



Tabelle Irex

Rinnovabili: investimenti, competitività e prospettive

Dall'Irex Annual Report 2012 di Althesys presentato lunedì a Milano

Pubblichiamo di seguito uno stralcio dell'Irex Annual Report 2012, il rapporto curato da Althesys sulle rinnovabili (**v. Staffetta 02/04**), sulle prospettive della filiera italiana e sull'analisi comparata dell'economicità dei diversi Paesi Ue.

1. Le prospettive della filiera italiana

La forte diffusione delle rinnovabili degli ultimi anni in Italia, oltre a spingere gli investimenti delle aziende energetiche, ha portato allo sviluppo di un'industria nazionale, con un crescente indotto nel manifatturiero e nei servizi. La posizione delle aziende italiane è però assai diversificata nei vari segmenti. La crescente competizione internazionale e il quadro macroeconomico negativo pongono oggi interrogativi sulle prospettive della filiera italiana. Si è perciò condotta un'analisi strategica sui diversi comparti (fotovoltaico, solare termico, CSP, eolico e biomasse), da cui è emerso un quadro assai variegato. Accanto a vari casi di eccellenza, l'Italia, anche in questo settore, presenta alcuni punti di debolezza. La mancanza di una chiara politica industriale è poi un pesante svantaggio competitivo per le imprese italiane.

Il fotovoltaico

Gli operatori nazionali si sono focalizzati sui segmenti a valle, soprattutto sull'installazione di impianti in veste di EPC. L'industria italiana sconta una presenza limitata nelle fasi a monte, feedstock e celle, nonostante siano quelle a maggior marginalità. La sovraccapacità produttiva nel Far East e negli USA e il carattere capital intensive del comparto rendono impraticabile una significativa presenza italiana.

Solo un salto tecnologico rilevante potrebbe riaprire i giochi. In futuro la ricerca nel "silicio organico" (che vede impegnata anche l'Italia), potrebbe forse permettere di ridurre la dipendenza dall'estero. Anche per la fabbricazione di moduli, nonostante il bonus del 10% per il "made in UE" introdotto dal IV Conto Energia, il mercato italiano è in gran parte occupato dai player globali, in particolare asiatici. Si stima che la produzione nazionale sia il 19% circa dell'installato 2011 ("Salva Alcoa" escluso). Le imprese italiane iniziano però ad investire all'estero, costruendo stabilimenti nei mercati di sbocco. Tuttavia, la frenata della

domanda europea e il crollo dei prezzi rischia di penalizzare maggiormente le imprese che operano su scala minore rispetto ai grandi competitor internazionali. Per questo, alcune aziende italiane hanno investito nell'innovazione, creando prodotti più adatti all'integrazione architettonica, o puntando sull'affidabilità del sistema prodotto servizio. Negli ultimi anni si è avuto, inoltre, un aumento della capacità produttiva nel thin film, che vede soprattutto operatori americani, giapponesi ed europei, italiani compresi.

L'industria italiana è forte in quelle aree dove già vantava una tradizione produttiva, sebbene destinata ad altri comparti. E' il caso degli inverter, dove copre il 16% circa della produzione mondiale 2010, con quasi 5 GW fabbricati in Italia. Grazie al know how consolidato, brand affermati, prodotti tecnologicamente avanzati e investimenti nella ricerca, le aziende nazionali (ed estere con sedi produttive nel nostro Paese), hanno rilevanti quote di mercato e puntano anche verso le economie emergenti.

Nelle fasi a valle si rileva la maggiore concentrazione di aziende domestiche, in particolare nella generazione e installazione come EPC. Questi player cambiano le strategie, puntando sugli impianti su copertura e internazionalizzandosi. Per presidiare il mercato domestico offrono soluzioni "full service", comprensive di manutenzione, assistenza e telecontrollo.

