

ducida. Il *bonus social* è applicato al cliente finale dalla società di vendita e il relativo costo è a carico delle società di generazione in base a una percentuale stabilita dal Governo.

Costi regolati, tariffa di accesso e deficit tariffario

Sulla base dell'attuale regolamentazione i principali "costi regolati" del sistema elettrico spagnolo riguardano la remunerazione delle reti di trasporto e distribuzione, le risorse finanziarie per le autorità che gestiscono il sistema (regolatore, operatore di mercato ecc.), l'extra costo derivante dalla generazione extrapeninsulare e i sussidi del regime speciale ("*régimen especial*", fonti rinnovabili, rifiuti e cogenerazione) e del piano di risparmio ed efficienza energetica.

Al fine di remunerare tali costi, tutti i clienti pagano una tariffa di accesso fissata dal Governo ogni anno, con possibilità di revisione trimestrale per eventuali adattamenti alle condizioni di mercato. Secondo quanto disposto dal Regio Decreto n. 1544/2011, pubblicato nel novembre 2011, anche i produttori devono pagare la tariffa di accesso per l'energia immessa per un ammontare pari a 0,5 euro/MWh (gli impianti di pompaggio, oltre a pagare per l'energia immessa, pagano in egual misura anche per il 30% dell'energia consumata).

A oggi le entrate corrispondenti alle tariffe di accesso non sono sufficienti a remunerare gli effettivi costi regolati di sistema. Tale situazione genera un *deficit* tariffario.

Attraverso il Regio Decreto Legge n. 6/2009 è stato disegnato un percorso di riduzione del *deficit* annuale, con l'obiettivo di eliminarlo entro il 2013, mediante l'introduzione di tetti annuali. Nel 2010, poiché i livelli tariffari di accesso approvati continuavano a non riflettere il costo effettivo delle attività regolate, è stato introdotto, mediante il Regio Decreto Legge n. 14/2010, un nuovo percorso di riduzione che prevede i seguenti limiti di *deficit*: 5,5 miliardi di euro nel 2010, 3 miliardi di euro nel 2011 e 1,5 miliardi di euro nel 2012.

Il *deficit* cumulato al 31 dicembre 2010 ha raggiunto i 25,8 miliardi di euro, mentre si stima che al 31 dicembre 2011 l'ammontare cumulato abbia superato i 28,8 miliardi di euro, in eccedenza rispetto al limite prefissato per tale data.

Il *deficit* è ripartito tra cinque imprese elettriche: Endesa, Iberdrola e Gas Natural Fenosa (le quali detengono il 93% del totale), Hidroeléctrica del Cantábrico ed E.ON.

Sino al 2008 le imprese hanno cartolarizzato una parte del *deficit* attraverso aste, tuttavia l'inizio della crisi economi-

co-finanziaria ha fatto sì che le aste del *deficit ex-ante* siano andate deserte a partire dal settembre 2008. Il Regio Decreto Legge n. 6/2009 ha stabilito un nuovo meccanismo di finanziamento grazie al quale le imprese elettriche hanno la possibilità di cedere i diritti di credito al FADE (*Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico*), incaricato di collocare sul mercato il debito.

A gennaio 2011, con l'avallo dello Stato, si è dunque costituito il FADE. L'importo iniziale dei titoli di credito trasferiti al FADE da parte delle imprese è stato di 16,7 miliardi di euro. Nonostante l'accordo iniziale prevedesse la cartolarizzazione dell'ammontare ceduto al FADE entro luglio 2011, a causa della crisi dei debiti sovrani l'obiettivo dell'accordo iniziale è stato postposto a luglio 2012. Nel 2011 le cartolarizzazioni effettuate sono state pari a 9,2 miliardi di euro, di cui 4,7 miliardi di euro a favore di Endesa.

Il sistema elettrico extrapeninsulare

L'art. 12 della legge del settore elettrico prevede che le attività di fornitura di energia elettrica effettuata nelle regioni extrapeninsulari (Canarie e Baleari) sono soggette a regolamentazione unica a seguito delle caratteristiche specifiche della loro posizione geografica. Tale regolamentazione dedicata è stata definita con il Regio Decreto n. 1747/2003 e dall'Ordine Ministeriale del 30 marzo 2006, che ne ha creato i meccanismi realizzativi.

L'elemento principale del sistema normativo extrapeninsulare è che la produzione di energia elettrica si configura come un'attività dalla remunerazione regolamentata, a differenza di quanto accade nella penisola iberica; le altre attività (distribuzione, trasporto e commercializzazione) sono invece sostanzialmente regolate, in linea con quanto accade nella penisola iberica. Tale remunerazione è stata determinata in modo da coprire i costi dell'attività e il rendimento sul capitale investito: per ottenere tale tariffa complessiva, ai generatori è riconosciuta, in aggiunta al prezzo di mercato dell'energia venduta, l'indennità corrispondente alla differenza tra tali valori.

Le indennità maturate al 31 dicembre 2008 e ancora da incassare saranno finanziate attraverso gli introiti derivanti dal sistema elettrico, mentre a partire dal 2013 saranno a carico del bilancio dello Stato; nel periodo transitorio 2009-2013 il Regio Decreto Legge n. 6/2009 ha definito un sistema misto in cui il finanziamento alla generazione extrapeninsulare sia effettuato in una quota crescente da parte del bilancio generale dello Stato e decrescente a carico del sistema elettrico.

Sicurezza nucleare

Il 16 marzo 2011 il Governo spagnolo, in linea con quanto discusso a livello europeo, ha sollecitato al Consiglio per la Sicurezza Nucleare (CSN) la revisione dei sistemi di sicurezza delle centrali nucleari spagnole. In concreto sono stati richiesti studi sismici complementari e studi sui rischi di inondazione.

Il 15 settembre 2011 il CSN ha inviato all'Unione Europea il *report* preliminare sulle prove di resistenza degli impianti nucleari. Tutte le centrali sono risultate conformi alle specifiche tecniche di sicurezza.

Responsabilità civile per gli operatori di centrali nucleari

Il 28 maggio 2011 è stata pubblicata la legge n. 12/2011, che regola il nuovo regime di responsabilità civile per gli operatori di impianti nucleari. Secondo quanto stabilito dalla legge, la responsabilità obbligatoria minima dell'operatore in caso di incidente è stata elevata fino a 1.200 milioni di euro (rispetto ai 700 milioni di euro che fissava la normativa precedente). Inoltre, vengono estesi il concetto di "danno nucleare", per includere anche danni ambientali, misure di ripristino e lucro cessante, e il periodo in cui è possibile avanzare richieste di risarcimento per danni alle persone, che passa da 10 a 30 anni.

Emissioni di CO₂

Durante il corso del 2011 le emissioni prodotte dagli impianti di Endesa in Spagna, secondo la migliore stima disponibile, sono state pari a circa 35,0 Mton a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione pari a circa 23,7 Mton.

Distribuzione

Il Regio Decreto n. 222/2008, pubblicato nel febbraio 2008, stabilisce i principi di remunerazione per l'attività di distribuzione al fine di garantire un'adeguata prestazione del servizio, incentivando il miglioramento della qualità e la riduzione delle perdite.

