

va produzione immessa in rete e programma definito in esito ai mercati dell'energia). A fronte dell'incremento delle fonti rinnovabili non programmabili – essenzialmente fotovoltaico ed eolico – l'AEEGSI, con la delibera n. 281/2012/R/efr, ha deciso di rimuovere dal 1° gennaio 2013 tale esenzione, per favorire una migliore programmazione e integrazione di queste fonti nel sistema elettrico nazionale.

A seguito dell'impugnativa da parte di alcune associazioni di produttori di energia rinnovabile, il Consiglio di Stato ha annullato la delibera n. 281/2012, fissando contestualmente i principi di riferimento per la corretta regolamentazione della materia da parte dell'AEEGSI. In particolare, il Consiglio di Stato ha chiarito che gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili devono partecipare alla copertura dei costi necessari al bilanciamento del sistema elettrico, evitando un'impropria socializzazione degli oneri. Parimenti, la regolamentazione deve tener conto delle peculiarità di ciascuna fonte in termini di prevedibilità dell'energia immessa in rete. Con la delibera n. 522/2014/R/eel, l'AEEGSI ha reintrodotto a partire dal 1° gennaio 2015 i corrispettivi onerosi di sbilanciamento per le FRNP, in coerenza con gli indirizzi del Consiglio di Stato.

Penisola iberica

Spagna

Prezzo Volontario al Piccolo Consumatore (PVPC)

In data 4 giugno 2015 sono state pubblicate le regole operative per la fatturazione oraria ai consumatori che utilizzano la tariffa " *Precio Voluntario del Pequeño Consumidor* (PVPC)". Pertanto, a partire dal 1° luglio 2015, le fatture dei consumatori con contatori abilitati alla telelettura saranno calcolate sulla base del loro consumo reale orario e non più sulla base di un profilo stimato di consumo.

A partire dal 1° ottobre 2015 quasi sei milioni di clienti inseriti nella tariffa regolata (PVPC) e che dispongono di un contatore intelligente e telegestito, sono stati inseriti nel regime di tariffazione oraria, i cui prezzi sono definiti in base ai risultati del mercato del giorno prima.

Buono Sociale

La legge n. 24/2013 del settore elettrico stabilisce il Buono

Sociale come un'obbligazione di servizio pubblico il cui costo è sostenuto dalle capogruppo delle società che svolgono sia l'attività di produzione, sia quella di distribuzione e commercializzazione dell'energia elettrica in proporzione al numero di punti di prelievo connessi alla rete di distribuzione e il numero di clienti forniti dall'impresa di commercializzazione.

Con l' *Orden* n. IET/2182/2015 del 15 ottobre è stata fissata la percentuale di ripartizione per l'anno 2015. Per Endesa tale percentuale è stata fissata pari al 41,26%.

Interrompibilità

Il servizio di interrompibilità è un servizio remunerato di gestione efficiente della domanda fornito da quei consumatori che hanno la possibilità di ridurre i propri consumi nei momenti di stress per il sistema.

Il regolamento n. IET/2013/2013 stabilisce che l'assegnazione del servizio di interrompibilità avvenga attraverso un'asta gestita dall'Operatore di Sistema in grado di garantire l'effettiva prestazione del servizio e la minimizzazione del costo per il sistema elettrico. Durante i mesi di agosto e settembre 2015 si sono svolte le aste per l'assegnazione del servizio di interrompibilità per l'anno 2016 per un valore complessivo per il sistema di 503 milioni di euro.

Distribuzione

Il regio decreto n. 1048/2013 stabilisce i principi della metodologia per la remunerazione delle attività di distribuzione dell'energia elettrica che raccoglie gli elementi che guideranno la futura retribuzione di questa attività. I principi identificati dalla normativa sono i seguenti:

- > vengono retribuiti solo i costi necessari per esercire l'attività di distribuzione;
- > si stabiliscono meccanismi di controllo degli investimenti;
- > la retribuzione degli investimenti non ancora ammortizzati è basata sul valore netto degli asset e un tasso di retribuzione pari alla media dei rendimenti delle obbligazioni dello Stato spagnolo incrementata di 200 punti base;
- > al fine di incrementare la qualità, ridurre le perdite e le frodi, la normativa inserisce meccanismi di incentivi e penalità;
- > durante l'anno 2014 e fino a quando non incomincerà il nuovo periodo regolatorio, la retribuzione della distribuzione è stata calcolata applicando la metodologia prevista dal secondo allegato del regio decreto legge n. 9/2013.

È stato pubblicato il regio decreto n. 1073/2015 del 27 novembre sulla remunerazione del servizio di distribuzione. In parti-

colare, è stata eliminata l'attualizzazione annuale in funzione dell'inflazione dei valori unitari.

È stato inoltre pubblicato il 12 dicembre l'*Orden* n. 2660/2015 che stabilisce i valori unitari di investimento e di operazione e mantenimento ai fini della determinazione della remunerazione dell'attività di distribuzione secondo la metodologia rilevante per il periodo regolatorio 2016-2019.

Altre novità regolatorie

In data 15 ottobre 2014 è stata approvata la legge n. 18/2014 che approva le misure urgenti per la crescita, la concorrenza e l'efficienza. Tra gli interventi la legge riforma le metodologie retributive del sistema gas con l'obiettivo di renderlo economicamente sostenibile e minimizzare i costi per i consumatori finali. Inoltre, la legge introduce il Fondo Nazionale dell'Efficienza Energetica al fine di raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica.

Meccanismo di assegnazione del regime retributivo per le nuove installazioni eoliche e fotovoltaiche nel SENP (Sistemi Elettrici Non Peninsulari)

La decisione n. IET/1953/2015 modifica la decisione n. IET/1459/2014, la quale sviluppava le eccezionalità previste dalla legge del settore elettrico e permetteva di avviare al procedimento d'asta per un massimo di 450 MW di energia eolica nelle Isole Canarie, e ritardava la scadenza per richiedere l'iscrizione nel registro delle retribuzioni specifiche.

In aggiunta, la decisione (i) elimina la necessità di depositare avalli, (ii) stabilisce come requisito la sola decisione favorevole di impatto ambientale, (iii) richiede la sola comunicazione da parte del gestore della rete nella quale si descrive la possibilità di evacuazione o la data prevista e (iv) richiede che per accedere all'incentivo all'investimento per la riduzione dei costi di generazione, l'impianto debba essere messo in esercizio entro 24 mesi dalla notifica dell'iscrizione nel registro (stato di preassegnazione).

Regolazione dell'attività di produzione di energia elettrica e del procedimento di dispacciamento nei sistemi elettrici nei territori non peninsulari

Con data 1° agosto 2015 è stato pubblicato il regio decre-

to sulla generazione nei territori non peninsulari (SENP), il quale stabilisce uno schema simile a quello attualmente in vigore, composto da una remunerazione dei costi fissi, che considera i costi di investimento, operazione e mantenimento di tipo fisso, e da una remunerazione dei costi variabili, che considera i costi di combustibile, i contributi della legge n. 15/2012 e le misure fiscali per la sostenibilità energetica. Taluni aspetti della metodologia sono stati modificati con la finalità di migliorare l'efficienza del sistema. La metodologia è applicabile dalla sua entrata in vigore, prevedendo però un periodo transitorio dal 1° gennaio 2012. Il regio decreto sviluppa anche alcuni aspetti contenuti nella legge n. 17/2013 per la garanzia di fornitura e incremento della concorrenza nei sistemi elettrici.

In conformità con la legge n. 24/2013 che regola il settore elettrico, il tasso netto di remunerazione finanziaria degli investimenti è collegato al rendimento delle obbligazioni dello Stato spagnolo con scadenza decennale sul mercato secondario, incrementato di un adeguato differenziale. Per il primo periodo regolatorio, che si concluderà a dicembre 2019, il tasso netto sarà pari al rendimento medio delle quotazioni nel mercato secondario nei mesi di aprile, maggio e giugno del 2013 incrementato di 200 punti base.

Autoconsumo

Il 9 ottobre 2015 è stato approvato il regio decreto n. 900/2015 con il quale si regolano le condizioni amministrative, tecniche ed economiche delle modalità di fornitura e produzione con autoconsumo. Il decreto definisce le componenti tariffarie fisse e variabili dovute dalle installazioni di autoconsumo per la copertura dei costi di sistema (politica energetica, incentivi alle energie rinnovabili e alla cogenerazione, nonché capacity payment, servizio di interrompibilità e servizi ausiliari).

Tariffe elettriche

È stato approvato il regio decreto legge n. 9/2015 sulle misure urgenti per la riduzione del peso fiscale il quale ha ridotto del 40% il corrispettivo pagato dai consumatori per la copertura del capacity payment nel periodo 1° agosto - 31 dicembre 2015.

