



IREX Annual Report 2015

Strategie aziendali, competizione globale e politiche nazionali nel settore italiano delle rinnovabili

Sintesi dei risultati

In cooperation with:







































Strategie aziendali, competizione globale e politiche nazionali nel settore italiano delle rinnovabili

Direttore scientifico:

Alessandro Marangoni

Team:

Emanuele Zanardelli Dario Struia Silvia Decadri

In cooperation with:



























Endorsed by:











Si ringraziano per la preziosa collaborazione i partner del rapporto che hanno contribuito con informazioni, idee e suggerimenti. Si intende che la responsabilità circa i contenuti, le valutazioni e le tesi sostenuti rimane a totale carico dell'Autore.

Indice

- 1. Obiettivi e sintesi
- 2. Gli investimenti italiani e le tendenze strategiche
- 3. Gli economics delle rinnovabili in Europa
- 4. Le prospettive e gli economics extra europei
- 5. Le rinnovabili e il sistema elettrico italiano
- 6. Le politiche per le rinnovabili e gli scenari futuri





1. Obiettivi e sintesi

L'obiettivo di questo documento è sintetizzare alcuni dei principali risultati dell'Irex Annual Report 2015, che traccia un quadro dell'evoluzione recente dell'industria italiana delle energie rinnovabili in un contesto nazionale e globale del settore elettrico in rapido mutamento.

Crescente internazionalizzazione, trasformazione del mercato elettrico, revisione delle politiche energetiche europee e nazionali, sviluppo tecnologico sono alcuni degli elementi che caratterizzano l'attuale scenario.

L'analisi degli investimenti e delle strategie aziendali, in Italia e all'estero, si unisce a una visione delle rinnovabili nell'intero sistema italiano, ipotizzando possibili politiche e scenari futuri.

Lo studio 2015 sviluppa quindi cinque temi principali:

- gli investimenti e le operazioni di finanza straordinaria nel 2014 e i trend strategici più rilevanti;
- gli economics delle rinnovabili in Europa alla luce del mutato quadro regolatorio e di mercato;
- le prospettive e i profili economici delle rinnovabili in alcune aree extra europee attraenti per le dimensioni e le potenzialità di crescita;
- il ruolo delle rinnovabili nel sistema elettrico italiano, valutandone gli effetti sui prezzi, sul dispacciamento e sull'adeguatezza del sistema;
- le politiche per le rinnovabili, sia il quadro attuale che possibili scenari evolutivi e ipotesi di policy future.

La fotografia delle operazioni utility scale del 2014 evidenzia un settore profondamente cambiato, con un drastico calo degli investimenti in Italia a favore di quelli esteri e un peso crescente dei player più grandi.

Nell'ultimo anno si sono rilevate 205 operazioni per un valore di circa 7 miliardi di euro e 4.736 MW di potenza, in calo rispettivamente del 10 e 19% rispetto al 2013. La crescita esterna rimane protagonista in Italia, con il valore del M&A che anche nel 2014 supera quello degli investimenti in nuovi impianti. La crescita interna delle imprese italiane è avvenuta soprattutto all'estero, con circa 2,5 miliardi di investimenti, in prevalenza nell'eolico, soprattutto nelle Americhe. Gli investimenti fuori dai confini nazionali sono nel 2014 l'88% della potenza rispetto al 66% dell'anno precedente.

Le operazioni straordinarie, salite del 7% in MW in confronto al 2013, compensano - almeno in parte - il calo della crescita interna. Le acquisizioni sono quasi la metà delle operazioni e contribuiscono al costante aumento della concentrazione del settore. Il consolidamento è uno dei trend più evidenti: le maggiori 10 imprese coprono il 40% delle operazioni e oltre il 50% degli investimenti complessivi.

Questo processo si è accompagnato a razionalizzazioni e azioni di recupero di efficienza nella gestione degli impianti. Ottimizzare le risorse esistenti, sia riducendo i costi di O&M che rinnovando gli impianti più anziani, è infatti una strategia diffusa. Ripensare le misure esistenti in questo ambito dovrebbe essere tra le priorità delle prossime politiche energetiche.

L'analisi degli economics in Europa, giunta alla quinta edizione, evidenzia anch'essa un quadro notevolmente



cambiato, con una netta divergenza tra eolico e fotovoltaico.

L'eolico, nonostante la riduzione degli incentivi in quasi tutti i Paesi (Danimarca, Francia, Germania, Grecia, Italia, Polonia, Regno Unito, Romania e Spagna), rimane profittevole nella maggior parte dei casi, con un LCOE medio di 59 €/MWh a fronte di un LEOE di 66,6. Fattori comuni a tutti i Paesi sono la discesa dei prezzi della tecnologia, in linea con l'anno scorso, e il consistente calo del costo del capitale, che portano per tutti a una discesa dei costi di generazione.

Parrebbe anche ridursi il gap tra le nazioni, sebbene Italia e Grecia continuino ad essere sopra la media a causa rispettivamente di oneri fiscali e burocratici ed alto costo del capitale.

Ben diversa la situazione per il fotovoltaico per il quale il netto cambio regolatorio e la saturazione dei mercati hanno decretato la fine degli impianti utility scale. In varie nazioni europee, tuttavia, sono previste misure a favore dei piccoli impianti residenziali e commerciali. In Francia, Regno Unito e Germania tariffe ad hoc rendono convenienti, o quantomeno sostenibili, queste installazioni, i cui costi di generazione si collocano tra i 96 e i 130 €/MWh per impianti da 10 kW e 82-105 per quelli da 100 kW. Ugualmente in Italia, grazie al credito di imposta per le ristrutturazioni edilizie e all'autoconsumo. Nel nostro Paese. inoltre, si stanno sviluppando i SEU (impianti fino a 20 MW) che offrono sia un'interessante opportunità per il produttore, che risparmi sui costi energetici per il cliente finale.

Molto vivace è il quadro al di fuori dall'Europa, dove questa edizione del rapporto ha esaminato le prospettive e gli economics di Brasile, Cile, Messico, Stati Uniti, Marocco, Egitto, Sudafrica, Turchia, India, Giappone e Thailandia. Forte crescita della domanda, bassi costi, ampie risorse naturali ne fanno aree di grandi potenzialità.

In Italia le rinnovabili sono diventate il pivot del sistema elettrico, producendo effetti sui prezzi di mercato, sul dispacciamento e più in generale sull'adeguatezza del sistema.

La riduzione del PUN attribuibile al fotovoltaico nel 2014 è compresa tra 5,8 e 24 €/MWh, con un effetto complessivo stimato in 896 milioni di euro.

La crescita della generazione da rinnovabili impatta anche sul MSD. L'incidenza delle FRNP ha registrato una crescita del 2,4% rispetto al 2013, al netto delle fluttuazioni dei carichi.

Il sistema elettrico italiano risulta adeguato nel medio termine e qualche criticità potrebbe insorgere solo per l'adeguatezza a scendere al 2024 in ipotesi di una crescita spinta delle rinnovabili. Mentre nello scenario ottimistico la potenza disponibile alla punta copre il fabbisogno, in quello pessimistico si avrebbero dei deficit di 3,9 GW nel 2017, 66 nel 2020 e 9,7 al 2024, peraltro gestibili con le importazioni. Per l'adeguatezza a scendere, uno scenario realistico di sviluppo del mix di generazione non indica alcuna criticità nel medio periodo, mentre potrebbero esserci difficoltà in un'ipotesi di forte crescita delle FER.

Lo studio, infine, esamina il quadro attuale e i limiti delle politiche per le rinnovabili in Italia. Evidenzia un cospicuo gap tra ammesso e realizzato ex DM 6/7/2012, suggerendo alcuni possibili correttivi. Gli scenari al 2020 e 2030 pongono poi l'Italia a un bivio rispetto alla Roadmap 2050 dell'UE.

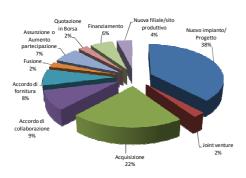


2. Gli investimenti italiani e le tendenze strategiche

Lo studio ha mappato gli investimenti utility scale nelle rinnovabili, sia di crescita interna che esterna, realizzati nel corso del 2014 in Italia da aziende italiane e straniere e all'estero dalle sole imprese italiane. Sono stati analizzati, basandosi su fonti aperte, i diversi comparti: eolico, fotovoltaico, idroelettrico, geotermico, biomasse, waste-to-energy, solare termodinamico ed efficienza energetica.

Nel 2014 sono state censite 205 operazioni corrispondenti a 4.736 MW per un valore complessivo stimato di 7 miliardi di euro. Rispetto al 2013 si è registrato un decremento sia in termini di potenza (-19%) che di valore (-10%). Il quadro generale degli investimenti è presentato in Figura 2.1.

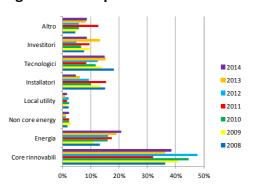
Figura 2.1 Le operazioni nel 2014



Le operazioni riguardanti i nuovi impianti (compresi gli EPC) sono le più rilevanti per una potenza complessiva di 2.253 MW, in diminuzione del 7% rispetto al 2013. Di questi, l'88% è stato realizzato all'estero, principalmente Nord e Sud America. Le aperture di "Nuova filiale/sito produttivo" per la fabbricazione di tecnologie e componenti, con il 4% delle operazioni, sono avvenute quasi tutte all'estero (87,5%). La maggior parte sono nel fotovoltaico, una nell'eolico ed una nell'efficienza energetica.

