

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. Tuttavia, nel settembre 2012 il regolatore ha nuovamente introdotto tariffe elettriche regolate per le PMI (già esistenti per il settore residenziale) applicabili dal 1° gennaio 2013. Il tetto a tali tariffe viene definito sulla base di una formula indicizzata ai prezzi nel mercato PXE (*Prague Power Exchange*).

Sempre nel settembre 2012 la Slovacchia ha recepito il "Terzo Pacchetto Energia" e scelto per la soluzione dell'"Ownership Unbundling" per l'operatore di trasmissione nazionale e una nuova definizione di clienti vulnerabili (ovvero clienti in condizioni economiche disagiate).

Decreto n. 184/2012

Il 28 giugno 2012 il regolatore energetico (URSO) ha approvato il Decreto n. 184/2012 che introduce misure sulla regolazione dei prezzi nel settore elettrico slovacco e modifica i Decreti n. 225/2011 e n. 438/2011. Tra le modifiche apportate è stato stabilito che a partire dal 2013, anno di inizio della terza fase dell'*European Emission Trading Scheme* (ETS), verrà riconosciuto all'impianto di generazione di Nováky (classificato come di interesse economico generale) non più del 50% dei costi sostenuti per l'acquisto delle quote di emissione di CO₂.

Special Levy Act n. 235/2012

Il 26 luglio 2012 il Parlamento slovacco ha approvato lo *Special Levy Act* che introduce il pagamento di una tassa speciale per sostenere la riduzione del deficit del bilancio statale. La tassa si applica alle imprese che derivano più

del 50% dei propri ricavi da una serie di settori regolati, tra cui è presente anche quello energetico, ed è pari al 4,36% dell'utile netto generato sino al 2013.

Romania

La Romania ha introdotto i principi europei di *unbundling* societario il 1° luglio 2007. 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. Inoltre, nel giugno 2012 il Governo rumeno ha:

- > recepito il "Terzo Pacchetto Energia" mediante il quale è stato scelto il modello di *Independent System Operator* (ISO) per l'operatore di trasmissione nazionale, è stato deciso di eliminare gradualmente le tariffe regolate per i consumatori finali di gas ed elettricità e sono state introdotte nuove misure volte alla protezione dei consumatori e alla sicurezza degli approvvigionamenti;
- > approvato una legge di riforma della disciplina riguardante l'indipendenza e i poteri del regolatore energetico (ANRE), che nel suo complesso ne ha incrementato l'autonomia e i poteri di supervisione sui mercati energetici.

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).

L'anno 2013 sarà trattato come *stand alone year* e il valore delle tariffe verrà mantenuto ai livelli del 2012, mentre il terzo periodo regolatorio partirà nel 2014 e si concluderà nel 2018.

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.

Per il settore elettrico il processo di liberalizzazione del mercato *retail* si dovrebbe concludere entro dicembre 2013 per i grandi consumatori e tra giugno 2013 e dicembre 2017 per i clienti residenziali.

Francia

In Francia Enel svolge attività di commercializzazione di energia elettrica. Il meccanismo regolatorio del mercato francese è stato sostanzialmente modificato dalla legge NOME (*Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité*), i cui principali elementi sono:

- > per i fornitori alternativi, accesso a energia di base nucleare a prezzi regolati (c.d. ARENH - "*Accès Régulé 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;
- > i fornitori alternativi possono adattare le richieste dell'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 dell'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 2012, il Ministero 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 vengano esplorate forme di partecipazione al mercato.

Approvazione condizionata dell'aiuto di Stato per le tariffe regolate

La Commissione Europea, il 12 giugno 2012, ha approvato l'aiuto di Stato contenuto nelle tariffe regolate per i grandi e medi consumatori, condizionandolo al rispetto di una serie di condizioni relative alla riforma del mercato elettrico francese, tra cui una revisione annuale delle *standard tariff* (le tariffe gialle e verdi e la loro eliminazione entro la fine del 2015). L'approvazione conclude un'istruttoria aperta dalla stessa Commissione il 13 giugno 2007.

Limitazioni alla crescita delle tariffe gas ed elettricità

Il 9 luglio 2012 il Ministero dell'Energia ha trasmesso al regolatore energetico CRE uno schema di decreto che limita al 2%, praticamente al tasso d'inflazione programmato, l'aumento delle tariffe gas ed elettricità. Nonostante l'opposizione del regolatore, nel mese di luglio 2012 il Ministero ha approvato la proposta e pubblicato i decreti relativi.

Il dibattito sulla transizione energetica

Il dibattito sulla transizione energetica preannunciato dal Presidente della Repubblica a settembre 2012 è stato formalmente lanciato il 20 novembre dal Ministro dell'Energia. Al fine di sviluppare le raccomandazioni da inserire

nella legge di programmazione energetica, prevista entro il primo semestre 2013, è stato istituito un apposito gruppo di esperti, la cui composizione è avvenuta su indicazione del Ministro.