È stato pubblicato l'*Orden* n. IET 2735/2015 del 17 dicembre che determina le tariffe di accesso per l'anno 2016, mantenendo i livelli tariffari in vigore nel 2015 con l'eccezione dei clienti connessi a un livello di tensione compreso tra 30 kV e 36 kV (-6,7%). Vengono inoltre ridotte del 21% le componenti unitarie a copertura del capacity payment.

Tariffe gas

È stato pubblicato l' *Orden* n. IET/2736/2015 che stabilisce i pedaggi associati all'accesso a terzi delle infrastrutture di trasporto e distribuzione di gas naturale. In particolare, i livelli tariffari del 2016 rimarranno inalterati a eccezione del pedaggio per la componente materia prima, la quale aumenta del 10%.

Efficienza energetica

L' *Orden* n. IET/289/2015 del 20 febbraio ha stabilito la metodologia per la definizione delle obbligazioni di efficienza energetica, i soggetti obbligati, le quote di obbligazione e la loro equivalenza economica per l'anno 2015.

Francia

Legge n. 344/2014 - Soppressione tariffe regolate di elettricità e gas per i clienti industriali

Nel corso dell'anno 2015 è stata implementata la legge n. 344/2014 che stabilisce la graduale abolizione delle tariffe regolate di elettricità e gas per i consumatori industriali, con decorrenza 1° gennaio 2015 per il settore gas e 1° gennaio 2016 per il settore elettrico. Inoltre, è stato predisposto l'accesso ai dati dei consumatori che ancora utilizzano le tariffe regolate per i fornitori alternativi, è stata migliorata la procedura di switching e infine è stata definita l'offerta transitoria applicabile ai clienti che non hanno scelto un fornitore alla scadenza della tariffa regolata.

Legge sulla transizione energetica nazionale

Il 17 agosto 2015 è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale la legge n. 2015/992 sulla transizione energetica che ha definito le linee guida della nuova strategia energetica nazionale:

- > riduzione del 40% delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990;
- > raggiungimento entro il 2030 di una quota di produzione da energia rinnovabile pari al 32% del consumo finale lordo di energia (circa il 40% del consumo finale elettrico);
- > riduzione del 50% del consumo finale di energia entro il 2050, con enfasi sul settore edilizio;
- > limitazione della capacità nucleare a 63,2 GW e della quota di generazione al 2025 del 50% sulla produzione nazionale nel 2025, con un massimo a 63 GW.

Belgio

Con decreto del 31 marzo 2015 il Governo belga ha annullato la gara indetta per la costruzione di due centrali a gas.

Nonostante la moratoria sugli impianti nucleari prevista dalla legge del 31 gennaio 2003, il Belgio, attraverso la legge del 28 giugno 2015, ha rinviato la chiusura delle centrali di Doel 1 e 2 di 10 anni.

Il 30 novembre 2015 è stato raggiunto l'accordo tra Governo ed Engie per la definizione di un corrispettivo annuo a partire dal 2016 di 20 milioni di euro per Doel 1 e 2 e di una tassa nucleare di circa 150-200 milioni euro/anno per le altre unità nucleari. Tale accordo dovrà essere approvato dal Parlamento belga.

L'Agenzia di sicurezza nucleare belga ha infine approvato il riavvio di Doel 3 e Tihange 2 nel mese di novembre 2015 (i due impianti erano stati inizialmente chiusi nel 2012 dopo che un'ispezione aveva rivelato la presenza di scaglie di idrogeno).

Romania

Tariffe di distribuzione

Il 7 dicembre 2015 il regolatore nazionale ANRE ha modificato la metodologia di definizione delle tariffe di distribuzione approvata nel 2013 per il terzo periodo regolatorio che copre gli anni dal 2014 al 2018. In particolare, è stato introdotto un tetto massimo del 10% all'incremento annuale delle tariffe di distribuzione.

Inoltre, il 14 dicembre 2015, ANRE ha pubblicato le tariffe di distribuzione del 2016, con una riduzione del 15% circa rispetto all'anno precedente.

Tariffe per la fornitura di ultima istanza

Il 24 dicembre 2015 ANRE ha pubblicato le tariffe dei fornitori di ultima istanza applicabili dal 1° gennaio 2016. Le tariffe applicabili ai clienti residenziali sono state ridotte del 5,36%. Tali tariffe prevedono un costo della fornitura pari a 4,7 lei/mese e riconoscono ai fornitori di ultima istanza un profitto regolato dell'1,5%.

Smart metering

Le società di distribuzione del Gruppo Enel in Romania hanno completato nel 2015 il progetto pilota per l'installazione di 30.000 contatori elettronici e hanno presentato al regolatore ANRE il piano per il roll-out massivo di ulteriori 2,7 milioni di

contatori elettronici da completare nel periodo 2016-2020. Tale installazione è subordinata all'approvazione del piano da parte di ANRE, attesa entro il 15 marzo 2016.

Russia

Mercato del calore

Il 1° dicembre 2014 è stata emanata la legge federale n. 404/2014 in materia di fornitura di calore. Si tratta di uno dei primi atti di implementazione della riforma del mercato del calore, avviata con decreto governativo n. 1949/2014 del 2 ottobre 2014. Tale legge introduce, con decorrenza dal 1° gennaio 2015, la possibilità di stipulare contratti bilaterali, tra i produttori di calore e i consumatori di vapore e/o i consumatori industriali di calore direttamente connessi, a prezzi negoziabili nel rispetto di un limite superiore definito in base alle tariffe rilevanti. Dal 1° gennaio 2018 vi sarà inoltre la possibilità di stipulare contratti bilaterali per la fornitura di vapore e/o calore a prezzi completamente liberalizzati per i consumatori industriali direttamente collegati, fatta eccezione per i consumatori con un consumo annuo inferiore a 50.000 gigacalorie (ivi inclusi i clienti domestici).

Avvio operatività della Borsa del gas

Il 24 ottobre 2014 sono state avviate le negoziazioni della prima Borsa del gas della Russia, costituita dal St. Petersburg International Mercantile Exchange (SPIMEX). Per il momento i contratti sono limitati ai volumi con consegna nel mese successivo, ma nel prossimo futuro la Borsa offrirà anche prodotti settimanali e giornalieri. Gazprom e altri produttori di gas indipendenti sono incoraggiati a negoziare una quota della loro produzione. Le regole della Borsa assegnano a Gazprom il diritto di gestire la metà dei volumi contrattati e ai fornitori indipendenti la parte restante. Per l'anno 2015, l'obiettivo è di avere un volume di negoziazioni almeno pari a 35 miliardi di metri cubi. I volumi di gas negoziati in Borsa hanno la priorità di trasporto. L'avvio della Borsa del gas è da considerarsi una tappa decisiva del percorso verso una maggiore liberalizzazione del mercato del gas e una maggiore trasparenza del prezzo.

Sospensione temporanea del sistema delle garanzie per la compravendita di energia

Il 24 dicembre 2014 il Consiglio di Vigilanza del Mercato

ha pubblicato alcuni emendamenti al Regolamento che ne disciplina il funzionamento, con i quali ha: (i) aumentato la sanzione che si applica in caso di ritardo nei pagamenti; (ii) esteso fino a fine maggio 2015 il periodo di esenzione temporanea dall'obbligo di prestare garanzie per la compravendita di energia (inizialmente prevista dal 21 dicembre 2014 a fine febbraio 2015), la quale si applica agli operatori che non siano in ritardo con i pagamenti per una quota non superiore al 30% dei volumi acquistati mensilmente sul mercato.

Il 18 maggio 2015 il Consiglio di Vigilanza del Mercato ha: (i) approvato un'ulteriore proroga del periodo di esenzione temporanea fino al 31 agosto; (ii) ridotto al 20% la soglia minima del livello di indebitamento di un acquirente di energia oltre la quale si attiva la garanzia finanziaria (invece del 30% precedentemente in vigore). Il 22 settembre 2015 il Consiglio di Vigilanza del Mercato ha nuovamente prorogato il periodo di validità dell'esenzione fino al 28 dicembre 2015.

Indicizzazione delle tariffe del gas naturale

Il 28 giugno 2015 il Servizio Federale per le Tariffe (FTS) ha approvato l'indicizzazione del 7,5% delle tariffe del gas naturale per gli utenti industriali (in vigore dal 1° luglio 2015). L'aumento è in linea con la previsione dello sviluppo economico-sociale della Federazione Russa per gli anni 2015-2017, pubblicata dal Ministero dello Sviluppo Economico nel 2014.

