

ANOTHER KIND OF GREEN

N.4 • Dicembre 2013

**INFRASTRUTTURA
E ENERGIA**



CREDITS

Zeno Rotondi

Head of Italy Research
zeno.rotondi@unicredit.eu

Silvia Giannangeli (Coordinatore del Rapporto)

Infrastructures & Regulated Sectors
silvia.giannangeli@unicredit.eu

Luigia Mirella Campagna

Infrastructures & Regulated Sectors
luigiamirella.campagna@unicredit.eu

Laura Torchio

Infrastructures & Regulated Sectors
laura.torchio@unicredit.eu

Hanno contribuito alla redazione del rapporto:

Giulia Ardito, Claudia Checchi, Mario Cirillo (Ref-e)

I MERCATI MONDIALI DELL'ENERGIA	4
Evoluzione del quadro energetico mondiale: <i>outlook</i> al 2035	4
Focus sull'Europa: le politiche energetiche per un sistema più sicuro e sostenibile	5
Focus sull'Italia: quadro normativo e scenari attesi al 2020	7
LE FONTI RINNOVABILI	8
Il percorso di sviluppo si fa più complesso ma rimane favorevole a livello mondiale	8
Unione Europea e Italia: fatti stilizzati e risultati attesi al 2020	9
LA SFIDA DELLA GRID PARITY IN UNO SCENARIO SENZA INCENTIVI	10
L'industria nazionale del fotovoltaico alla luce dei cambiamenti regolamentari e dell'evoluzione tecnologica	10
La profittabilità degli impianti fotovoltaici in un sistema senza incentivi e il volume di investimenti attesi al 2020	12
EOLICO IN DECELERAZIONE, MA ANCORA SPAZI PER CRESCERE	14
Posizionamento dell'Italia nel contesto mondiale e andamento del mercato alla luce dei recenti cambiamenti del sistema di incentivazione	14
L'industria dell'eolico: organizzazione della filiera, profittabilità e strategie attese	16
BIOENERGIE ALLA RICERCA DI NUOVE OPPORTUNITÀ	18
Il settore delle bioenergie: analisi dell'installato e mix delle fonti	18
Il futuro delle bioenergie: <i>driver</i> per gli investimenti e prospettive di medio e lungo termine	20
IL FUTURO DIFFICILE DELL'IDROELETTRICO	22
Il settore idroelettrico: analisi dell'installato e <i>trend</i> recenti	22
Il futuro del mini-idroelettrico: investimenti e prospettive di medio e lungo termine	23
GEOTERMICO: POTENZIALE DI CRESCITA DALLE NUOVE TECNOLOGIE	26
L'industria geotermica: situazione attuale e prospettive	26
Gli investimenti nel settore: <i>project risk</i> , opzioni finanziarie e <i>outlook</i> al 2020	27

Scenari
nel mercato
dell'energia

Fotovoltaico

Eolico

Bioenergie

Idroelettrico

Geotermico

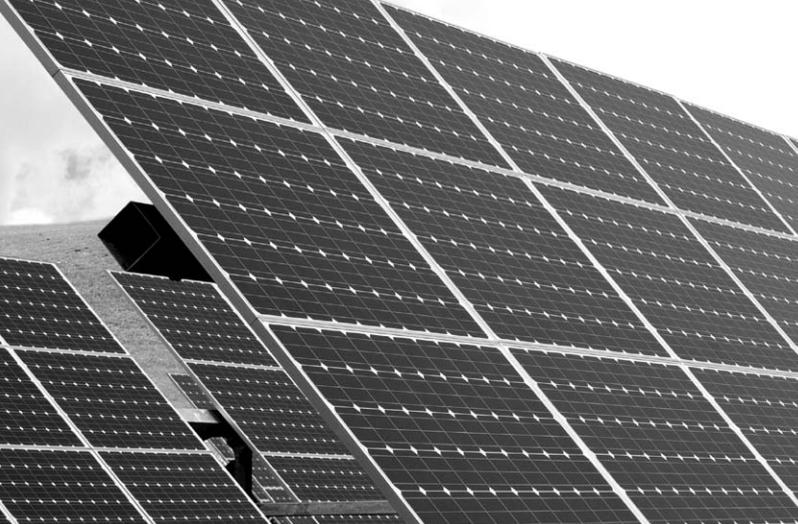
Approfondimenti

NUOVE OPPORTUNITÀ DI BUSINESS E NUOVA FINANZA PER GLI INVESTIMENTI IN RINNOVABILI	28
Gli investimenti in rinnovabili	28
Nuovi capitali e nuovi investitori per lo sviluppo della <i>green energy</i>	33
LE FONTI RINNOVABILI TERMICHE: NUOVE TECNOLOGIE (E NUOVO MERCATO?) PER IL RISCALDAMENTO	38
Le politiche di promozione e lo sviluppo attuale	39
Impatti attesi	43

Focus Investimenti

Focus
Fonti termiche e
Efficienza Energetica

A cura di Ref-e



Editoriale

Il quarto Rapporto Infrastrutture di UniCredit consolida una tradizione di analisi e monitoraggio dell'ecosistema infrastrutturale italiano. Questa edizione si concentra sul mercato energetico italiano, ed in particolare sui settori delle energie rinnovabili, il cui peso nel mix energetico globale continua ad aumentare. Esse, insieme allo sviluppo dei combustibili fossili non convenzionali e all'efficienza energetica, rappresentano i fattori propulsivi di un profondo cambiamento che sta interessando il quadro energetico mondiale e la stessa distribuzione delle risorse energetiche tra paesi. Tali cambiamenti sono destinati ad avere conseguenze di vasta portata sui mercati e sui flussi dell'energia. Tra queste, una delle conseguenze più significative è senz'altro l'ampliamento delle differenze nei prezzi di alcune fonti energetiche diverse dal greggio fra aree geografiche, con condizionamenti importanti alla competitività industriale, soprattutto per i settori ad alta intensità energetica (chimica, alluminio, cemento, ferro, acciaio, vetro, carta, raffinazione petrolifera). In questo contesto, l'Europa sta adottando una strategia energetica volta ad aumentare l'offerta interna di energia mediante lo sviluppo delle fonti rinnovabili e a favorire il risparmio di energia tramite la promozione dell'efficienza energetica. La realizzazione del programma energetico europeo passa anche attraverso la creazione di reti energetiche integrate, fra cui in via prioritaria le "TEN-E" (*Trans-European Networks Energy*), ossia nove corridoi prioritari nel campo dell'elettricità, del gas e del petrolio, fra cui cinque vedono il coinvolgimento diretto dell'Italia (COM 677/2010 definitivo, "Priorità per le infrastrutture energetiche per il 2020 e oltre"). Tali indirizzi di *policy* e gli obiettivi europei in materia di energia e cambiamento climatico continueranno a condizionare l'evoluzione anche del nostro *mix* energetico nei prossimi anni.

