



 Tabelle Irex

## Rinnovabili, tra competizione internazionale e politiche nazionali

*Dal Rapporto Irex 2011 presentato da Althesys*

Pubblichiamo di seguito uno stralcio dell'Irex Annual Report 2011 sulle energie rinnovabili che Althesys ha illustrato ieri mattina a Milano e presenterà il 19 aprile a Roma (“L'industria italiana delle rinnovabili, tra competizione internazionale e politiche nazionali”). Dopo gli obiettivi e la sintesi generale, ci siamo focalizzati sulla parte dei “costi-benefici” delle rinnovabili ([v. Staffetta 14/04](#)).

### Obiettivi e sintesi

Questo documento riassume i principali risultati dell'Irex Annual Report 2011 che s'intitola “L'industria italiana delle rinnovabili, tra competizione internazionale e politiche nazionali”.

Lo studio monitora il comparto italiano delle energie rinnovabili, delineando le tendenze strategiche e finanziarie prevalenti. La disamina degli investimenti e delle operazioni straordinarie permette di tracciare l'evoluzione del quadro strategico del settore e le dinamiche competitive delle imprese. La prospettiva aziendale si completa con un bilancio di costi e benefici di sistema al 2020, che valuta l'insieme delle ricadute per il Paese dello sviluppo delle rinnovabili.

Lo studio si snoda lungo sei aree principali: la mappatura degli investimenti italiani nel 2010 e i trend dell'ultimo triennio; l'analisi dell'evoluzione delle strategie aziendali e delle dinamiche concorrenziali del settore e dei suoi diversi segmenti; l'esame delle questioni inerenti il finanziamento degli investimenti tramite un'indagine diretta svolta presso gli operatori; la valutazione comparata degli economics delle rinnovabili nei principali Paesi europei; il bilancio costi benefici delle energie rinnovabili in Italia alla luce del nuovo contesto regolatorio, al fine di valutarne la convenienza per il complesso del nostro Paese; l'efficienza energetica e i suoi possibili impatti sul settore delle rinnovabili.

Il rapporto traccia in primis il quadro degli investimenti italiani, sia di crescita interna che esterna, del settore nel 2010 e nel triennio 2008 2010.

L'immagine che ne esce è di un comparto in marcata crescita nonostante la congiuntura economica sfavorevole e le incertezze ricorrenti nel quadro regolatorio. Nell'ultimo anno, infatti, sono state realizzate 203 operazioni (nuovi impianti e attività di finanza straordinaria) con investimenti per 12,3 miliardi di euro e 5.165 MW.

La crescita interna rappresenta, come nel 2008-2009, quasi la metà delle operazioni mappate, quella esterna il 34% circa e le forniture, compresi i contratti EPC, il 18% del totale. I soli investimenti in impianti equivalgono a quasi lo 0,4% del PIL italiano. Le acquisizioni sono aumentate costantemente nel triennio e vedono le pure renewable in prima fila (con il 51% delle presenze), seguite dai player energetici tradizionali (circa 25%). Il settore, seppur ancora frammentato (soprattutto nel fotovoltaico e nelle biomasse), si sta dunque concentrando piuttosto rapidamente. Le pure renewable maggiori si stanno consolidando nel mercato domestico ed iniziano a espandersi all'estero, mirando a un portafoglio più equilibrato e meno esposto al rischio regolatorio, come già hanno fatto i grandi global player. Nel fotovoltaico, dove le aziende italiane rimangono deboli nell'upstream, la strategia scelta dagli EPC contractor è l'integrazione lungo la value chain; in misura più ridotta a monte verso la produzione delle tecnologie; più marcata a valle verso la generazione. Il progressivo consolidamento del mercato sta, invece, riducendo gli spazi per i developer e gli operatori locali che, nel lungo periodo, avranno un ruolo marginale.

L'evoluzione dello scenario strategico e del quadro legislativo incidono anche sull'andamento delle pure renewable quotate in Borsa, tracciate dall'indice Irex. Nell'ultimo anno la capitalizzazione è scesa sensibilmente, ma le rinnovabili continuano a dimostrare una maggior stabilità rispetto al segmento Oil&Gas.