Come nella scorsa edizione, anche per il 2014 il valore delle operazioni di crescita esterna supera quello degli investimenti in crescita interna in Italia. Le operazioni di finanza straordinaria, condotte per l'82% in Italia, sono il 50% del totale, pari a 1.809 MW, in aumento del 7% rispetto al 2013. In calo però il peso delle acquisizioni (-18%), che si attestano a 1.085 MW, in parte compensato dall'aumento delle assunzioni di partecipazione (+14%). Crescono le operazioni finanziarie sull'equity, pari al 6% del totale mappato, e gli accordi di collaborazione (9%). Infine le fusioni (52 MW) e la costituzione di cinque nuove joint venture, hanno entrambe un peso del 2%. Sono stabili gli accordi di fornitura, compresi i contratti EPC, pari all'8% del totale. Tra i vari attori, le pure renewable e i grandi player energetici sono i più attivi, contando rispettivamente il 38% e il 21% delle operazioni (Figura 2.2). Diminuisce il peso degli investitori finanziari, che passano dal 13% al 9%, ma restano comunque tra i più attivi nelle operazioni di M&A. Sostanzialmente invariato il peso dei tecnologici e degli installatori, mentre rimangono ai margini le local utility e le non core energy.

Figura 2.2 Gli operatori 2008-2014



Nel 2014 205 operazioni, per 7 miliardi di euro

Crescita esterna protagonista in Italia

Cresce il peso di renewables ed energetici



La crescita interna

2,5 miliardi € investimenti italiani all'estero

Nel 2014 sono state mappate 71 operazioni di crescita interna, per una potenza totale di 1.803 MW e investimenti per 3,1 miliardi di euro. Di queste 44 sono state realizzate all'estero, per un totale di 1.548 MW (solo in Sud America 1.014 MW) e un valore di 2,5 miliardi di euro.

L'eolico ha segnato, come nello scorso anno, la maggior potenza autorizzata ed installata con 1.024 MW, ma in calo del 36% rispetto al 2013. L'88% della potenza è realizzata all'estero, in particolare Nord e Sud America. Tuttavia è il fotovoltaico che ha registrato il maggior numero di operazioni con 551 MW, di cui solo il 5% realizzati in Italia.

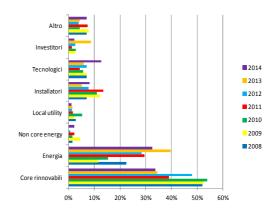
Calano gli investimenti in tutte le tecnologie

In diminuzione anche le biomasse, per le quali sono stati censiti 39 MW, tutti realizzati in Italia. Nel dettaglio riguardano impianti a biomassa solida (37 MW) e biogas (2 MW). La limitata presenza di impianti biogas utility scale nel 2014 è dovuta alle nuove politiche che incentivano quelli di piccola taglia. In calo anche gli investimenti idroelettrici, che assommano il 4% delle operazioni per complessivi 105 MW e 270 milioni di euro. Infine, sono stati censiti 2 MW nel geotermico, e 4 impianti solari termodinamici, tutti in Italia, per complessivi 69 MW e 242 milioni di euro.

Crescita esterna +6% operazioni nel 2014 a 2.3 miliardi €

I player energetici, sebbene in calo del 4%, sono i più attivi nella crescita interna con 1.085 MW totali. Seguono le pure renewable (in testa per numero di operazioni - Figura 2.3) con 828 MW. Netto calo degli investitori finanziari (-66%) dovuto alla minore attrattività degli investimenti in Italia a causa delle modifiche, anche retroat-

Figura 2.3 Gli operatori 2008-2014

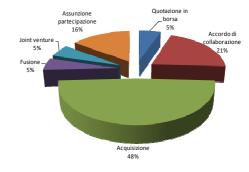


tive, alle politiche incentivanti. Marcato aumento dei tecnologici e degli installatori, rispettivamente al 13% e all'8%. Rimane sostanzialmente invariata all'1% la quota delle local utility.

La crescita esterna

L'incremento delle operazioni di finanza straordinaria è andato in parte a compensare il calo degli investimenti in crescita interna. Nel 2014 sono state rilevate 104 operazioni di crescita esterna, rappresentative di quasi il 50% del totale, in aumento del 6% rispetto al 2013, ma in calo in valore del 19% a 2,3 miliardi di euro.

Figura 2.4 La crescita esterna



Le operazioni di acquisizione si confermano la categoria prevalente con il 48% delle operazioni censite, per un valore complessivo di 1,27 miliardi di euro. Le acquisizioni hanno interessato soprattutto fotovoltaico (46%) ed eolico (23%). Seguono gli accordi

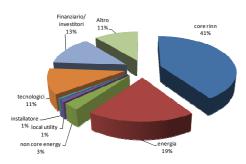


di collaborazione con il 21% e gli aumenti di partecipazione (16%) che, grazie alla dinamicità di core renewable ed investitori, si attestano a 672 MW, per un valore stimato di 785 milioni di euro.

La crescita degli accordi di collaborazione (+36%) è spinta dai settori delle smart grid e dell'efficienza energetica, oltre che delle nuove tecnologie. E' un segnale chiaro delle nuove strategie nel mutato contesto di mercato.

Emerge un aumento delle operazioni sull'equity, con un valore di 83 milioni di euro. Si consolida la presenza sul mercato AIM di aziende core renewable, con ben cinque quotazioni nel 2014 e capitali raccolti per 45,5 milioni di euro. Stabile l'incidenza delle fusioni, tutte localizzate in Italia, mentre diminuiscono le joint venture che si attestano al 5% delle operazioni censite e nelle quali i player più attivi sono le pure renewable e gli investitori finanziari (Figura 2.4).

Figura 2.5 Gli attori per operazioni

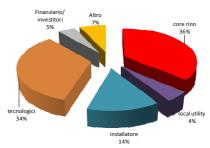


Le pure renewable sono la categoria più presente, pesando per il 41% delle operazioni. I player energetici, con il 19%, assommano ben 1.289 MW. Resta significativa la presenza degli investitori (13%) attivi principalmente nelle acquisizioni e negli aumenti di partecipazione. Rimangono pressoché invariate le non core energy, mentre è limitato il ruolo di installatori e local utility (Figura 2.5).

Accordi di fornitura e tecnologici

Nel 2014 sono state rilevate 31 operazioni, per 1.123 MW e un valore di 1,6 miliardi di euro. I contratti EPC mappati sono il 52% per 449 MW. Il 60% ha riguardato il fotovoltaico e di questi 258 MW sono stati realizzati all'estero, sopratutto in Africa.

Figura 2.6 I player negli accordi EPC



I player più attivi sono le pure renewable con il 36% del totale. Consolidano la loro posizione i tecnologici, con una quota del 34%, mentre gli installatori rappresentano il 14%. Restano ai margini local utility, non core energy e investitori. I contratti di fornitura, concentrati nel fotovoltaico (69%) e nell'eolico (25%), pesano per il 52% sul totale. I servizi di O&M, in forte crescita nel 2014, sono il 25%

delle operazioni di fornitura censite, tutte nel fotovoltaico (50% in Italia).

Le tendenze strategiche

La trasformazione del mercato delle rinnovabili ha portato a una accelerazione del processo di concentrazione già in atto ed all'aumento dell'internazionalizzazione, che interessa ormai anche le imprese meno grandi. Nel complesso, i principali trend che emergono dall'analisi dei dati sono:

- il consolidamento del settore;
- la crescente internazionalizzazione;
- lo sviluppo dei mercati dell'energia intelligente e dell'efficienza;
- il mutato ruolo della finanza.

Cinque quotazioni su AIM: raccolti 45,5 milioni di euro

Business dell'O&M in crescita



Le Top 10 coprono il 40% delle operazioni e oltre il 50% degli investimenti Passato il periodo di fortissima crescita di nuove installazioni, gli operatori più fragili hanno progressivamente lasciato il mercato e si sono intensificate le operazioni di finanza straordinaria finalizzate all'aggregazione intorno ai player più grandi. Sta quindi ulteriormente avanzando il processo di concentrazione già evidenziatosi nel 2013. Le prime 10 aziende per potenza installata in Italia coprono il 40% delle operazioni mappate, per una potenza complessiva di 2.516 MW (48% del totale considerato) pari a 3,6 miliardi di investimenti.

Si sono ulteriormente intensificate le strategie di **internazionalizzazione**. Nel 2014, il 39% delle operazioni ha coinvolto l'estero (34% nel 2013), per 3.167 MW (66,9% della potenza tota-

le), corrispondenti a circa 5 miliardi di

euro. Le operazioni relative ai nuovi

impianti, compresi i contratti EPC,

costituiscono la categoria prevalente

con il 59% delle operazioni pari a

1.989 MW. Seguono gli accordi di

Rinnovabili italiane sempre più internazionali

> fornitura con l'11% (525 MW) e la costruzione di nuovi siti per la fabbricazione di tecnologie e componenti con il 9%, quest'ultimi localizzati nel Centro e Sud America e Africa. Gli accordi di partnership (9%), sono focalizzati sul fotovoltaico e in ambito smart grid ed efficienza energetica, entrambe con un peso del 29% sulle operazioni. Le operazioni di crescita interna sono la categoria prevalente negli investimenti realizzati all'estero pari al 68% delle operazioni censite, corrispondenti a 2,52 miliardi di euro.

> Le operazioni realizzate al di fuori dei confini nazionali si concentrano prin-

ha un valore di 2,47 miliardi di euro.

La restante quota, rappresentata dal-

le operazioni di finanza straordinaria,

cipalmente in America con il 49% delle operazioni pari a 1.763 MW, il 40% nel solo Centro e Sud America per 1.288 MW. Cresce la quota degli investimenti delle aziende italiane in Africa con il 14% delle operazioni, pari a circa 600 MW di potenza. In calo le operazioni mappate nel resto delle macroaree, ad eccezione del Medio Oriente che rimane costante al 3%.

Figura 2.7 L'Italia all'estero

(per numero di operazioni)

(per numero di operazioni)		
Aree geografiche	2013	2014
Nuova Europa	27%	14%
Centro e Sud America	22%	40%
Vecchia Europa	18%	13%
Nord America	13%	9%
Asia	9%	7%
Africa	8%	14%
Medio Oriente	3%	3%

L'area dell'efficienza energetica cresce del 22% rispetto al 2013 e costituisce il 5% delle operazioni. Di queste, il 45% riguarda accordi di collaborazione volti alla riduzione dei consumi delle aziende. Seguono le operazioni di crescita interna (37%) suddivise tra installazione di sistemi di accumulo e, in parte minore, nell'apertura di nuove filiali produttive. Le operazioni straordinarie, in calo rispetto al 2013, sono il 18% e si concentrano nell'acquisizione di partecipazioni in Esco e trader energetici.