Le debolezze dell'industria italiana dipendono anche da una politica che non ha saputo sfruttare adeguatamente la crescita del mercato interno come base per sostenere lo sviluppo di una filiera nazionale, come è invece avvenuto altrove, ad esempio in Germania. Accanto a misure utili per l'intero tessuto imprenditoriale, come agevolare l'accesso al credito in un momento di credit crunch e sostenere la R&S, è necessaria una politica industriale specifica. Questa, da un lato deve indirizzare le risorse verso le applicazioni ad alto valore aggiunto italiano, dall'altro spingere il rafforzamento del settore, favorendo l'aggregazione e la cooperazione tra le piccole e medie imprese, anche attraverso strumenti come i distretti e i contratti di rete.

Il solare termodinamico (CSP)

Sebbene le dimensioni del mercato domestico siano tuttora limitate, l'industria del CSP è nata circa dieci anni fa, parallelamente all'attività di R&S dell'Enea. Con l'introduzione nel 2008 di un incentivo per l'energia termodinamica, varie aziende, soprattutto manifatturiere, si sono affacciate in questo business. Oggi il Paese dispone di un buon tessuto industriale, altamente innovativo, che gravita intorno al CSP e compete con l'industria spagnola, tedesca, statunitense e israeliana.

Le aziende nazionali sono attive nella produzione di tubi ricevitori, specchi concentratori e di sistemi di accumulo termico. In gran parte dei casi, il core business è in settori contigui, ma l'ingresso nel CSP consente di sfruttare le sinergie e diversificare l'attività. Le nostre imprese, però, storicamente hanno puntato a soddisfare quasi esclusivamente la domanda interna, dimostratasi poi inferiore alle aspettative. Non solo l'incentivo si è rivelato inadeguato a stimolare la costruzione di nuovi impianti (spingendo però nella direzione di una maggiore innovazione tecnologica), ma l'Italia sconta anche la scarsità di spazi dove realizzare le centrali. Il mini CSP si adatta meglio alla realtà

territoriale nazionale, consentendo di installare impianti di piccole dimensioni, anche sulle coperture di edifici industriali, e realizzare soluzioni di cogenerazione (o trigenerazione), o di integrazione con altre FER. Manca, tuttavia, una politica ad hoc per la sua diffusione. Poche imprese hanno investito all'estero sfruttando la posizione strategica dell'Italia, vicina a mercati in forte crescita (Nord Africa e Medio Oriente). La competizione, inoltre, potrebbe farsi più serrata già nel breve periodo con l'ingresso di aziende asiatiche. Spagnoli e Tedeschi, invece, hanno creato solidi network lungo la filiera, hanno aumentato la capacità produttiva e vantano una buona presenza internazionale. Solo facendo sistema, perciò, l'industria italiana potrebbe essere competitiva e cogliere le opportunità offerte dai mercati limitrofi.

L'eolico

Malgrado la crescita del settore, il mercato degli aerogeneratori è nelle mani di un numero ristretto di global player, inferiore anche a quello del fotovoltaico, e non vi sono aziende italiane di grandi dimensioni. Ciononostante, vi è una presenza non trascurabile dell'industria nazionale nelle fasi più a monte della filiera, nella fornitura di componenti e sottosistemi delle turbine. La produzione di questi elementi richiede competenze specialistiche nelle lavorazioni meccaniche di precisione, nelle quali l'Italia ha storicamente una presenza di rilievo. Per questo motivo, diverse imprese già operanti in business contigui hanno diversificato il proprio portafoglio clienti, puntando a soddisfare la domanda di forgiati, riduttori, ingranaggi, alberi, mozzi, etc. da parte dei produttori eolici. In alcuni contesti, come nel campo dei motoriduttori e degli ingranaggi, le imprese italiane sono addirittura riuscite ad occupare posizioni di leadership.

Il sistema industriale ha anche beneficiato della crescita delle installazioni nel mercato domestico. Alcune fasi del processo, infatti, sono necessariamente sviluppate in prossimità dei mercati di sbocco a causa delle difficoltà di trasporto. Le torri di sostegno, per esempio, sono realizzate in gran parte da aziende locali. Il rallentamento delle installazioni in Italia rischia però di compromettere l'attività delle aziende di questo segmento.