Il Ministero fissa annualmente la remunerazione riconosciuta in base alla proposta della *Comisión Nacional de la Energía*. L'attualizzazione annuale della remunerazione si calcola mettendo a confronto gli investimenti realizzati con il *Modelo de Red de Referencia*, uno strumento di riferimento tecnico che calcola lo sviluppo ideale della rete.

America Latina

In America Latina la Divisione opera, tramite Endesa, in Argentina, Brasile, Cile, Colombia e Perù. Ciascun Paese è dotato di un quadro regolatorio distinto le cui caratteristiche principali sono riportate di seguito con riferimento alle diverse attività.

Generazione

Nell'ambito della regolamentazione stabilita dalle autorità competenti (autorità di regolazione e ministeri) nei vari Paesi, gli operatori adottano liberamente le proprie decisioni di investimento in generazione. Solo in Brasile i piani per la nuova capacità di generazione sono dettati dal Ministero, e lo sviluppo di tale capacità si realizza attraverso aste con partecipazione aperta a tutti gli agenti.

In tutti i Paesi esiste un sistema di dispacciamento centralizzato con *system marginal price*. Solitamente l'ordine di merito è costruito in base ai costi variabili di produzione verificati periodicamente, con l'eccezione della Colombia, ove l'ordine di merito è basato sulle offerte di prezzo degli operatori nel mercato.

In Argentina e Perù sono attualmente in vigore interventi regolatori sulla formazione del prezzo dei mercati *spot*. In Argentina l'intervento, adottato nel 2002 a seguito della crisi economica ed energetica che aveva investito il Paese, si basa sull'ipotesi di assenza di restrizioni all'offerta di gas. Nel caso del Perù, invece, l'intervento sulla formazione del prezzo *spot* è attivo dal 2008, da quando l'esistenza di restrizioni nei sistemi di trasporto di gas ed elettricità ha indotto le autorità del Paese ad adottare una normativa di emergenza, che prevede la definizione di un costo marginale "ideale" assumendo l'assenza di dette restrizioni alle reti di trasporto.

Per la vendita all'ingrosso di energia e/o capacità sono molto diffusi meccanismi di aste a lungo termine. Si tratta di sistemi volti a garantire la continuità delle forniture di energia e a conferire ai generatori maggiore stabilità, con l'aspettativa che ciò incentivi nuovi investimenti; l'adozione di schemi contrattuali di vendita a lungo termine è stata sinora attuata in Cile, Brasile, Perù e Colombia. In Brasile il prezzo di vendita dell'energia prodotta si basa invece sui prezzi medi delle aste di lungo periodo per energia esistente e nuova. In Colombia il prezzo è definito con aste realizzate tra gli operatori, con cui solitamente si firmano contratti di durata media (fino a un massimo di quattro anni). Un quadro normativo definito di recente sia in Cile

sia in Perù, infine, consente ai distributori di sottoscrivere contratti a lungo termine per la vendita nel mercato finale regolato. La realizzazione di aste di energia sta gradualmente sostituendo la fissazione di un "prezzo nodale" da parte del regolatore per la fornitura di energia elettrica ai clienti regolati.

Cile, Perù e Brasile hanno inoltre approvato legislazioni per l'incentivo delle energie rinnovabili non convenzionali, che definiscono obiettivi per la partecipazione delle fonti rinnovabili al *mix* energetico e ne regolano la produzione.

Distribuzione e vendita

L'attività di distribuzione si svolge prevalentemente in regime di concessione, con contratti di lungo periodo o di durata indefinita, e con regolazione per remunerazione e accesso alla rete. La revisione delle tariffe di distribuzione avviene ogni quattro (Cile e Perù e la regione del Brasile servita da Coelce) o cinque anni (Colombia e la regione del Brasile servita da Ampla). In Argentina non si sono ancora mai svolte le revisioni tariffarie.

In Cile, Brasile e Perù le società di distribuzione svolgono aste per l'approvvigionamento di energia destinata alla fornitura dei clienti regolati, mentre in Colombia le società di vendita negoziano il prezzo direttamente con le società di generazione, con *pass-through* ai clienti finali del prezzo medio di acquisto del mercato.

La liberalizzazione del mercato finale, pur non essendo completa, è generalmente abbastanza avanzata: le soglie di idoneità sono fissate a 30 kW in Argentina (20% dei volumi nel 2010), 3 MW in Brasile (30% dei volumi nel 2010), 0,5 MW in Cile (40% dei volumi nel 2010), 0,1 MW in Colombia (35% dei volumi nel 2010) e 0,2 MW in Perù (46% dei volumi nel 2010). I clienti liberi possono sottoscrivere con i generatori contratti bilaterali per la fornitura di energia. Quanto ai clienti vincolati, spetta alle autorità di regolazione fissare le tariffe per la vendita.

Limiti alla concentrazione e all'integrazione verticale

In principio, la legislazione esistente permette la partecipazione delle imprese alle diverse attività del settore elettrico (generazione, distribuzione, commercializzazione).

La partecipazione all'attività di trasmissione è quella in cui solitamente si impongono maggiori restrizioni, al fine di garantire adeguato accesso alla rete a tutti gli operatori: in

Argentina, Cile e Colombia esistono specifiche restrizioni alla partecipazione delle società di generazione e distribuzione nelle società di trasmissione. Inoltre, in Colombia le società create dopo il 1994 non possono adottare, o mantenere, un regime di integrazione verticale.

Per quanto riguarda la concentrazione settoriale, in Argentina, Brasile e Cile non sono definiti limiti specifici all'integrazione verticale od orizzontale, mentre in Perù le operazioni di concentrazione richiedono una previa autorizzazione al di sopra di soglie predeterminate. In Colombia nessuna impresa può avere una partecipazione superiore al 25% nei mercati di generazione e commercializzazione, mentre il Brasile, come già menzionato, non prevede restrizioni esplicite all'integrazione nel settore elettrico, sebbene si richieda un'autorizzazione amministrativa per le operazioni di concentrazione che comportino una partecipazione nel mercato superiore al 40%, o che interessino una società con volume d'affari annuo superiore a 400 milioni di real brasiliani (177 milioni di euro circa).

Divisione Internazionale

Russia

Il processo di ristrutturazione e privatizzazione degli asset di RAO UES (l'ex monopolista verticalmente integrato a controllo statale) è stato realizzato con successo e si è concluso con la dissoluzione della stessa RAO UES nel luglio 2008. Gli asset di generazione, suddivisi in diverse Genco (circa venti *Generation Companies*), sono stati acquisiti da investitori sia nazionali sia stranieri (oltre Enel, la tedesca E.ON e la finlandese Fortum). La Genco idroelettrica (RusHydro), la società che gestisce le centrali nucleari (Rosenergoatom) e la società per le attività di *trading* e di generazione di energia all'estero e in Russia (InterRAO), così come le società di rete, sono rimaste sotto il controllo statale.

Fino al 2007 la vendita all'ingrosso di energia e capacità si è svolta interamente su base regolata. La liberalizzazione del mercato è avvenuta in diverse fasi, con l'aumento progressivo dei volumi di energia e capacità disponibili per la vendita sul mercato libero; a partire dal 1° gennaio 2011 tutti i volumi dei clienti a uso non domestico sono stati venduti sul mercato libero. La vendita dell'energia avviene principalmente attraverso un "mercato del giorno prima". Nel 2011 è stato sostituito il mercato transitorio della capacità

con il mercato di capacità a lungo termine (per 2011 e 2012 su base annuale; pluri-annuale a partire dal 2013), con l'obiettivo di garantire sufficiente disponibilità di capacità nel lungo periodo e ricavi stabili per i generatori.