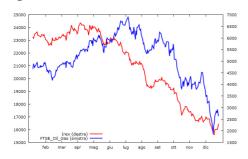
Nel 2014 le rinnovabili hanno visto mutare anche il ruolo e l'attitudine degli **investitori finanziari**, che pur soffrendo l'impatto dei cambi legislativi, sono rimasti tra i soggetti più attivi nel settore. I player finanziari rimangono, con il 28% delle operazioni di acquisizione, una delle categorie più attive nel mercato secondario degli impianti, in particolare fotovoltaici (60 MW). Il loro peso è però in calo rispetto all'anno precedente (37%).

Investitori finanziari e Borsa ancora sulle rinnovabili



Nel 2014 il mercato mobiliare ha registrato un andamento contrastante del segmento delle rinnovabili. Da un lato vi sono state ben cinque quotazioni di small cap (quattro nel 2013) per un valore totale di circa 50 milioni di euro, finalizzate a progetti di crescita. Dall'altro, vi è stato un calo dell'indice Irex che, nel 2014, è sceso ben del 63%. La capitalizzazione delle 15 società dell'indice ad aprile 2015 è di quasi 888 milioni di euro.

Figura 2.8 IREX / FTSE Oil&Gas



Ottimizzare le risorse esistenti

Nel quadro dell'evoluzione industriale del settore in Italia, il calo fisiologico dei nuovi impianti sta portando a porre crescente attenzione a rendere più efficiente e produttivo il parco impianti esistente.

Le strategie degli operatori si stanno focalizzando sull'efficienza dell'O&M, nel quale vi sono margini di miglioramento che possono incidere sensibilmente sulla producibilità degli impianti e quindi sulla loro redditività. Il costo legato all'attività di gestione e manutenzione, infatti, può rappresentare circa il 12-13% dei costi totali di generazione (LCOE) per un impianto eolico e l'11-12% per uno fotovoltaico. Negli ultimi anni i costi delle attività di O&M, sia gestite internamente che in outsourcing, sono calati notevolmente. Il differenziale di costo tra gli operatori più efficienti e i meno performanti può arrivare fino al 50-60% per il fotovoltaico e al 50% per l'eolico. Dato il peso della voce O&M sulla struttura dei costi, la sua ottimizzazione può portare a una riduzione del LCOE fino al 6-8%. In una fase di interventi normativi che comprimono notevolmente la redditività degli investimenti già realizzati, la riduzione dei costi di gestione è la strada intrapresa da molti operatori.

Per le installazioni meno recenti, ottimizzare l'O&M non è però sufficiente. E' piuttosto necessario puntare al rinnovo degli impianti obsoleti, in particolare eolici ed idroelettrici, si tratti di revamping o di integrale ricostruzione. Sebbene il parco idroelettrico abbia un'anzianità elevata (circa il 51% ha più di 50 anni), al registro dei rifacimenti al 2014 sono iscritti soli 143,7 MW, il 16% del contingente disponibile. L'ultimo turno ha visto l'ammissione di 50 impianti, per 79,4 MW (taglia media di 1,5 MW), dei quali 67 MW sono anteriori al 1970. La complessità delle norme e la vexata quaestio delle concessioni ne sono la cause principali. Anche i bandi per l'eolico, nonostante un potenziale non trascurabile, sono stati deludenti, con soli 1,5 MW iscritti al rifacimento (contro un contingente di 450 MW). L'aumento di producibilità delle turbine dovuto al progresso tecnologico rende allo stato più conveniente la costruzione di un impianto ex novo. Le attuali regole, complesse e poco favorevoli, sono dunque inadatte ad attrarre nuovi investimenti che permetterebbero di sfruttare meglio le risorse naturali disponibili, con evidenti benefici economici, energetici ed ambientali. Servono politiche più incisive, che snelliscano le procedure e non penalizzino rispetto gli incentivi acquisiti e non ancora terminati. Ottimizzare
O&M può
migliorare
sensibilmente
la redditività
degli impianti

Rinnovo degli impianti: alte potenzialità ma norme inadeguate

Ripensare le misure per favorire il rinnovo degli impianti più anziani



3. Gli economics delle rinnovabili in Europa

Scenari politici ed economici divergenti per eolico e fotovoltaico

Calo del costo

del capitale

competitività

driver di

L'evoluzione delle politiche per le rinnovabili nei principali Paesi europei ha modificato notevolmente lo scenario degli economics, le strategie degli operatori e, di conseguenza, lo sviluppo delle installazioni. In particolare, emerge una marcata divergenza tra eolico e fotovoltaico.

Mentre per l'eolico la progressiva riduzione degli incentivi non ha modificato l'orientamento di fondo, permettendo ancora investimenti in impianti utility scale, la fine degli incentivi per il fotovoltaico di medie e grandi dimensioni in quasi tutti i Paesi indirizza ora verso impianti di piccola taglia.

Questa edizione del rapporto segue quindi un'impostazione differente per i due comparti. Per quanto riguarda l'eolico, l'approccio è in linea con le passate edizioni e prevede l'analisi di impianti utility scale. Per il fotovoltaico, invece, ci si è indirizzati verso impianti di piccola e media taglia, mirando ad individuare, nelle varie nazioni, le condizioni di miglior sostenibilità economica degli investimenti.

Eolico ancora attraente in Europa, ma ampi divari

tra i Paesi

L'analisi riguarda Germania, Grecia, Francia, Italia, Regno Unito, Romania, Polonia e Danimarca. Le stime si riferiscono all'anno 2014 e comprendono impianti di 15 MW per l'eolico e impianti di differente taglia, in prevalenza da 10 a 100 kW, per il fotovoltaico.

Le valutazioni considerano il Levelized Cost of Electricity (LCOE) e il Levelized Earning of Electricity (LEOE), che calcolano costi e ricavi u-

nitari della generazione elettrica lungo l'intero ciclo di vita degli impianti. L'approccio è analogo a quello delle precedenti edizioni per l'eolico, mentre per il fotovoltaico, è stato adattato per tener conto di alcuni minori costi, quali ad esempio, quelli di permitting, delle superfici e delle perdite di rete.

Le principali tendenze, comuni a entrambe le fonti, sono il sensibile calo del costo del capitale e la prosecuzione, seppur più lieve che nel passato, della discesa dei costi della tecnologia. Ciò ha portato, a parità di altre condizioni, a una riduzione del LCOE in tutti i Paesi, consentendo – almeno per l'eolico – di resistere alla riduzione degli incentivi avvenuta in quasi tutte le nazioni.

Il settore **eolico** nel 2014 mostra un buon livello di profittabilità nella maggior parte dei Paesi. Il calo dei prezzi della tecnologia, in linea con l'anno scorso, unito alla marcata diminuzione del costo del capitale, portano le rinnovabili ad essere più competitive. Nonostante il ridimensionamento degli incentivi, in alcuni casi molto netto come in Danimarca, LCOE e LEOE mostrano valori medi rispettivamente di 59 e 66,6 €/MWh (Figura 3.1).

Figura 3.1 LCOE-LEOE eolico

	Eolico					
Paese	LCOE (€/MWh)	LEOE (€/MWh)	Δ (€/MWh)	Δ%		
Germania	51,5	57,4	5,9	11%		
Grecia	81,6	76,7	-5,0	-6%		
Francia	46,9	58,7	11,8	25%		
Italia	81,5	90,9	9,4	12%		
Spagna	52,7	45,1	-7,6	-14%		
Gran Bretagna	46,2	87,7	41,5	90%		
Romania	65,3	61,5	-3,8	-6%		
Polonia	62,7	82,2	19,5	31%		
Danimarca	42,3	39,4	-2,9	-7%		
Media	59,0	66,6	7,6	13%		

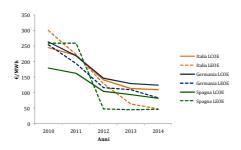


Italia e Grecia risultano le più costose, rispettivamente per oneri burocratici e fiscali sopra la media e per un costo del capitale ancora molto alto. Il saldo LCOE-LEOE più positivo si registra in Gran Bretagna, dove la diminuzione dei costi è affiancata da un sistema di incentivazione molto remunerativo.

In conclusione, dall'analisi degli economics emerge un comparto eolico ancora attrattivo in Europa, con punte di profittabilità notevoli nel Regno Unito.

Per il **fotovoltaico**, la saturazione dei mercati si unisce al cambio delle politiche, che nella maggior parte dei Paesi ormai sostengono solo gli impianti di piccola taglia. Scompare, dunque, il mercato degli impianti utility scale a terra, che, seppur con dinamiche diverse nei vari Paesi, ha patito un drastico calo di redditività (Figura 3.2).

Figura 3.2 LCOE-LEOE PV utility scale



Permane, invece, in varie nazioni quello delle installazioni residenziali e commerciali di piccola e media taglia. In alcuni Paesi, come la **Spagna**, la fine degli incentivi per i grandi impianti non è stata mitigata da sostegni agli impianti di piccola e media taglia. In **Italia** non vi sono oggi incentivi diretti per i piccoli impianti, il cui sviluppo è sostenuto però dalle detrazioni fiscali per le ristrutturazioni. L'unico Paese in cui

il fotovoltaico utility scale rimane profittevole è la **Romania**, dove si registra ancora un differenziale positivo per gli impianti fotovoltaici da 1 MW. Gli incentivi per i piccoli impianti, che l'Autorità per l'Energia rumena ha già delineato e notificato alla Commissione Europea, sono in attesa di approvazione. Anche in **Polonia** gli incentivi per gli impianti di piccole dimensioni non sono ancora operativi, ma un sistema di feed-in tariff per impianti da 3 a 10 kWp sarà attivo dal 2016.