Nel complesso il settore in Italia ha generato nel 2011 un volume d'affari intorno ai 3,8 mld € e conta quasi 30.000 occupati (fonte ANEV). D'altra parte, i mercati esteri rappresentano un'opportunità di crescita non trascurabile per le società italiane attive nella fase di generazione, spinte oltreconfine da incertezze normative e difficoltà autorizzative.

L'industria italiana potrebbe però ricevere nuovi stimoli dalla diffusione del mini eolico. La tariffa feed in prevista dal 2013, differenziata in base alla potenza dell'impianto, potrebbe sostenere maggiormente questo segmento.

L'entità della tariffa giocherà un ruolo chiave per la crescita del settore già nel breve periodo. Il nostro Paese, infatti, ha diversi produttori di aerogeneratori di piccola taglia, nonostante il numero delle installazioni sia ancora limitato. Oltre a una tariffa adeguata, servono anche misure che semplifichino le procedure autorizzative per gli impianti più piccoli. In questo senso, la possibilità riconosciuta alle Regioni di elevare la "soglia PAS" costituisce indubbiamente un passo in avanti.

Le biomasse

Nel panorama delle FER, il segmento delle biomasse è uno dei più frammentati. Rispetto alle altre fonti, però, l'Italia risulta essere ben posizionata lungo tutte le fasi della catena del valore, anche in quelle a maggiore intensità tecnologica. Dall'analisi emerge un quadro variegato a seconda del feedstock usato. Nella fase del fuel procurement operano varie categorie di player, come le aziende focalizzate nella produzione del cippato o dei bioliquidi. In questi settori, benché siano attive varie società italiane, rimane elevata la dipendenza dalle importazioni. Viceversa, le aziende operanti nel biogas hanno un'impronta più locale. Grazie alla possibilità di operare con feedstock diversi, vi è una forte presenza di aziende agricole e agroalimentari, che vedono nel biogas l'opportunità di impiegare i propri sottoprodotti o residui e ridurre i costi di smaltimento. Spesso tali player operano anche nella fase di generazione, essendo proprietari degli impianti alimentati dai propri scarti. Nelle biomasse solide e liquide, invece, sono attive soprattutto le pure renewable. Alcune di queste hanno intrapreso una strategia di integrazione del fuel procurement, che resta il principale fattore critico di successo nel settore.

L'industria italiana è ben posizionata sia nella fabbricazione di componenti relativi alla digestione anaerobica (silos, vasche, etc.), sia di impianti per la generazione (p.e. caldaie, motori e gruppi cogenerativi). La concorrenza è oggi soprattutto europea, tedesca in primis, e le posizioni dei player in questo segmento sembrano piuttosto consolidate. Alcune aziende italiane, peraltro, occupano posizioni di rilievo, sia di mercato che tecnologiche.

Vi sono casi di eccellenza in diversi segmenti del comparto degli impianti a biomasse, come ad esempio nelle turbine ORC, dove sono state sviluppate tecnologie innovative. E' questo un business che, con la maggiore diffusione di progetti di medie dimensioni, potrebbe conoscere una significativa crescita nei prossimi anni e che vede alcune imprese nazionali all'avanguardia.

Nel nostro Paese vi è anche una discreta presenza di aziende attive nella fabbricazione di componenti e tecnologie per l'upgrading del biogas in biometano. Tale segmento, però, è frenato in Italia dai costi ancora piuttosto elevati e da ostacoli normativi.

Nonostante il biometano ottenibile dal solo comparto agricolo sia pari all'attuale produzione italiana di gas (7-8 miliardi di m³) e il D.Lgs. 28/2011 abbia previsto l'immissione in rete del biometano, mancano ancora i decreti attuativi che definiscano le tariffe e le condizioni tecniche per allacciare gli impianti alla rete. Il ritardo dei provvedimenti, d'altra parte, è un leitmotiv del settore. Si attende anche il Conto Energia Termico, che può essere un fattore di spinta per gli impianti a biomasse, per i quali la cogenerazione e l'efficienza energetica sono punti di forza.