Tuttavia, al fine di garantire una stabilità nella capacità il Governo ha individuato una lista di nuovi impianti, c.d. "DPM", esclusi dal mercato di capacità e per i quali è prevista una remunerazione tariffaria garantita (*capacity payment*) per dieci anni. Enel OGG-5 nel 2011 ha messo in esercizio due nuovi cicli combinati a gas, rispettivamente i gruppi di Nevinnomysskaya e Sredneuralskaya (410 MW ciascuno), che godono di tale regime di remunerazione agevolato DPM.

Nel mercato al dettaglio la fornitura ai clienti domestici è garantita da *guarantee suppliers* operanti in regime di monopolio, mentre i consumatori non domestici sono liberi di scegliere il proprio fornitore. Tuttavia, nonostante alcune misure di promozione della concorrenza sul mercato non domestico siano state approvate durante quest'anno, lo *switching* rimane limitato perché gravato da procedure ancora troppo complesse. Una riforma del mercato finalizzata allo sviluppo effettivo della concorrenza è attesa nel corso del 2012.

Nel corso del 2011 sono stati costituiti gruppi di lavoro, formati da esperti incaricati dal Governo e operatori del settore (tra cui Enel OGG-5), con l'obiettivo di preparare una proposta di riforma del mercato dell'energia. In particolare, con riferimento al mercato all'ingrosso, il modello proposto prevede il passaggio da un mercato centralizzato a un sistema di contratti bilaterali.

Inoltre, per quanto riguarda la remunerazione della capacità, a esclusione della tipologia di impianti sopra menzionata per i quali è previsto un sistema di remunerazione agevolata (DPM), si ipotizza a tendere la scomparsa di meccanismi di remunerazione della capacità e l'introduzione di un mercato *energy-only* in grado di garantire un'adeguata remunerazione degli asset di generazione e di fornire incentivi per gli investimenti di ammodernamento.

Slovacchia

Il 2 luglio 2008, motivata dalle pressioni crescenti dei prezzi delle *commodity* sui prezzi dell'elettricità, è stata pubblicata una legge dal Governo slovacco a tutela della fornitura di elettricità per i clienti residenziali e le piccole e medie imprese (PMI). Slovenské elektrárne ha espresso il suo disaccordo sulla regolamentazione di prezzi che dovrebbero essere liberamente negoziati secondo regole

di mercato. Nel dicembre del 2010 il regolatore URSO ha deciso di lasciare libera iniziativa nella contrattazione dei prezzi con i clienti finali (residenziali e *business*), con un tetto al prezzo di vendita legato all'andamento dei prezzi nel mercato tedesco EEX. A luglio 2011 il regolatore URSO ha ulteriormente liberalizzato l'attività di vendita rimuovendo il tetto per la vendita alle PMI e lasciando l'indicizzazione al prezzo tedesco solo per la vendita ai clienti residenziali.

Romania

Il 1° luglio 2007 la Romania ha introdotto i principi europei di *unbundling* societario. Pertanto, sono state create società separate per la gestione della rete di distribuzione e per la vendita di energia elettrica, con conseguente distinzione delle gestioni amministrativa, contabile e gestionale. Dalla stessa data, tutti i clienti hanno facoltà di scegliere il proprio fornitore sul mercato libero. Per i clienti che non eserciteranno il diritto di scelta è garantita la continuità del servizio grazie alla fornitura da parte del fornitore implicito. Tale servizio verrà espletato dalle stesse società che operano nella vendita di energia elettrica.

Distribuzione

Le tariffe di distribuzione di energia elettrica sono basate su periodi regolatori pluriennali (primo periodo 2005-2007 di tre anni, successivi periodi di cinque anni) ai quali è applicato un meccanismo di *revenue cap*. I ricavi regolati di distribuzione derivano:

- > dalla remunerazione della RAB (*Regulated Asset Base*) attraverso il WACC;
- > dal riconoscimento di costi operativi e di manutenzione;
- > dal riconoscimento delle perdite di rete;
- > dall'ammortamento regolato dei cespiti.

Nel secondo periodo regolatorio (2008-2012), ai costi operativi controllabili l'autorità applica un fattore di efficienza non inferiore all'1%; mentre il tasso di rendimento regolato WACC è pari al 10%. Il *target* di perdite di rete al 2012 è pari al 9,5%.

È inoltre definito in tale secondo periodo regolatorio un tetto totale agli incrementi annuali della tariffa di distribuzione pari al 12% (tetto definito in termini reali, al netto dell'inflazione).

Il terzo periodo regolatorio partirà nel 2013 e si concluderà nel 2017.

Vendita ai clienti regolati

La metodologia di determinazione del prezzo di vendita ai clienti in regime regolamentato prevede come principio base il completo riconoscimento dei costi di acquisto dell'energia in tariffa più un margine del 2,5% sul costo dell'energia. Il regolatore ANRE determina il portafoglio di energia per ciascun fornitore, in termini di prezzi e volumi, con l'obiettivo di ottenere una tariffa finale unica su tutto il territorio nazionale.

Francia

In Francia, grazie all'accordo firmato con EDF nel 2007, Enel può svolgere nel Paese attività di generazione nucleare ed eolica e di commercializzazione di energia elettrica. Il meccanismo regolatorio del mercato francese è stato sostanzialmente modificato dalla legge NOME (*Nouvelle organisation du marché de l'électricité*), i cui principali elementi sono:

- > per i fornitori alternativi, accesso a energia di base nucleare a prezzi regolati (c.d. ARENH "Accès Réglementé à l'Electricité Nucléaire Historique"), per un periodo transitorio di 15 anni, con volumi calcolati annualmente in funzione della quota di generazione nucleare sui consumi totali, con un tetto annuo pari a 100 TWh;
- > ai fornitori alternativi viene richiesto di adattare le richieste di ARENH ogni sei mesi alle previsioni su volumi e profilo del proprio portafoglio e alla quota di energia nucleare utilizzata per coprirne il consumo;
- > il regolatore francese CRE è responsabile dell'allocazione dei volumi di ARENH ai fornitori alternativi;
- > il gestore della rete di trasmissione francese (RTE) è incaricato di gestire gli scambi dell'energia relativi all'ARENH e un'entità indipendente (*Caisse des Dépôts et Consignation*) è incaricata di gestire i flussi finanziari;
- > il prezzo dell'ARENH è fissato con decreto ministeriale assumendo quale riferimento il livello della TaRTAM (*Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché* - tariffa definita dal Ministero dell'Energia per quei clienti che inizialmente avevano deciso di passare al mercato libero. Il meccanismo dell'ARENH ha sostituito quello della TaRTAM al 31 dicembre 2010; a partire dal 2013 la responsabilità di determinare il prezzo dell'ARENH sarà attribuita direttamente alla CRE. Il prezzo dell'ARENH è stato fissato a 40 euro/MWh sul 2010 e a 42 euro/MWh nel 2012;
- > entro il primo semestre del 2012 il Ministero dell'Energia ha l'obbligo di definire il quadro regolatorio per lo

sviluppo del mercato della capacità, meccanismo che dovrà assicurare la disponibilità degli impianti nei momenti di picco. La partecipazione della capacità di interconnessione a tale mercato non è stata ancora definita, anche se è ipotizzabile che a medio termine ne vengano esplorate alcune forme.