La **Francia** risulta la più attrattiva per gli impianti di piccola e media taglia, grazie ad una feed-in tariff della durata di 20 anni per gli impianti su tetto. La **Grecia** offre un sistema di feed-in tariff di 20 anni per impianti sotto i 10 kWp che, penalizzato dall'ancora alto costo del debito e dalla sfavorevole congiuntura economica, produce però risultati modesti.

In **Germania** il sistema di feed-in tariff per gli impianti al di sotto di 1 MW è della durata di 20 anni e produce risultati quasi equilibrati per gli impianti da 10 e 100 kWp.

Il Regno Unito ha una politica di feed-in tariff per gli impianti al di sotto dei 500 kWp della durata di 15 anni. La tariffa è differenziata sia per la potenza dell'impianto che per l'efficienza energetica dell'edificio su cui viene installato. I sistemi con i migliori Energy Performance Certificate (EPC) ricevono gli incentivi più alti. La Danimarca risulta il Paese con gli incentivi meno generosi per i piccoli impianti, con un market premium per quelli su copertura lungo 10 anni e con una riduzione annuale del premio di 2 c€/kWh.

Fotovoltaico utility scale in estinzione

Politiche per il fotovoltaico di piccola taglia in vari Paesi europei



Figura 3.3 LCOE-LEOE fotovoltaico

		Fotovoltaico				
Paese		LCOE (€/MWh)	LEOE (€/MWh)	Δ (€/MWh)	Δ%	
Germania	10 kW	129,4	120,1	-9,3	-7%	
Germania	100 kW	105,1	102,3	-2,8	-3%	
Grecia 10 kW		155,7	113,3	-42,4	-27%	
Francia 100 kW	Nord	105,4	123,1	17,7	17%	
	Sud	82,0	123,1	41,1	50%	
UK 10 kW		127,7	121,3	6,4	5%	
UK 50 kW		116,5	121,3	4,8	4%	
Danimarca 10 kW		111,7	74,2	-37,5	-34%	
Romania 1 MW		105,2	115,7	10,5	10%	
Polonia 1 MW		113,3	82,7	-30,5	-27%	

I SEU aprono una nuova strada per il fotovoltaico italiano In conclusione, dall'analisi emerge una tendenza verso gli impianti su coperture di media e piccola scala. I Paesi più attrattivi sono la Francia, il Regno Unito e la Germania, che prevedono tariffe specifiche in funzione delle dimensioni degli impianti. Danimarca e Grecia hanno risultati modesti dovuti da un lato al livello basso delle tariffe, e dall'altro all'alto costo del debito e alla congiuntura negativa (Figura 3.3). In Italia il termine degli incentivi diretti con l'esaurimento del V Conto Energia è stato in parte compensato per gli impianti di piccola e media taglia dal credito di imposta per le ristrutturazioni edilizie e dall'autoconsumo. Questi permettono di coprire i costi stimati in 96,4-122,6 €/MWh per impianti da 10 kW rispettivamente al Sud e al Nord e 82-105,4 per quelli da 100 kW.

Profili di consumo e prezzi fattori critici per i SEU L'Italia, peraltro, sta conoscendo un certo sviluppo di impianti su siti industriali e commerciali di taglia media grazie ai cosiddetti Sistemi Efficienti di Utenza (SEU). Questi, come definiti dalla Delibera AEEGSI 578/2013, sono sistemi alimentati a rinnovabili o di cogenerazione, con potenza fino a 20 MWe, gestiti da un unico produttore, anche diverso dal cliente finale, direttamente connessi all'unità di consumo (di un solo cliente) attraverso un collegamento privato.

L'introduzione dei SEU ha dunque permesso l'installazione di impianti fotovoltaici la cui produzione è contrattualizzata direttamente tra produttore e consumatore industriale o commerciale, riuscendo a ottimizzare i benefici economici per entrambi. Tali impianti sono così profittevoli pur in assenza di tariffe incentivanti. L'analisi della sostenibilità economica di questa categoria di installazioni è stata condotta considerando il caso di un impianto di 1 MWp di potenza su copertura di un sito industriale del Nord Italia. Si è assunto un costo di investimento di un milione di euro e 1.200 ore di producibilità; si è inoltre ipotizzato che una quota del 60% dell'energia elettrica prodotta sia consumata nel sito industriale ove insiste l'impianto e il 40% sia invece ceduta in rete.

Ipotizzando un risparmio del 20% per il cliente finale rispetto ai prezzi correnti di acquisto dell'energia, il produttore avrebbe un LCOE di circa 100 €/MWh rispetto a un LEOE intorno a 108, con un differenziale dell'8%. Naturalmente diversi profili di consumo e quindi una differente quota di consumo interno al SEU, così come un prezzo più elevato per il cliente finale, possono spostare sensibilmente il risultato dell'investimento.

In conclusione, l'analisi mostra che i SEU offrono sia un'interessante opportunità di investimento per il costruttore e/o investitore, che un buon risparmio sui costi energetici per il cliente finale. Il loro sviluppo dipenderà, tuttavia, non solo dagli economics, ma anche dall'evoluzione legislativa in materia.



4. Le prospettive e gli economics extra europei

Gli investimenti nelle rinnovabili, in forte contrazione in Italia e in Europa, stanno crescendo rapidamente nel resto del mondo, in particolare in alcune aree emergenti. America Latina, Africa e Asia – come si è visto anche dall'evoluzione degli investimenti italiani all'estero – sono le regioni più dinamiche.

Quest'edizione del report si focalizza su: Brasile, Cile, Messico, Stati Uniti, Marocco, Egitto, Sudafrica, Turchia, India, Giappone, Thailandia. Date le peculiarità geografiche ed economiche di queste nazioni, le valutazioni economiche hanno considerato dei range di valori per la producibilità e sono state condotte sia con il costo del capitale locale che con quello benchmark europeo.

Il **Brasile** è uno dei Paesi con la più alta quota di rinnovabili nel mix di generazione: 79%, di cui 71% idroelettrico. La continua crescita della domanda di energia (+3,2% all'anno) e i lunghi periodi di siccità hanno spinto il governo brasiliano ad ampliare la capacità elettrica e a diversificare maggiormente le fonti. Nel 2014 si è tenuta la prima asta dedicata esclusivamente al fotovoltaico, che ha assegnato 890 MW di capacità ad una tariffa di 71,45 €/MWh per 20 anni. L'eolico, nonostante la continua crescita (circa 2 GW all'anno)- ha incontrato difficoltà nel soddisfare i requisiti di componenti locali, necessari per ottenere finanziamenti agevolati. Gli ultimi prezzi registrati in asta per questa tecnologia (ottobre 2014) sono stati pari a 45,16 €/MWh. Nei casi di miglior producibilità (1.950 ore di sole e 3.200 ore di vento annue), dato il basso livello delle tariffe, gli investimenti risultano profittevoli solamente utilizzando il WACC benchmark europeo. Oltre al costo del capitale, le maggiori problematiche del Paese risiedono nell'elevato livello di perdite di rete (circa il 15%) e nell'arretratezza dell'industria locale.

Il Cile è una delle nazioni più attrattive per il solare, con 2.380 ore annue nella zona settentrionale del Paese. L'eolico, invece, arriva fino a 2.980 ore nelle aree collegate ai due principali sistemi elettrici nazionali (SIC e SING). La quota rinnovabile sul mix di generazione è del 33%, di cui il 27% idroelettrico. Gli obiettivi prevedono la produzione del 20% di energia da rinnovabili non convenzionali (PV, eolico, mini-hydro, biomasse e geotermia) entro il 2025. Nel 2014 la capacità installata di PV ed eolico era ancora limitata (402 MW e 836 MW). Lo sviluppo di tali tecnologie, tuttavia, è destinato a crescere rapidamente con quasi 9 GW solari e 5.9 GW eolici in fase di costruzione o già autorizzati. In Cile non sono previsti incentivi per le FER. L'energia è contrattualizzata tramite PPA o venduta sul mercato spot. Tuttavia, dati i prezzi alti, sia PV che eolico risultano profittevoli: per il PV il LCOE, a seconda della producibilità e del WACC (locale o benchmark) varia tra 50,6 e 85,7 €/MWh a fronte di un LEOE di 79,0 €/MWh, mentre per l'eolico il LCOE va da 42,4 a 79,4 con LEOE pari a 79,0 €/MWh. Oltre alle ottime condizioni climatiche, l'apertura del mercato e la stabilità economica e politica del Paese sono i principali driver di sviluppo del settore.

In **Messico**, dopo la storica riforma del settore energetico che ha aperto agli operatori privati, è atteso un Rinnovabili in forte crescita nelle nazioni extra europee

Brasile: asta fotovoltaico a 71 €/MWh

In Cile il prezzo alto dell'elettricità spinge le rinnovabili



In Messico energie green a costi competitivi forte aumento degli investimenti esteri. I grandi clienti potranno contrattare direttamente con i produttori. Grazie alle ottime condizioni climatiche (più di 2.000 ore di sole e fino a 3.000 ore di vento all'anno), il Paese è tra i primi al mondo per potenziale FER, con 40 GW stimati per l'eolico (di cui 2,4 GW già installati) e 24 GW per il PV (di cui 176 MW installati). Il LCOE per il fotovoltaico va da 50,7 a 76,2 €/MWh e per l'eolico da 46,1 a 78,8 €/MW. I ricavi dipendono da PPA contrattati privatamente con CFE (Comisión Federal de Electricidad). Ad oggi, l'assenza di programmi di incentivazione e le perdite di rete (16%), sono le principali criticità del Paese.