In Italia, le principali direzioni di sviluppo sono state in parte già definite nel Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN) del 2010 e nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) del marzo 2013, dove si stabiliscono alcuni obiettivi al 2020 in termini di efficienza energetica e di quota delle rinnovabili sul consumo interno lordo di energia. In questo scenario, il Rapporto UniCredit Infrastrutture e Energia delinea le tendenze di fondo che stanno modificando il quadro energetico nazionale, rivolgendo particolare attenzione alle recenti dinamiche e prospettive future delle fonti rinnovabili. Il Rapporto esce ad un anno dall'entrata in vigore dei nuovi incentivi che hanno ridisegnato i profili di redditività degli investimenti nella *Green Energy*, fotografando una fase di diffuso e profondo cambiamento nelle strategie degli operatori del settore. Da un lato, il nuovo quadro incentivante sull'energie elettriche da fonte rinnovabile, meno "premiante" del precedente, ha decisamente rallentato lo sviluppo del settore, che è cresciuto, in termini di potenza installata, al ritmo del 18,7% in media all'anno dal 2007 al 2012 ed è atteso aumentare ad un tasso del 3,2% dal 2013 al 2020. Dall'altro, l'interesse degli operatori si è rifocalizzato, rivolgendosi, nell'ambito delle energie rinnovabili, a specifici segmenti di mercato in cui gli investimenti *greenfield* risultano di fatto ancora economicamente sostenibili (principalmente gli impianti di piccola taglia a servizio di utenze domestiche e industriali). Al rallentamento dell'attività di investimento in nuove opere, si contrappone nel 2012 un forte dinamismo sul mercato secondario delle acquisizioni di impianti già funzionanti ed allacciati alla rete, la cui redditività è assicurata dalle tariffe incentivanti



ottenute durante le prime fasi di sviluppo del settore e ormai acquisite per anni. Fra i protagonisti delle operazioni di M&A, guadagnano sempre maggiore importanza operatori che non appartengono al mondo energetico, come ad esempio i fondi di investimento infrastrutturale e gli investitori istituzionali. Guidato da questi fattori di cambiamento, lo scenario di sviluppo delle fonti rinnovabili resta favorevole, ma con ampie divergenze fra settori: caratterizzati da crescita molto modesta l'idroelettrico e il geotermoelettrico, con dinamica attesa più favorevole gli impianti fotovoltaici ad uso residenziale, i piccoli impianti a biogas e l'eolico *on-shore*. Una condizione molto importante affinché il mercato delle rinnovabili prosegua in Italia il suo cammino di sviluppo risulta tuttavia essere la capacità dei nuovi investimenti di attrarre finanziamenti adeguati. Il settore bancario ha svolto un ruolo fondamentale nel finanziare la crescita delle rinnovabili: in Italia, si stima che siano stati quasi 25 i miliardi di euro erogati al settore nel periodo 2007-2012 attraverso il canale dei prestiti tradizionali, della finanza di progetto e del *leasing*. Oggi si aprono sfide nuove ed importanti per la finanziabilità futura degli impianti a fonte rinnovabile e degli investimenti volti ad aumentare l'efficienza energetica, sia nell'ambito delle installazioni residenziali che industriali. Il nuovo quadro incentivante da un lato, e la più stringente regolamentazione bancaria dall'altro spingono sempre più gli operatori del mercato a guardare con accresciuto interesse a strumenti di debito alternativi, che tuttavia si trovano oggi ancora in una fase sperimentale di utilizzo. Dal punto di vista normativo, sono stati compiuti importanti passi avanti con l'introduzione di nuovi strumenti obbligazionari, i *project bond* ed i *minibond*, volti a favorire l'afflusso di capitali privati al mercato delle infrastrutture e dell'energia. Il mercato deve oggi fare la sua parte, creando i prerequisiti necessari per l'effettivo decollo di tali strumenti di finanziamento e favorendo il coinvolgimento degli investitori istituzionali. In particolare, il ruolo della banca resta centrale, oltre che nella sua veste tradizionale di finanziatore, nell'affiancare gli investitori istituzionali nei vari stadi del processo di *origination-distribution* dei nuovi strumenti obbligazionari.

Infine, una riflessione sul ruolo potenziale del settore pubblico nel condizionare la dinamica degli investimenti in *Green Energy* nei prossimi anni: l'amministrazione pubblica costituisce un potenziale fattore propulsivo per l'avvio di progetti nei settori delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica nel paese, attraverso investimenti, anche in concorso con capitali privati, per la realizzazione di infrastrutture energetiche collegate a nuove opere o all'ammodernamento dell'esistente edilizia pubblica.

Un ruolo ancor più fondamentale giocato dal decisore pubblico è collegato alla sua veste di regolatore del settore energetico. Dal Rapporto emerge come l'importanza delle fonti rinnovabili nel quadro energetico nazionale resterà primaria, confermando lo scenario prospettato dalla SEN. Il rischio di repentini cambiamenti a livello regolatorio, tuttavia, rappresenta un ostacolo importante per la pianificabilità degli investimenti e per la loro sostenibilità finanziaria.

Un auspicio che condividiamo con gli operatori del settore è che presto si giunga alla definizione di un piano energetico nazionale in grado di definire con chiarezza priorità e linee d'azione perseguite con coerenza in un orizzonte di medio-lungo periodo. Tale auspicio vale in generale per tutta la politica infrastrutturale del paese. Per contribuire a ridurre un *gap* infrastrutturale difficilmente colmabile attraverso investimenti pubblici, limitati dai restrittivi vincoli al bilancio pubblico, il settore privato è pronto a fare la sua parte. Una condizione necessaria affinché questo avvenga è, tuttavia, la definizione di un piano di azione coerente e duraturo, che separi chiaramente il ruolo del pubblico e del privato e quindi favorisca il coinvolgimento delle banche e degli investitori istituzionali nella realizzazione di investimenti infrastrutturali per stimolare la crescita dell'occupazione e del paese.

Claudio Aldo Rigo
Responsabile Public Sector & Infrastructures UniCredit

Scenari nel mercato dell'energia

I mercati mondiali dell'energia

EVOLUZIONE DEL QUADRO ENERGETICO MONDIALE: *OUTLOOK AL 2035*

Il quadro energetico mondiale sta cambiando profondamente, con conseguenze importanti per i mercati e i flussi energetici. Tra le dinamiche più recenti, ci sono almeno tre fattori di evoluzione che vanno considerati per i possibili scenari futuri:

- lo **sviluppo dei combustibili fossili non convenzionali**, reso possibile grazie alle nuove tecnologie in grado di estrarre il gas e il petrolio imprigionati in rocce, sabbie bituminose o giacimenti ultra *deepwater* e di migliorare i tassi di recupero dei giacimenti esistenti;
- il **ruolo crescente delle energie rinnovabili nel mix energetico globale**, la cui domanda cresce a ritmi rapidissimi rispetto alle altre fonti energetiche, soprattutto nel settore elettrico;
- la rinnovata attenzione all'**efficienza energetica** da parte dei principali paesi consumatori di energia, i quali stanno cercando di far fronte ai prezzi dell'energia più elevati imprimendo un'accelerazione al percorso di miglioramento dell'intensità energetica mondiale, finora molto lento.

Il primo risultato di questi nuovi fattori propulsivi è un **netto cambiamento nella distribuzione delle risorse energetiche mondiali**, con il superamento di molti dei capisaldi tradizionali che hanno caratterizzato il settore, come descritto nel *World Energy Outlook 2013* diffuso a novembre dall'*International Energy Agency* (IEA). Alcuni dei principali paesi importatori stanno diventando esportatori, mentre altri paesi storicamente grandi esportatori stanno via via assumendo un ruolo di traino della domanda globale di energia. Nel primo gruppo si annoverano gli Stati Uniti, il cui recente aumento della produzione di petrolio e gas non convenzionali sta mutando in modo strutturale il loro ruolo nel commercio mondiale di energia: essi sono attesi diventare un paese esportatore netto di gas naturale già a partire dal 2017, mentre potrebbero diventare il primo paese esportatore di petrolio intorno al 2030. Nel secondo gruppo, rientrano invece molti paesi del Medio Oriente, la cui domanda di energia sta crescendo rapidamente: si stima che entro il 2035 l'area si connoterà come il secondo consumatore mondiale di gas (dopo gli Stati Uniti) e il terzo consumatore mondiale di petrolio (dopo Cina e Stati Uniti), ma già nel 2020 il suo consumo di gas supererà quello dell'Unione Europea.

Tali cambiamenti sono destinati ad avere conseguenze di vasta portata sui mercati dell'energia. Tra quelle già emerse, meritano attenzione le **amplie differenze regionali nei prezzi di alcune fonti energetiche diverse dal greggio**, in quanto generano condizionamenti importanti alla competitività industriale di aree geografiche e paesi: negli Stati Uniti, ad esempio, il prezzo del gas naturale è pari ad un terzo rispetto ai prezzi all'importazione europei e ad un quinto di quelli giapponesi.