Divisione Energie Rinnovabili

Europa

In ambito europeo, la Commissione Europea nel 2009 ha emanato la direttiva n. 28/2009, la quale disciplina la promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili indicando obiettivi nazionali obbligatori coerenti con l'obiettivo europeo pari al 20% del consumo finale di energia da fonti rinnovabili al 2020. Tale direttiva e una successiva comunicazione della Commissione del 30 giugno 2009 richiedevano inoltre la stesura di un piano d'azione nazionale delle fonti rinnovabili per ogni Stato Membro, contenente una descrizione delle politiche interne sulle fonti rinnovabili, le principali linee di azione strategiche, nonché una valutazione del contributo per ogni fonte e settore al fine di raggiungere gli obiettivi nazionali. Le forme di incentivazione in Europa sono molteplici, le principali sono sistemi di *feed-in tariff* o *premium*, certificati verdi e aste. Non è presente uno schema di incentivo armonizzato europeo a causa dei differenti livelli di sviluppo delle rinnovabili nei vari Paesi.

Italia

Certificati verdi e tariffe onnicomprensive

In Italia la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è incentivata tramite meccanismi differenziati per fonte e taglia di impianto. Il soggetto istituzionale incaricato dell'erogazione degli incentivi è il Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

Il principale meccanismo di incentivazione è il sistema dei certificati verdi (introdotto con decreto legislativo n. 79/1999) che obbliga produttori e importatori di energia a immettere una quota di produzione rinnovabile, anche tramite l'acquisto da produttori rinnovabili di certificati verdi. La quota d'obbligo è attualmente pari al 6,8% della produzione non rinnovabile.

L'entità dell'incentivo dipende dal valore di mercato al

quale i soggetti obbligati possono acquistare i certificati per l'assolvimento dell'obbligo. Tale valore di mercato è delimitato da un massimo e un minimo. Il valore massimo è pari al prezzo al quale il GSE colloca sul mercato i certificati in suo possesso (determinato in base a quanto stabilito al comma 148 dell'art. 2 della legge n. 244/2007), pari nel 2011 a 113,1 euro/MWh. Il valore minimo è pari al prezzo di ritiro dei certificati verdi da parte del GSE, che per gli anni di ritiro 2009-2011 è stato definito come media dei prezzi di mercato dei certificati verdi nel triennio precedente; per il 2011 tale valore minimo è stato pari a 87,38 euro/MWh.

Gli impianti di potenza inferiore o uguale a 1 MW (200 kW se eolici), in alternativa al sistema dei certificati verdi, possono accedere a un sistema di tariffe fisse onnicomprensive della durata di 15 anni, il cui valore è stato stabilito dalla legge n. 244/2007 e successivamente aggiornato dalla legge n. 99/2009.

Conto Energia

Gli impianti fotovoltaici sono incentivati tramite il Conto Energia, che consiste nell'assegnazione di tariffe (*feed-in premium*, non inclusive del valore dell'energia) che incentivano l'energia prodotta per la durata di 20 anni, aggiornate fino al 2016 dal decreto ministeriale del 5 maggio 2011 (Quarto Conto Energia). Tale decreto prevede un obiettivo di potenza installata al 2016 pari a 23 GW e tetti non vincolanti di spesa massima per ciascun semestre degli anni 2013-2016. Il superamento di tali soglie comporta una riduzione delle tariffe incentivanti anche per i semestri successivi. Unicamente per il periodo 2011-2012, per gli impianti di grandi dimensioni (superiori a 1 MW se installati su tetti o a 200 kW se installati a terra), è previsto un limite vincolante alla spesa di incentivazione attuato tramite un registro di iscrizione gestito dal GSE.

Sviluppi attesi

Il decreto legislativo n. 28/2011, di recepimento della direttiva 28/2009/CE, ha introdotto una sostanziale revisione degli attuali meccanismi di incentivazione. Tale revisione dovrà essere adottata tramite appositi decreti ministeriali, attesi inizialmente entro settembre 2011 ma a oggi ancora non emanati.

In particolare, il nuovo sistema di incentivi sarà basato sul superamento del sistema dei certificati verdi, sostituito da un meccanismo di tariffe e aste al ribasso gestite dal GSE, mentre per il fotovoltaico continuerà a valere il sistema del Conto Energia.

Tali nuovi meccanismi saranno applicati agli impianti che entreranno in esercizio a partire dal 2013. Per gli impianti che entreranno in esercizio entro il 2012 continuerà, invece, a essere applicato fino al 2015 il sistema dei certificati verdi, mentre per la restante durata del periodo di incentivazione il diritto al certificato verrà convertito in un sistema a tariffa.

Bulgaria

Il sistema di incentivazione bulgaro è caratterizzato prevalentemente da *feed-in tariff* differenziate per fonte. Accedono al meccanismo gli impianti eolici *on-shore*, impianti fotovoltaici, idroelettrici con capacità inferiore a 10 MW e infine impianti alimentati a biomassa con capacità inferiore a 5 MW. Con un emendamento alla legge sulle fonti rinnovabili, il Governo ha effettuato le seguenti modifiche:

- > riduzione del periodo di incentivazione da 15 anni a 12 anni per tutte le fonti a eccezione del fotovoltaico, per il quale è stata prevista una riduzione della durata da 25 anni a 20 anni;
- > i valori tariffari sono elaborati su base annua (giugno) e rimangono costanti durante l'intero periodo di incentivazione (senza l'applicazione di un'indicizzazione);
- > l'accesso agli incentivi è consentito a partire dalla data di fine lavori.

Francia

La generazione da impianti idroelettrici, eolici *on-shore* e *off-shore*, biomassa, biogas, fotovoltaico e geotermico è promossa in Francia attraverso un meccanismo di *feed-in tariff* differenziato per fonte tramite un contratto a lungo termine per una durata pari a 15 anni (geotermico eolico *on-shore* e biomasse) o 20 anni (eolico *off-shore*, fotovoltaico e idroelettrico) e indicizzato all'inflazione. Il fotovoltaico, a differenza delle altre fonti, prevede un meccanismo di incentivazione più articolato in quanto le tariffe variano trimestralmente sulla base di un coefficiente che misura il livello della domanda nel trimestre precedente. Per assicurare lo sviluppo di impianti eolici *off-shore* e fotovoltaici a terra o con potenza superiore a 100 kW, il Governo francese ha promosso l'utilizzo di meccanismi ad asta. Il sistema francese, inoltre, prevede altre forme di sostegno definite annualmente sulla base delle disponibilità di *budget* quali l'ammortamento accelerato e le deduzioni fiscali fino al 33% per investimenti nei dipartimenti d'oltremare.