USA: ripresa dell'eolico nel 2014

Marocco in attesa del boom delle rinnovabili Negli Stati Uniti il 2014 ha visto una forte ripresa delle rinnovabili dopo il calo dell'eolico del 2013 (-92% sul 2012) dovuto alle incertezze sulla Production Tax Credit, il principale strumento di incentivazione a livello federale. Nel corso dell'ultimo anno, l'incremento della capacità installata negli USA è stato di quasi 4 GW per il fotovoltaico e di 4,8 GW per l'eolico. La California è uno dei leader nella generazione di energia pulita, con target ambiziosi e l'obbligo per le utility operanti nello Stato di raggiungere il 20% di rinnovabili nel mix di generazione entro il 2013 (obiettivo raggiunto), il 25% entro il 2016 e il 33% entro il 2020. Gli strumenti a supporto delle rinnovabili sono diversi a seconda delle fonti e della taglia degli impianti. Per quelli tra 3 e 20 MW è previsto un sistema di aste (RAM, Renewable Energy Auction Mechanism) gestito dalle IOU (Investor Ownded Utilities) californiane, che prevede il ritiro dell'energia da parte di queste per un periodo di 20 anni. Nell'ultima tornata si è registrato un prezzo di 71,54 \$/MWh. In California, in condizioni di operatività ottimali (2.000 ore per il PV e fino a 3.000 per l'eolico) entrambe le tecnologie sono competitive. Il LCOE varia tra 59,4 e 77,3 €/MWh per il PV e tra 46,7 e 64,6 per l'eolico, a fronte di LEOE pari, rispettivamente, a 75 e a 54,7 €/MWh.

Il Marocco è l'unico Paese nordafricano privo di risorse fossili. La crescente domanda interna di energia e il peso delle importazioni hanno spinto il governo ad avviare programmi a favore delle rinnovabili. Con una legge del 2009 il Marocco ha posto le basi per la promozione degli investimenti, stabilendo le regole per la produzione e la commercializzazione di energia da FER, nonché obiettivi molto ambiziosi: 42% di produzione da rinnovabili entro il 2020. Il Moroccan Solar Plan (MSP) ha individuato cinque siti dove sorgeranno i 2 GW solari (sia CSP che PV) previsti entro il 2020. Dei 2 GW eolici previsti per la stessa data, 720 MW sono in fase di realizzazione mentre per altri 1.000 sono state individuate le aree. In Marocco non c'è un sistema di incentivi strutturato. I progetti sono selezionati dal Governo tramite gare, ed è previsto un sistema di PPA negoziati direttamente con il MASEN (Moroccan Agengy for Solar Energy) per il solare e con l'ONE (Office National de l'Electricité), il monopolista nazionale verticalmente integrato, per l'eolico. Il Marocco, grazie alle ottime condizioni di operatività, a bassi costi della manodopera e dei terreni ha costi competitivi, sia per l'eolico che per il fotovoltaico. Le maggiori criticità riguardano invece le elevate perdite di rete e le incertezze sulle tempistiche di selezione delle offerte e sugli accordi per i prezzi.



A rendere attraenti gli investimenti in Turchia contribuiscono buone condizioni di operatività, lo schema di incentivi e la forte crescita della domanda. Lo sviluppo dell'eolico è partito già da qualche anno; a fine 2014 la capacità installata arrivava ad oltre 3,7 GW (con 800 MW installati nell'ultimo anno). Il fotovoltaico, invece, è ancora all'inizio. Ad oggi non risultano operativi progetti utility scale e la capacità totale si attesta a soli 58 MW (di cui 40 MW nel 2014). Gli incentivi, una feed-in tariff per i primi dieci anni di operatività, sono di 133 \$/MWh per il PV e 73 \$/MWh per l'eolico, più un premio per l'uso di componenti locali per i primi cinque anni, per un massimo di 67 \$/MWh per il fotovoltaico e 37 \$/MWh per l'eolico. Il LCOE, a seconda della producibilità e del WACC considerato, varia in un range 74,9-127,0 €/MWh per il PV (con LEOE di 100,3 €/MWh) e 38,8-69,4 €/MWh per l'eolico (con LEOE di 64,2 €/MWh). Oltre all'elevato costo del capitale, i principali fattori di rischio sono dati dalle perdite di rete e dalla burocrazia farraginosa.

Il settore energetico del **Sudafrica** si basa sul carbone, prodotto in abbondanza dalle miniere locali, mentre la produzione elettrica è carente. L'apporto delle rinnovabili è ancora modesto, circa l'1% del mix di generazione in larga parte idroelettrico. Per aumentare l'offerta e ridurre le emissioni (il Sudafrica è dodicesimo al mondo), sono state avviate politiche ambiziose per le FER. Nell'agosto 2011 il Dipartimento per l'Energia ha annunciato un sistema di aste competitive al ribasso (REIPPPP), organizzato su cinque finestre, in cui i vincitori stipulano un contratto con Eskom (monopolista verticalmente integrato) per il ritiro dell'energia della durata di 20 anni. A causa dei bassi prezzi delle aste e dell'alto costo del capitale, gli investimenti sono profittevoli solo con le migliori condizioni operative e WACC benchmark. Il LCOE varia da un minimo di 57,9 €/MWh per il PV e 36,6 €/MWh per l'eolico (WACC benchmark e alta producibilità) ad un massimo di 94,9 €/MWh per il PV e 60,3 €/MWh per l'eolico (WACC locale e basse ore di produzione). I ricavi sono pari a 80,0 €/MWh per il fotovoltaico e 58,0 per l'eolico.

L'Egitto è un Paese con clima favorevole (fino a 2.100 ore di sole e 3.000 di vento), un sistema di incentivi molto interessante e domanda di energia in forte crescita (5-6% all'anno). Gli obiettivi di sviluppo prevedono di raggiungere il 20% di generazione da FER entro il 2020. Nel 2014 è stato avviato un programma di feed-in tariff sia per l'eolico (fino a 114,8 \$/MWh per 20 anni) che per il fotovoltaico (fino a 143,4 \$/MWh per 25 anni), per una capacità prevista totale di 4,3 GW (2,3 GW di PV e 2 GW di eolico). Il governo ha inoltre messo a disposizione più di 7.600 kmg di terreni, per il cui uso gli investitori dovranno corrispondere il 2% dell'energia prodotta. I costi di generazione variano molto a seconda che si usi il WACC benchmark o quello locale. Per il PV vanno da 51,0 a 97,2 €/MWh (contro un LEOE di 107,3), mentre per l'eolico il range è 34,7-67,0 €/MWh, con LEOE di 64,9 €/MWh.

Il **Giappone** è il terzo Paese al mondo per capacità fotovoltaica installata, con 23,3 GW complessivi, di cui 9,7 GW nel 2014. Nonostante il recente taglio alla feed-in tariff per il PV (passata da 228 a 192 €/MWh) continua Turchia: investimenti attraenti solo con il WACC benchmark

In Sudafrica bassi prezzi nelle aste

Egitto: piani ambiziosi e tariffe attraenti

Il Giappone è terzo al mondo con 23,3 GW di fotovoltaico



Thailandia: entro il 2022 20.3% di FER ad essere uno dei Paesi con i maggiori incentivi per le rinnovabili. La capacità installata di eolico è pari a 2,8 GW, di cui solo 130 MW nell'ultimo anno. L'incentivo per questa tecnologia non ha subito tagli, ed è di 157 €/MWh. Il target di sviluppo fissato dal Paese è il raggiungimento del 10% dell'energia primaria entro il 2020.

Anche in **Thailandia** sono previsti target per le FER molto ambiziosi. Entro il 2022 il 20,3% dell'energia prodotta dovrà arrivare da rinnovabili, con obiettivi minimi di installato di 500 MW per il fotovoltaico e di 800 MW per l'eolico. Alla fine del 2014, il PV superava già ampiamente l'obiettivo, con 1.300 MW complessivi installati, di cui 475 MW nell'ultimo anno. L'installato di eolico, invece, è di soli 223 MW. Il principale strumento di incentivazione è una feed-in premium di 185,4 €/MWh per il PV e di 81,1 €/MWh per l'eolico.

L'India ha buone condizioni sia per il fotovoltaico (oltre 1.800 ore di funzionamento l'anno) che per l'eolico (fino a 2.100 ore annue). Nel 2014 la capacità installata cumulata di PV ha raggiunto i 2,9 GW, con 616 MW di nuovi impianti, mentre l'eolico è arrivato a 22,5 GW, di cui 2,3 nell'ultimo anno. L'obiettivo del governo indiano è la costruzione di 30 GW di capacità da FER (escluso l'idroelettrico) entro il 2017. Il principale incentivo a livello nazionale è l'ammortamento accelerato degli investimenti, a cui si aggiungono misure differenti per i singoli Stati. Ciò rende i sistemi incentivanti indiani piuttosto complessi e articolati. Significative criticità, inoltre, derivano dalle elevate perdite di rete (21%) e dalla scarsa trasparenza nei processi autorizzativi e nell'erogazione degli incentivi.

India: grandi potenzialità in una nazione complessa

Figura 4.1 Sintesi delle caratteristiche di alcuni Paesi extra europei

	%FER MIX GENERAZIONE ¹	ОВІЕТТІVІ	INCENTIVI	STRUTTURA DEL MERCATO	
Brasile	79% (71%)	86,1% di produzione da FER entro il 2023	Aste	Generazione: 30% operatori privati, 70% operatori pubblici (di cui 40% Electrobas)	
Cile	33% (27%)	25% di produzione da FER entro il 2025	РРА	Mercato totalmente liberalizzato. Solo operatori privati	
Egitto	9% (9%)	20% di produzione da FER entro il 2020	FIT	Operatori privati coinvoliti nella generazione tramite accordi BOOT	
Giappone	13% (8%)	10% dell'approvigionamento energetico nazionale da FER entro il 2020	FIT	Monopoli regionali, 10 operatori privati detengono l'85% della capacità di generazione	
India	15% (12%)	30 GW installati e 9% di produzione da FER al 2017	Incentivi fiscali, FIT per i singoli stati	Capacità installata: 70% operatori pubblici (30% nazionali, 40% statali), 30% operatori privati	
Marocco	12% (9%)	42% di produzione da FER entro il 2020	Fondi di istituzioni internazionali, PPA	Monopolistista statale verticalmente integrato e Independent Power Producer	
Messico	14% (11%)	35% della produzione da FER entro il 2024	Incentivi fiscali, PPA	Generazione aperta agli operatori privati, monopolio per distribuzione e trasmissione (CFE)	
Sudafrica	1%	17,4 GW installati da FER entro il 2030, di cui 9,8 GW PV e 4,4 GW eolico	Aste (REIPPPP)	Monopolista pubblico verticalmente integrato (Eskom)	
Thailandia	9% (6%)	20,3% di produzione da FER entro il 2022	Feed-in premium	Monopoli locali nella distribuzione e nella vendita di energia	
Turchia	29% (25%)	30% di produzione da FER entro il 2030	FIT, Premium	Operatore pubblico EUAS, che detiene circa il 40% della generazione, produttori privati, impianti realizzati con BO, BOT e TOR	
USA (California)	13% (7%)	25% di produzione da FER entro il 2016, 33% entro il 2020	Aste, FIT, incentivi fiscali, contributi in c/capitale	Mercato totalmente liberalizzato con società pubbliche e private	