In prospettiva, **la domanda di energia continuerà a crescere**, sospinta dall'aumento della popolazione mondiale e dall'espansione delle economie, soprattutto quelle emergenti. **Il ritmo di crescita, tuttavia, dipenderà in larga misura dalle politiche energetiche adottate nelle diverse regioni.** L'IEA delinea per questo tre scenari, che differiscono tra loro per le assunzioni politiche poste alla base: lo scenario centrale (*New Policies Scenario*), che sconta l'attuazione delle politiche in essere e di quelle già annunciate nelle intenzioni dei governi in corso; lo scenario "tendenziiale" (*Current Policies Scenario*), che tiene conto unicamente delle politiche già in essere fino a metà 2013; e lo scenario virtuoso (*450 Scenario*), coerente con un incremento della temperatura media mondiale di lungo periodo contenuto a 2°C¹. Nello scenario centrale, **la domanda primaria di energia al 2035 è attesa crescere di un terzo rispetto al 2011**, contro un aumento di

¹ Obiettivo concordato a livello internazionale nella Conferenza ONU sui cambiamenti climatici, 2010.

- Sviluppo dei combustibili fossili non convenzionali, ruolo crescente delle energie rinnovabili ed efficienza energetica stanno cambiando profondamente la distribuzione delle risorse energetiche mondiali.
- La domanda mondiale di energia è attesa aumentare, con uno spostamento del baricentro verso i paesi emergenti dell'Asia.
- Il percorso di sviluppo delle energie rinnovabili sta diventando più complesso ma le prospettive rimangono robuste grazie a fondamentali solidi.
- In Italia, l'obiettivo per le rinnovabili al 2020 risulta in complesso già raggiunto, anche se con un mix diverso da quello programmato.

circa il 43% in assenza di ulteriori misure per combattere il cambiamento climatico e di solo il 14% nello scenario virtuoso. Nella dinamica attesa della domanda mondiale di energia si osservano comunque alcune tendenze comuni a tutti gli scenari considerati:

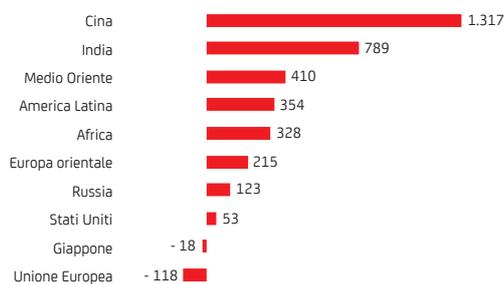
- **la crescita della domanda mondiale di energia continuerà ad essere trainata dai paesi non OCSE**, la cui quota sul totale della domanda è salita al 57% nel 2011 (dal 46% nel 1990) ed è attesa portarsi intorno al 60% nel 2020 e al 65% nel 2035. **Si assiste, in particolare, allo spostamento del baricentro verso i paesi emergenti dell'Asia, in particolare Cina, India e Medio Oriente**, che contribuiranno per un terzo all'aumento del consumo energetico mondiale atteso per il 2035;
- **la domanda di elettricità aumenterà più di altre forme di energia**, con prezzi medi mondiali in crescita a seguito dei maggiori costi dei combustibili fossili usati come input, della transizione verso sistemi di generazione a maggiore intensità di capitale, degli incentivi per le fonti rinnovabili;
- **i combustibili fossili rimarranno dominanti nel mix energetico mondiale ma perderanno peso rispetto alle fonti di energia "pulita"**: nello scenario centrale, la loro quota sul totale della domanda scende al 76% nel 2035 (da poco meno dell'82% nel 2011). Al loro interno **il gas naturale registrerà tassi di crescita rapidi, acquistando un peso crescente nel consumo mondiale di energia a scapito del carbone e del petrolio**, grazie alle sue caratteristiche di relativa abbondanza dell'offerta, maggiore flessibilità e attitudine ad emissioni più basse di carbonio;
- **le energie rinnovabili cresceranno a ritmi molto sostenuti, aumentando sensibilmente la loro quota nel mix energetico mondiale**. I tassi di crescita delle rinnovabili appaiono però molto differenziati nei diversi scenari, in quanto la loro diffusione è fortemente condizionata alle scelte dei decisori politici sulla opportunità di sostenerle o meno;
- **l'energia nucleare crescerà a tassi rapidi, ma manterrà quote sostanzialmente costanti** (tranne nello scenario 450, dove sono previste aumentare) **e sempre significativamente inferiori a quelle delle energie rinnovabili**.

Outlook del settore energetico mondiale

Domanda mondiale di energia per fonti, 2011-2035
Confronto tra scenari

Domanda e fonti energetiche	New Policies Scenario						Current Policies		450 Scenario	
	2011		2020		2035		2011-2035		2035	
	Mtoe	quote %	Mtoe	Mtoe	quote %	CAAGR	Mtoe	quote %	Mtoe	quote %
Domanda di energia	13.070	100	15.025	17.387	100	1,2%	18.646	100	14.908	100
Combustibili fossili	10.669	82	11.945	13.208	76	2,2%	14.897	80	9.468	64
- Carbone	3.773	29	4.202	4.428	25	0,7%	5.435	29	2.533	17
- Petrolio	4.108	31	4.470	4.661	27	0,5%	5.094	27	3.577	24
- Gas	2.787	21	3.273	4.119	24	1,6%	4.369	23	3.357	23
Nucleare	674	5	886	1.119	6	2,1%	1.020	5	1.521	10
Rinnovabili	1.727	13	2.193	3.059	18	2,4%	2.729	15	3.918	26

Domanda mondiale di energia per Paesi e aree geografiche¹, variazioni assolute 2035-2011 (Mtoe)



¹ New Policies Scenario.

Fonte: UniCredit su dati IEA, 2013

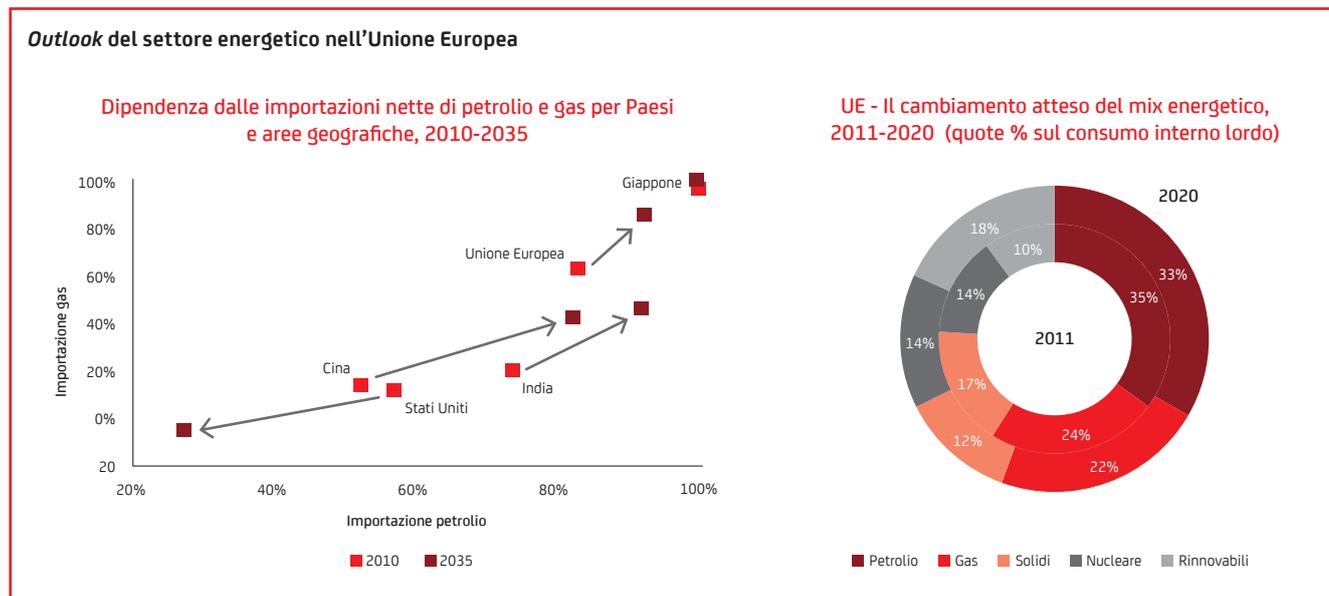
FOCUS SULL'EUROPA: LE POLITICHE ENERGETICHE PER UN SISTEMA PIÙ SICURO E SOSTENIBILE

Il quadro prospettico dell'Europa rimane condizionato alla necessità di abbassare la sua dipendenza dall'estero per gli approvvigionamenti di energia. L'UE ha visto salire infatti di oltre 7 p.p. in dieci anni la quota delle importazioni energetiche sul fabbisogno complessivo, pari al 54% nel 2011; in assenza di nuove misure di sostegno a rinnovabili ed efficienza energetica, tale quota potrebbe portarsi al 70% nel 2035, in base alle stime IEA. Un secondo aspetto di vulnerabilità è legato al fatto che le importazioni di fonti fossili provengono in larga misura da pochi paesi; molti paesi membri, inoltre, si affidano ad un solo fornitore e ad una sola rotta di transito, esponendosi al potere di mercato del paese fornitore, con prezzi all'importazione non in linea con i fondamentali del mercato e più alti di quelli pagati da altri paesi membri.