A prescindere dal dibattito, il Presidente della Repubblica ha dichiarato la riduzione della quota di nucleare nel *mix* di generazione nazionale dal 75% al 50% entro il 2025 e la chiusura della centrale nucleare di Fessenheim nel 2016.

Meccanismo di remunerazione della capacità: Decreto n. 2012-1405

Il 18 dicembre 2012 è stato pubblicato in *Gazzetta Ufficiale* il Decreto n. 2012-1405 che, come previsto dalla legge NOME, introduce un mercato per la remunerazione della capacità. Il meccanismo prevede un obbligo sui venditori pari a una percentuale eccedente il picco atteso di fornitura. Tale obbligo può essere soddisfatto acquistando certificati di capacità sul mercato, attestati dal gestore del sistema (RTE). Si tratta di un meccanismo di tipo ibrido centralizzato-decentralizzato, poiché seppur lascia al gestore del sistema la definizione degli obblighi di adeguatezza, quest'ultima dipenderà anche dalle stime delle quote di vendita dei venditori. Il primo anno di consegna è previsto per il 2016 al fine di coprire il periodo invernale 2016-2017. Un'asta transitoria sarà organizzata dalla CRE per assicurare l'approvvigionamento per il periodo invernale 2015-2016. Sono attese ulteriori regole applicative entro il 1° novembre 2013.

Divisione Energie Rinnovabili

Italia

In Italia, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è incentivata tramite meccanismi differenziati per fonte e taglia di impianto. Gli obiettivi e gli strumenti di sostegno sono definiti dal legislatore in coerenza con le direttive comunitarie di settore, mentre l'attuazione spetta al Gestore dei Servizi Energetici (GSE), soggetto istituzionale responsabile dell'incentivazione alle fonti rinnovabili.

Fonti rinnovabili diverse dal solare: certificati verdi (CV) e tariffe onnicomprensive

Il principale meccanismo di incentivazione è il sistema

dei certificati verdi (introdotto con il decreto legislativo n. 79/1999) che obbliga produttori e importatori di energia a immettere una quota di produzione rinnovabile, anche tramite l'acquisto di certificati verdi. La quota d'obbligo per il 2012 è pari al 7,55% 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 *cap* 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 per le produzioni rinnovabili 2012 a 103 euro/MWh. Il valore minimo è definito dal prezzo al quale il GSE ritira i certificati verdi eccedenti la quota d'obbligo; per gli anni del periodo 2011-2015, tale prezzo è pari al 78% della differenza tra un valore predefinito (180 euro/MWh) e il prezzo medio di cessione dell'energia dell'anno. Per l'anno 2012 il prezzo di ritiro dei certificati verdi è pari a 80,34 euro/MWh. Dal 1° gennaio 2008 gli impianti di potenza fino 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 decreto legislativo n. 28/2011 di recepimento della direttiva 2009/28/CE e il relativo decreto ministeriale attuativo (datato 6 luglio 2012) hanno introdotto una sostanziale revisione dell'incentivazione per gli impianti che entreranno in esercizio dal 1° gennaio 2013.

In particolare, gli impianti di piccole dimensioni (con potenza fino a 5 MW, nonché impianti idroelettrici fino a 10 MW e geotermici fino a 20 MW) saranno incentivati mediante un meccanismo di tariffe onnicomprensive fissate nello stesso decreto e differenziate per tipologia e taglia dell'impianto. Gli impianti di maggiori dimensioni, invece, otterranno incentivi onnicomprensivi definiti sulla base di meccanismi d'asta gestiti dal GSE.

Il meccanismo dei certificati verdi sarà progressivamente superato attraverso:

- > la progressiva riduzione della quota d'obbligo fino al completo azzeramento nel 2015;
- > l'incentivazione degli impianti già ammessi al sistema dei certificati verdi – a partire dal 2015 – attraverso tariffe equivalenti al valore attuale di ritiro degli stessi.

Per assicurare il controllo dei costi sostenuti per l'incentivazione, il decreto del 6 luglio 2012 fissa in 5,8 miliardi di euro l'importo massimo degli oneri aggregati annui – inclusi gli impianti già incentivati tramite certificati verdi – destinabili all'incentivazione delle fonti diverse da quella solare.

Incentivazione fonte solare - Conto Energia

Gli impianti fotovoltaici sono incentivati tramite il Conto Energia, che consiste nell'assegnazione di tariffe *feed-in premium*, aggiuntive rispetto al valore dell'energia, in relazione all'energia immessa in rete per la durata di 20 anni.

Il decreto ministeriale del 5 maggio 2011 (Quarto Conto Energia) prevedeva un obiettivo indicativo di potenza installata al 2016 pari a 23 GW, tetti non vincolanti di spesa massima per ciascun semestre degli anni 2013-2016 e la progressiva riduzione delle tariffe assegnate in funzione della data di entrata in esercizio dell'impianto.