¹ tra parentesi la quota di idroelettrico



5. Le rinnovabili e il sistema elettrico italiano

Il settore elettrico italiano sta attraversando una fase di profondo cambiamento, sia in termini di volumi e dinamiche di domanda-offerta, sia di struttura industriale, sia nel funzionamento dei mercati elettrici. Alla trasformazione del settore elettrico hanno concorso diversi fattori, come il calo dei consumi, l'overcapacity, il cambio del mix di generazione e il mutamento degli scenari dell'industria dei combustibili fossili. Nel suo insieme questa evoluzione ha comportato una serie di ricadute, più o meno evidenti, sul funzionamento dei mercati elettrici. Il rapporto 2015 si è dunque concentrato su:

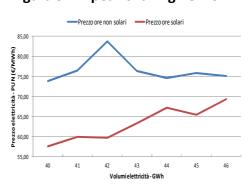
- gli effetti delle rinnovabili sul pricing, con la stima del peak shaving del fotovoltaico;
- l'impatto delle rinnovabili non programmabili (FRNP) sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) avviato già nel 2013;
- la valutazione dell'adeguatezza del sistema elettrico "a salire" stimando la capacità di riserva necessaria nel medio termine;
- l'analisi sull'adeguatezza "a scendere", focalizzata sul grado di flessibilità del nostro sistema elettrico nel medio-lungo periodo.

Gli effetti sui prezzi di mercato

La crescita della generazione elettrica da FER ha prodotto molteplici ricadute sui mercati elettrici. Quella che ad oggi appare come il più evidente è la diminuzione dei prezzi dell'energia elettrica in Borsa, il cosiddetto effetto peak shaving o merit order effect. L'aumento dell'offerta sul mercato di elettricità generata da fotovoltaico ed eolico a costo marginale nullo ha prodotto una notevole diminuzione dei prezzi nelle ore diurne di punta della domanda. Questo fenomeno è comune, seppur con diverse modalità ed intensità, a nazioni con elevata penetrazione delle FER nel mix di generazione, come Germania e Spagna.

Nel 2014 la riduzione del PUN dovuta alla produzione solare è compresa tra 5,8 e 24 €/MWh. Nonostante il rallentamento delle nuove installazioni nel nostro Paese, conseguente alla fine degli incentivi per il fotovoltaico, il fenomeno dell'abbassamento dei prezzi nelle ore di massimo carico diurno continua a dispiegare i suoi effetti. Nel 2014, infatti, il beneficio complessivo è stimato in 896 milioni di euro (Figura 5.1).

Figura 5.1 II peak shaving nel 2014



Il percorso di consolidamento del fenomeno del peak shaving appare evidente dall'analisi dell'evoluzione storica a partire dal 2011 (Figura 5.2). Il beneficio economico totale è, infatti, cresciuto nel biennio 2011-2012, contestualmente al boom delle installazioni fotovoltaiche, per poi calare, seppur lievemente, nel 2013 e nell'ultimo anno. La riduzione del PUN attribuibile al fotovoltaico è tuttavia passata dal 19% al 46% nel suo

Riduzione PUN ore di picco 2014: 5,8- 24 €/MWh

Peak shaving: 896 milioni nel 2014



Effetto sul PUN cresciuto dal 19% al 46% massimo. Anche il differenziale tra il PUN nelle ore di picco diurne e serali ha seguito il medesimo trend, passando da 8-42 €/MWh nel 2012 (anno caratterizzato però da un aumento dei prezzi di notte) a 15-21 €/MWh nel 2013. Tra le diverse variabili che hanno influenzato l'effetto peak shaving nel corso degli anni, oltre all'aumento della produzione solare, occorre considerare il crollo del PUN (attestatosi a 52,08 €/MWh nel 2014) e il protrarsi della crisi dei consumi elettrici, calati del 3% su base annua, pari a 309 TWh nel 2014.

La metodologia alla base delle elaborazioni considera la domanda di energia elettrica in Italia nel 2014 classificata in ore solari e non solari. Ad ognuna delle due categorie è stato poi associato il valore del PUN relativo alle singole ore. L'effetto peak shaving è il prodotto tra il carico nelle ore solari e la differenza tra il prezzo all'ingrosso delle ore diurne e serali.

L'analisi ha considerato solo le ore di massimo carico, (superiore a 40 GWh) e non comprende gli effetti della generazione eolica, essendo focalizzata sulle sole ore diurne.

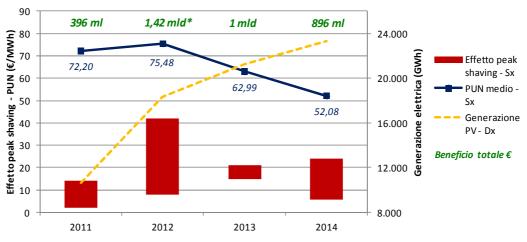
Gli impatti sul dispacciamento

La rapida crescita del peso delle fonti rinnovabili sul mix di generazione, in particolare di quelle non programmabili (FRNP), incide anche sulle dinamiche di approvvigionamento e dispacciamento del sistema elettrico. Si sono quindi esaminate le possibili relazioni tra la produzione da FRNP nel 2014 e l'andamento del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), aggiornando le stime condotte negli ultimi due anni.

Tuttavia le FRNP sono solo uno dei numerosi elementi che influenzano i volumi scambiati sul MSD. Il gestore della rete, infatti, ricorre a questo segmento di mercato non solo per ovviare agli scostamenti della generazione da FRNP rispetto alle previsioni, ma anche per gestire le fluttuazioni dei carichi o per fronteggiare l'improvvisa interruzione della produzione di un impianto termoelettrico, ripristinando le riserve necessarie per il funzionamento in sicurezza del sistema. La nostra valutazione, improntata a criteri prudenziali, vuole dunque fornire solo una grandezza indicativa del fenomeno.



Figura 5.2 Il peak shaving nel mercato elettrico italiano (2011-2014)



* 838 milioni al netto dell'aumento dei prezzi notturni



La metodologia considera i dati di previsione e consuntivo della generazione eolica e solare. Si è calcolato lo sbilanciamento in ogni ora, per ogni giorno e per tre macroaree (Continente, Sicilia e Sardegna). Tale valore è stato poi corretto considerando l'errore di previsione della domanda.

Il dato così ottenuto è stato infine confrontato con i volumi totali (acquistati e venduti) sul MSD ex-ante e sul Mercato di Bilanciamento. L'analisi sugli impatti delle FRNP sul MSD si basa su dati preliminari di fonte Terna relativi all'anno 2014.

Nel complesso, l'incidenza degli sbilanciamenti imputabili ad eolico e fotovoltaico sui volumi totali scambiati sul MSD è aumentata solo del 2,4% rispetto alla stima del 2013. La crescita è dovuta all'incremento della produzione di eolico e fotovoltaico, pari rispettivamente all'1% ed al 9,8%, mentre i volumi complessivi scambiati sul MSD sono rimasti pressoché invariati.

Il fenomeno appare dunque in aumento lieve, rispetto a quanto emerso nella scorsa edizione.

L'adeguatezza del sistema

La crescita delle rinnovabili e la dinamica domanda-offerta ha inciso profondamente sull'assetto del mercato elettrico. Questa veloce evoluzione, che nel presente ha portato a una situazione di overcapacity, richiede un'attenta valutazione sull'adeguatezza del sistema nel medio e lungo periodo. E' necessario esaminare la capacità di fronteggiare l'andamento futuro della domanda, così come il grado di flessibilità del sistema alla luce del mutato mix di fonti.

L'adeguatezza a salire

Lo studio ha, quindi, analizzato innanzitutto l'adeguatezza a salire, considerando la consistenza della capacità di generazione efficiente e del carico prevedibile su diversi orizzonti temporali. L'analisi, effettuata secondo i criteri Entso-e, parte da una stima della situazione nel 2014. Si individuano poi il 2017, il 2020 ed il 2024 come anni obiettivo.

La potenza efficiente al 2014 è stimata in 113,7 GW. Per il termoelettrico sono stati considerati circa 7,7 GW di dismissioni nel 2014 (fonte MiSE), che ne portano la potenza totale a circa 68 GW. Le valutazioni di adeguatezza richiedono di passare dalla potenza efficiente netta alla potenza disponibile alla punta (capacità di generazione che può produrre nel momento di massimo carico). Si sono, dunque, utilizzati coefficienti medi di disponibilità alla punta prudenti (dati 2000-2010 di fonte Terna), pari a 64,1% per l'idroelettrico, 67,4% per il termoelettrico e 24,1% per fotovoltaico ed eolico, con i quali si è ottenuta una potenza disponibile alla punta nel 2014 pari a 64,1 GW (di cui 18% idroelettrica, 71% termoelettrica, 3% eolica e 7% fotovoltaica). La punta annuale di carico nel 2014 è stata di 51.550 MW. Assumendo in 4.600 MW la riserva operativa necessaria, si raggiunge un fabbisogno totale alla punta di 56.150 MW, con un margine rispetto alla potenza disponibile di circa 8 GW. Sulla base della situazione al 2014 sono stati poi sviluppati due diversi scenari evolutivi.