Aggiornamento del quadro legislativo per le energie rinnovabili

Il 28 luglio 2015 il Governo ha pubblicato il decreto n. 1472, con il quale ha apportato alcune modifiche al meccanismo di aste per la capacità di nuovi impianti a fonte rinnovabile: riduzione per gli anni 2016-2018 della quota obbligatoria di localizzazione della produzione dei componenti degli impianti eolici (da 65% a 25-55%); aumento del 70% del valore massimo di capital expenditure riconoscibile; estensione del periodo di applicazione del regime di supporto dal 2020 al 2024 e conseguente redistribuzione negli anni dei volumi totali di capacità aggiudicabili tramite asta per gli impianti eolici (3.600 MW).

Riforma del mercato della capacità

Il 31 agosto 2015 il Governo ha pubblicato il decreto n. 893 e l'ordine governativo n. 1561-p, con i quali ha avviato la ri-

forma del mercato della capacità (KOM). Di seguito, i punti principali della riforma:

- > a decorrere dal 2016, selezione della capacità con quattro anni di anticipo rispetto al periodo di esecuzione del contratto, pari a un anno; il meccanismo precedente prevedeva invece un anno di anticipo. Pertanto, nel corso del 2016 si svolgerà l'asta di capacità afferente all'anno di consegna 2020;
- > revisione del meccanismo di formazione dei prezzi KOM: per ciascuna delle due zone di prezzo è definita una funzione della domanda elastica decrescente secondo il volume della capacità offerta, sulla base della quale è calcolato il prezzo universale che si applica a tutti gli impianti selezionati; secondo il meccanismo precedente, invece, il prezzo era determinato dal mercato in base all'ultima offerta accettata;
- > al prezzo KOM è applicata una indicizzazione annuale pari all'inflazione reale dell'anno precedente ridotta dell'1% (con decorrenza dal 1° gennaio 2017);
- > aumento delle penalità da applicarsi ai cosiddetti "impianti non affidabili" (impianti con fattore d'utilizzo inferiore al 30% e indisponibilità maggiore del 10% nei 12 mesi precedenti all'asta KOM) e ai nuovi impianti in caso di indisponibilità non programmata; possibile revisione al ribasso dei valori massimi delle penalità per il resto degli impianti (nelle more dell'approvazione della metodologia per la revisione delle penalità).

Il 2 novembre 2015 sono stati pubblicati i risultati dell'asta di capacità per l'anno 2016: tutta la capacità di Enel Russia offerta (7,5 GW) è stata selezionata a un prezzo pari a 112.624 RUB/MW/mese. Il 18 dicembre 2015 sono stati pubblicati i risultati delle aste di capacità relative agli anni dal 2017 al 2019 e i prezzi KOM risultanti sono stati: 113.208 RUB/MW/mese per l'anno 2017, 100.993 RUB/MW/mese per l'anno 2018 e 110.451 RUB/MW/mese per l'anno 2019.

Riserva di capacità di lungo periodo

Con decreto governativo, pubblicato il 5 novembre 2015, è stato introdotto un sistema di aste per la sottoscrizione di contratti di acquisto quindicennale, volto a promuovere la realizzazione di nuovi impianti di produzione elettrica nelle zone caratterizzate da un deficit di capacità. Il decreto prevede che:

- > la lista delle suddette zone dovrà essere definita dal Ministro dell'Energia e dall'operatore di sistema entro il 1° febbraio 2016;

- > le aste si terranno solo in caso di effettiva necessità; a tal riguardo, l'avvio delle prime aste, da tenersi entro il 1° luglio 2016, avverrà con decisione governativa;
- > la selezione delle offerte avverrà sulla base del prezzo di capacità richiesto, calcolato dal Consiglio di Vigilanza del Mercato sulla base dell'offerta pervenuta;
- > è previsto un cap sui CAPEX unitari dei progetti proposti.

Impianti essenziali

Il 1° gennaio 2015 è entrato in vigore il decreto governativo n. 2578-p, che prevede: (i) il riconoscimento della qualifica di impianti essenziali per la fornitura di energia elettrica a una capacità complessiva di 7,5 GW (che include l'impianto di Nevinnomysskaya di Enel Russia, di capacità pari a 1,1 GW) per il periodo dal 1° gennaio 2015 al 30 novembre 2015 (11 mesi); (ii) il riconoscimento di impianti essenziali a 3,2 GW complessivi di capacità per la fornitura di calore per il periodo dal 1° gennaio 2015 al 30 giugno 2015 (sei mesi); (iii) la definizione delle tariffe amministrative che si applicano agli impianti essenziali.

Con due successivi decreti governativi la qualifica di impianto essenziale dell'impianto Nevinnomysskaya è stata estesa prima al periodo dal 1° gennaio 2016 al 31 dicembre 2019 (quattro anni) e poi anche al mese mancante di dicembre 2015. La tariffa riconosciuta a tale impianto per gli anni 2015 e 2016 è di 132.999 RUB/MW.

Disciplina dei pagamenti

Il 5 novembre 2015 è stata pubblicata la legge federale sul rafforzamento della disciplina di pagamento dei consumatori di risorse energetiche, che prevede: (i) un aumento delle sanzioni per i cattivi pagatori nei mercati al dettaglio dell'elettricità, del calore, del gas e dell'acqua; (ii) l'obbligo per alcuni gruppi di cattivi pagatori di fornire garanzie bancarie.

Slovacchia

Centrale termoelettrica Nováky

Relativamente alla centrale termoelettrica Nováky (ENO) che opera in regime speciale (in quanto alimentata a lignite), l'Autorità (URSO) provvede al riconoscimento dei costi sostenuti dall'impianto mediante un decreto annuale. Con decisione del 24 aprile 2015, URSO ha fissato il corrispettivo da riconoscere alla centrale termoelettrica ENO in un importo pari

a 66,3112 euro/MWh per l'anno 2015 e a 70,7113 euro/MWh per l'anno 2016. Con decisione del Ministro dell'Economia del 2 settembre 2015, la conclusione dell'applicazione del regime speciale, inizialmente prevista al 2020, è stata prorogata al 2030. Sono stati inoltre fissati i volumi di generazione e di immissione alla rete di energia elettrica che l'impianto dovrà garantire annualmente nel periodo 2017-2030 in 1.584 GWh e 1.350 GWh rispettivamente. Al fine di poter garantire il rispetto della decisione ministeriale, sarà necessario effettuare investimenti sull'impianto.

America Latina

In America Latina il Gruppo opera 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.

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 Argentina, in conseguenza di un cambio nella politica energetica avvenuto negli ultimi anni, vi è un quadro normativo con un maggior controllo pubblico degli investimenti e un modello retributivo delle attività che sta evolvendo verso una metodologia di remunerazione basata sul costo medio. In Brasile, i piani per la nuova capacità di generazione sono dettati dal Ministero competente 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, si basa sull'ipotesi di assenza di restrizioni all'offerta di gas nel Paese. Ciononostante, in considerazione degli attuali problemi economico-finanziari del mercato all'ingrosso, il Governo ha annunciato l'intenzione di modificare l'attuale quadro regolatorio e sviluppare nel corso del biennio 2013-2014 un mercato dell'energia elettrica basato su un modello cost-plus.

Per la vendita all'ingrosso di energia e/o capacità sono molto diffusi i meccanismi di aste a lungo termine. Si tratta di siste-

mi 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 (fino a 30 anni) è stata sinora implementata 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.

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 (dai 30 ai 95 anni e in alcuni casi 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). A causa della "Ley de Emergencia Económica" del 2002, in Argentina non si sono ancora mai svolte revisioni tariffarie, sebbene la regolazione preveda che si debbano svolgere ogni cinque anni.

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. In generale, in tutti i Paesi è stata implementata una metodologia di remunerazione delle attività basata sulla RAB e su un tasso di ritorno derivato dal WACC, che garantisce il riconoscimento del capitale investito.

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), 0,3 MW in Cile (40% dei volumi), 0,1 MW in Colombia (35% dei volumi nel 2010) e 0,2 MW in Perù (44% dei volumi). 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 nelle 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 la regolazione del settore elettrico non prevede 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 (circa 177 milioni di euro).

Cile

Agenda Energetica

Il 15 maggio 2014 la Presidente Michelle Bachelet ha presentato la nuova Agenda Energetica con i principali obiettivi di politica energetica; il documento definisce le tempistiche e gli attori delle prossime tappe normative e annuncia il piano di investimenti che il Governo intende effettuare nel suo mandato.

In particolare l'Agenda, oltre a presupporre un ruolo più attivo dello Stato, prevede la riduzione del costo marginale dell'energia nel *Sistema Interconectado Central* (30% in meno al 2017 rispetto alla media 2013), la ridefinizione delle regole delle aste tra generatori e distributori finalizzata alla riduzione del prezzo di aggiudicazione (25% in meno, nei pros-

mi 10 anni, rispetto al 2013), un target del 45% al 2025 di Energia Rinnovabile Non Convenzionale (ERNCC) sulla nuova capacità installata, un obiettivo di risparmio energetico del 20% entro il 2020, la definizione di un sistema partecipativo per la pianificazione energetica, lo sviluppo di progetti di interconnessione tra SIC e SING (*Sistema Interconectado del Norte Grande*) e, infine, una nuova legge di promozione della geotermia entro il 2015.