Per attenuare gli svantaggi derivanti da tale situazione, l'UE si è mossa in due direzioni. La prima punta all'integrazione dei mercati nazionali dell'energia, con l'obiettivo di assicurare ai paesi comunitari una maggiore sicurezza di approvvigionamento e di dare a consumatori e imprese prodotti e servizi migliori a costi più competitivi: questa linea di intervento passa per la definizione di regole comuni e per la realizzazione di infrastrutture di connessione trans-frontaliere (riquadro "Le infrastrutture energetiche in Europa"). La seconda direzione di intervento è stata **l'adozione di una strategia energetica volta ad aumentare l'offerta interna di energia mediante lo sviluppo delle fonti rinnovabili e a favorire il risparmio di energia tramite la promozione dell'efficienza energetica.** Il quadro di riferimento di tale strategia nel medio periodo è il famoso obiettivo 20/20/20² fissato per il 2020. Il risultato di queste politiche e i generosi sistemi di incentivazione a favore delle rinnovabili attivati nel corso degli

² Consiglio europeo, 8/9 marzo 2007.

anni 2000 hanno già avviato un percorso di cambiamento del mix energetico a favore delle fonti pulite, atteso proseguire nel medio periodo.



Fonte: UniCredit su dati IEA, Eurostat e Commissione Europea, 2013

A fronte di progressi relativamente buoni verso il conseguimento dei suddetti obiettivi, l'UE ha iniziato a riflettere su quello che accadrà dopo il 2020. Coerentemente con l'impegno di ridurre entro il 2050 le emissioni di gas a effetto serra dell'80-95%³, la Commissione Europea ha delineato una serie di scenari possibili nella **Tabella di marcia per l'energia 2050**⁴. La combinazione dei diversi scenari permette di individuare alcune tendenze di lungo periodo:

- **ruolo sempre più rilevante dell'elettricità:** la sua quota sulla domanda finale di energia dovrebbe quasi raddoppiare, per attestarsi al 36-39% nel 2050. La maggior parte degli scenari indica che i prezzi dell'elettricità aumenteranno fino al 2030, soprattutto a seguito della sostituzione degli impianti obsoleti, per seguire poi un *trend* discendente;
- **mercato aumento delle energie rinnovabili:** la loro quota sul consumo finale dovrebbe attestarsi almeno al 55% nel 2050, con un aumento di quasi 45 p.p. rispetto al livello attuale (11% nel 2011);
- **contributo persistentemente importante dell'energia nucleare** nel passaggio ad un sistema energetico a bassa intensità di carbonio;
- **centralità dei risparmi energetici** in tutti gli scenari di decarbonizzazione: rispetto ai picchi del 2005-2006, la domanda energetica si ridurrà del 16%-20% entro il 2030 e del 32%-41% entro il 2050;
- **ruolo fondamentale delle tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio;**
- **sensibile aumento dei costi di capitale del sistema energetico**, che ribalteranno la loro importanza relativa rispetto ai costi dei combustibili. Tra il 2011 e il 2050, i costi cumulativi degli investimenti in reti dovrebbero andare da 1,5 a 2,2 tln di €, riflettendo un maggiore investimento in energie rinnovabili.

LE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE IN EUROPA

La riduzione delle criticità derivanti dall'elevata dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento di energia passa anche attraverso la creazione di reti energetiche integrate. Lo sviluppo delle infrastrutture energetiche consente infatti all'Unione Europea di: (i) dotarsi di un mercato interno dell'energia correttamente funzionante, (ii) rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento, (iii) integrare le fonti rinnovabili di energia, (iv) accrescere l'efficienza energetica. Le infrastrutture moderne rappresentano il presupposto per trasformare l'area in un'economia competitiva sul piano globale e a basse emissioni di CO₂.

La politica infrastrutturale dell'Unione Europea è stata delineata nella Comunicazione "Priorità per le infrastrutture energetiche per il 2020 e oltre" - COM(2010) 677 definitivo - e recentemente accolta nel Regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans-europee - Regolamento (UE) n. 347/2013. In tali documenti si individuano le cosiddette

segue

³ Consiglio europeo, ottobre 2009.
⁴ SEC(2011) 1565 final, COM(2011) 885 final.

TEN-E (Trans-European Networks Energy), ossia le infrastrutture considerate prioritarie per l'Unione: in particolare, **nove corridoi prioritari** (di cui: quattro nel campo dell'elettricità, quattro nel gas e uno nel petrolio) e **tre aree prioritarie, ossia le autostrade elettriche, le reti intelligenti e il trasporto di biossido di carbonio.**

L'Italia, oltre ad essere interessata - come tutti i paesi membri - alla totalità delle aree prioritarie, è coinvolta in cinque corridoi strategici:

- Interconnessioni di elettricità Nord-Sud nell'Europa occidentale (*NSI West Electricity*);
- Interconnessioni di elettricità Nord-Sud nell'Europa centro-orientale e sud-orientale (*NSI East Electricity*);
- Interconnessioni del gas Nord-Sud nell'Europa occidentale (*NSI West Gas*);
- Interconnessioni del gas Nord-Sud nell'Europa centro-orientale e sud-orientale (*NSI East Gas*);
- Corridoio meridionale del gas (*Southern Gas Corridor*).

La Commissione Europea ha stimato che fino al 2020 saranno necessari investimenti per circa 200 mld di € per modernizzare e ampliare le reti energetiche europee.

Recentemente, il 14 ottobre u.s., la Commissione Europea ha presentato i primi **Projects of Common Interest (PCI)**: una lista di **248 progetti** coerenti con le nuove linee guida per il TEN-E, che godranno di procedure amministrative più veloci e di una regolamentazione più snella; alcuni di essi potranno accedere ai fondi del **Connecting Europe Facility (CEF)** per i quali sono stati stanziati **5,85 mld di € per il periodo 2014-2020.**

Nella lista, che verrà aggiornata ogni due anni, sono compresi 140 progetti per la trasmissione e l'immagazzinamento di **energia elettrica**, circa 100 progetti per la trasmissione e l'immagazzinamento di **gas naturale**, oltre ad alcuni relativi al **petrolio** per un totale di 248. Di questi progetti, **22 coinvolgono l'Italia**, a dimostrazione dell'importanza della posizione geografica strategica del nostro Paese come ponte di collegamento sugli assi nord-sud ed est-ovest del continente. Per entrare nella lista, un progetto deve possedere diversi requisiti, descritti nel citato Regolamento.