Nello **scenario pessimistico** si ipotizza la crescita degli impianti eolici e fotovoltaici rispettivamente di 10,6 e 21,1 GW nel 2017, 12,7 e 23,5 GW nel Adeguatezza del sistema a salire nel medio-lungo periodo

Nel 2014 64,1 GW disponibili alla punta



Scenari del termoelettrico 57,9-65,8 GW al 2020

2020, 15,6 e 29,7 GW al 2024, come previsto nel Piano di Sviluppo 2015 di Terna. Per il termoelettrico si assumono circa 12 GW di dismissioni nel breve-medio periodo, a fronte di una crescita delle biomasse di 2 GW (stime Terna). Nel complesso, la potenza termoelettrica nel 2017-2020 è assunta in 57,9 GW. Nel 2024 è prevista l'entrata in esercizio di circa 2,4 GW, attualmente già autorizzati ed in parte in fase di realizzazione. Il fabbisogno alla punta nel caso pessimistico è stimato (in base allo scenario del TSO, ipotesi alta), pari a 55,2, 59 e 66 GW rispettivamente per 2017, 2020 e 2024. Infine, per i coefficienti di disponibilità alla punta sono stati utilizzati i valori minimi stimati da Terna per il periodo 2000-2010.

Lo scenario ottimistico ipotizza una crescita più marcata di eolico e fotovoltaico (scenari presentati nel capitolo 6), pari rispettivamente a 11 e 21,9 GW nel 2017, 13,4 e 25,1 GW nel 2020, 19,2 e 29,7 GW nel 2024. L'evoluzione della capacità termoelettrica è basata sulle ultime previsioni disponibili da ENTSO-E, che danno una potenza di 65,7 GW nel 2017 e 65,8 GW nel 2020 e 2024. In questo scenario il fabbisogno alla

punta è pari a 54,2 nel 2017, 57 GW

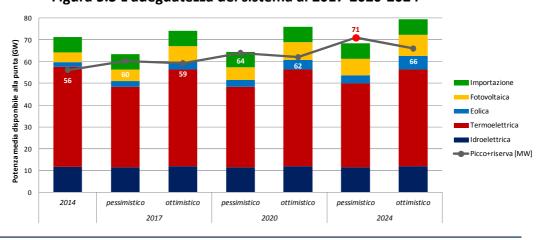
nel 2020 e 61 GW nel 2024. I coefficienti di disponibilità alla punta nello scenario ottimistico considerano i valori medi 2009-2014.

Confrontando la capacità degli scenari con il fabbisogno previsto e la riserva operativa (mantenuta a 5 GW), oltre a considerare l'attuale capacità di importazione (6,5-7 GW in estate) emerge un quadro abbastanza equilibrato (Figura 5.3). Nello scenario pessimistico si ha un deficit di capacità pari a 3,9 GW nel 2017, 6,6 GW nel 2020 e 9,7 GW al 2024. Nel brevemedio periodo, tale carenza pare gestibile tramite la capacità di importazione. Anche nel lungo periodo, se si considerano i potenziamenti delle interconnessioni previsti ad oggi (2 GW) e il contributo della domanda alla gestione delle condizioni operative critiche (4 GW, fonte ENTSO-E), il deficit appare governabile. Non emergono, invece, criticità nello scenario ottimistico.

In conclusione, gli scenari esaminati non sembrano prospettare nel brevemedio termine particolari criticità in merito all'adeguatezza del sistema a salire; l'esigenza dell'avvio di un mercato della capacità pare, dunque, legata ad un orizzonte temporale di medio-lungo periodo.

Sistema in equilibrio in tutti gli scenari

Figura 5.3 L'adeguatezza del sistema al 2017-2020-2024





L'adeguatezza a scendere

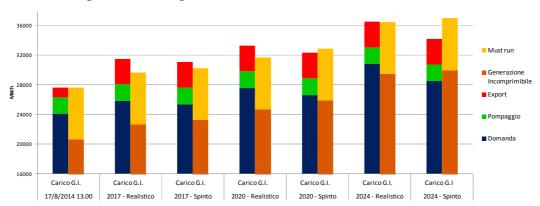
Un sistema elettrico adeguato nel medio-lungo periodo deve garantire un sufficiente grado di flessibilità (capacità di generazione a scendere) per gestire in sicurezza eventuali periodi di basso carico ed elevata generazione da FER. L'analisi, basata sulla metodologia ENTSO-E, parte dalla stima del carico residuo (differenza tra carico e generazione incomprimibile) per l'anno 2014. Il carico residuo minimo si è registrato il 17 agosto alle ore 13.00, con circa 3.450 MWh. L'analisi sui dati storici mostra come l'attuale capacità di pompaggio (circa 5.070 MW) e di esportazione nella stagione estiva (3.460 MW) siano sufficienti a far fronte alla generazione incomprimibile unita al termoelettrico "must run" (assunto prudenzialmente pari alla produzione termoelettrica registrata nell'ora di carico minimo esaminata). A partire dalla situazione al 2014, si è effettuata una proiezione su due diversi scenari (realistico e spinto), utilizzando i tassi di crescita considerati per l'adeguatezza a salire. Come emerge dal quadro riassuntivo (Figura 5.4), le attuali capacità di export e di pompaggio paiono sufficienti a garantire un livello adeguato per il sistema nel breve termine (2017) in tutte le ipotesi.

Nello scenario realistico, in linea con le ipotesi evolutive di Terna, nel medio termine non sembrano emergere particolari criticità. Nel dettaglio, al 2020 la generazione incomprimibile unita al must run termoelettrico risulta inferiore rispetto alla somma di carico, pompaggi e capacità di export, con un saldo positivo di circa 1.600 MWh. Tale margine si riduce nel 2024 (92 MWh), ma resta al di sopra del limite critico.

Diversa la situazione nel caso di uno scenario spinto, (elaborato sulla base delle ipotesi indicate nel capitolo 6), che prevede una forte crescita delle rinnovabili. In questo scenario potrebbero occorrere delle criticità sia al 2020 (saldo negativo di 540 MWh) che al 2024 (-2.762 MWh). Lo sviluppo della capacità di esportazione potrebbe aiutare il sistema a fare fronte a tali criticità, posto che i mercati esteri siano ricettivi. Sarebbe quindi fondamentale il processo di market coupling, con l'adozione di un modello di mercato comune con i Paesi confinanti. Tuttavia, tale scenario pare allo stato più teorico che reale ed è difficile prevedere quale sarà l'effettivo sviluppo delle rinnovabili a medio-lungo termine. Può essere comunque un riferimento utile quale sorta di stress test per il sistema. Scenario realistico: nessuna criticità nel medio periodo

La crescita spinta delle rinnovabili potrebbe portare criticità per il sistema







6. Le politiche per le rinnovabili e gli scenari futuri

DM 6/7/2012: 79% gap tra ammesso e realizzato Negli ultimi anni le politiche per le rinnovabili in Italia, come in altre nazioni europee, hanno prodotto andamenti "boom and bust" delle installazioni. Dopo il termine del Conto Energia, il fotovoltaico si sta ancora sviluppando solo con i piccoli impianti residenziali e con i SEU. L'evoluzione delle altre fonti deriva invece dal DM 6/7/2012 e dalle possibili misure successive.

Obiettivo di questo capitolo è esaminare i reali effetti degli ultimi provvedimenti e il prevedibile andamento della spesa per incentivi. L'evoluzione dei possibili scenari elettrici futuri sarà poi la base per alcune riflessioni sulle prossime policy.

Biogas: solo 19% costruito, eolico: oltre 1 GW rimasto sulla carta

Il quadro in Italia e i limiti delle politiche per le rinnovabili

L'analisi sull'andamento dell'ultimo strumento messo in atto per sostenere le rinnovabili, il DM 6/7/2012, fa emergere un quadro luci e ombre: i dati mostrano (Figura 6.1) che, nonostante una richiesta di partecipazione alle aste e ai registri molto superiore all'effettiva disponibilità, solo una percentuale minoritaria di impianti è entrata effettivamente in esercizio rispetto agli aventi diritto (461 MW su più di 2.200 MW previsti, pari al 21% della potenza complessiva). La fonte che ha maggiormente risentito di questo insuccesso sono le biomasse in cui solo il 13% della potenza è entrata in esercizio, seguite dal biogas (19%), dall'idroelettrico (21%) e dall'eolico (23%, ma con 1.035 MW ancora da installare). Se, invece, si disaggregano i dati in base al numero di impianti le percentuali crescono decisamente (si sale al 48%) grazie alla maggior presenza di installazioni di piccola taglia che possono accedere direttamente all'incentivo. Infatti, il fenomeno ha colpito maggiormente gli impianti di media-grande dimensione che partecipano alle aste, dove, contrariamente alle intenzioni del legislatore, si è anche riscontrata una numerosa presenza di soggetti sviluppatori esterni al settore (43,7% del totale). Per contro esiste un cospicuo potenziale (più di 250 MW) di impianti non ammessi agli incentivi per raggiunto contingente di potenza dei registri che, come nel caso dell'idroelettrico, sono molto spesso in avanzato stadio di completamento o ultimati, in attesa che si aprano nuovi contingenti di potenza incentivabile. Tuttavia, non è previsto uno scorrimento automatico delle graduatorie e i tempi di esclusione sono molto lunghi, potendo per alcune fonti superare i tre anni.

Figura 6.1 Dati sintesi DM 6/7/2012

	Disponibile	In esercizio	In esercizio	
	(MW)	(MW)	(%)	
Idraulica	305,6	65,4	21%	
Eolico	1.340,1	305,1	23%	
Moto ondoso	0,1	0,0	0%	
Geotermia	76,5	19,8	26%	
Biomasse	293,6	38,1	13%	
Bioliquidi	16,4	0,0	0%	
Biogas	173,9	32,7	19%	
Totale	2.206,2	461,1	21%	

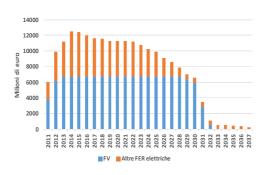
Ne deriva che il costo totale di incentivazione per le FER elettriche non fotovoltaiche, pari a 5.720,6 milioni di euro (valore al 28/02/2015), corretto per tener conto dei soli impianti realizzati, si riduce a 5.228,1 milioni e il peso degli incentivi assegnati in base al DM 6/7/2012 passa dall'11% del totale al 2,2%.