Inoltre, ai fini della promozione del gas naturale per la generazione elettrica l'Agenda prevede misure sia di breve termine, volte a rendere più trasparente l'accesso alle strutture di rigassificazione, sia di medio-lungo termine volte a espandere la capacità esistente.

Legge sulle interconnessioni

Il 30 gennaio 2014 è stata promulgata la legge sulle interconnessioni, derogando a quanto previsto dalla Legge Generale al Servizio Elettrico. In base alle nuove disposizioni, si riconosce la facoltà all'Esecutivo, e quindi allo Stato, di promuovere progetti di interconnessione tra il sistema elettrico interconnesso del nord (SING) e il sistema interconnesso del Centro (SIC).

Legge sulla vendita di energia sul mercato finale vincolato

Il 29 gennaio 2015 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale una modifica legale riguardante il processo di offerta di energia per i clienti del mercato vincolato. Tra le novità introdotte da questa normativa, si segnala una maggiore partecipazione del CNE in questi processi, l'aumento da tre a cinque anni della durata del bando di gara, la inclusione di un prezzo di riserva come limite massimo per ogni offerta, la possibilità di ritardo di consegna da parte dell'aggiudicatario in casi di forza maggiore, l'aggiunta delle offerte a breve termine, nonché l'aumento del limite per identificare il cliente vincolato che passa da 2.000 a 5.000 kW.

Argentina

Risoluzione n. 32/2015

Nel mese di marzo 2015 la Secretaría de Energía ha emesso la risoluzione n. 32/2015 in cui è stabilita l'introduzione a partire dal 1° febbraio 2015 di un nuovo quadro regolatorio teorico che non genera impatti per le tariffe dei clienti finali. La differenza tra il quadro teorico e quello applicato

agli utenti finali rappresenta una componente temporanea di reddito aggiuntivo per le società distributrici, determinata da ENRE e CAMMESA, i quali sono anche responsabili per il relativo trasferimento dei fondi. La risoluzione afferma che questi trasferimenti sono da considerarsi acconti in attesa della revisione tariffaria generale che ENRE deve iniziare a predisporre nei prossimi mesi.

Allo stesso modo, e a partire dalla stessa data, la risoluzione sancisce che i fondi derivanti dal *Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica* (PUREE) diventano una vera e propria componente tariffaria per le società distributrici, in riconoscimento dei maggiori costi da esse sostenuti. Rispetto alla situazione precedente al 31 gennaio 2015, la risoluzione ha esteso la compensazione del *Mecanismo de Monitoreo de Costos* e del PUREE stesso, consentendo la cancellazione tra i crediti maturati grazie a questi due strumenti e il debito relativo alle partite commerciali con CAMMESA. Il saldo residuo verrà regolato attraverso un piano di pagamenti da definire.

La norma richiede che ogni società presenti un piano di investimenti da attuare entro il 2015, un accordo per l'utilizzo dei fondi supplementari trasferiti (che include il divieto al pagamento di dividendi), nonché il ritiro delle azioni legali avviate per il recupero delle posizioni creditorie.

Nota S.E. n. 4012

Il 24 giugno 2014 la Secretaría de Energía ha approvato la nota n. 4012 mediante la quale ha determinato il valore dell'inflazione (indice MMC) per Edesur per il periodo compreso tra ottobre 2013 e marzo 2014 e ne ha permesso la compensazione con il debito corrispondente al programma PUREE per il medesimo periodo, come già avvenuto in precedenza per i mesi compresi tra febbraio 2013 e settembre 2013 mediante la nota n. 6852.

Risoluzione n. 529/2014

Il 20 maggio 2014 la Secretaría de Energía ha pubblicato la risoluzione n. 529/2014 con la quale è stata aggiornata, con effetto retroattivo da febbraio 2014, la remunerazione percepita dai generatori, precedentemente fissata mediante la risoluzione n. 95/2013.

La nuova risoluzione, oltre a prevedere un incremento nella remunerazione dei costi fissi e variabili, introduce un'ulteriore voce volta alla copertura degli interventi di manutenzione straordinaria la quale sarà pagata mediante l'emissione di LVFVD (*Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir*).

Brasile

Nota tecnica 112/2014-SRE-ANEEL - Revisione tariffaria Ampla 2014-2018

Il 7 aprile 2014 il regolatore ANEEL ha approvato la nota tecnica n. 112/2014-SRE-ANEEL concernente la revisione tariffaria per la società di distribuzione elettrica Ampla, avente effetto a partire dal 15 marzo 2014 e che garantisce il riconoscimento del totale degli investimenti e costi operativi sostenuti dal distributore. L'aumento medio percepito dai consumatori sarà pari al 2,64%, applicabile dall'8 aprile 2014.

Esposizione involontaria dei distributori al mercato spot

Il 7 marzo 2014 il Governo ha pubblicato il decreto n. 8.203, il quale permette ai distributori di ricorrere alla *Conta de Desenvolvimento Energético* (CDE) per la copertura di costi addizionali derivanti dall'esposizione involontaria al mercato spot e dal dispacciamento termico. La regolazione brasiliana garantisce la copertura totale all'interno del successivo ciclo tariffario.

Al medesimo fine, il 2 aprile 2014, il Governo ha pubblicato il decreto n. 8.221 prevedendo, in alternativa al recupero dei maggiori costi attraverso il ciclo tariffario, la copertura finanziaria immediata dei distributori mediante l'istituzione di un nuovo conto nell'ambito della contrattazione regolata (*Conta ACR*), il quale sarà gestito dalla *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica* (CCEE). A tal proposito, si segnala che il 28 aprile 2014, a seguito del ricevimento dei finanziamenti del sistema bancario, la CCEE ha versato ad Ampla e Coelce una parte delle somme dovute a titolo di recupero dei maggiori costi sostenuti per effetto di tale esposizione involontaria al prezzo dell'energia sul mercato spot e per la copertura dei maggiori costi di vettoriamento dalle unità di generazione.

Il 25 novembre 2014 ANEEL ha approvato il nuovo limite massimo e minimo del *Precio de Liquidación de las Diferencias* 2015. La decisione è stata il risultato di un ampio dibattito, che ha avuto inizio con la consultazione pubblica n. 09/2014 e successivamente con l'audizione pubblica n. 54/2014.

L'effetto principale del nuovo limite è quello di ridurre l'impatto finanziario dei distributori ai possibili rischi futuri connessi all'esposizione contrattuale sul mercato spot, nonché per i produttori di attenuare il rischio irreversibile di esposizione economica e finanziaria, nel caso in cui la produzione sia al di sotto dei valori contrattuali.

Tale meccanismo di regolazione assicura che il deficit 2014

sia compensato da adeguamenti tariffari nel 2015.

Infine, il 10 dicembre 2014, è stato firmato un addendum al contratto di concessione dei distributori in Brasile (Ampla e Coelce) che permette l'iscrizione dei crediti connessi al deficit 2014, essendone garantito il recupero attraverso il riconoscimento degli asset regolati come parte del patrimonio indenizzabile al termine della concessione; nel caso in cui non si rendesse possibile una compensazione nel tempo attraverso la tariffa.

Riconoscimento totale dei costi dell'ICMS

L'11 marzo 2014 ANEEL, durante la settima riunione ordinaria del proprio consiglio, ha approvato la richiesta di Coelce per il riconoscimento totale dei costi dell'*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços* - ICMS (IVA) pagato ai generatori, in relazione sia agli importi futuri sia a quelli pregressi (dal 2003 al 2013). Il recupero in tariffa di questi ultimi avverrà nell'arco dei prossimi quattro anni, a partire da aprile 2014.

Il 20 maggio 2014 il Pubblico Ministero Federale ha richiesto la sospensione dell'adeguamento tariffario di Coelce. L'azione è volta a escludere il recupero in tariffa dei costi dell'ICMS, così come stabilito da ANEEL, limitando così l'incremento tariffario al 13,68% (anziché 16,77%).

Compensazioni per lo stato di siccità

Nel 2014 il Brasile ha continuato a presentare situazioni climatiche di forte siccità; nel mese di novembre il sistema ha raggiunto il massimo rischio di razionamento dell'energia. Per coprire il costo supplementare di energia per le società distributrici, il Governo ha creato il conto ACR (Ambiente di Contrattazione Regolata) attraverso prestiti bancari da restituire nei successivi due anni per effetto degli aumenti tariffari da istituire. Nel 2014 le società distributrici brasiliane hanno utilizzato il conto ACR per complessivi 18 miliardi di real (circa 5,7 miliardi di euro), senza tuttavia riuscire a coprire tutto il deficit. Nel mese di marzo 2015 è stata approvata un nuovo prestito per il conto ACR per coprire il deficit relativo ai mesi di novembre e dicembre 2014. È stata anche approvata una proroga del termine per il pagamento di tutti i prestiti, ora sono da pagare in 54 mesi e a partire da novembre 2015.