FOCUS SULL'ITALIA: QUADRO NORMATIVO E SCENARI ATTESI AL 2020

L'Italia risulta tra i paesi europei più dipendenti dall'estero per l'approvvigionamento energetico, con una quota di importazioni che supera l'80% del fabbisogno nazionale. **Data l'assenza del nucleare, il percorso possibile verso la decarbonizzazione dell'economia passa attraverso tre strade: (i) efficienza energetica; (ii) uso sempre maggiore dell'elettricità nell'industria, nei trasporti e nel termico; (iii) impiego crescente delle fonti rinnovabili nella generazione elettrica.** Attualmente, il mix energetico dell'Italia è dominato dai combustibili fossili: petrolio e gas naturale coprono insieme quasi l'80% del consumo finale di energia, mentre la quota di rinnovabili è salita all'11,5% nel 2011 (dal 5,5% nel 2006). Con riferimento al mix elettrico, il combustibile principale è il gas, che genera oltre la metà dell'elettricità totale prodotta, mentre le rinnovabili si collocano al secondo posto, con l'idroelettrico che ne rappresenta i due terzi. Il risultato di questa combinazione energetica sono prezzi dell'energia mediamente superiori ai concorrenti europei.

Il nuovo decennio si è aperto però con dinamiche che anticipano una fase di cambiamento: la crescita delle fonti rinnovabili intermittenti (fotovoltaico ed eolico); il termoelettrico, invece, è risultato in diminuzione, a seguito delle sfavorevoli condizioni di mercato e a dismissioni di vecchi impianti, solo in minima parte compensate dalle nuove entrate in esercizio.

L'evoluzione del mix produttivo nei prossimi anni sarà strettamente condizionata alle politiche e agli obiettivi comunitari e nazionali in materia di energia e cambiamenti climatici; le principali direzioni di sviluppo, tuttavia, sono state in parte già definite nel **Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN)** del 2010 e nella **Strategia Energetica Nazionale (SEN)** del marzo 2013. Quest'ultima, in realtà, è al momento solo un documento di indirizzo delle principali scelte strategiche del paese, ma è priva di un sostegno normativo per la sua attuazione. In particolare, **nella SEN vengono annunciati obiettivi al 2020 che superano quelli originari della PAN**, ossia:

- forte impulso all'efficienza energetica - tramite normative su standard di apparecchiature ed edifici e revisione degli incentivi - che assorbirà una parte importante dell'atteso aumento del consumo interno lordo, consentendo un risparmio energetico del 24% rispetto al 2009 (20% nel PAN);
- quota delle FER sui consumi finali lordi di energia al 19-20% (17% nel PAN);
- quota delle FER sui consumi finali lordi di elettricità al 35-38% (26% nel PAN).

Le **stime REF-E sulle tendenze evolutive nel settore elettrico e il relativo mix energetico segnalano che il raggiungimento degli obiettivi 2020 è possibile.** Nel breve-medio periodo (2014-2020), infatti, lo scenario REF-E sconta un aumento della capacità elettrica di quasi il 3,5% rispetto al 2013; la quota di fonti fossili è attesa ridursi ancora, a seguito di una sostanziale assenza di nuovi investimenti e alla progressiva dismissione di vecchi impianti; al contrario, le fonti rinnovabili sono attese in crescita (+37% circa per le fonti diverse dall'idroelettrico e +46% per il geotermico). Più incerte appaiono invece le **direzioni di sviluppo nel lungo periodo (2035)**, in quanto condizionate a due ipotesi divergenti rispetto agli obiettivi della Tabella di marcia al 2050: il raggiungimento al 100% dei target ovvero il mantenimento della rotta 2020, che implica ancora un'importante dipendenza dalle fonti fossili nel sistema. Nel primo caso, le rinnovabili rappresenterebbero circa il 76% del parco elettrico installato in Italia; nel secondo la quota scenderebbe intorno al 58%.

Le fonti rinnovabili

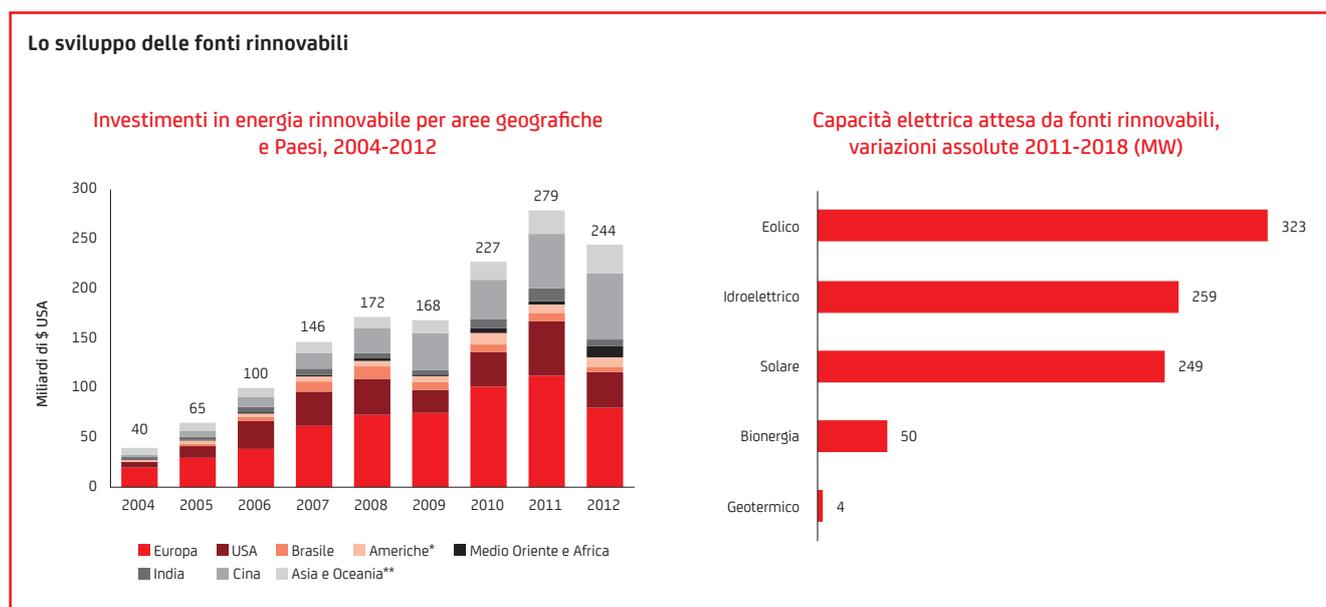
IL PERCORSO DI SVILUPPO SI FA PIÙ COMPLESSO MA RIMANE FAVOREVOLE A LIVELLO MONDIALE

L'energia rinnovabile ha guadagnato un ruolo sempre più centrale nei mercati mondiali dell'energia. La crescita è iniziata negli anni '90 ed ha accelerato nel decennio successivo. Nel 2011, l'offerta globale di energia da fonti rinnovabili ammontava a 1.702 Mtoe, contribuendo per il 13% all'offerta complessiva. Ancora più importante il peso rilevato nel settore elettrico - dove le rinnovabili risultano da diversi anni la fonte di energia a crescita più rapida - stimato solo di poco inferiore al 22% nel 2012. I fattori trainanti alla base di questo sviluppo sono stati i costi crescenti dell'energia tradizionale, il proliferare in molti paesi di generose politiche di sostegno e lo sviluppo delle tecnologie, che ne ha abbassato significativamente i costi di produzione, rendendo più profittevole l'impiego dei capitali nel settore.