Nel complesso le biomasse possono giocare un ruolo cruciale nel raggiungimento dei tre obiettivi europei al 2020, grazie alla valorizzazione (anche attraverso le reti di teleriscaldamento) dell'energia termica. Una politica chiara e di medio periodo per il settore

è però necessaria, sia per lo sviluppo dell'industria impiantistica che per il fuel procurement, tuttora anello debole in alcuni casi e dipendente dalle importazioni. Particolare attenzione dovrebbe anche essere dedicata al rapporto con l'agricoltura, valorizzandone, per esempio, i sottoprodotti. Il loro potenziale arriva a oltre 116 TWh annui, pari al 60% del target 2020 di produzione da biomasse e il 7% dell'obiettivo in termini di consumi finali lordi da FER.

In conclusione, l'evoluzione del contesto normativo e competitivo sta portando più di una filiera a convergere con il business dell'efficienza energetica e dei sistemi di intelligent energy. E' un settore dai confini indefiniti, trasversale rispetto agli altri, dove l'Italia è peraltro già ben posizionata. Si pensi alla green home, alle smart grid, alla geotermia a bassa entalpia o al solare termico. In quest'ultimo segmento, infatti, le aziende nazionali coprono circa il 35% del mercato interno. Inoltre, le misure di efficienza, portano benefici ai consumatori. Ad esempio, grazie alle detrazioni del 55%, nel periodo 2007-2010 sono stati risparmiati circa 896 mln €.

2. Gli economics delle rinnovabili:

un confronto europeo

Le performance degli investimenti nelle rinnovabili variano sensibilmente da Paese a Paese, in funzione di una pluralità di fattori. La geografia, la normativa, l'assetto industriale e il sistema finanziario incidono su costi e ricavi della generazione elettrica. L'analisi comparata dell'economicità nelle diverse nazioni è dunque un elemento chiave nelle scelte di asset allocation delle imprese.

Il nostro studio stima i costi e i ricavi complessivi al 2011 in dieci Paesi Europei: Italia, Germania, Francia, Spagna, Grecia, Regno Unito, Repubblica Ceca, Polonia, Romania e Danimarca.

I costi sono stimati con il metodo del Levelized Cost of Electricity (LCOE), che valuta il costo di generazione lungo l'intera vita utile dell'impianto. In questo approccio, analogo a quello adottato nella scorsa edizione, i costi attualizzati sono rapportati alla produzione totale. Lo studio esamina i seguenti elementi: permitting e progettazione; tecnologia; costo del capitale; terreno; property tax e royalties; carenze infrastrutturali di rete; Operating & Maintenance (O&M).

La figura 1 mostra l'incidenza in percentuale delle singole fasi del processo di realizzazione esercizio sul costo medio del KWh di un progetto eolico e fotovoltaico. Lo studio considera un impianto di 1 MW a terra per il fotovoltaico e di 15 MW per l'eolico, le condizioni di producibilità medie della regione e i dati economici al 2011. Anche i ricavi sono calcolati con un'ottica life cycle, Levelized Earning of Electricity (LEOE) e comprendono: gli incentivi alla generazione per il periodo per cui sono garantiti; la vendita dell'energia; i contributi in conto capitale; gli eventuali benefici fiscali.

I sistemi d'incentivazione delle varie nazioni sono diversi. La tariffa feed in è prevalente rispetto al premio alla produzione, seguita da altri strumenti come i meccanismi di mercato o le agevolazioni fiscali. Le tariffe per le due tecnologie sono diverse e dipendono dalle

peculiarità di ogni Paese.

Per chi adotta sistemi diversi dalla tariffa (premium o certificati), l'incentivo è stato sommato al prezzo medio dell'energia all'ingrosso per il 2011.

Nel calcolo del LCOE gli incentivi sono considerati per il periodo previsto dalle norme. Al termine i ricavi sono dati solo dalla vendita di energia.