Grecia

Nel meccanismo di incentivazione greco prevale il sistema della *feed-in tariff* differenziato per fonte. I livelli tariffari per tutte le fonti sono indicizzati annualmente secondo le tariffe del PPC (*Public Power Corporation*), se regolate, altrimenti all'80% del CPI (*Consumer Price Index*), a eccezione del fotovoltaico il quale è indicizzato al 25% del CPI (*Consumer Price Index*) greco. Gli incentivi sono assegnati tramite un contratto di lungo termine della durata di 20 anni per tutte le fonti, a eccezione degli impianti fotovoltaici su tetto con potenza inferiore a 10 kW, della durata di 25 anni. Le fonti che non usufruiscono di sistemi di supporto agli investimenti (locali o europei) beneficeranno di un aumento della tariffa del 15-20%, a eccezione della fonte solare.

Romania

In Romania la principale forma di incentivazione per tutte le fonti rinnovabili è il sistema dei certificati verdi, a eccezione degli impianti idroelettrici con potenza superiore a 10 MW, i quali non accedono a nessuno schema incentivante. I venditori hanno l'obbligo di acquistare ogni anno una determinata quota di fonte rinnovabile tramite l'acquisto di certificati verdi, sulla base di obiettivi annuali stabiliti dalla legge come quote di produzione lorda da rinnovabile (8,3% al 2010 fino al 20% al 2020). A causa di un'insufficienza di offerta di certificati sul mercato l'Autorità rumena pubblica annualmente la quota obbligatoria ricalcolata al ribasso al fine di equilibrare la domanda e l'offerta. Il valore dei certificati varia sulla base di coefficienti moltiplicativi differenziati per fonte. In particolare, 2 certificati per ogni MWh di produzione da biomassa, geotermica ed eolica fino al 2017 (dopo il 2017 1 certificato), 6 certificati per ogni MWh di produzione fotovoltaica, 3 certificati per ogni MWh di produzione idroelettrica per impianti di nuova costruzione. Tale valore è espresso in euro/certificato verde ed è definito per legge in un intervallo tra un valore minimo e un valore massimo (*cap & floor*). In caso di inadempimento, i venditori sono soggetti a una penale che attualmente è pari al doppio del valore massimo del certificato.

Spagna

Il sistema di incentivazione spagnolo per le fonti rinnovabili, aggiornato dal Regio Decreto n. 661/2007, si basa prevalentemente su uno schema di *feed-in tariff* e *feed-in premium*. Tutti gli impianti in esercizio prima del 1° genna-

io 2008 hanno la possibilità di optare tra uno dei due schemi incentivanti entro il 1° gennaio 2009; a seguito di tale data l'opzione è congelata per tutto il periodo incentivante. Per quanto riguarda il sistema di *feed-in premium*, il Regio Decreto n. 661/2007 ha inoltre previsto un intervallo di valore minimo e massimo dell'incentivo (*cap & floor*) differenziato per fonte. A partire dal 28 settembre 2008, con il Regio Decreto n. 1578/2008, gli impianti fotovoltaici accedono unicamente al sistema di *feed-in tariff* tramite livelli tariffari aggiornati secondo quattro finestre temporali annue (*Convocatorie*), sulla base della potenza registrata nel periodo di riferimento precedente. Entrambe le tariffe sono onnicomprensive e i premi sono adeguati annualmente all'inflazione. Nel 2009 sono stati stabiliti criteri per la costituzione di un pre-registro ai fini dell'accesso al meccanismo di incentivazione per progetti ricadenti nel regime speciale. Tali progetti potranno accedere al pre-registro solo se in possesso del titolo abilitativo garantendo l'entrata in esercizio entro un termine predefinito.

Inoltre, il Regio Decreto n. 1614/2011, il Regio Decreto n. 1565/2011 e la legge n. 14/2010 hanno stabilito alcune modifiche regolatorie ai meccanismi esistenti. In particolare, le principali modifiche hanno riguardato una riduzione tariffaria del premio per una quota di impianti eolici in esercizio e un limite al numero di ore di funzionamento con diritto d'accesso all'incentivo.

Con il Regio Decreto n. 1/2012 il Governo spagnolo ha temporaneamente sospeso i meccanismi di incentivazione per le fonti rinnovabili per i nuovi progetti. Sono fatti salvi tutti i progetti presenti nel pre-registro e quelli che hanno già fatto richiesta di incentivo. In tal senso, la norma non avrà effetto retroattivo ma sarà applicata solo per impianti di nuova costruzione.

America Latina

In America Latina lo sviluppo delle fonti rinnovabili è meno diversificato rispetto allo scenario europeo. In particolare, il territorio è caratterizzato da tempo da una forte presenza di grandi impianti idroelettrici. Gli schemi di incentivazione che prevalgono sono contratti di lungo termine, definiti PPA (*Power Purchase Agreement*), e incentivi fiscali e agevolazioni nelle tariffe di trasporto.

Brasile

Il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili in Brasile nasce nel 2002 con un sistema *feed-in* (PROINFA), per poi

armonizzarsi al sistema di vendita dell'energia convenzionale, attraverso meccanismi di asta competitiva. Le aste si distinguono in impianti nuovi e impianti esistenti e possono essere definite in:

- > *Leilão Fontes Alternativas*, nelle quali competono tutte le tecnologie;
- > *Leilão Energia de Reserva*, nelle quali compete una singola tecnologia. Queste tipologie di aste sono convocate tipicamente per incrementare il margine di riserva e/o promuovere lo sviluppo di determinate tecnologie (come il rinnovabile).

Le aste attualmente si differenziano in A-1 (tipicamente per impianti esistenti), A-3 e A-5, in funzione dell'obbligo del produttore a fornire l'energia assegnata dopo uno, tre o cinque anni. Il meccanismo tipico di svolgimento dell'asta prevede due fasi: *descending clock*, in cui l'organizzatore dell'asta fissa il prezzo di apertura e i produttori presentano offerte al ribasso; *pay as bid*, in cui i produttori rimasti riducono ulteriormente il prezzo fino al punto in cui l'offerta di energia copre tutta la domanda messa in asta. Ai vincitori dell'asta sono assegnati contratti di lungo termine di durata variabile: 15 anni per impianti termoelettrici alimentati a biomassa, 20 anni per impianti eolici e 30 anni per impianti idroelettrici.

Il meccanismo ad asta brasiliano si applica a tutte le fonti rinnovabili a eccezione dell'idroelettrico con potenza superiore a 30 MW.

Cile

Il Cile è caratterizzato da un sistema di quote obbligatorie in capo a chi ritira l'energia per commercializzarla con distributori o venditori finali. La legge stabilisce che venga immessa nel sistema una quota pari al 5% di tutta l'energia contrattualizzata dopo il 31 agosto 2007. Tra il 2010 e il 2014 è previsto un aumento dello 0,5% annuo al fine di raggiungere una quota pari al 10% da fonte rinnovabile entro il 2024. Il meccanismo attualmente in vigore prevede alcune penalità in caso di non raggiungimento della quota obbligatoria. Attualmente è in corso nel Governo cileno il dibattito sulla revisione della quota d'obbligo per un aumento di tale quota dal 10% al 2024 al 20% al 2020. La CADE, *Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico*, incaricata di analizzare il mercato energetico cileno, ha formulato in un *report* una proposta di obiettivo di quota rinnovabile pari al 15% al 2024. La proposta portata in Parlamento del 20% al 2020 è stata recentemente approvata dal Senato ed è attualmente all'esame della Commissione

energia della Camera dei Deputati. Tutte le fonti rinnovabili sono eleggibili ai fini dell'obbligo. Con specifico riferimento agli impianti idroelettrici fino a 40 MW, è previsto un fattore di correzione che riconosce integralmente i primi 20 MW e introduce un *décalage* per la quota tra 20 e 40 MW.