I nuovi investimenti sono cresciuti costantemente, fino al picco di 279 mld di \$ raggiunto nel 2011; nel 2012, a seguito delle incertezze che hanno investito i sistemi di incentivazione in molti paesi industrializzati, sono scesi a 244 mld di \$ (-12% a/a), che rimane comunque il secondo valore più alto dopo quello dell'anno precedente. Le cadute più marcate si sono registrate in Europa (-36%) e negli Stati Uniti (-35%), dove sono diminuiti gli incentivi a favore del solare e dell'eolico. Questo ha accentuato lo spostamento del baricentro verso i paesi meno sviluppati, dove l'attività di investimento ha invece continuato ad aumentare (+34%), raggiungendo i 112 miliardi (46% degli investimenti mondiali complessivi). Tra le fonti, il solare ha continuato a giocare la parte del leone anche nel 2012, assorbendo il 57% delle risorse, seguito dall'eolico. In futuro, è ragionevole attendersi un afflusso di fondi verso paesi in grado di offrire politiche che non indeboliscono la fiducia degli investitori e verso i paesi emergenti con una domanda di elettricità crescente e una dotazione attrattiva di risorse rinnovabili. Le stime sui volumi variano entro un range piuttosto ampio, in relazione alle diverse ipotesi politiche e climatiche assunte negli scenari. Al livello più basso si collocano le previsioni dell'IEA nel *World Energy Outlook 2013*, dove gli investimenti cumulati in energia rinnovabile nell'intero periodo 2013-2035 sono attesi pari a 6,5 mld di \$, corrispondenti ad una media annuale di 280 mln di \$, valore sostanzialmente simile a quelli che abbiamo visto nell'ultimo biennio; l'investimento annuale aumenta però nel corso del periodo, fino a raggiungere 370 mln di \$ nel 2035. Il settore elettrico si conferma il destinatario principale dei fondi, con investimenti attesi pari a 6,2 mld di \$, di cui un terzo destinati all'eolico, seguito dall'idroelettrico (27%) e dal solare fotovoltaico (23%). Significativo lo squilibrio tra i paesi OCSE (2,9 mld di \$) e i paesi non OCSE (3,3 mld di \$). Al livello più alto si colloca lo scenario di Greenpeace, elaborato nel 2012, che sconta per il periodo 2011-2030 investimenti cumulati per 20 mld di \$, corrispondenti ad una media annuale di 1 mln di \$. In posizione intermedia, *Bloomberg New Energy Finance*, che nel *Global Renewable Energy Market Outlook 2011* prevedeva un investimento annuale di 400 mln di \$ al 2020 e di 460 mln di \$ al 2030.

In generale il percorso di sviluppo delle energie rinnovabili sta diventando più complesso, a causa di nuovi fattori intervenuti nello scenario che impattano sui fondamentali di settore:

- riduzione degli incentivi e incertezze sulle politiche future;
- competizione crescente proveniente da altre fonti di energia;
- difficoltà di integrazione delle rinnovabili intermittenti nelle reti elettriche emerse in alcuni paesi e regioni.

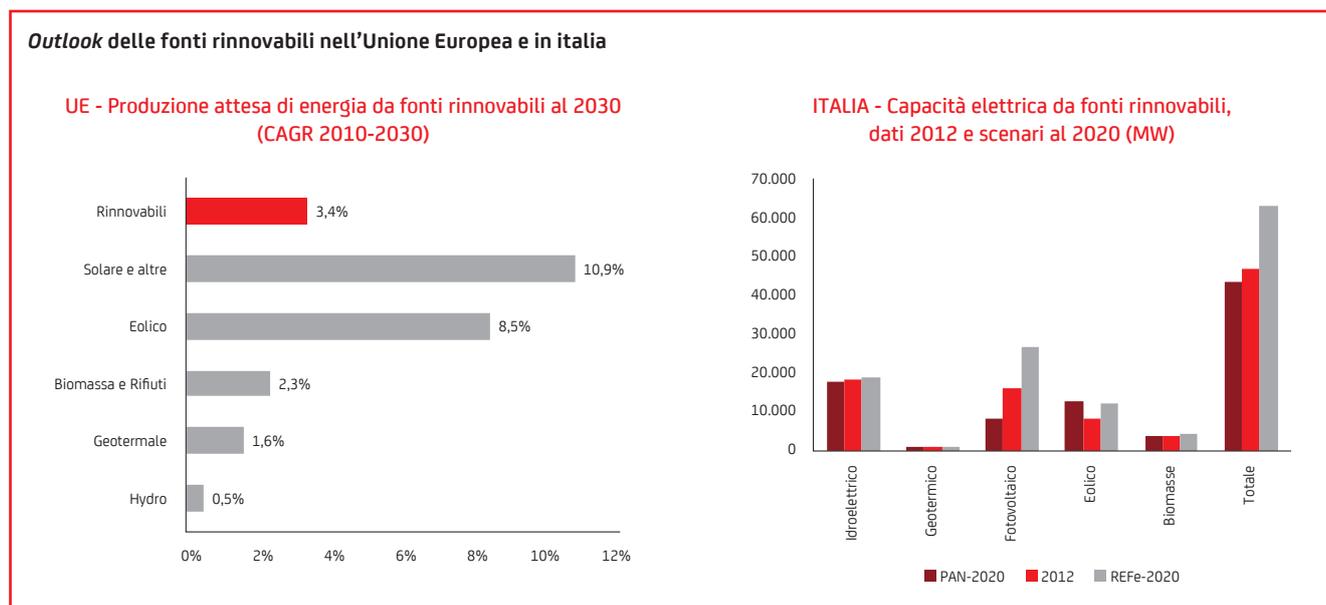


Fonte: UniCredit su dati Bloomberg New Energy Finance e IEA, 2013
* esclusi USA e Brasile ** escluse India e Cina

Le prospettive di medio periodo rimangono comunque robuste, con opportunità di sviluppo sia nei mercati tradizionali che nei nuovi. A fine 2012 si contavano almeno 138 paesi con politiche energetiche che includono obiettivi per le rinnovabili, un numero più che doppio rispetto al 2006. L'IEA stima che entro il 2018 le rinnovabili dovrebbero diventare la seconda fonte di produzione dell'elettricità dopo il carbone, superando il gas naturale e doppiando il nucleare. La loro quota sul totale dovrebbe salire al 25%, trainata dalla crescita dell'eolico e del fotovoltaico che porterebbe la quota delle fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico all'8% (dal 5% del 2012). A sostenere la diffusione delle tecnologie "pulite" rimangono i costi di produzione in diminuzione che le rendono competitive in un numero crescente di paesi: l'idroelettrico e il geotermico risultano già oggi competitive rispetto ai combustibili fossili nei paesi con buone risorse; anche l'eolico *on shore* e il fotovoltaico - le tecnologie attualmente più dinamiche - hanno raggiunto o sono molto prossime alla *grid parity* in numerosi paesi dotati di risorse.

UNIONE EUROPEA E ITALIA: FATTI STILIZZATI E RISULTATI ATTESI AL 2020

Nell'UE, il quadro di riferimento per le fonti rinnovabili è fornito dalla direttiva 2009/28/CE, che ha fissato per i paesi membri obiettivi obbligatori da conseguire entro il 2020, in modo che l'area raggiunga una quota di rinnovabili pari al 20% del consumo finale di energia. Ogni paese membro ha redatto un Piano di Azione Nazionale (PAN) che definisce la traiettoria verso l'obiettivo finale mentre, per monitorare la situazione, ogni due anni la Commissione redige un rapporto sui progressi compiuti. A seguito di ciò, **il settore delle rinnovabili ha goduto di un rapido sviluppo nell'area: a fine 2011, con un valore dell'attività economica intorno a 137 mld di €, esso contribuiva per l'1% al PIL comunitario,** percentuale superiore a quella del settore dell'abbigliamento (0,6%) e simile a quella dei mobili (0,9%). Nell'ultima **Relazione sui progressi compiuti nel campo delle rinnovabili** del marzo 2013, la Commissione conferma gli importanti progressi: al 2010, quasi tutti i paesi membri avevano raggiunto o superato l'obiettivo intermedio fissato per il biennio 2011-2012. La crisi economica sta esercitando però un impatto negativo sul settore, a seguito del drastico cambiamento di rotta in materia di incentivi in molti paesi comunitari e delle maggiori difficoltà a trovare i finanziamenti. Nell'ambito della riflessione già iniziata su quello che accadrà dopo il 2020 per la realizzazione degli obiettivi possibili contenuti nella Tabella di marcia per l'Energia al 2050, **la Commissione suggerisce l'adozione di tappe intermedie al 2030, ma per ora non è stato fissato alcun obiettivo vincolante per i paesi membri, lasciando il quadro di lunghissimo periodo ancora relativamente incerto.**



Fonte: UniCredit su dati Eurostat, Commissione Europea, REF-E, 2013

Per quanto riguarda l'Italia, la traiettoria indicativa per le rinnovabili elettriche formulata con il PAN del 2010 risulta ampiamente superata. In particolare, il fotovoltaico è già da tempo sopra i valori attesi al 2020; lo stesso vale per l'idroelettrico, anche se in minore misura; le altre fonti si attestano sopra gli obiettivi intermedi, tranne il geotermoelettrico che rimane lievemente al di sotto. Complessivamente dunque l'obiettivo risulta già raggiunto, ma con un *mix* differente da quello inizialmente concepito (tabella). Va ricordato che il PAN rimane ancora oggi l'unico documento programmatico ufficiale in termini di obiettivi per le energie rinnovabili nei confronti della Commissione Europea. Nella SEN, come detto, vengono definiti obiettivi al 2020 superiori a quelli del PAN ma non vincolanti, mentre per il periodo successivo non viene indicato alcun valore. **Nello scenario REF-E, la quota di rinnovabili sul consumo interno lordo dovrebbe salire al 35%,** un valore più elevato rispetto all'obiettivo fissato dal PAN e sostanzialmente in linea con lo scenario della SEN. Il valore più elevato rispetto al PAN, tuttavia, è spiegato non solo da un volume maggiore di energia rinnovabile, ma anche da un consumo interno lordo ridotto per gli effetti della crisi economica.