Il credit crunch e l'incertezza legislativa influiscono sul finanziamento dei progetti. L'indagine presso le imprese evidenzia come il rischio, percepito o reale, dell'investimento nelle rinnovabili stia aumentando. Due terzi degli operatori dichiarano di aver ridotto gli investimenti a causa della situazione finanziaria. L'aumento del rischio ricade sulla bancabilità dei progetti: il 27% delle aziende rinuncia a oltre il 30% dei progetti in portafoglio per questioni collegate al finanziamento.

Gli operatori prevedono un maggior ricorso all'equity e al leasing per finanziare i progetti, mentre si riduce l'accesso al credito bancario e al project financing.

L'attrattività degli investimenti nelle rinnovabili, d'altra parte, varia nei differenti Paesi. La normativa, il territorio e la struttura industriale ne influenzano gli economics. La ricerca evidenzia un ampio divario nei costi tra i Paesi, con addirittura i massimi doppi dei minimi (dai 178 €/MWh del Sud della Spagna ai 327 del Regno Unito per il fotovoltaico; dai 54 ai 113 per l'eolico). A fronte d'incentivi e prezzi dell'energia diversi, gli spread tra costi e ricavi in Europa sono in media del 10% per il fotovoltaico e del 14% per l'eolico. I costi delle tecnologie e del capitale sono i principali driver e registrano sensibili differenze tra i Paesi. In Italia vi sono i costi e i ricavi più alti per l'eolico, ma lo spread percentuale è sotto la media europea.

E', dunque, necessario intervenire su voci, come gli oneri di sistema, che provocano questo divario.

Il dibattito sulle politiche a sostegno delle rinnovabili è aperto, sia in Europa che in Italia. La necessità di cogliere gli obiettivi della Direttiva UE si scontra con le difficoltà congiunturali che rendono più difficoltoso trovare un bilanciamento tra convenienza aziendale e costi per il sistema.

L'analisi costi benefici svolta su due sentieri di sviluppo delle FER al 2020, mostra però un saldo netto positivo per l'Italia tra 24,2 e 32,3 miliardi di euro, in aumento rispetto ai calcoli del 2010. La spesa per gli incentivi (ipotizzati in calo fino ad azzerarsi con la grid parity al 2020 nel

sentiero di minore crescita) è più che bilanciata dai numerosi benefici: aumento di occupazione e indotto, ricadute sul PIL, diminuzione delle emissioni, minor dipendenza energetica e fuel risk.

L'efficienza energetica, pur essendo un elemento chiave della Direttiva 20 20 20, non è stata finora al centro delle politiche energetiche italiane.

L'impatto del mancato raggiungimento degli obiettivi previsti in questo ambito per la componente elettrica è però rilevante; il rispetto del target complessivo della Direttiva richiederebbe l'installazione di ulteriore potenza nelle rinnovabili (da 1,6 a 8,2 GW) rispetto a quanto già previsto dal PAN al 2020. Ciò comporterebbe una maggior spesa per incentivi tra 14,2 e 24,4 miliardi di euro.

(...)

### **Il bilancio costi benefici**

Il dibattito sulle azioni per lo sviluppo delle rinnovabili nel quadro delle più ampie politiche ambientali ed energetiche è ancora aperto, sia a livello europeo che italiano. Lo snodo cruciale è il saldo tra costi e benefici di tali politiche. Il momento congiunturale difficile e le previsioni sull'entità degli incentivi nel prossimo futuro, hanno spinto i legislatori di varie nazioni verso processi di revisione dei sistemi attualmente in vigore.

Nel nostro Paese, in particolare, la rapidissima crescita degli investimenti fotovoltaici nell'ultimo anno e il conseguente aumento degli oneri per gli incentivi ne pone in dubbio la sostenibilità nel medio periodo.

Dati gli obiettivi della Direttiva UE, la finalità degli incentivi è la copertura dei maggiori costi di produzione di energia da fonti rinnovabili rispetto a quelle tradizionali, in attesa che il progresso tecnologico consenta di raggiungere la grid parity. Con il progressivo ridursi del differenziale di costo tra le fonti anche i sostegni dovranno diminuire coerentemente.

Meccanismi di “sincronizzazione automatica” degli incentivi all'evoluzione delle tecnologie sono necessari, come già proposto nell'edizione 2010 di questo rapporto.