Quasi mezzo miliardo € gli incentivi ancora non utilizzati



Le componenti che più incidono sul Contatore Oneri delle Fonti Rinnovabili sono i Certificati Verdi con 3.152 milioni di euro (55,1% del totale) e la Tariffa Omnicomprensiva (1.730 milioni pari al 30,3%); tra le fonti il biogas (1.579 milioni, 27,6% del totale) e l'eolico (1.518 milioni pari al 26,5%). In assenza di nuovi provvedimenti, il 2015 sarà il primo anno in cui gli oneri inizieranno a ridursi per effetto del phasing out dai Certificati Verdi (nel corso dell'anno usciranno circa 87 MW di potenza eolica) e dai CIP6.

Figura 6.2 Andamento incentivi FER



Mentre l'incentivazione al fotovoltaico rimane pressoché costante fino al 2029, per esaurirsi rapidamente nel triennio successivo, quella delle altre FER elettriche ha un andamento più distribuito negli anni, con la maggior parte delle scadenze tra 2023 e 2028 (Figura 6.2). Le risorse che progressivamente si libereranno sono pari mediamente a 802 milioni di euro all'anno nel periodo 2015-2020, che saliranno a 3,2 miliardi nel periodo 2020-2030.

Gli scenari di sviluppo

Le scelte in merito alle future politiche di sostegno alle FER determineranno necessariamente la composizione del mix elettrico italiano e la sua coerenza con quanto previsto dagli accordi climatici internazionali. Si sono ipotizzati tre scenari elettrici

Figura 6.3 Scenari elettrici

	2013		2020 Stop		2020 FER		2030 FER	
	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh
PV	18,1	21,6	24,5	30,3	25,1	31,0	35,5	43,9
Biomasse	4,0	17,1	4,5	16,2	6,4	23,0	9,5	34,2
CSP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	8,0
Idro	18,3	52,8	18,5	57,5	19,0	59,7	23,0	66,7
Eolico on-shore	8,6	14,9	9,8	16,0	13,4	21,8	20,0	32,6
Eolico off-shore					0,0	0,0	8,0	13,0
Geotermia	0,8	5,7	1,0	6,8	1,0	6,0	2,0	13,7
Totale	49,8	112,1	58,3	126,8	64,9	141,5	100,0	212,1
Domanda (TWh)	31	8,5	334,0		334,0		345,0	
% FER	35	,2%	38,0%		42,4%		61,5%	

la spesa per incentivi inizia a ridursi

Dal 2015

possibili per l'Italia (Figura 6.3): al 2020 nella condizione di sospensione degli incentivi una volta raggiunta la soglia prevista dei 5,8 miliardi di euro, al 2020 e al 2030 con il parziale rinnovo degli incentivi a seguito della progressiva liberazione delle risorse. Per ciascuno scenario sono riportati la potenza installata (GW) e la produzione annua (TWh) delle fonti, la domanda elettrica e la percentuale di FER sui consumi elettrici nazionali. Per stimare la domanda elettrica sono stati considerati diversi fattori, quali la ripresa dei consumi, il ruolo dell'efficienza negli usi finali, lo switch di parte dei consumi termici dal vettore gas all'elettrico, l'impatto dell'auto elettrica (2030) e l'effetto rebound sull'efficienza. La dinamica delle FER risentirà, invece, oltre che delle politiche sugli incentivi anche di altre misure, quali ad esempio lo sviluppo dei SEU e dei contratti di lungo periodo, dell'autoconsumo con storage per il fotovoltaico e dell'effettivo sviluppo del biometano.

Scenari italiani: 42% produzione FER al 2020, 62% al 2030

Tutti gli scenari ipotizzati prevedono una crescita delle FER superiore alla domanda elettrica; in particolare lo scenario più ambizioso consentirà all'Italia di giungere al 62% di FER nel mix elettrico al 2030 in coerenza con l'obiettivo della Roadmap europea al 2050. Questo include il contributo aggiuntivo al 2030 di 8 GW di eolico off-shore e di 2 GW di CSP.

Tra 2015 e 2020 si libereranno 802 Ml €/anno, 3,2 Mld €/anno tra 2020 e 2030



Azioni a breve:
scorrimento
automatico delle
graduatorie,
controlli
intermedi,
tech premium

Policy a lungo termine per la Roadmap 2050: rendere rotativi i contatori oneri

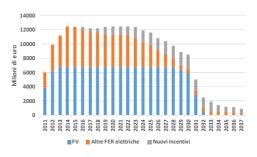
Alcune possibili proposte

L'esperienza italiana recente e i possibili scenari evolutivi, unitamente al contesto delle politiche internazionali, possono suggerire alcuni indirizzi di policy per uno sviluppo significativo, ma equilibrato, delle rinnovabili.

Nel breve termine, si potrebbe innanzitutto rendere più rapido il meccanismo di uscita degli impianti che non sono realizzati tramite lo scorrimento automatico delle graduatorie per poter utilizzare al più presto il potenziale già in essere. Inoltre, sarebbe utile inserire maggiori parametri qualitativi per la partecipazione alle aste e ai registri, in modo da limitare la selezione ai soli progetti realmente implementabili in tempi brevi (p.e. tramite un cronoprogramma lavori e l'inserimento di controlli intermedi). Infine, parte del contingente che manca alla soglia dei 5,8 miliardi di euro potrebbe essere impiegata come tech premium per gli impianti che adottano soluzioni per ridurre la loro intermittenza (p.e. accumuli) o offrono servizi di rete (partecipazione a MSD).

Nel medio-lungo termine, invece, la politica energetica italiana si trova ad un bivio: fermare l'incentivazione alle FER con l'esaurirsi del Contatore Oneri delle Fonti Rinnovabili, oppure dare nuovo impulso rendendo rotativo il contatore e riallocando le risorse che progressivamente si libereranno nei prossimi anni. La politica climatica italiana, infatti, non potrà prescindere dall'evoluzione del contesto europeo e internazionale. La prossima Conferenza delle (COP21) di Parigi potrebbe segnare un punto di svolta nei negoziati internazionali sul clima, se USA e Cina per la prima volta proponessero degli impegni di riduzione delle emissioni. Un tale esito ridarebbe slancio alla politica energetica europea e di riflesso a quella nazionale. Seguendo l'esempio di alcuni Paesi (p.e. la Danimarca che si è posta l'obiettivo di soddisfare il 100% dei consumi con FER al 2050), l'Italia potrebbe puntare a scenari di alta penetrazione delle FER. Ciò richiederebbe di continuare a indirizzare risorse alle rinnovabili che sono più lontane dalla grid parity e al rinnovo degli impianti obsoleti. Per attuare gli scenari di lungo periodo più ambiziosi (2020 e 2030 FER) l'Italia dovrebbe destinare nuovi incentivi pari mediamente a 780 milioni di euro all'anno durante il periodo 2016-2020 (corrispondenti all'82% delle risorse che si libereranno) che saliranno a 1.670 nel periodo 2020-2030 (51% delle risorse liberate). Sotto queste ipotesi il supporto alle FER, comprensivo di vecchi e nuovi oneri, si manterrà pressoché costante a quota 12,5 miliardi di euro fino al 2023, per poi ridursi progressivamente a 8,5 miliardi nel 2030 (Figura 6.4).

Figura 6.4 Andamento incentivi FER



In tal modo sarebbe fornito il sostegno necessario per accompagnare le FER verso una fase senza più incentivi diretti, ma con strumenti alternativi, che richiedono del tempo per essere implementati. L'Italia avrebbe così la possibilità di proseguire nel percorso tracciato dalla Roadmap UE al 2050.



Alessandro Marangoni

Economista aziendale, è esperto di strategia e finanza nei settori energia e ambiente, sia a livello accademico che professionale.

Docente e consulente con una vasta esperienza in diversi settori industriali e dei servizi, è autore di numerose pubblicazioni di strategia e di gestione aziendale.

Il presente documento è una sintesi del più ampio studio "Strategie aziendali, competizione globale e politiche nazionali nel settore italiano delle rinnovabili".

Le informazioni contenute in questo rapporto provengono da fonti aperte. La ricerca si basa su informazioni e dati divulgati dalle società esaminate, da istituti di ricerca, dai media e da istituzioni.

Althesys non assicura in alcun modo la completezza e la correttezza delle informazioni, che sono riportate unicamente allo scopo di presentare il quadro e l'evoluzione del settore in esame.

Il presente rapporto non intende in alcun modo costituire un parere, un suggerimento d'investimento o un giudizio su persone o società citate.

La società non si assume alcuna responsabilità per un eventuale uso improprio delle informazioni contenute nel presente rapporto.

E' vietata la riproduzione, totale o parziale, in qualsiasi forma o mezzo e di qualsiasi parte del presente documento senza l'autorizzazione scritta da parte di Althesys Strategic Consultants.

Per informazioni: info@althesys.com

ALTHESYS Strategic Consultants è una società professionale indipendente specializzata nella consulenza strategica e nello sviluppo di conoscenze.

E' attiva nelle aree dell'analisi strategica, della finanza straordinaria e della ricerca economico-finanziaria. Ha una profonda conoscenza dei settori ambientali, energetici, delle public utilities e delle infrastrutture.

ALTHESYS realizza studi e ricerche a livello nazionale e internazionale per conto di primarie imprese ed istituzioni.

IREX Monitor è il think tank italiano dell'industria delle energie rinnovabili.

Cogliere le dinamiche competitive, valutare le strategie aziendali e orientare le policy nazionali è la sua mission.

L'osservatorio monitora il settore delle rinnovabili con il proprio Annual Report e realizza l'Irex Index che traccia le pure renewable quotate in Borsa.

www.althesys.com

Copyright © 2015 Althesys S.r.l. All rights reserved ISBN 978-88-6891-006-8



Via Larga, 31 - 20122 Milano Tel: +39 02 5831.9401 – Fax +39 02 5830.1281 www.althesys.com - info@althesys.com