Fotovoltaico

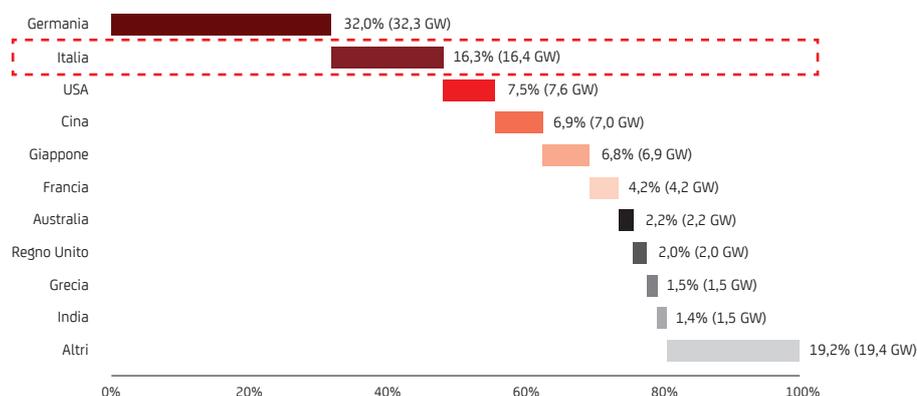
La sfida della *grid parity* in uno scenario senza incentivi

L'INDUSTRIA NAZIONALE DEL FOTOVOLTAICO ALLA LUCE DEI CAMBIAMENTI REGOLAMENTARI E DELL'EVOLUZIONE TECNOLOGICA

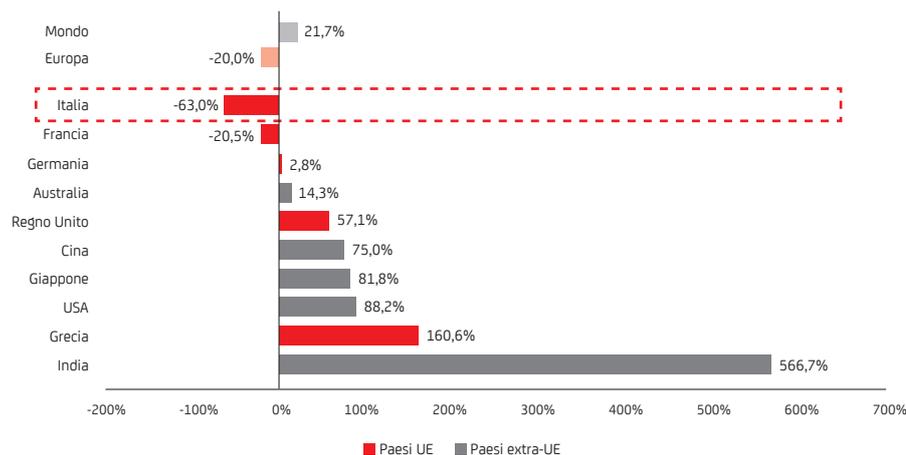
Nell'arco di un quinquennio **l'Italia** è riuscita a conquistare un **ruolo di primo piano nel mercato mondiale del fotovoltaico**, rappresentando il secondo Paese in termini di capacità installata, **con un parco impianti di oltre 16 GW nel 2012**. Sebbene il 2012 segni una fase di marcata contrazione del volume di investimenti, il nostro Paese si conferma il terzo mercato su scala internazionale per nuove installazioni (3.500 MW), dopo la Germania e la Cina.

Posizionamento dell'Italia nel mercato mondiale del fotovoltaico

Top 10 country per potenza installata globale, 2012



Nuova potenza entrata in esercizio, 2011-2012 (Var. % a/a in termini di MW)



Fonte: UniCredit su dati EPIA e Energy&Strategy, 2013

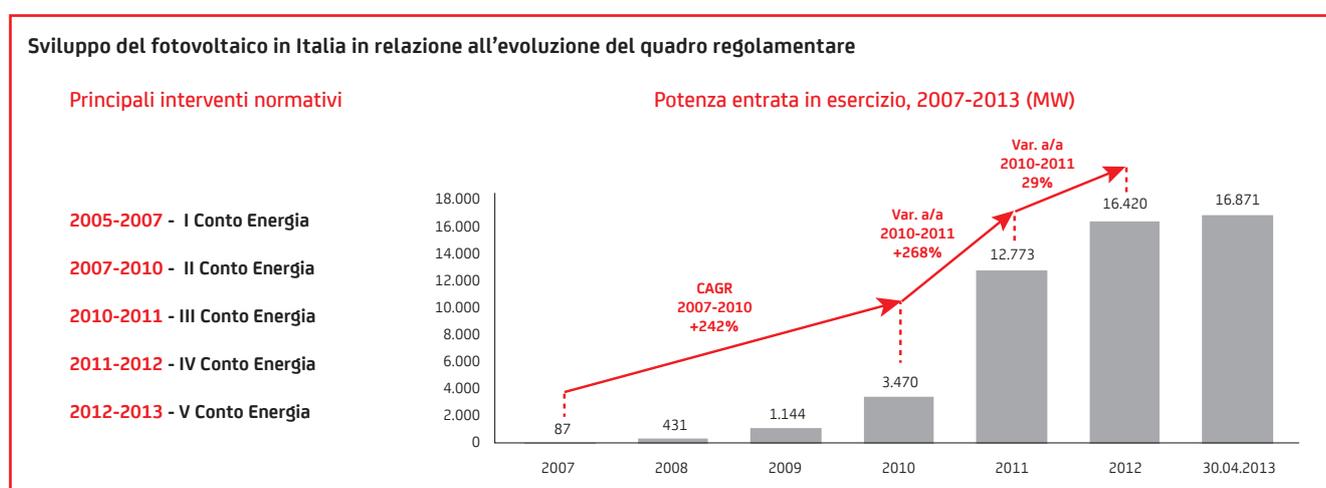
Questa posizione di *leadership* è il risultato di **un'espansione dirompente del settore** che ha segnato tra il 2007 e il 2012 tassi di crescita medi annui a tre cifre del numero di impianti (CAGR 132%, da 7.647 a oltre 478 mila) e della potenza installata (CAGR 187%, da 87 MW a 16.420 MW) e ad oggi **il parco di generazione da fonte fotovoltaica è in grado di coprire quasi il 6,5% del fabbisogno energetico nazionale**.

- La chiusura del V Conto Energia segna la transizione ad un contesto di mercato non più sussidiato.
- Si prospetta una fase di stallo per i nuovi investimenti in progetti di grande taglia mentre esistono margini di sviluppo per piccole installazioni <200 kW nei segmenti residenziale e industriale.
- Si prevede un elevato tasso di dinamicità nel mercato secondario relativo al parco impianti esistente, dove già si registra un'intensa attività di M&A.