Energie Rinnovabili

Grecia

Nel meccanismo di incentivazione greco prevale il sistema della feed-in tariff differenziato per fonte. Negli anni 2012-2014 varie misure sono state introdotte per diminuire il deficit di sistema riducendo gli incentivi; un nuovo meccanismo, basato su premi e gare, dovrebbe sostituire l'attuale ma a causa dell'incertezza politica non è prevedibile la sua attuazione.

Il mercato elettrico Wholesale e il Capacity Assurance Mechanism (CAM) sono in fase di riforma.

In base alla proposta, il modello Wholesale sarà composto da quattro distinti mercati: il mercato Forward, il mercato del giorno prima (l'unico attualmente già in funzione), l'intra-giornaliero e il mercato di bilanciamento.

Il modello CAM si baserà su quattro pilastri: disponibilità di capacità, flessibilità, riserva strategica, Demand Side Response. Il 28 dicembre 2015 il Governo greco ha inviato all'Unione Europea la proposta di funzionamento del CAM che recepisce l'indicazione dell'Unione stessa di non prevedere pagamenti retroattivi per il 2015.

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. L'Autorità rumena pubblica annualmente la quota obbligatoria ricalcolata 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. Il prezzo dei CV 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.

L'ordinanza di modifica temporanea del meccanismo dei CV, EGO n. 57/2013, ha stabilito la sospensione per un periodo

limitato (dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017) della commercializzazione di parte dei certificati dovuti ai produttori rinnovabili (1 CV/MWh per l'eolico e mini-idro e 2 CV/MWh per il fotovoltaico). I CV trattenuti potranno essere commercializzati gradualmente a partire dal 1° aprile 2017 (per il fotovoltaico e per il mini-idro) o dal 1° gennaio 2018 (per gli impianti eolici) fino a dicembre 2020.

Il 31 dicembre 2015 il Governo ha pubblicato la quota di energia rinnovabile incentivata per il 2016, pari al 12,15%; nel 2015 tale quota era pari all'11,9% (decisione n. 1110/2014 pubblicata il 19 dicembre 2014).

Bulgaria

Il sistema di incentivazione bulgaro è caratterizzato prevalentemente da feed-in tariff differenziate per fonte. Accedono al meccanismo gli impianti eolici on-shore, gli impianti fotovoltaici, idroelettrici con capacità inferiore a 10 MW e infine gli impianti alimentati a biomassa con capacità inferiore a 5 MW.

Dal 2012 al 2014 sono state introdotte numerose modifiche alla regolazione tra cui una imposta locale del 20% (poi annullata dalla Corte), una access fee, limiti alla produzione incentivata; tutti strumenti mirati a ridurre il deficit di sistema generatosi per effetto degli incentivi.

Turchia

La regolazione delle energie rinnovabili in Turchia prevede un meccanismo di feed-in tariff in dollari statunitensi, garantito per 10 anni, con la possibilità per gli operatori di optare per il mercato aperto ogni anno fino al 2020. Nel caso in cui si utilizzi componentistica locale, il sistema prevede ulteriori cinque anni di incentivazione garantita.

Germania

Nel Paese sono previste tre tipologie diverse di meccanismo di incentivazione:

- > feed-in tariff, applicabile per gli impianti in quantità diverse a seconda della data di entrata in esercizio;
- > feed-in premium, calcolata come differenza tra l'"applicable value" (ct/kWh) per ogni tipo di fonte rinnovabile e la media del prezzo mensile dell'energia elettrica;
- > gare, da implementare a partire dal 2017 al posto del feed-in premium.

Spagna

Il sistema di incentivazione spagnolo per le fonti rinnovabili, era basato prevalentemente su uno schema di feed-in tariff e feed-in premium. Sia il 2012 sia il 2013 sono stati caratterizzati da una politica energetica focalizzata principalmente sulla necessità di risolvere il problema del "deficit tariffario". A tal fine il regio decreto legge n. 1/2012, ha, da una parte, sospeso i procedimenti di "pre-assegnazione" e, dall'altra, soppresso gli incentivi economici per le nuove installazioni da energie rinnovabili non iscritte nel Registro. La legge n. 15/2012 ha introdotto una tassa del 7% sull'energia elettrica prodotta da qualsiasi tipo di tecnologia e un canone del 22% per l'utilizzo delle acque per la produzione di energia elettrica (ridotto del 90% per le installazioni di potenza inferiore a 50 MW).

Nel corso del 2013 il regio decreto n. 2/2013 ha eliminato l'opzione di remunerazione basata sul prezzo di mercato più feed-in premium, lasciando solo la possibilità della feed-in tariff (prezzo energia incluso) o il prezzo di mercato, senza premium, e ha modificato il riferimento dell'indicizzazione della feed-in tariff per le rinnovabili e la cogenerazione.

Nell'ambito del processo di riforma del settore elettrico iniziato a luglio 2013 mediante l'adozione del regio decreto legge n. 9/2013, il 6 giugno 2014 è stato approvato il regio decreto n. 413/2014 concernente la regolazione della produzione da fonti energetiche rinnovabili, cogenerazione e residui. Il decreto introduce un nuovo schema di remunerazione basato sul concetto di "profitabilità ragionevole", pari all'andamento dei titoli di stato decennali, maggiorato di 300 punti base. Per il primo periodo regolatorio, della durata di sei anni a partire da giugno 2013, il ritorno dell'investimento dovrebbe attestarsi al 7,4% reale pre-tasse.

Il nuovo schema prevede una remunerazione basata sulla vendita dell'energia al prezzo di mercato, cui si aggiunge una retribuzione annuale addizionale solo nel caso in cui il prezzo di mercato non sia sufficiente a garantire il livello di profitabilità ragionevole fissato. L'eventuale remunerazione addizionale è determinata sulla base di costi standard operativi e di investimento di un'impresa efficiente e ben gestita e per cluster di impianti. I suddetti parametri standard sono stati definiti in data 20 giugno 2014 mediante l'approvazione dell'ordine ministeriale n. IET/1045/2014.

In data 8 luglio 2014 Enel Green Power ha presentato ricorso amministrativo al regio decreto n. 413/2014 e l'ordine ministeriale n. IET/1045/2014. Relativamente al ricorso al regio decreto, è stata presentata la domanda e si è in attesa del responso del Tribunale Supremo. Relativamente al ricorso

all'ordine ministeriale, nel 2015 sono state richieste informazioni aggiuntive e, una volta ottenute, è stata presentata la domanda, che è in attesa di ricevere la perizia.

Nel corso del 2015 sono stati emessi due ordini ministeriali allo scopo di migliorare il nuovo framework regolatorio. Il primo ordine ministeriale, n. IET/1344/2015, stabilisce gli standard dei parametri di remunerazione per alcune tipologie di impianti solari e di cogenerazione non inclusi nell'ordine ministeriale n. IET/1045/2014 e quindi esclusi dal sistema di incentivazione da luglio 2013. Il secondo ordine ministeriale, n. IET/1345/2015, aggiorna i valori della remunerazione per gli impianti di cogenerazione e biomassa per il secondo semestre 2015 e definisce i meccanismi di revisione di tali valori, da applicare negli anni successivi.

Il 31 luglio 2015 è stato emesso il decreto regio n. 738/2015, che stabilisce il framework regolatorio e il meccanismo di dispacciamento per gli impianti localizzati nelle isole (Canarie, Baleari, Ceuta e Melilla).

Il 5 agosto 2014 è stato pubblicato l'ordine ministeriale n. IET/1459/2014 con il quale sono stati definiti i parametri per la remunerazione e il meccanismo di assegnazione del regime di remunerazione specifico per i nuovi impianti eolici e fotovoltaici nei sistemi elettrici extrapeninsulari. Inoltre, il 24 settembre 2015 è stato pubblicato l'ordine ministeriale n. IET/1953/2015, che aggiorna il precedente, n. IET/1459/2014, con lo scopo di aumentare la partecipazione al meccanismo per l'allocatione di incentivi a impianti eolici per una capacità installata complessiva fino a 450 MW.