Con il decreto ministeriale del 5 luglio 2012, l'incentivazione al fotovoltaico è stata profondamente rivista con l'obiettivo di garantire una crescita più equilibrata del settore e riallineare le tariffe ai valori medi riconosciuti in ambito europeo. Il nuovo Conto Energia (Quinto) è entrato in vigore dal 27 agosto 2012, ovvero 45 giorni dopo il raggiungimento della soglia dei 6 miliardi di euro/anno per la spesa di incentivazione fotovoltaica prevista dal decreto del 5 luglio 2012. Il Quinto Conto Energia è basato su un sistema di tariffe onnicomprensive (*feed-in tariff*) di ammontare ridotto mediamente del 40% rispetto alle precedenti. L'accesso all'incentivazione, invece, è governato attraverso l'iscrizione obbligatoria ai registri semestrali caratterizzati da contingenti di spesa indicativi. Accedono direttamente alle tariffe incentivanti, senza obbligo di iscrizione al registro: gli impianti di piccola taglia, gli impianti a concentrazione, quelli con caratteristiche innovative e ulteriori categorie residuali. Nel decreto è stata fissata una soglia alla spesa massima annua di incentivazione cumulata (comprensiva degli incentivi già erogati attraverso i precedenti Conti Energia) pari a 6,7 miliardi di euro.

Sbilanciamento impianti non programmabili

A fronte dell'incremento delle fonti rinnovabili non programmabili - essenzialmente fotovoltaico ed eolico - l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha deciso di rimuovere dal 1° gennaio 2013 l'esenzione dagli oneri di sbilanciamento precedentemente prevista, per favorire una migliore programmazione e integrazione di queste fonti nel sistema elettrico nazionale. Per il 2013 sono state previste franchigie per consentire una transizione graduale alle nuove regole.

Europa

In ambito europeo, la Commissione Europea nel 2009 ha emanato la direttiva n. 2009/28 la quale disciplina la pro-

mozione 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.

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 di nuove concessioni nel

trimestre precedente. Per assicurare il raggiungimento dei *target* programmati per fonte (*Programmation Pluriannuelle des Investissements - PPI*), il Governo francese ha promosso l'utilizzo di meccanismi ad asta per lo sviluppo di impianti fotovoltaici a terra con potenza superiore a 100 kW e impianti eolici *off-shore*. 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 al 50% del CPI (*Consumer Price Index*), a eccezione del fotovoltaico il quale è indicizzato al 25% del CPI 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 (CV), 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 CV 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 a 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 CV per ogni MWh di produzione da biomassa, geotermica ed eolica fino al 2017 (dopo il 2017 1 CV), 6 CV per ogni MWh di produzione fotovoltaica, 3 CV per ogni MWh di produzione idroelettrica per impianti di nuova costruzione. Tale valore è espresso in euro/CV 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° gennaio 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 (*Convocatorias*) sulla base della potenza registrata nel periodo di riferimento precedente. Entrambe le tariffe sono omnicomprensive 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.

Bulgaria

Introduzione tassa sulle connessioni alla rete

A settembre 2012 è stato introdotto un nuovo contributo

di accesso alla rete applicato a tutti gli impianti di produzione rinnovabile. Il contributo è variabile a seconda della tecnologia e della data di allaccio alla rete e ha carattere temporaneo. Tuttavia non è stato definito il limite di durata temporale.

Grecia

Tassa sui ricavi

Nel mese di novembre 2012 è stata introdotta una nuova tassa sui ricavi degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili già esistenti, pari al 10% per tutte le tecnologie rinnovabili eccetto la tecnologia fotovoltaica, pari al 25%. La tassa ha carattere temporaneo (luglio 2012 - luglio 2014) ma può essere estesa per un ulteriore anno.

Romania

Nuova normativa a supporto delle fonti rinnovabili - Legge n. 134/2012

A luglio 2012 il Parlamento rumeno ha pubblicato la Legge n. 134/2012 (definita "Approval Law") modificando e sostituendo la precedente normativa a supporto delle fonti rinnovabili (Legge n. 220/2008). Le principali novità riguardano:

- > la definizione della quota d'obbligo su base trimestrale e non più annuale in capo ai venditori;
- > la riduzione del numero di certificati verdi in caso di eccessiva remunerazione degli investimenti. Tale disposizione rimane soggetta all'approvazione di decreti attuativi la cui entrata in vigore è prevista non prima del 1° gennaio 2015 (a eccezione della fonte solare la cui entrata in vigore è anticipata al 1° gennaio 2014);
- > l'indicazione separata in fattura della componente a copertura dell'onere dei certificati verdi;
- > il divieto di cumulabilità tra certificati verdi e fondi di investimento europei.

Regole per produttori rinnovabili sul mercato del bilanciamento

Il 30 agosto 2012 il regolatore rumeno (ANRE) ha approvato il Regolamento n. 88/2012 riguardante le regole di bilanciamento per i produttori da fonti rinnovabili che beneficiano di meccanismi di incentivazione. Attraverso tale

Regolamento gli impianti alimentati da fonti rinnovabili sono definiti come unità di dispacciamento e in quanto tali è richiesta la loro partecipazione al mercato del bilanciamento.