D'altra parte, lo sviluppo delle FER produce una pluralità di benefici, tangibili e intangibili, per il Paese e per i cittadini. Accanto ai vantaggi ambientali (che sono all'origine delle politiche per la loro promozione), le FER sono oggi un fattore cruciale per l'aumento dell'indipendenza energetica del Paese, lo sviluppo economico e l'indotto.

Una valutazione completa degli effetti delle scelte politiche a sostegno delle FER deve abbracciare un'ampia serie di fattori. A tale scopo, a partire dall'Irex Annual Report 2010, si è sviluppata un'articolata disamina degli effetti dello sviluppo delle rinnovabili in Italia basata sulla metodologia della cost benefit analysis. I risultati sintetici dello studio nel nuovo quadro economico e regolatorio sono distinti per due possibili pattern di sviluppo dal 2010 al 2020 (Fig. 1).

Tale approccio è utile per valutare l'impatto sull'intero sistema Paese perché permette di quantificare economicamente anche le ricadute sociali e ambientali dello sviluppo delle rinnovabili.

La metodologia si basa su un approccio differenziale secondo cui si confrontano due diversi scenari: la situazione storica di produzione delle FER (e la prevedibile evoluzione al 2020, secondo due diversi pattern di sviluppo) e una situazione ipotetica nella quale la produzione elettrica italiana avviene esclusivamente attraverso fonti fossili. Le principali voci di costo e beneficio sono

quantificate e valorizzate secondo parametri, ipotesi e riferimenti scientifici di seguito precisati per ciascuna voce. Gli impatti degli investimenti realizzati al 2020 sono valutati per tutta la vita utile degli impianti.

L'analisi costi benefici evidenzia un saldo netto positivo compreso tra 24,3 e 32,3 miliardi. Il bilancio è stato elaborato considerando due ipotesi di sviluppo delle rinnovabili in Italia al 2020. Tali pattern sono differenti dal 2010, a causa del mutato framework regolatorio con la pubblicazione del Piano di Azione Nazionale (PAN).

Il primo, denominato **Business As Usual** (BAU), è un sentiero di sviluppo prudenziale, valutato in ipotesi di sostegno pubblico coerente con quanto avvenuto ad oggi ed in una prospettiva di allineamento con i costi delle tecnologie. Il potenziale al 2020 è stato stimato a partire dai dati del PAN. Per questo pattern, si è scelto di considerare anche i livelli di produzione del PAN, assumendo le ore di lavorazione in esso implicite.

Il secondo, **Accelerated Deployment Policy** (ADP), ipotizza un maggior sostegno e quindi più elevati valori di potenza installata, prossimi al potenziale massimo del territorio italiano.

In questo caso la produzione è quantificata in base alle ore medie di funzionamento degli impianti in Italia. I due diversi sentieri di sviluppo sono indicati nella figura 2.

### **Le voci di costo**

Gli incentivi sono la maggior spesa all'interno dell'analisi. Il sistema di promozione delle FER, attualmente è costituito da quattro categorie (v. figura 3):

- Conto Energia per il fotovoltaico;
- Tariffa Omnicomprensiva (TO);
- Certificati Verdi (CV);
- Impianti Cip 6/92.

L'ammontare complessivo della spesa è stato calcolato a partire dai dati consuntivati 2009, quelli preliminari per il 2010 e dalle possibili ipotesi di evoluzione sulla base dei provvedimenti in discussione.

Per il Conto Energia tali valori si basano sulla possibilità che ne sia emanata una nuova versione per gli anni 2012 e 2013, contenente ulteriori tagli del 10% l'anno. Si è ipotizzato che dal 2014 gli incentivi seguano la riduzione dei costi dovuta all'evoluzione tecnologica. In particolare, nello scenario BAU si considera il raggiungimento della grid parity, con un incentivo nullo al 2020, e in quello ADP un premium di 50 €/MWh. Ciò equivale a un costo di produzione rispettivamente di 70-80 e di 120-130 €/MWh, ipotizzando un PUN al 2020 pari a 70-80 €/MWh.

Le tariffe omnicomprensive, soggette a revisione triennale, sono considerate per la sola componente d'incentivo. L'evoluzione della TO prevede al 2020 un taglio del 27% nel caso BAU e del 15% in quello ADP.

