trimestre del 2011 sono state ricalcolate e fissate come segue: per le installazioni integrate, 313,54 euro/MWh per impianti di taglia inferiore o uguale a 20 kW e 278,89 euro/MWh per quelli maggiori di