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 terminate tecnologie (come il rinnovabile).

Le aste attualmente si differenziano in A-1 (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, tra il 2010 e il 2014, una quota pari al 5% di tutta l'energia contrattualizzata dopo il 31 agosto 2007. Dal 2015 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 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 20% al 2020. Il CADE, *Consejo Asesor para el Desarrollo Energético*, incaricato 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%.

Brasile

Decreto n. 579

In data 11 aprile 2012, il Presidente della Repubblica brasiliana ha firmato il Decreto n. 579 (nel prosieguo indicato anche come *Medida Provisória* n. 579/2012), che definisce le condizioni di rinnovo delle concessioni del settore elettrico in scadenza prima del 2018 e la riduzione di alcune componenti tariffarie di natura fiscale.

Relativamente al primo aspetto, il provvedimento – i cui contenuti in merito sono stati riconfermati anche dalla successiva riconversione in legge, mediante la Legge Federale n. 12783/2013 – stabilisce che il compenso dovuto al concessionario uscente quale ristoro del valore residuo delle attività asservite alla concessione al momento della scadenza della stessa deve essere commisurato al valore di sostituzione delle suddette attività.

Con riferimento, invece, alle concessioni idroelettriche, il decreto riconosce ai titolari di concessioni di impianti con potenza superiore a 1 MW la possibilità di richiederne il rinnovo 60 mesi prima della scadenza. La scelta da parte dei concessionari titolari di concessioni in scadenza prima del 2018 è avvenuta nel mese di ottobre 2012.

Centro America

Siepac - Mercato Elettrico Regionale

Il 16 novembre 2012 la Commissione Regionale per l'interconnessione elettrica dei Paesi centroamericani ha pubblicato la risoluzione CRIE - NPn.19-2012 definendo la disciplina transitoria applicabile alle transazioni di energia elettrica nel Mercato Elettrico Regionale tra

Panama, Costa Rica, Honduras, Nicaragua, El Salvador e Guatemala.

Messico

Legge generale sui cambiamenti climatici

Il 6 giugno 2012 è stato pubblicato in *Gazzetta Ufficiale* il decreto che introduce misure in materia di cambiamento climatico al fine di agevolare la transizione a una "economia verde". Il decreto introduce alcune norme specifiche (tra cui l'applicazione di incentivi fiscali per investimenti privati in fonti rinnovabili e cogenerazione efficiente) e individua alcuni *target* sulle emissioni dei gas a effetto serra (30% al 2020 e 50% al 2050), fissando al 35% la percentuale di energia rinnovabile nel *mix* energetico messicano da raggiungere al 2024.

Aste dedicate per la micro-generazione

Con la Delibera n. 382/2012 il Ministero dell'Energia ha for-

malizzato le regole per lo svolgimento delle aste dedicate a progetti rinnovabili con capacità installata minore/uguale a 30 MW. Le prime aste si svolgeranno nel 2013 e le offerte dovranno essere formulate entro un intervallo di prezzo comunicato dall'Autorità al momento della convocazione della gara.

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 accelerato 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 ciascuno 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, e in particolare a rischi di mercato, rischi di credito, rischi di liquidità, rischi industriali, ambientali e rischi di carattere regolatorio. Per contenere l'esposizione a tali rischi il Gruppo svolge una serie di attività di analisi, misurazione, monitoraggio e gestione degli stessi che sono descritte nei successivi paragrafi.

Da un punto di vista organizzativo, nel corso dell'anno sono state definite per ciascun rischio identificato *policy* dedicate alla disciplina della gestione dei rischi e all'indivi-

duazione di ruoli e responsabilità gestionali e di controllo. Con particolare riferimento ai rischi finanziari, *commodity* e di credito, si è consolidato il modello di *governance* che, oltre a prevedere specifiche *policy*, assegna responsabilità di indirizzo strategico delle attività di *risk management* e di supervisione delle attività di gestione e controllo dei rischi ad appositi Comitati Rischi, a livello di Gruppo e di Divisione/*Country*, e prevede l'articolazione di un sistema di limiti operativi validi a livello di Gruppo e di singola Divisione/*Country*.

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 fat-

tori 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 e 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 realizzazione 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 da partecipazioni;
- > debito acceso a livello di *holding* o delle singole *subsidiary* denominato in valuta diversa da quella di conto od operativa per la società detentrica della posizione debitoria.

La principale esposizione al rischio di cambio è nei con-

fronti 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 proce-

dure formali di *governance* dei rischi di Gruppo, contenendo 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.

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*).

Le recenti evoluzioni congiunturali, alla luce delle condizioni di instabilità e incertezza nei mercati finanziari e dei fenomeni di crisi economica registrati a livello globale, hanno fatto registrare un tendenziale incremento nei tempi medi di pagamento delle controparti.