Durante gli ultimi mesi del 2015 è stato definito il criterio tale per cui si assegnino incentivi ai nuovi impianti di energia rinnovabile, in linea con il nuovo quadro normativo. Ciò annulla l'efficacia della moratoria imposta dal regio decreto legge n. 1/2012. Questo criterio, che prevede l'assegnazione mediante un processo d'asta, era stato già contemplato nella nuova legge sull'approvvigionamento elettrico, anche se i dettagli per la sua applicazione rimanevano ancora da definire. È stato definito mediante il regio decreto n. 947/2015, il decreto ministeriale n. IET/2212/2015 e la risoluzione del 30 novembre del Segretario di Stato per l'energia. La prima asta, fissata per il 14 di gennaio 2016, sollecita 500 MW di potenza eolica e 200 MW da biomasse.

Il 19 dicembre è stata pubblicata la risoluzione del 18 dicembre del Segretario di Stato per l'energia che stabilisce i criteri e le prove di abilitazione che le energie rinnovabili dovranno superare per essere considerate idonee per partecipare ai servizi di aggiustamento del sistema, aperti, fino a oggi, alle sole energie prodotte da fonti convenzionali.

Portogallo

Il regime tariffario che si applica agli impianti eolici risulta essere principalmente basato sul meccanismo di feed-in tariff. In data 24 giugno 2014, al fine di aumentare la capacità degli impianti eolici esistenti, che possiedono condizioni tecniche e risorsa eolica adeguate, è stato pubblicato il decreto legge n. 94/2014 che regola le condizioni di immissione in rete di una quantità di energia superiore alla potenza di connessione e la relativa remunerazione.

Nel 2015 è stato pubblicato il Decreto n. 102/2015 che completa la regolamentazione del cosiddetto "over-equipment" dei parchi eolici, nell'ambito del decreto legge n. 94/2014. Questo decreto stabilisce le procedure e i requisiti tecnici per immettere in rete l'energia supplementare prodotta oltre la capacità autorizzata. I requisiti tecnici sono legati alle comunicazioni in tempo reale e alle funzionalità di disconnessione a distanza.

Marocco

Il Marocco è un Paese caratterizzato da una percentuale alta di importazione di energia elettrica. Dal 2008 il Governo marocchino ha promosso strategie per incrementare la produzione locale di energia rinnovabile, in ragione del fatto che le risorse eoliche e solari sono altamente disponibili in tutto il Paese. L'obiettivo per il 2020 è che il 42% della produzione elettrica del Paese provenga da fonte rinnovabile. Con il fine di gestire e governare lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Marocco, il Governo ha creato due istituzioni: ADEREE - agenzia nazionale per lo sviluppo delle energie rinnovabili e l'efficienza energetica, e MASEN - agenzia marocchina dell'energia solare.

La prima modalità per lo sviluppo delle rinnovabili è basato su aste competitive. Il Governo garantisce un Power Purchase Agreement (PPA) con l'acquirente unico ONEE - ente nazionale del settore elettrico. In questo contesto, nel 2015 il Governo sta assegnando 850 MW di energia eolica e ha avviato la prima fase di un processo competitivo per assegnare 170 MW di energia solare (programma di NOOR PV gestito da MASEN).

Oltre a questa prima modalità di sviluppo delle rinnovabili, esistono due ulteriori modalità: l'autoproduzione e la liberalizzazione dei clienti di alta tensione a condizione che siano approvvigionati da energia di fonte rinnovabile.

Questa ultima modalità si basa sull'apertura della commercializzazione ai clienti di alta tensione. La legge n. 09/13 permette a un produttore di energia rinnovabile di realizza-

re un nuovo impianto con il fine di vendere a clienti di alta tensione.

Il Marocco si propone di creare un nuovo ente chiamato ANRE con la funzione di regolatore nazionale e indipendente dell'energia per garantire il rispetto della normativa vigente e la competitività tra gli operatori nei mercati dell'energia elettrica e del gas, e per fissare i prezzi e le condizioni di accesso alla rete di trasmissione e interconnessione. Con tale fine, nel 2015 il Governo ha avviato la fase di elaborazione di una legge.

Nel 2015 il Governo ha avallato il progetto di legge n. 58 del 2015 che modifica alcuni aspetti della legge n. 09/13. Questo disegno di legge prevede che i produttori di energia rinnovabile possano accedere anche alle reti di bassa tensione. Le condizioni specifiche verranno definite e regolamentate successivamente. Tale disegno di legge regola anche aspetti relativi all'immissione di energia rinnovabile in eccesso nella rete ad alta tensione.

Repubblica del Sudafrica

La Repubblica Sudafricana, sulla base della strategia energetica di lungo termine definita nell'*Integrated Resource Plan 2010-2030* approvato a maggio 2011, intende raggiungere 17,8 GW di capacità installata da fonti rinnovabili entro il 2030. Lo strumento principale per il raggiungimento di tale target è il *Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme* (REIPPPP), un sistema di gare su base d'asta avviato nel 2011, che mira a mettere in esercizio tra il 2014 e il 2020 circa 13 GW di nuova capacità rinnovabile (idroelettrica <40 MW, solare a concentrazione e fotovoltaico, eolica, biomassa, biogas e da gas da discarica). Attualmente sono previsti cinque round di aste (Bid Windows). I primi quattro round si sono già svolti, comportando l'assegnazione di più di 5.000 MW. Nel 2015 è poi stato aggiunto – e svolto – un ulteriore Round, chiamato Expedited Round, o Round 4.5, per ulteriori 1.800 MW, non ancora assegnati. Dopo una fase di pre-qualifica, che riguarda aspetti tecnici e finanziari, i progetti qualificati vengono selezionati in base a due criteri: al prezzo offerto (peso 70%) e al contenuto di Economic Development (peso 30%). Quest'ultimo consta di una serie di parametri rivolti allo sviluppo economico del Paese, tra cui il "Local Content" e la creazione di posti di lavoro per i cittadini sudafricani, in particolare di colore.

I vincitori hanno la possibilità di firmare un PPA (Power Purchase Agreement) della durata di 20 anni con l'utility nazionale Eskom. I pagamenti di Eskom sono garantiti dal Governo. Il regolatore elettrico nazionale NERSA ha avviato dall'inizio

del 2015 due processi di revisione sulle regole applicabili in merito alla generazione distribuita e all'utilizzo della rete nazionale per il vettoriamento dell'energia ("Wheeling"). La regolamentazione sulla generazione distribuita aprirà per tutti i clienti finali la possibilità di installare sistemi fotovoltaici e di esportare in rete l'energia prodotta in eccesso al proprio fabbisogno ("Net Metering"). La regolamentazione sul Wheeling permetterà la vendita di energia elettrica tramite contrattazione bilaterale tra un generatore privato e i clienti finali (commerciali o industriali, esclusi i clienti residenziali). Non sono state comunicate ufficialmente date per il completamento di detti processi.

Infine, in base al meccanismo di programmazione tariffaria pluriennale, le tariffe elettriche sudafricane aumenteranno in media dell'8% all'anno fino al 2018.

India

L'India è una repubblica federale composta da 29 Stati con specifiche responsabilità sui diversi settori ma con una responsabilità condivisa con il Governo centrale sul settore elettrico.

Il Ministero delle Energie Rinnovabili (MNRE) definisce e implementa le politiche per lo sviluppo delle energie rinnovabili a livello nazionale. Oltre al Ministero, il settore elettrico è supervisionato a livello federale dalla Central Energy Regulatory Commission (CERC), che definisce linee guida e tariffe di riferimento, e dalle State Energy Regulatory Commissions (SERC) che le implementa a livello statale.

A giugno 2015 il Governo dell'attuale Primo Ministro Narendra Modi ha approvato un target di 175 GW di capacità rinnovabili al 2022, di cui 100 GW solare, ~60 GW eolico, ~10 GW altre tecnologie.

Il settore delle rinnovabili è caratterizzato da una notevole frammentazione, in quanto ciascuno Stato ha definito il proprio schema di regolamentazione per lo sviluppo di nuova capacità. In linea generale i principali meccanismi di supporto allo sviluppo di eolico e solare sono:

- > aste federali e statali (solare);
- > feed-in tariff definite a livello statale (eolico);
- > Generation Based Incentive - GBI definito a livello federale (eolico);
- > RECs (Renewable Energy Certificates) basato su Renewable Portfolio Obligations statali (RPO) (eolico/solare);
- > specifici incentivi fiscali.

Il meccanismo di incentivazione maggiormente applicato per l'energia eolica è la "Preferred Feed-In Tariff" statale

definita dalle Commissioni e garantita tramite PPA, della durata variabile a seconda degli Stati tra i 10 e i 25 anni, con le società distributrici statali.

Relativamente allo sviluppo dell'energia solare è stato lanciato nel 2010 un programma federale denominato "Jawaharlal Nehru National Solar Mission" (JNNSM) basato su meccanismi di aste, gestiti a livello federale ma implementati a livello statale. Il programma è articolato in tre fasi e attualmente è in corso la seconda. I vincitori dell'asta si aggiudicano un PPA a tariffa fissa della durata di 25 anni con NTPC (National Thermal Power Corporation), il principale operatore elettrico nazionale.