Le **caratteristiche del territorio**, ventosità e irraggiamento solare, definiscono in larga misura il rendimento degli impianti. La quantità di energia producibile determina i costi di generazione, dato il peso delle Capex. La produzione incide sia sul LCOE che sul LEOE, stante che è al denominatore di entrambi. Le ore di funzionamento oscillano, dunque, dalle 900 della Polonia alle 1.600 della Spagna meridionale per il fotovoltaico e dalle 1.375 della Repubblica Ceca alle 2.500 di Danimarca e UK per l'eolico.

Fra i costi iniziali di un investimento vi sono quelli di **progettazione e permitting**, comprendenti scouting, analisi di fattibilità, costi amministrativi e autorizzativi, spese per le valutazioni di impatto ambientale, etc. Vi sono poi i costi di connessione, che includono sia le infrastrutture, sia gli studi per valutarne la fattibilità, sia gli oneri delle relative procedure amministrative.

I Paesi differiscono per fasi e tempistiche, diversamente articolate per i vari tipi di impianto. Oltre a questi costi diretti, si considerano quelli indiretti, dovuti a difficoltà o allungamenti nei tempi di autorizzazione. Sono stimati in base alla differenza fra la tempistica media rilevata e quella prevista dalle norme, valutata in termini di mancati ricavi. Questi costi non sono trascurabili e possono arrivare anche all'8,6% del totale. La diffusione delle rinnovabili su larga scala e il progresso della **tecnologia** portano a una sostanziosa riduzione dei costi degli impianti, conducendo in alcuni casi già oggi alla grid parity.

Nel fotovoltaico le economie di scala hanno ridotto i prezzi degli impianti di oltre il 60% in sei anni. In Germania, ad esempio, il prezzo è sceso da circa 5.000 €/KWp del Q1 2006 ai 1.900 del Q4 2011 (fonte BSW).

Nell'eolico i risparmi sono più contenuti, ma comunque sensibili dato che i costi sono scesi del 30% negli ultimi 15 anni. Nell'analisi LCOE le tecnologie sono una voce di costo rilevante (26,8 35%) e sono valutate ai costi medi al 2011 nei diversi Paesi, stimando anche le differenze nei costi di manodopera per l'installazione. Dato il carattere capital intensive del settore, un elemento chiave del LCOE è il **costo del capitale**. Assumendo un debt ratio del 70%, si è stimato un Weighted Average Cost of Capital (WACC) per ciascun Paese, tenendo conto del diverso country risk. Come è noto, nell'ultimo anno il costo del debito si è alzato in Europa, con ampi spread tra le varie nazioni. A fronte di un 5,4% tedesco si arriva a oltre il 18% greco. Il risultato è un WACC (costo ponderato del debito e del capitale) medio europeo del 10%, in forte aumento rispetto al 7,9% del 2010. La voce incide per il 38,7 43% sul costo di produzione, ma con grandi differenze tra i vari Paesi.

Vi è inoltre la spesa per il **terreno** (acquistato o in affitto), anch'essa in aumento rispetto al 2010, che rappresenta il 6-7% del costo. Molti Paesi applicano una forma di **property tax**, quali l'ICI, e in certi casi royalties e/o compensazioni alle comunità locali, con aggravii di costi talora sensibili. In media incide per il 3-4% sul totale. Lo studio stima anche i costi dovuti alle perdite per problemi strutturali della **rete** di trasmissione e distribuzione elettrica nazionale. La voce pesa sui costi per l'1,9-5,4%. Infine, vi sono i costi di **O&M** che comprendono, gestione, monitoraggio, assicurazioni e manutenzione. Questi incidono per l'8,5-9,5%. In conclusione, l'analisi evidenzia una grande eterogeneità tra i diversi Paesi, specialmente nell'eolico che presenta dei massimi doppi dei minimi.