Allo scopo di perseguire la minimizzazione del rischio di credito, la politica generale a livello di Gruppo prevede la valutazione del merito di credito delle controparti – in base a informazioni fornite da società esterne e a modelli di valutazione interni sviluppati su base statistica – e il monitoraggio strutturato delle esposizioni al rischio, in modo da identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere anche rispetto a valori soglia predefiniti (limiti). Al fine di rafforzare il presidio sul rischio di credito, il Gruppo sta progressivamente estendendo le metodologie di *risk management* in tutte le Divisioni/Country, implementando metriche omogenee di misurazione del rischio che consentono il consolidamento e il monitoraggio dell'esposizioni al rischio credito a livello di Gruppo.

Relativamente al rischio di credito derivante dalla solvibilità delle controparti in operazioni su *commodity*, portafoglio a elevata concentrazione, il Gruppo ha infatti recentemente introdotto un nuovo sistema di valutazione centralizzato che accresce il presidio e il governo del rischio.

Con riferimento al rischio di credito originato da posizioni aperte su operazioni di natura finanziaria, ivi inclusi

strumenti finanziari derivati, anche alla luce dei recenti fenomeni di *downgrade* da parte delle agenzie di *rating* internazionale, 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, la sottoscrizione di accordi di marginazione che prevedono lo scambio di *cash collateral* ovvero l'applicazione di criteri di *netting*.

A ulteriore presidio del rischio di credito, già a partire dagli esercizi precedenti il Gruppo ha posto in essere alcune operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa, le quali hanno riguardato soprattutto specifici segmenti del portafoglio commerciale. In particolare, nel 2011 è stato stipulato con due primari istituti bancari un accordo quadro di durata quinquennale per la cessione continuativa *pro soluto* del credito fatturato e del credito da fatturare riferito ai clienti appartenenti al mercato di maggior tutela in Italia.

Nel corso dell'esercizio 2012, anche in considerazione dello scenario macroeconomico di riferimento, il ricorso a operazioni di cessione è stato ulteriormente esteso sia geograficamente sia attraverso l'allargamento anche a crediti fatturati e da fatturare per le società operanti in segmenti della filiera elettrica diversi dalla commercializzazione, quali per esempio crediti derivanti da attività di generazione, vendite di energia elettrica effettuate nell'ambito dell'attività di *energy management*, vendite di certificati verdi o servizi di trasporto di energia elettrica. Tutte le suddette operazioni sono state considerate a fini contabili come operazioni di cessione senza rivalsa (*pro soluto*) e hanno pertanto dato luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione, essendo stati ritenuti trasferiti i rischi e i benefici a esse connessi.

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 economiche sfavorevoli a causa di fattori legati alla percezione della propria rischiosità da parte del mercato o situazioni di crisi sistematica (per es., *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* prudenziale sufficiente a far fronte a eventuali impegni

inattesi. Inoltre, al fine di assicurare la liquidità necessaria a fronteggiare gli impegni di medio e lungo termine, Enel persegue una strategia di gestione dell'indebitamento che prevede una struttura diversificata delle fonti di finanziamento cui ricorre per la copertura dei propri fabbisogni finanziari e un profilo di scadenze equilibrato. Nell'ambito del Gruppo, Enel SpA svolge, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International NV, 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 sopprime ai fabbisogni di liquidità

primariamente con i flussi di cassa generati dalla gestione caratteristica assicurando 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 2012 emissioni obbligazionarie riservate ai risparmiatori retail per complessivi 3 miliardi di euro ed emissioni obbligazionarie nell'ambito del *Global Medium Term Notes Programme* per complessivi 4 miliardi di euro. Si rimanda per un maggiore approfondimento in proposito alla Nota 6 del Bilancio consolidato.

Rischi connessi al *rating*

Il merito di credito, assegnato a una società dalle agenzie di *rating*, influenza la sua possibilità di accedere alle varie fonti di finanziamento nonché le rispettive condizioni economiche; un eventuale peggioramento di tale merito creditizio potrebbe, pertanto, costituire una limitazione all'accesso al mercato dei capitali e/o un incremento del costo delle fonti di finanziamento con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Nel corso del 2012 le principali agenzie di *rating*, in considerazione del mutato contesto macroeconomico, politico e regolatorio che il settore delle *utility* ha dovuto affron-

tare nel suo complesso in Paesi quali la Spagna e l'Italia, hanno proceduto a una rivisitazione del *rating* di Enel, pur riconoscendo che il Gruppo ha implementato misure volte al miglioramento del proprio profilo di rischio finanziario, quali l'allungamento delle scadenze dell'indebitamento e l'aumento della liquidità, derivandone una maggiore flessibilità nell'accesso alle fonti di finanziamento nonostante il difficile contesto dei mercati finanziari.

Al termine dell'esercizio il *rating* di Enel era pari a: (i) "BBB+" secondo Standard & Poor's con *outlook* negativo; (ii) "BBB+", con *outlook* negativo, secondo Fitch; e (iii) "Baa2", con *outlook* negativo secondo Moody's.