Messico

Nel corso del 2008 è stata pubblicata la legge per la promozione delle fonti rinnovabili (LAERFTE), con l'obiettivo di disciplinare l'assetto regolatorio relativo alla transizione energetica del Paese verso tecnologie pulite. Nel corso del 2009 e del 2010 è stata pubblicata una serie di provvedimenti attuativi, e nel 2011 una modifica alla LAERFTE conferma, tra l'altro, l'aspirazione di raggiungere un *target* del 35% da fonti rinnovabili nella matrice energetica del Paese al 2024. Gli investitori privati partecipano con riferimento alla loro attività come IPP (*Independent Power Producer*, che vendono tutta la loro capacità alla *Comisión Federal de Energía* attraverso meccanismi di asta), *self supplier* (in caso di autoconsumo) e produttori di piccola scala (con capacità installata minore di 30 MW, che vendono la loro capacità tramite tariffe regolate dalla *Comisión Federal de Energía*). A dicembre 2011 il Senato ha approvato un'importante modifica che riconosce la qualifica di impianto rinnovabile anche agli impianti idroelettrici di taglia maggiore di 30 MW che rispettano alcune condizioni di superficie e di taglia dei bacini.

Perù

Il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili peruviano è un sistema ad asta differenziato per fonte e introdotto nel 2010. Le aste sono definite in termini di energia prodotta nel caso degli impianti eolici, solari e a biomassa, mentre sono definite per capacità nel caso dell'idroelettrico. Non accedono al meccanismo di incentivazione gli impianti idroelettrici con potenza superiore a 20 MW. Le aste prevedono un prezzo massimo al quale offrire e si chiudono secondo il prezzo di offerta (meccanismo *pay as bid*). Tale prezzo può essere aggiustato al CPI (*Consumer Price Index*) statunitense se l'aumento è superiore al 5%.

Nord America

Le principali forme di incentivazione previste nel Nord America sono il sistema dei *Renewable Portfolio Standard* (RPS), a livello statale, e gli incentivi fiscali a livello federale.

USA

Il sistema statunitense prevede un duplice livello di incentivazione delle fonti rinnovabili. In particolare, a livello federale esistono diverse forme di supporto, quali incentivi fiscali alla produzione e all'investimento (*Production Tax Credit* e *Investment Tax Credit*), ammortamento accelera-

to e sovvenzioni federali, mentre a livello statale vige un sistema di *Renewable Portfolio Standard* (RPS), ovvero un sistema di quote obbligatorie in capo alle *utility* con *target* differenziati per ciascun Stato. La maggior parte degli Stati ha adottato sistemi di certificazione scambiabili sul mercato ma attualmente non è ancora attiva una piattaforma a livello federale.

Principali rischi e incertezze

Per la natura del proprio *business*, il Gruppo è esposto a diverse tipologie di rischi, in particolare a rischi di mercato, rischi di credito, rischi di liquidità, rischi operativi e rischi di carattere regolatorio.

Per contenere l'esposizione a tali rischi il Gruppo svolge una serie di attività di analisi, monitoraggio, gestione e controllo degli stessi che sono descritte nei successivi paragrafi.

Da un punto di vista organizzativo, nel corso dell'ultimo anno è stato disegnato un modello di *governance* dei rischi finanziari, *commodity* e di credito che ha previsto

l'istituzione di appositi Comitati Rischi a livello di Gruppo e a livello di Divisione/società, deputati all'indirizzo strategico delle attività di *risk management* e alla supervisione delle attività di gestione e controllo dei rischi, nonché l'emanazione di *policy* dedicate alla disciplina della gestione dei rischi, all'individuazione di ruoli e responsabilità gestionali e di controllo e all'articolazione di un sistema di limiti operativi validi a livello di Gruppo e, ove ritenuto opportuno, a livello di singola Divisione/società.

Rischi legati ai processi di liberalizzazione dei mercati e a cambiamenti regolatori

I mercati energetici nei quali il Gruppo è presente sono interessati da processi di progressiva liberalizzazione, che viene attuata in diversa misura e con tempistiche differenti da Paese a Paese.

Come risultato di questi processi, il Gruppo è esposto a una crescente pressione competitiva derivante dall'ingresso di nuovi operatori e dallo sviluppo di mercati organizzati.

I rischi di *business* che derivano dalla naturale partecipazione del Gruppo a mercati che presentano queste caratteristiche, sono stati fronteggiati con una strategia di integrazione lungo la catena del valore, con una sempre maggiore spinta all'innovazione tecnologica, alla diversificazione e all'espansione geografica. In particolare, le azioni poste in essere hanno prodotto lo sviluppo di un portafoglio clienti sul mercato libero in una logica di integrazione a valle sui mercati finali, l'ottimizzazione del *mix* produttivo migliorando la competitività degli impianti sulla base di una *leadership* di costo, la ricerca di nuovi mercati con forti potenzialità di crescita e lo sviluppo delle fonti rinnovabili con adeguati piani di investimento in diversi Paesi.

Spesso, il Gruppo si trova a operare in mercati regolamentati e il cambiamento delle regole di funzionamento



di tali mercati, nonché le prescrizioni e gli obblighi che li caratterizzano, possono influire sull'andamento della gestione e dei risultati del Gruppo stesso.

A fronte dei rischi che possono derivare da tali fattori, si

è operato per intensificare i rapporti con gli organismi di governo e regolazione locali adottando un approccio di trasparenza, collaborazione e proattività nell'affrontare e rimuovere le fonti di instabilità dell'assetto regolatorio.

Rischi legati alle emissioni di CO₂

L'emissione di anidride carbonica (CO₂), oltre a rappresentare uno dei fattori che può influenzare sensibilmente la gestione del Gruppo, rappresenta una delle maggiori sfide che il Gruppo stesso, a tutela dell'ambiente, sta affrontando. La normativa comunitaria sul sistema di scambio di quote di anidride carbonica (CO₂) impone oneri per il settore elettrico, che in futuro potranno essere sempre più rilevanti. In tale contesto l'instabilità del mercato delle quote ne accentua la difficoltà di gestione e monitoraggio. Al fine di

ridurre i fattori di rischio legati alla normativa in materia di CO₂, il Gruppo svolge un'attività di presidio dello sviluppo e dell'attuazione della normativa comunitaria e nazionale, diversifica il *mix* produttivo a favore di tecnologie e fonti a basso tenore di carbonio, con particolare attenzione alle fonti rinnovabili e al nucleare, sviluppa strategie che gli consentono di acquisire quote a un costo più competitivo, ma soprattutto migliora le prestazioni ambientali dei propri impianti incrementandone l'efficienza energetica.

Rischi di mercato

Nell'esercizio della sua attività Enel è esposta a diversi rischi di mercato, in particolare al rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity*, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio.

Per contenere tale esposizione all'interno dei limiti definiti annualmente nell'ambito delle politiche di gestione del rischio, Enel stipula contratti derivati avvalendosi degli strumenti offerti dal mercato.