Kenya

La Repubblica del Kenya, pur non avendo fissato obiettivi ufficiali di capacità installata di energie rinnovabili, sostiene fortemente il loro sviluppo principalmente per ridurre la propria dipendenza dall'idroelettrico, cercando di attirare investitori privati.

Il principale meccanismo di incentivazione alle fonti rinnovabili, utilizzato sin dal 2008 e rivisto nel 2012, è rappresentato dalle feed-in tariff (FiT), con valore definito per legge dalla Energy Regulatory Commission (ERC) per impianti inferiori a 10 MW e tramite aste per impianti di maggiori dimensioni. Il meccanismo di supporto prevede Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 20 anni con Kenya Power and Lighting Company (KPLC), l'operatore nazionale responsabile della trasmissione, distribuzione e fornitura agli utenti finali. Le tariffe sono differenziate per tecnologia (eolico, biomassa, solare, mini-idroelettrico e geotermico) e taglia dell'impianto e sono parzialmente indicizzate all'inflazione degli Stati Uniti (US CPI).

Nel 2012 è stato introdotto un tetto alla capacità massima di impianti rinnovabili realizzabili con contratto tramite FiT. È prevista una revisione triennale del meccanismo di supporto FiT che include anche la revisione delle tariffe. Le nuove misure si applicano però solo ai nuovi impianti.

Il Paese presenta un tasso di elettrificazione pari appena al 23%, pertanto l'incremento del tasso di elettrificazione rurale, mediante estensione/densificazione della rete nazionale, sviluppo di mini-grid e progetti off-grid, rappresenta una delle principali priorità.

America Latina

In America Latina, lo sviluppo delle fonti rinnovabili è meno

diversificato rispetto allo scenario europeo. In particolare, il territorio è storicamente caratterizzato da matrici elettriche con una forte presenza di grandi impianti idroelettrici anche se negli ultimi anni si sta assistendo a un progressivo processo di diversificazione. Gli schemi di remunerazione che prevalgono, sono contratti di lungo termine, definiti PPA (Power Purchase Agreement), 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. Sono previste tipologie di aste diverse, a seconda che la partecipazione sia riservata a impianti nuovi o a impianti esistenti, e possono essere definite principalmente come segue:

- > *Leilão Fontes Alternativas*, riservate alle tecnologie rinnovabili eolica, biomassa e idroelettrico fino a 50 MW;
- > *Leilão Energia de Reserva*, alla quale possono accedere i progetti che entreranno in esercizio entro tre anni dalla data di celebrazione dell'asta. Queste tipologie di aste sono convocate tipicamente per incrementare il margine di riserva e/o promuovere lo sviluppo di determinate tecnologie (come il rinnovabile);
- > *Leilão de Energia Nova* alla quale possono accedere tutti i progetti con data prevista di esercizio superiore a tre anni dall'asta. Tali aste si differenziano in A-3 e A-5 in funzione dell'obbligo del produttore a fornire l'energia assegnata dopo 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, 25 anni per gli impianti solari e 30 anni per gli impianti idroelettrici.

Nel corso del 2015 si sono svolte otto aste destinate alla fornitura dei clienti regolati, di cui cinque hanno visto la partecipazione di progetti rinnovabili. In totale sono stati assegnati contratti per circa 5,5 GW a nuova capacità. A novembre il Governo Federale ha inoltre svolto un'asta per la riallocazione di circa 6 GW di concessioni idroelettriche in scadenza, attraverso contratti trentennali, che prevedono una remun-

nerazione dei costi operativi per il 70% della capacità e la possibilità di allocare il rimanente 30% sul mercato libero.

A settembre il Ministero competente ha approvato un decreto che permetterà agli impianti eolici, operativi da almeno 24 mesi e che abbiano subito alterazioni tecniche nello sviluppo del progetto, di ricalcolare il valore della loro "Garantia Fisica", ovvero la massima capacità con cui un impianto può partecipare a un'asta per la fornitura dei clienti regolati. Gli impianti che, in base alla metodologia approvata, registrino un differenziale positivo, potranno commercializzarlo attraverso aste A-0 e A-1 o a clienti liberi.

A dicembre è stata approvata la legge n. 13.203 che, tra gli altri emendamenti, ha introdotto un nuovo meccanismo per la gestione del rischio idrologico che permette ai generatori idroelettrici, in via opzionale, di trasferire tale rischio ai clienti finali in cambio di una riduzione di prezzo dei contratti firmati. È stata inoltre incrementata da 30 MW a 300 MW la soglia per permettere agli impianti rinnovabili di beneficiare degli incentivi fiscali ed è stata introdotta la possibilità che impianti risultati vincitori in precedenti aste partecipino, con eventuali surplus di capacità, alle prossime aste per la fornitura dei clienti regolati.

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 due differenti target a seconda della data di firma del contratto di fornitura:

- > per tutta l'energia contrattualizzata tra il 31 agosto 2007 e il 30 giugno 2013 è previsto che venga immessa nel sistema, a partire dal 2014, una quota pari al 5%, con un aumento dello 0,5% annuo, al fine di raggiungere una quota pari al 10% da fonte rinnovabile entro il 2024;
- > per tutti i contratti firmati a partire dal 1° luglio 2013, la legge n. 20698 del 2013 prevede un target del 20% al 2025 da raggiungere progressivamente partendo da una quota iniziale del 6% al 2014.

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. Il meccanismo prevede inoltre delle penalità in caso di non raggiungimento della quota obbligatoria. A maggio del 2014 la Presidente Michelle Bachelet ha presentato la nuova Agenda Energetica del Paese indicando i principali obiettivi del sistema, le tappe dell'agenda normativa e il piano di investimenti che il Governo intende effettua-

re nel prossimo mandato. Con particolare riferimento alle rinnovabili, l'Agenda, oltre a confermare il target del 20% al 2025 sull'energia contrattualizzata, introduce un ulteriore obiettivo in termini di capacità installata, prevedendo che il 45% della nuova capacità che verrà installata nel periodo 2014-2025 sarà rappresentata da impianti rinnovabili.

Il 29 gennaio 2015 è stata approvata la legge n. 20.805 che ha introdotto modifiche al sistema di aste per la fornitura dei clienti regolati. Le principali hanno riguardato l'aumento dell'orizzonte temporale del contratto (passato da 15 a 20 anni), l'aumento del range entro il quale si riconosce ai clienti la possibilità di rimanere nel mercato regolato (da un range 0,5-2 MW a un range 0,5-5 MW), l'introduzione di aste di breve termine, e infine la possibilità – per gli impianti nuovi – di posticipare la data di inizio della fornitura dell'energia. Le nuove regole saranno operative per tutti i contratti firmati come risultato delle aste organizzate a partire dal 2016.

Ad aprile 2015 il Ministero competente ha pubblicato il decreto approvando il Piano di Espansione del Sistema Elettrico Nazionale per il periodo 2014-2015. Il piano include la realizzazione del progetto di interconnessione tra i due principali sistemi elettrici del Paese (SIC e SING) che dovrebbe essere operativo entro la fine del 2019.

È stato pubblicato a settembre 2015 il documento "Hoja de Ruta al 2050: Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva", che descrive le linee guida per la evoluzione a lungo termine del settore energetico cileno e identifica una serie di target settoriali. Il documento rappresenta uno degli input della politica energetica che sarà successivamente definita dal Ministero e introduce, tra gli altri, un target del 70% di generazione da fonti rinnovabili al 2050, il cui raggiungimento dovrebbe essere attuato principalmente attraverso la capacità eolica e solare.

Colombia

Il 14 maggio 2014 il Presidente della Repubblica colombiana ha promulgato la legge n. 1715 finalizzata alla promozione della produzione di energia attraverso fonti energetiche rinnovabili, alla riduzione delle emissioni di gas serra e a garantire la sicurezza energetica del Paese. La legge, oltre a introdurre una serie di incentivi in materia fiscale per le fonti rinnovabili, prevede la creazione di un fondo dedicato al finanziamento degli impianti rinnovabili non convenzionali (ERNC) e all'efficienza energetica.

Nel corso del 2015 è stato portato avanti il processo di definizione della normativa di secondo livello e, in particolare, è stato approvato il decreto che ufficializza gli incentivi fi-

scali introdotti dalla legge per gli impianti che utilizzano fonti rinnovabili. Nello specifico tali impianti saranno esentati dall'applicazione dell'IVA e dei dazi e potranno beneficiare dell'ammortamento accelerato e del 50% di deduzione fiscale.