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 macroeconomica e finanziaria, regolatoria e di mercato, geopolitica e sociale il cui verificarsi potrebbe determinare un effetto negativo sia sui flussi reddituali quanto sulla protezione degli asset aziendali. Proprio per mitigare questa tipologia di rischio Enel 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.

Dal punto di vista macroeconomico, il 2012 è stato segnato da un graduale processo di stabilizzazione dei mercati internazionali, caratterizzato dall'attuazione di politiche fiscali restrittive in Europa e di politiche monetarie espansive negli Stati Uniti e in Giappone. In Europa, e in particolare in Italia e Spagna, le politiche di *austerità* hanno prodotto effetti negativi sulla crescita economica, mentre con riferimento agli Stati Uniti, nonostante la ripresa in atto, permane un certo grado di incertezza circa il segno delle prossime misure di politica fiscale in ragione della necessità di compromesso tra Governo democratico e Congresso a maggioranza repubblicana.

In Medio Oriente e Nord Africa lo scenario politico pre-

senta elementi di permanente conflittualità, con un'accentuazione delle posizioni ostili all'influenza del mondo occidentale.

Nell'area dell'Asia emergente le principali economie, Cina e India, risentono sensibilmente del rallentamento della domanda da parte delle economie sviluppate, nonostan-

te la presenza di alcuni segnali della domanda interna in controtendenza.

Le economie dell'America Latina risentono della situazione di stagnazione dell'economia globale, anche con riferimento a quei Paesi, come il Brasile, dove maggiori erano le aspettative di crescita.

Rischi industriali e ambientali

Il malfunzionamento dei propri impianti ed eventi accidentali avversi che ne compromettano la temporanea funzionalità possono rappresentare ulteriori rischi legati al *business* del Gruppo.

I rischi di natura industriale e ambientale sono quindi presidiati per tutte le filiere di *business* (Generazione, Distribuzione, Mercato e Upstream Gas) e in tutte le fasi del processo (*Business Development, Engineering Procurement and Construction, Operation and Maintenance, Decommissioning*). Il Gruppo sta progressivamente estendendo i modelli di *risk management* industriale in tutte le Divisioni/Country per poter, attraverso l'utilizzo di metodologie statistiche, valutare i rischi in termini probabilistici e monetari in modo da caratterizzare ogni singolo impianto/rete/progetto con fattori di rischio specifici. Inoltre, nuovi modelli sono stati sviluppati per la misurazione dei rischi catastrofali di origine naturale, quali terremoti, uragani, allagamenti, frane e grandi eventi climatici, con l'obiettivo di individuare le aree più critiche e predisporre gli strumenti più adeguati per la salvaguardia del valore industriale degli impianti.

L'attenzione verso le tematiche ambientali ha condotto inoltre allo sviluppo di una modellistica che consente al Gruppo Enel di misurare in termini probabilistici l'esposizione di ciascun impianto verso tutti i possibili comparti ambientali quali aria, acqua, suolo e sottosuolo.

Per mitigare tali rischi, il Gruppo fa ricorso alle migliori strategie di prevenzione e protezione, incluse tecniche di manutenzione preventiva e predittiva, *survey* tecnologici mirati alla rilevazione e al controllo dei rischi, nonché 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 tipici 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 riguarda la distribuzione, l'evoluzione del sistema elettrico da una rete passiva a una attiva dovuta alla forte penetrazione della generazione distribuita rende necessario un nuovo approccio alla gestione dei rischi tramite l'analisi delle perdite di rete e la gestione dei sistemi di distribuzione attiva per garantire la stabilità e la sicurezza del sistema elettrico, integrandosi con la gestione dei rischi ordinari, anche volti all'ottimizzazione della qualità del servizio, e dei rischi straordinari, dovuti soprattutto a eventi esogeni di grande portata.

Per quanto concerne la generazione nucleare, Enel è attiva in Slovacchia attraverso Slovenské elektrárne e in Spagna attraverso Endesa. Nell'ambito delle sue attività nucleari il Gruppo è esposto anche a rischi industriali e potrebbe dover fronteggiare costi aggiuntivi anche a causa di 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 protrarsi della debolezza del contesto macroeconomico in Italia e Spagna si accompagna a segnali di ripresa provenienti dagli Stati Uniti e a robusti fondamentali dai mercati emergenti che potranno fare da traino a una lenta ripresa in Europa.

Il *business* delle fonti rinnovabili mantiene un *outlook* positivo, con un *trend* in crescita costante in molte aree geografiche, unitamente ai mercati latinoamericani e dell'Est Europa, che continuano a crescere in modo significativo, confermando la correttezza della nostra strategia di presenza.

Il Gruppo si concentrerà sul perseguimento della stabilità finanziaria, applicando una strategia che prevede la difesa dei margini nei mercati maturi, secondo un piano di azioni flessibili e modulabili.

Il mantenimento del *focus* sui mercati in crescita, peraltro, vedrà il rafforzamento della presenza del Gruppo sia nei Paesi emergenti sia nel settore delle rinnovabili, seguendo l'evoluzione del *business* che a tendere si gioverà di un contributo sempre più rilevante proprio da questi due settori.