Rischio di prezzo *commodity* e continuità degli approvvigionamenti

Per la natura del proprio *business*, il Gruppo è esposto alle variazioni dei prezzi di combustibili ed energia elettrica, che ne possono influenzare in modo significativo i risultati. Per mitigare tale esposizione, il Gruppo ha sviluppato una strategia di stabilizzazione dei margini che prevede il ricorso alla contrattualizzazione anticipata dell'approvvigionamento dei combustibili e delle forniture ai clienti finali o a operatori del mercato all'ingrosso.

Si è dotato, inoltre, di una procedura formale che prevede la misurazione del rischio *commodity* residuo, la definizione di un limite di rischio massimo accettabile e la realiz-

zazione di operazioni di copertura mediante il ricorso a contratti derivati.

Per una disamina dell'attività di gestione del rischio *commodity* e del portafoglio di derivati in essere si rimanda alla Nota 6 del Bilancio consolidato.

Per mitigare i rischi di interruzione delle forniture di combustibili, il Gruppo ha sviluppato una strategia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento ricorrendo a fornitori dislocati in differenti aree geografiche, nonché incentivando la costruzione di infrastrutture di trasporto e stoccaggio.

Rischio di tasso di cambio

L'esposizione al rischio di tasso di cambio del Gruppo Enel deriva principalmente dalle seguenti categorie di operazioni:

- > flussi di cassa connessi all'acquisto e/o alla vendita di combustibili ed energia sui mercati internazionali;
- > flussi di cassa relativi a investimenti in divisa estera, a dividendi derivanti da consociate estere non consolidate o a flussi relativi all'acquisto/vendita di partecipazioni;
- > debito acceso a livello di *holding* o delle singole *subsidiaries* denominato in valuta diversa da quella di conto dei rispettivi Paesi.

Inoltre, il Bilancio consolidato è soggetto al rischio di traduzione, connesso alla politica strategica di diversificazione internazionale del portafoglio del Gruppo, derivante dalla conversione di poste contabili relative a società con-

trollate denominate in divise diverse dall'euro.

La principale esposizione al rischio di cambio è nei confronti del dollaro statunitense.

Al fine di minimizzare il rischio economico e transattivo, il Gruppo ha strutturato processi operativi che garantiscono la copertura sistematica delle esposizioni attraverso la definizione e l'attuazione di opportune strategie di *hedging* che tipicamente richiedono l'utilizzo di contratti derivati. Nel corso dell'esercizio la gestione del rischio tasso di cambio è proseguita nell'ambito del rispetto delle politiche di gestione dei rischi, senza alcun tipo di difficoltà nell'accesso al mercato dei derivati.

Si rimanda, per un maggiore approfondimento in proposito, alla Nota 6 del Bilancio consolidato.

Rischio di tasso di interesse

L'esposizione del Gruppo Enel al rischio di tasso di interesse deriva principalmente dalla volatilità dei flussi di interesse connessi all'indebitamento finanziario espresso a tasso variabile e dalla necessità di rifinanziare il debito in scadenza a condizioni di mercato.

Le politiche di gestione dei rischi sono finalizzate al mantenimento del profilo di rischio definito nell'ambito delle procedure formali di *risk governance* di Gruppo, conte-

nendo nel tempo il costo della provvista e limitando la volatilità dei risultati, anche attraverso il ricorso a operazioni di copertura in strumenti derivati che consentono la trasformazione di flussi indicizzati a tassi variabili di mercato in flussi a tasso fisso e viceversa.

Si rimanda, per un maggiore approfondimento in proposito, alla Nota 6 del Bilancio consolidato.

Rischio di credito

Le operazioni commerciali, su *commodity* e di natura finanziaria espongono il Gruppo al rischio di credito, inteso come la possibilità che una variazione inattesa del merito creditizio di una controparte generi effetti sulla posizione creditoria, in termini di insolvenza (rischio di *default*) o di variazioni nel valore di mercato della stessa (rischio di *spread*).

Al fine di minimizzare il rischio di credito, il Gruppo si è dotato di una apposita *policy* di gestione, valida a livello di Gruppo, che prevede la valutazione del merito di credito delle controparti – in base a informazioni fornite da società esterne e a modelli di valutazione interni – e il monitoraggio strutturato delle esposizioni al rischio, al fine di identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere anche rispetto a valori so-

glia predefiniti (limiti). Per mitigare ulteriormente il rischio di credito è prevista, in taluni casi, l'eventuale richiesta di opportune garanzie ovvero, per specifiche porzioni del portafoglio clienti, si ricorre a una copertura assicurativa presso primarie società di assicurazione del credito. Inoltre, con riferimento a specifici segmenti del portafoglio commerciale, sono state poste in essere alcune operazioni di cessione dei crediti; tra queste, le principali hanno riguardato il portafoglio dei crediti commerciali della Divisione Mercato.

Con riferimento al rischio di credito originato da posizioni aperte su operazioni di natura finanziaria, ivi inclusi strumenti finanziari derivati, la minimizzazione del rischio è perseguita attraverso la selezione di controparti con merito creditizio elevato tra le primarie istituzioni finanziarie

nazionali e internazionali, la diversificazione del portafoglio e la sottoscrizione di accordi di marginazione che pre-

vedono lo scambio di *cash collateral* ovvero l'applicazione di criteri di *netting*.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo, pur essendo solvibile, non sia in grado di far fronte tempestivamente ai propri impegni, o che sia in grado farlo solo a condizioni sfavorevoli a causa di fattori legati alla percezione della propria rischiosità da parte del mercato o di situazioni di crisi sistemica (per esempio, *credit crunch*, crisi del debito sovrano ecc.). Le politiche di gestione del rischio definite da Enel garantiscono il mantenimento di disponibilità liquide sufficienti a far fronte agli impegni attesi per un determinato orizzonte temporale senza far ricorso a ulteriori fonti di finanziamento, nonché il mantenimento di un *liquidity buffer* sufficiente a far fronte a impegni inattesi. Inoltre, al fine di assicurare la liquidità nel lungo termine, Enel persegue una struttura dell'indebitamento equilibrata e diversificata in termini di mercati e profilo di scadenze. Nell'ambito del Gruppo, Enel SpA svolge, direttamente e

tramite la controllata Enel Finance International, la funzione di tesoreria accentrata (con l'eccezione del Gruppo Endesa, ove tale funzione è espletata da Endesa SA e dalle sue controllate Endesa Internacional BV ed Endesa Capital SA), garantendo l'accesso al mercato monetario e dei capitali; la Capogruppo sopperisce ai fabbisogni di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla ordinaria gestione e attraverso l'utilizzo di una pluralità di fonti di finanziamento, assicurando, inoltre, un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

A riprova della confermata capacità di accesso al mercato del credito per il Gruppo Enel, nonostante la situazione di perdurante tensione dei mercati finanziari, sono state effettuate nel corso dell'esercizio 2011 emissioni obbligazionarie riservate ai risparmiatori istituzionali per complessivi 2,25 miliardi di euro.

Rischi connessi al *rating*

La possibilità di accesso al mercato dei capitali, alle altre forme di finanziamento e i costi connessi dipendono, tra l'altro dal merito di credito assegnato al Gruppo.