Il **fotovoltaico** nel 2011 vede ridursi la differenza tra LCOE massimo e minimo, che rimane tuttavia elevata: da 161 €/MWh del sud della Spagna a 290 della Grecia, complice il patologico costo del capitale. Nel complesso, il costo medio scende del 14,3% da 270 del 2010 a 231,3 €/MWh. Si annulla la forbice tra costi e ricavi, a causa della salita dei costi del capitale e della diminuzione dei ricavi da incentivi: la differenza media LCOE-LEOE era invece del 10% lo scorso anno. I valori nei diversi Paesi sono però assai diversificati: dal 64% del Regno Unito (che sconta un drastico taglio alle tariffe) al massimo del 61% del Sud della Spagna. L'Italia oscilla tra il 4% degli impianti su coperture al Nord e l'1% al Sud. Il costo di generazione è tra i più alti, nonostante il buon irraggiamento del Sud.

Per l'**eolico** l'LCOE medio europeo nel 2011 è di 84,5 €/MWh (79 nel 2010), contro un ricavo di 91 (90 nel 2010). Le diversità fra le nazioni sono ancora più marcate. In Danimarca si ha l'LCOE minimo di 54,6 €/MWh a fronte del massimo di oltre 120 in Italia. Ma i maggiori spread LCOE-LEOE si verificano in Romania e Regno Unito, rispettivamente con 64% e 40,7% rispetto a una media del 7,9%, scesa dal 14% dell'anno precedente. Per l'eolico il marcato aumento del costo del capitale ha più che compensato la discesa dei costi della tecnologia nella maggior parte dei Paesi esaminati.

© Riproduzione riservata

Fig. 1 - Struttura costi di produzione (LCOE) di eolico e fotovoltaico

	Permitting e progettazione	Tecnologia	Costo del capitale	Terreno	Property tax e royalties	Carenze rete	O&M
Eolico							
2010	8,4%	31,1%	35,4%	7,2%	4,4%	4,8%	8,7%
2011	8,6%	26,8%	38,7%	7%	4%	5,4%	9,5%
Fotovoltaico							
2010	2%	35%	43,3%	6,3%	3%	1,9%	8,5%
2011	3,8%	36,4%	43,4%	5,5%	3,3%	1,3%	6,3%

Fig. 2 - Costo FV in Germania

Anno	Prezzo (€/kWp)
Q1 2006	5.000
Q1 2008	4.303
Q1 2010	2.864
Q1 2011	2.546
Q4 2011	1.900

Fonte: BSW

Fig. 3 - Confronto LCOE-LEOE fotovoltaico ed eolico (2011)

Paese	LCOE (€/MWh)	LEOE (€/MWh)	Delta (€/MWh)	Delta %
Fotovoltaico				
Rep. Ceca	228,2	223,7	-4,4	-1,9%
Germania	217,9	193,5	-24,4	-11,2%
Grecia	290,0	342,8	52,8	18,2%
Francia				
Nord	252,6	297,6	45,0	17,8%
Sud	207,4	254,8	47,4	22,9%
Italia				
Nord*	277,3	267,1	-10,2	-3,7%
Sud	220,1	221,6	1,5	0,7%
Spagna				
Nord	188,8	258,6	69,8	37,0%
Sud	161,0	258,6	97,6	60,6%
UK	268,3	96,0	-172,3	-64,2%
Romania	199,3	210,3	11,0	5,5%
Polonia	264,4	152,4	-112,0	-42,4%
Danimarca	—	—	—	—
Media	231,3	231,4	0,1	0,0%
Eolico				
Rep. Ceca	106,5	83,6	-22,9	-21,5%
Germania	67,4	76,7	9,3	13,7%
Grecia	100,8	84,5	-16,3	-16,2%
Francia	67,8	66,1	-1,7	-2,5%
Italia	120,7	130,2	9,5	7,9%
Spagna	76,6	79,0	2,4	3,1%
UK	69,7	98,0	28,3	40,7%
Romania	79,4	130,3	50,9	64,1%
Polonia	101,3	98,0	-3,3	-3,3%
Danimarca	54,6	64,7	10,1	18,5%
Media	84,5	91,1	6,6	7,9%

(*) impianti su coperture