Il percorso di riorganizzazione e di efficientamento inter-

no al Gruppo, la buona generazione dei flussi di cassa e la massimizzazione delle sinergie vanno ad affiancarsi a una rigorosa applicazione del piano di investimenti e a una particolare attenzione al mantenimento del *rating* finanziario.

Continuerà inoltre la spinta all'innovazione tecnologica, orientata a rendere sempre più efficiente e ambientalmente sostenibile la generazione dell'energia elettrica e a proporre soluzioni innovative per i nostri clienti, dall'efficienza energetica alle *smart grid*.

Tutti questi elementi, associati alla massima attenzione alla qualità del servizio offerto e al rapporto con le comunità locali mediante una trasparente politica di responsabilità sociale d'impresa, ci consentiranno di assicurare, oggi come in futuro, la creazione di valore per tutti i nostri *stakeholder*.

La scelta di Enel di diversificare geograficamente la propria attività verso economie in crescita, unitamente alla strategia di sviluppo delle energie rinnovabili e a un portafoglio bilanciato di attività regolate e non regolate, consente di fronteggiare efficacemente i possibili effetti sui risultati di Gruppo legati alla citata debolezza economica.

La sostenibilità in Enel

La sostenibilità in Enel non è solo parte integrante della cultura dell'Azienda: è il motore di un processo di miglioramento continuo che interessa tutta l'organizzazione e rappresenta un elemento strategico nella conduzione, nella crescita e nello sviluppo del *business*, sempre più integrato nel piano industriale.

La sostenibilità rappresenta uno dei fattori cruciali per l'ulteriore sviluppo di Enel come *player* multinazionale nel mercato elettrico globale: l'integrazione degli elementi relativi alla *governance*, all'ambiente, alla gestione delle relazioni con i gruppi di interesse e le comunità, con quelli economico-finanziari consentirà di creare valore sia per il *business* sia per i Paesi nei quali il Gruppo opera, in una prospettiva di crescita stabile nel medio-lungo periodo. Per questo, nell'ambito della riorganizzazione del Gruppo avviata nel 2012, il ruolo della *Corporate Social Responsibility* (CSR) è stato rafforzato, identificandola come funzione della *Holding* di Enel.

La nuova *policy* sulla CSR del Gruppo, emanata a gennaio 2013, prevede infatti l'implementazione dei processi di pianificazione, monitoraggio, gestione e reportistica a livello globale. In sintesi gli obiettivi della *policy* sono: una sempre maggiore integrazione della CSR nella pianificazione strategica, anche attraverso un rafforzamento del Piano Strategico di Sostenibilità a livello di Gruppo e delle sue linee guida; l'ulteriore strutturazione della metodologia per la definizione degli obiettivi di sostenibilità sia a livello di Gruppo sia nei singoli Paesi; l'elaborazione e il coordinamento di piani di attività sulla CSR a livello delle Divisioni e dei Paesi; l'implementazione del sistema di raccolta dei dati sulla CSR e la sua integrazione con il sistema di controllo di gestione dei dati economico-finanziari; l'ulteriore allineamento e miglioramento della metodologia per la definizione degli indicatori di *performance* della CSR, sia quantitativi che qualitativi; e infine l'evoluzione della reportistica di sostenibilità attraverso l'utilizzo dell'analisi di materialità, in linea con i migliori *standard* globali di reportistica che si stanno sviluppando in seno all'IIRC (*International Integrated Reporting Council*) del quale Enel fa parte.

Il percorso verso i più alti *standard* di sostenibilità, intrapreso da Enel dieci anni fa, è premiato dall'interesse dei fondi di investimento socialmente responsabili che, nonostante la difficile congiuntura internazionale, continuano a crescere: al 31 dicembre 2012 sono presenti nel capitale Enel 108 Investitori Socialmente Responsabili - SRI (81 nel 2011), che rappresentano circa il 14,6% dell'azionariato istituzionale identificato (13,9% nel 2011). Il dato si riferisce agli investitori SRI che includono principi di *Environmental, Social, Governance* (ESG) nei criteri che determinano le loro scelte di investimento. Gli stessi investitori detengono a fine dicembre 2012 circa il 5,0% del totale delle azioni in circolazione di Enel (4,7% nel 2011), pari a circa il 7,3% del flottante (6,8% nel 2011).

Tali fondi rappresentano una stabile base azionaria nel tempo con presenza geografica ben diversificata tra Europa continentale, Gran Bretagna e Nord America.