L'attuale *rating*⁽¹⁾ di Enel è pari a: (i) "A-" secondo Standard & Poor's; (ii) "A-", con *outlook* stabile, secondo Fitch; e (iii) "A3", con *outlook* negativo, secondo Moody's a seguito di un *downgrade* avvenuto nel mese di ottobre 2011. Nel corso di dicembre 2011, Standard & Poor's ha posto sotto osservazione ("*credit watch*") i *rating* di Enel SpA a lungo

termine per esaminare la possibilità di un loro eventuale abbassamento.

Eventuali riduzioni del merito di credito da parte delle agenzie di *rating* potrebbero costituire una limitazione alla possibilità di accesso al mercato dei capitali e incrementare il costo della raccolta con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo. I livelli di *rating* di Enel sono riportati nel dettaglio nel paragrafo "Enel e i mercati finanziari".

Rischio Paese

I ricavi del Gruppo Enel sono di fonte estera ormai per circa il 50% dell'ammontare totale; la forte internazionalizzazione del Gruppo – localizzata, tra gli altri, in Paesi dell'America Latina e in Russia – pertanto sottopone Enel all'obbligo di considerare e valutare il c.d. "rischio Paese",

consistente nei rischi di natura macro-economica e finanziaria, regolatoria e di mercato, geopolitica e sociale, il cui verificarsi potrebbe determinare un effetto negativo sia sui flussi reddituali sia sulla protezione degli asset aziendali. Proprio per mitigare questa tipologia di rischio Enel

(1) Dati aggiornati al 7 marzo 2012.

si è dotata di un modello di calcolo del rischio Paese (del tipo *shadow rating*) capace di monitorare puntualmente il livello di rischio nei Paesi del proprio perimetro.

Il 2011 è stato caratterizzato inizialmente dallo scoppio delle rivolte in Nord Africa, che hanno ribaltato i precedenti Governi autoritari. Nonostante nuove elezioni (in Egitto e Tunisia) e l'uccisione di Gheddafi (in Libia), le tensioni sociali rimangono ancora il principale motivo di preoccupazione relativamente ai Paesi della regione nordafricana. La crisi economica e finanziaria della Grecia, iniziata nel 2010, è stata protagonista indiscussa del dibattito economico mondiale del 2011. Tale crisi ha inoltre contagiato l'intera area europea, innescando un meccanismo speculativo sul mercato dei *bond* governativi che ha colpito con

maggiore intensità le emissioni italiane e spagnole.

L'inasprimento dei tassi sui mercati obbligazionari di questi ultimi Paesi ha acuito il peso del costo del debito pubblico sul relativo bilancio governativo, peggiorandone, in un circolo vizioso, il rischio Paese a causa della maggiore difficoltà a far fronte agli oneri sottoscritti.

Negli Stati Uniti, a causa della precaria situazione economica, la fiducia nel Presidente Obama rasenta i minimi storici e la dilagante disoccupazione continua a soffocare i consumi; questo, congiuntamente al critico quadro economico europeo, rischia di scatenare la tanto temuta "*double dip recession*".

In conclusione, il 2011 ha visto risalire il rischio Paese medio ponderato del Gruppo dai livelli di *closing* del 2010.

Altri rischi

Per la natura del proprio *business*, il Gruppo è esposto a eventi accidentali avversi o malfunzionamenti nei propri impianti di generazione, nelle reti di distribuzione e nelle attività di *upstream gas*, che possono comprometterne la temporanea funzionalità. Al fine di misurare tali rischi e promuovere le migliori azioni di mitigazione, il Gruppo si è dotato di un modello integrato per l'individuazione, la misurazione e la gestione dei rischi industriali, insieme al ricorso alle migliori strategie di prevenzione e protezione, a tecniche di manutenzione preventiva e predittiva, a *survey* tecnologici mirati alla rilevazione e al controllo dei rischi e al ricorso alle *best practice* internazionali. Il rischio residuo viene gestito con il ricorso a specifici contratti di assicurazione, rivolti sia alla protezione dei beni aziendali sia alla tutela dell'azienda nei confronti di terzi danneggiati da eventi accidentali, incluso l'inquinamento, che possono aver luogo nel corso dei processi legati alla generazione e distribuzione dell'energia elettrica e del gas.

Come parte della propria strategia di mantenere e sviluppare una *leadership* di costo nei mercati di presenza nelle attività di generazione, il Gruppo è impegnato in molteplici progetti di sviluppo, miglioramento e riconversione dei propri impianti. Tali progetti sono esposti ai rischi ti-

pici dell'attività costruttiva, che il Gruppo tende a mitigare attraverso la richiesta di specifiche garanzie ai propri fornitori e, dove possibile, attraverso apposite garanzie assicurative in grado di coprire i rischi di costruzione in ogni sua fase.

Per quanto concerne la generazione nucleare, Enel è attiva in Slovacchia attraverso Slovenské elektrárne e in Spagna attraverso Endesa; detiene inoltre una partecipazione per la costruzione del reattore europeo ad acqua pressurizzata (EPR) a Flamanville, in Francia. Nell'ambito delle sue attività nucleari, il Gruppo è esposto anche a rischi operativi e potrebbe dover fronteggiare costi aggiuntivi a causa di, tra gli altri, incidenti, violazioni della sicurezza, atti di terrorismo, calamità naturali, malfunzionamenti di attrezzature, stoccaggio, movimentazione, trasporto, trattamento delle sostanze e dei materiali nucleari. Nei Paesi in cui Enel ha attività nucleari sono previste specifiche disposizioni di legge che richiedono una copertura assicurativa per responsabilità incondizionata per eventi nucleari imputabili a terzi e prevedono anche massimali di esposizione finanziaria degli operatori nucleari. Altre misure di mitigazione sono state messe in atto secondo le *best practice* internazionali.

Prevedibile evoluzione della gestione

Il quadro macroeconomico globale si presenta ancora molto incerto e, nelle economie mature europee, il ciclo economico non sembra presentare, al momento, segnali di ripresa, con previste contrazioni del PIL in Spagna e in Italia. Nei Paesi emergenti dell'Europa dell'Est, in Russia e nei Paesi dell'America Latina, al contrario, si evidenziano *trend* positivi di consolidamento e sviluppo delle economie.

Il Gruppo proseguirà, quindi, il percorso di crescita intrapreso nei citati Paesi emergenti, nonché il proprio impegno nel settore delle fonti rinnovabili, con l'intento di rafforzare nello stesso il ruolo di *leader* a livello mondiale.

Si conferma, altresì, la ricerca e l'innovazione tecnologica tra le priorità strategiche per rendere più efficiente e responsabile il modo di produrre e consumare energia. Si continuerà a porre la massima attenzione alla qualità

del servizio per i clienti finali e al valore dei rapporti con le comunità locali attraverso una trasparente politica di responsabilità sociale d'impresa.

Il Gruppo continuerà a realizzare programmi di efficienza operativa e a massimizzare le sinergie in tutti i Paesi in cui opera, oltre a seguire una rigorosa disciplina nelle scelte di investimento al fine di migliorare ulteriormente la propria posizione finanziaria consolidata.

In tale contesto, la diversificazione geografica e tecnologica raggiunta dal Gruppo, unitamente a un portafoglio ben equilibrato tra attività regolate e non regolate, potrà consentire di controbilanciare in grande misura l'impatto che la segnalata debolezza delle economie europee, in particolar modo in Italia e in Spagna, potrebbe avere sui risultati del Gruppo.

PAGINA BIANCA