A febbraio 2016 il Ministero competente ha pubblicato la risoluzione che adotta il nuovo piano per il periodo 2015-2029 (*"Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2015-2029"*), avviando ufficialmente la costruzione della connessione della penisola de La Guajira al sistema elettrico nazionale, che dovrebbe essere operativa al massimo entro la fine del 2022. L'area, situata al nord del Paese, è attualmente isolata e rappresenta una delle zone a più alto potenziale eolico della Colombia. Nei prossimi mesi sarà portato a termine il disegno finale del progetto, che definirà in maniera puntuale la tempistica della realizzazione, in modo da tenere in considerazione i piani di sviluppo dei generatori *in loco*.

Messico

Il 2015 ha visto la progressiva approvazione e pubblicazione delle leggi e dei regolamenti finalizzata alla ristrutturazione del settore energetico e petrolifero. Con specifico riferimento al settore elettrico, il processo normativo, iniziato con le modifiche costituzionali approvate a dicembre 2013 e consolidato nel 2014 con l'approvazione delle leggi di riferimento per il settore elettrico (*Ley de la Industria Eléctrica*, *Ley de Energía Geotérmica* e *Ley de la Comisión Federal de Electricidad*), si è concretizzato nel 2015 con la pubblicazione delle Basi del Mercato Elettrico.

Nello specifico il documento, pubblicato a settembre, descrive le regole di funzionamento, l'organizzazione e i criteri di partecipazione al nuovo mercato. Lo schema definito prevede meccanismi di contrattazione a breve e a lungo termine per la compravendita di energia, potenza e certificati di "energia limpia", tra cui un Mercato di Tempo Reale, un Mercato del Giorno Prima e aste dedicate alla fornitura dei clienti regolati.

In linea con il calendario annunciato, a partire dal 27 gennaio 2016 gli operatori possono partecipare al mercato per le vendite all'ingrosso, mentre a marzo 2016 si svolgerà la prima asta a lungo termine in cui i distributori dovranno comprare l'energia e i certificati necessari al raggiungimento del target del 25% di generazione da fonti non fossili al 2018, ed è stato avviato il 27 gennaio 2016 il mercato per le vendite all'ingrosso in tempo reale.

Il Ministero dell'Energia SENER ha inoltre avviato a gennaio

il processo di unbundling dell'ex monopolista del mercato (Comisión Federal de Electricidad - CFE) attraverso la pubblicazione del relativo decreto. Tale processo, che dovrebbe completarsi entro la fine del 2017, prevede una separazione orizzontale e verticale e porterà alla creazione di almeno quattro società di generazione, due imprese destinate alla gestione delle attività di rete (trasmissione e distribuzione), due aziende dedicate alla fornitura dei clienti (liberi e regolati) e due filiali incaricate di gestire il rapporto commerciale con i generatori che hanno optato per lo schema di mercato pre-riforma (Produttori Indipendenti e Autogeneratori).

Per quanto riguarda l'evoluzione a lungo termine del settore, il SENER ha presentato a giugno il documento di riferimento per la pianificazione del settore elettrico 2015-2029 (PRODESEN). Il documento è finalizzato all'identificazione dei progetti in materia di generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica necessari alla fornitura della domanda del periodo. Secondo le stime del Ministero, la domanda dovrebbe crescere tra il 3% e il 4%, il che richiederà circa 60 GW di capacità aggiuntiva, di cui circa 32 GW di capacità rinnovabile funzionali al raggiungimento del target del 35% di generazione rinnovabile al 2024.

Infine, è stata approvata a dicembre la Legge di Transizione del Settore Energetico che definisce e ufficializza gli obiettivi di medio e lungo termine per l'incorporazione della generazione da fonti non fossili nel settore elettrico (25% al 2018, 30% al 2021 e 35% al 2024).

Perù

Il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili peruviano, introdotto dal decreto legislativo n. 1002 del 2008 (*Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad*), è un sistema con aste competitive aperto a tutte le tecnologie rinnovabili (con un solo limite sugli impianti idroelettrici ammessi fino a 20 MW), solitamente differenziato per fonte al momento della pubblicazione del decreto da parte del Ministero competente.

Le aste prevedono un prezzo massimo di offerto e un meccanismo di remunerazione pay as bid. Gli impianti rinnovabili vincitori dell'asta beneficiano inoltre della priorità di dispatchamento e di una serie di incentivi fiscali, tra cui l'ammortamento accelerato e il rimborso anticipato delle tasse sulle vendite.

Nello specifico si è svolta a dicembre la quarta asta riservata alla generazione da fonti rinnovabili e finalizzata al raggiungimento del target del 5% introdotto dalla legge del 2008. I vincitori firmeranno contratti ventennali di fornitura

dell'energia eolica, solare fotovoltaica, mini-idro e biomassa per un totale di circa 2,2 TWh annui e con inizio della fornitura a gennaio 2018. L'aggiudicazione è prevista tra febbraio e marzo 2016.

Per quanto riguarda inoltre la normativa volta alla valorizzazione della generazione, a febbraio 2015 il regolatore OSINERGMIN ha approvato la nuova metodologia per il calcolo dell'*Energia Firme* che, nel caso di impianti rinnovabili, sarà definita in funzione della produzione distinguendo criteri puntuali a seconda che gli impianti siano in esercizio, nuovi o vincitori di un'asta rinnovabile.

Panama

Le energie rinnovabili accedono al mercato principalmente attraverso aste pubbliche gestite da distributori e PPA bilaterali negoziati sul mercato libero.

A febbraio 2015 il Congresso ha approvato la legge n. 25 che sancisce la creazione del Ministero dell'Ambiente che avrà il compito di contribuire all'implementazione delle politiche ambientali attraverso la collaborazione con gli altri ministeri e attuare i progetti di sviluppo nazionali.

A maggio 2015 è stata approvata la risoluzione n. 8566 che modifica la metodologia per le esportazioni di energia elettrica durante i periodi di elevata disponibilità idrica. La nuova regola proposta dal gestore del sistema panamense, Centro Nacional de Despacho, consentirà di ridurre il rischio di sfioro dei bacini.

Guatemala

Le energie rinnovabili accedono al mercato principalmente attraverso aste pubbliche gestite da distributori/trader e PPA bilaterali negoziati sul mercato libero. È previsto un regime di incentivi fiscali, inclusi un periodo di 10 anni di esenzione dalla tassazione sul reddito e un'esenzione per l'importazione di materiali e attrezzature per impianti rinnovabili.

A gennaio 2015 il regolatore CNEE ha annunciato che il Paese ha raggiunto nel 2014 il 65% di generazione da fonti rinnovabili registrando quindi un incremento di circa il 15% rispetto al 2007, anno in cui il Governo ha approvato i target di lungo termine per la generazione rinnovabile nel Paese. Nello specifico i numeri hanno confermato che il Paese ha onorato il target del 60% definito per il 2015 e si avvia al raggiungimento del successivo obiettivo (80% al 2026).

Costa Rica

Le energie rinnovabili accedono al mercato principalmente attraverso IPP (≤ 20 MW) con tariffe definite dal regolatore (ARESEP) e aste pubbliche BOT (≤ 50 MW) con prezzi fissi per la definizione di PPA a lungo termine con ICE.

A settembre 2015 il Presidente della Repubblica ha firmato il *Plan Nacional de Energía 2015-2030* che identifica gli obiettivi di corto, medio e lungo termine per la pianificazione del settore energetico. Con specifico riferimento al settore elettrico sono stati identificati quattro obiettivi che nel corso dei prossimi anni dovranno essere oggetto di misure specifiche:

- > migliorare l'efficienza energetica del Paese attraverso una riduzione dell'intensità energetica e delle emissioni associate al consumo di energia;
- > assicurare un'ottima generazione distribuita permettendo un utilizzo diretto delle fonti rinnovabili;
- > ottimizzare la matrice di generazione del Paese attraverso una valutazione delle risorse disponibili e della loro combinazione in termini di qualità, disponibilità e prezzo;
- > introdurre un modello integrale di pianificazione del sistema che consideri gli aspetti economici, tecnici, sociali e ambientali come elementi fondanti.

Uruguay

La politica energetica del Paese è guidata dal documento di "Politica Nazionale Energetica 2005-2030", approvato dal Governo con l'obiettivo di ridurre la dipendenza energetica del Paese e incentivare gli investimenti nel settore energetico. In particolare, la Politica ha definito una serie di obiettivi di breve, medio e lungo termine, tra cui il 15% di generazione da fonti rinnovabili non convenzionali entro il 2015 (target raggiunto con successo).

Per quanto riguarda l'accesso al mercato, gli operatori privati possono partecipare alle aste competitive convocate dal Governo, tipicamente per tecnologia, per l'allocatione di contratti pluriennali destinati alla vendita dell'energia al distributore del mercato nazionale UTE.

Stati Uniti

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 - PTC e Investment Tax Credit - ITC), ammortamento accele-