Nel 2012 Enel è stata la prima *utility* a livello globale a partecipare all'*ESG Investor Briefing*, l'iniziativa promossa dal *Global Compact* e dal *Principles for Responsible Investment* (PRI) delle Nazioni Unite, per migliorare la comunicazione tra aziende e investitori sulle *performance* di sostenibilità. Il 24 ottobre scorso Luigi Ferraris, Direttore della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo, ha risposto in tempo reale alle richieste degli investitori sottoscrittori del PRI, chiarendo le modalità con cui il Gruppo integra le istanze ESG nelle strategie di *business*. Nel 2012, per il nono anno consecutivo, Enel è entrata a far parte del *Dow Jones Sustainability Index*, indice di riferimento per i mercati, che include le migliori aziende al mondo secondo criteri stringenti di sostenibilità economica, sociale e ambientale. Nello stesso anno Enel è stata riconfermata nell'indice FTSE4Good, che misura il comportamento delle imprese in base alla sostenibilità ambientale, le relazioni con gli *stakeholder*, il rispetto dei diritti umani, la qualità delle condizioni di lavoro e gli strumenti con cui le imprese stesse combattono la corruzione. Inoltre, sempre nel 2012, Enel è stata confermata nella classifica delle migliori aziende sostenibili del mondo stilata dal *Carbon Disclosure Project* (CDP).

I quattro pilastri dell'etica aziendale

Da un decennio Enel si è dotata di un solido sistema etico che è alla base della sua sostenibilità. Tale sistema è ormai divenuto un insieme di regole dinamico e costantemente orientato a recepire le migliori pratiche a livello internazionale, una vera e propria *common law* dell'appartenenza aziendale, le regole di cittadinanza che tutte le persone che lavorano in Enel e per Enel devono rispettare e applicare nella loro attività quotidiana.

Codice Etico

La consapevolezza dei risvolti sociali e ambientali che accompagnano le attività svolte dal Gruppo e l'importanza di un approccio trasparente e corretto con gli *stakeholder* hanno portato Enel, nel 2002, ad adottare un Codice Etico. Tale documento è valido in tutto il perimetro del Gruppo, in considerazione della diversità culturale, sociale ed economica dei vari Paesi in cui Enel opera. Il Codice Etico è espressione degli impegni e delle responsabilità etiche nella conduzione degli affari e delle attività aziendali. Il Codice è vincolante per i comportamenti di tutti i collaboratori di Enel. Anche a tutte le imprese partecipate e ai principali fornitori del Gruppo è richiesta una condotta in linea con i principi generali in esso espressi. Tutti gli *stakeholder* possono segnalare ogni violazione o sospetto di violazione del Codice Etico attraverso canali dedicati.

Modello ex decreto legislativo n. 231/2001

Nel 2002 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato un modello organizzativo e gestionale rispondente ai requisiti del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, che ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa (ma di fatto penale) a carico delle società per alcune tipologie di reati commessi dai relativi Amministratori, dirigenti o dipendenti nell'interesse o a vantaggio delle società stesse. Tale modello rappresenta un ulteriore passo verso il rigore, la trasparenza e il senso di responsabilità nei rapporti interni e con il mondo esterno, offrendo al contempo agli azionisti adeguate garanzie di una gestione corretta ed efficiente.

Enel ha inoltre approvato nel 2010 specifiche linee guida finalizzate a estendere i principi riportati nel modello organizzativo e gestionale alle società controllate estere del Gruppo, allo scopo di sensibilizzare e rendere consapevoli le stesse sull'importanza di assicurare condizioni di correttezza e trasparenza nella conduzione degli affari e delle attività aziendali e di prevenire l'ipotesi che si possa configurare una responsabilità amministrativa ex decreto legislativo n. 231/2001 per la Capogruppo Enel SpA e per le altre società italiane del Gruppo.

Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione"

Nel 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'adozione del piano di "Tolleranza Zero alla Corruzione - TZC", al fine di sostanziare l'adesione di Enel al *Global Compact* (programma d'azione promosso dall'ONU nel 2000) e al PACI - *Partnering Against Corruption Initiative* (iniziativa promossa dal *World Economic Forum* di Davos nel 2005).

Il piano TZC non sostituisce né si sovrappone al Codice Etico e al modello organizzativo e gestionale, adottato ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, ma rappresenta un approfondimento relativo al tema della corruzione inteso a recepire una serie di raccomandazioni per l'attuazione dei principi formulati in materia da *Transparency International*. Nel 2012 Enel è stata la prima azienda italiana a essere chiamata a far parte del *Business Advisory Board* di *Transparency International* a livello globale, del quale è membro l'Amministratore Delegato e Direttore Generale Fulvio Conti.

Policy per i diritti umani

Ai fini di dare applicazione alle linee guida delle Nazioni Unite su *business* e diritti umani, il 5 febbraio 2013 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato la *policy* sui diritti umani. In linea con il processo del Codice Etico di Gruppo, tale *policy* esprime gli impegni e le responsabilità nei confronti dei diritti umani, assunti dai collaboratori di Enel SpA e delle società da essa controllate, siano essi Amministratori o dipendenti in ogni accezione di tali imprese. Con questo impegno formale, allo stesso modo, Enel si fa esplicitamente promotrice del rispetto di tali diritti da parte degli appaltatori, fornitori e *partner* commerciali nell'ambito dei suoi rapporti d'affari.