Per i Certificati Verdi le stime sono elaborate principalmente sulle indicazioni del Dlgs 28/2011. Gli impianti che entreranno in esercizio entro il 2012 continueranno a godere dei CV nel

periodo 2011-2015, che potranno essere riacquistati dal Gestore al 78% del prezzo di riferimento. Per gli impianti che entreranno in esercizio dal 2013 sono ipotizzati due regimi:

- potenza 1-5 MW: tariffa feed in differenziata per tecnologia sul modello tedesco. A partire dai valori attuali (CV+PUN) si ipotizza un taglio progressivo con raggiungimento della grid parity per eolico e mini hydro al 2020 nel caso BAU;

- potenza > 5 MW: aste al ribasso con valori complessivi (incentivo + energia) che coprono esclusivamente i costi di produzione stimati per gli anni futuri.

Le convenzioni Cip 6, per la sola componente delle rinnovabili, sono considerate al netto dei ricavi da vendita dell'energia e si ipotizza che si esauriscano del tutto al 2020.

La seconda voce di costo riguarda le **carenze infrastrutturali**, legate alle difficoltà di gestione in rete dell'energia da FER. La voce è valutata in termini di mancati ricavi da vendita dell'energia, a partire da una stima delle perdite di rete valorizzata al PUN. Le perdite medie al 2010 hanno riguardato il 6,9% dell'energia immessa in rete. Visti i progressi finora realizzati e i piani di investimento del gestore di rete si ipotizza che tali perdite siano azzerate al 2020.

### **Le voci di beneficio**

Una delle principali voci di beneficio è data dalle **ricadute occupazionali**.

Le fasi di installazione, esercizio e manutenzione rappresentano uno sbocco lavorativo consistente per il Paese. La voce è quantificata in termini differenziali, cioè considerando solo gli addetti che non sarebbero impiegati in ipotesi di assenza di FER.

Il valore è compreso fra 28,6 e 42,3 miliardi, a cui corrispondono fino a 90.000 nuovi addetti al 2020.

A questa voce si aggiungono i benefici derivanti dalle **emissioni evitate di CO2** grazie al contributo delle FER al mix produttivo italiano. Si stima che nel 2020 la riduzione di emissioni sarà tra i 39 e i 44 milioni di tonnellate.

Le quantità, valutate lungo la vita utile degli impianti, sono valorizzate al prezzo medio dei certificati ECS per il 2009 e 2010 e sulla base delle previsioni più autorevoli (1) per il periodo successivo. La voce contribuisce al bilancio per un valore compreso tra 51,5 e 66,7 miliardi di euro.

Oltre alla CO2, vi sono anche **altre emissioni inquinanti evitate** grazie alle FER. Nell'analisi si considerano le mancate emissioni di SO2 e NOx, valorizzate in base ai parametri ExternE (2). Questo porta benefici per un valore fra 1,6 e 2,1 miliardi di euro.

Lo sviluppo delle rinnovabili genera importanti effetti anche in termini di **indotto e di ricadute sul PIL**.

Oltre all'occupazione diretta, vi è anche una consistente parte di indotto in altri settori dell'economia. Le diverse tecnologie contribuiscono alla crescita sia per le fasi di cantiere che per quelle di funzionamento.

Nell'attuale industria italiana delle rinnovabili si stima che il 73% dei benefici sul PIL sia legato alle attività relative alle CAPEX e il 27% a quelle OPEX(3). Nel complesso, la voce porta benefici fra 17,4 e 23,4 miliardi.

Le FER hanno anche impatti positivi sul Paese riducendo la dipendenza dalle fonti fossili e il connesso **fuel risk**. Tale voce è stata quantificata in termini di costi di hedging evitati sui combustibili, sulla base delle opzioni sui futures scambiate sul NYMEX.

Il beneficio totale della voce è compreso fra i 6 e gli 8 miliardi di euro. Il valore è chiaramente sottostimato perché si tratta di un elemento strategico per il Paese, tanto grande da essere potenzialmente incalcolabile.

In ogni caso, l'intero bilancio è prudenziale, considerata l'ipotesi di riduzione moderata degli incentivi e l'assunzione di valori futuri dei certificati della CO2 inferiori a quelli ipotizzati nel report 2010.

Note: 1) Si fa riferimento a elaborazioni IEA, Greenpeace, European Climate Foundation, Friends of the Earth e Eurelectric. 2) "New Externe, European Commission", 2004. 3) Il dato deriva da nostre analisi e dalla letteratura di fonte IEA, EIA.

© Riproduzione riservata