L'applicazione di un generoso sistema di incentivazione, basato su un **meccanismo di tipo *feed-in-tariff* (c.d. Conto Energia¹)**, ha costituito il **main driver di sviluppo del mercato**, agendo da forte stimolo per gli investimenti da parte di *player* nazionali ed esteri. Tale circostanza risulta particolarmente evidente se si considera l'andamento storico della capacità installata, che mette in evidenza come i picchi di crescita si registrino proprio in corrispondenza dell'introduzione delle nuove normative di settore. Nel mercato fotovoltaico si sperimenta, infatti, un'impennata degli investimenti con l'entrata in vigore del II Conto Energia e, successivamente, a partire dal 2010, a seguito della terza revisione del sistema di incentivazione, che è alla base di uno straordinario incremento della capacità installata (da 3,5 GW nel 2010 a 12,8 GW nel 2011) e del numero di impianti (da 156 mila nel 2010 a 330 mila nel 2011). Il *trend* di sviluppo del comparto prosegue anche nel 2012, seppur a tassi notevolmente inferiori, effetto sia del processo di riduzione delle tariffe incentivanti previsto dal IV Conto Energia sia del **graduale esaurimento della spinta espansiva del mercato che si avvia ad una fase di consolidamento e razionalizzazione del parco impianti**.

La chiusura del V Conto Energia - avvenuta a luglio 2013 - segna la fine del sistema di supporto tariffario al fotovoltaico e, dunque, la transizione ad un contesto di mercato non più sussidiato, che richiede all'industria nazionale un grande sforzo di riorganizzazione per reggere la sfida rappresentata dalla *grid parity*.

La continua evoluzione tecnologica sta, infatti, avvicinando rapidamente i prezzi dell'energia fotovoltaica a quelli dell'energia tradizionale di origine fossile e si stima che il c.d. "punto di indifferenza" per la fonte solare possa essere raggiunto in Italia tra il 2014-2017².



Fonte: UniCredit su dati Istat, 2013

Le favorevoli politiche di sostegno del settore che si sono succedute nel tempo hanno creato in Italia le condizioni per lo sviluppo di una vera e propria **filiera industriale del fotovoltaico, altamente specializzata, che assorbe investimenti e occupazione**. Nel 2012 le imprese attive lungo la *supply chain* hanno generato un giro d'affari complessivo di € 6,2 mld, per circa 14.000 addetti. Si tratta di un comparto produttivo che ha raggiunto un elevato stadio di maturazione tecnologica e un significativo tasso di industrializzazione, ma che oggi si trova ad affrontare una nuova fase di mercato, caratterizzata da:

- **uno scenario competitivo senza incentivi diretti che garantiscano ritorni economici certi sugli investimenti**. In questo contesto gli operatori del settore sono tenuti ad attuare un cambiamento delle strategie industriali per poter restare sul mercato e rendere il *business* fotovoltaico in Italia ancora appetibile agli occhi degli investitori. Sono in corso processi di consolidamento nelle fasi a monte della filiera, più esposte alla pressione concorrenziale dei Paesi emergenti, mentre le imprese a valle si stanno orientando in misura maggiore verso operazioni di integrazione verticale e internazionalizzazione delle attività, con un'attenzione crescente al comparto dei servizi O&M (*Operation & Maintenance*);
- **un trend fortemente decrescente dei costi della tecnologia e di quello degli impianti**, che pesa sempre più sulla redditività delle imprese nazionali attive lungo la filiera, già da qualche anno posizionate su un sentiero di ribasso della profittabilità. La riduzione dei prezzi dei componenti fotovoltaici, riconducibile in via primaria all'accesa concorrenza tra i produttori asiatici e occidentali³, unitamente alla flessione dei costi "chiavi in mano" degli impianti⁴ ha effetti diretti sulla sostenibilità economica dei *player* del settore, che vedono compressa la propria marginalità. Nel segmento dei moduli "tradizionali" in silicio mono o poli-cristallino, ad esempio, il valore medio del *gross margin*⁵, che all'inizio del 2012 si attestava al 6,2%, a fine anno ha toccato la soglia negativa del -5%;

1 Sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica da fonte fotovoltaica, che premia con tariffe incentivanti l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di 20 anni.

2 Secondo i dati del rapporto "Solar Energy Report" dell'Energy & Strategy Group del Politecnico di Milano, nel nostro Paese, con i prezzi degli impianti attuali, si è di fatto già arrivati alla *grid parity* nelle zone più assolate per le utenze commerciali-industriali che presentano un alto tasso di autoconsumo, mentre per il segmento residenziale risulta ancora difficile giungere al livello di pareggio nel breve periodo.

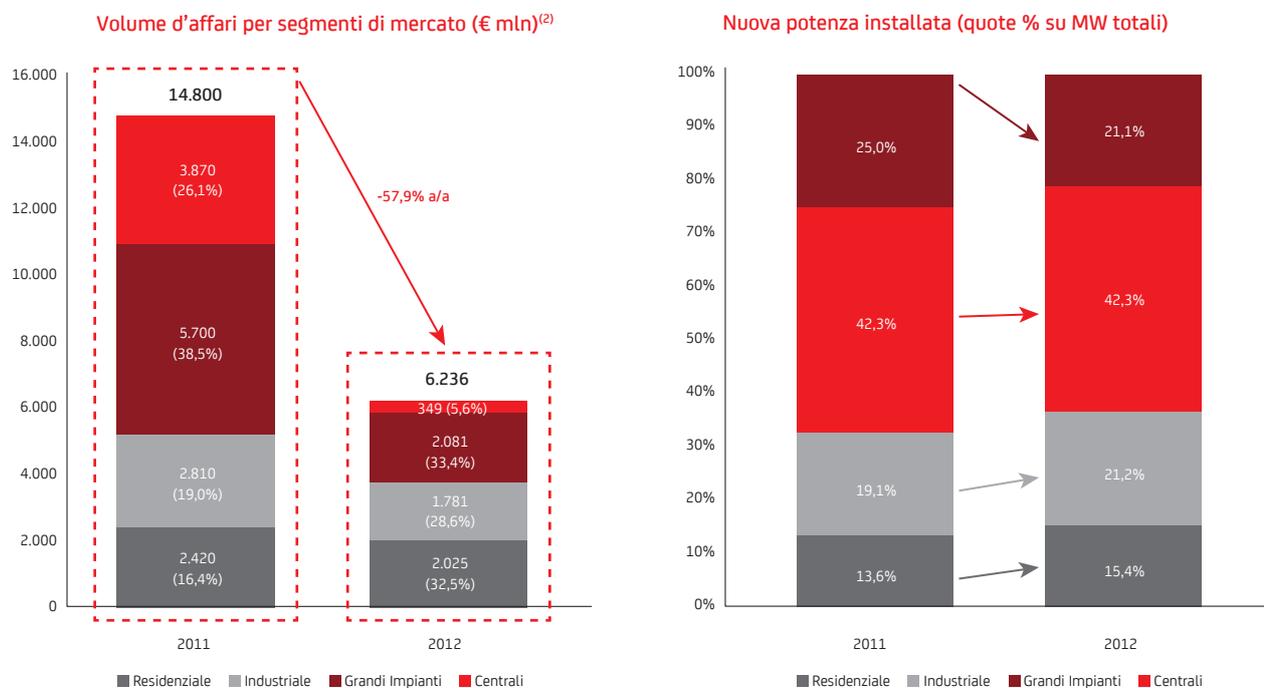
3 Nel corso del 2012 il prezzo dei moduli (mono e poli-cristallini) realizzati in Cina si è mantenuto su un livello inferiore del 20%- 40% rispetto a quello dei moduli prodotti in Europa.

4 Nel 2012 il valore (al lordo dell'IVA) "chiavi in mano" di un impianto fotovoltaico da 3 kW si è attestato su circa 2.500 €/kWp (-20% rispetto al 2011), quello di un impianto di 200 kW a circa 1.500 €/kWp (-19% rispetto al 2011) e quello di un impianto da 1 MW a circa 950 €/kWp (-35% rispetto al 2011).

5 Il *gross margin* è misurato come differenza tra i prezzi e i costi industriali di produzione dei componenti.

- **l'affermazione di nuovi protagonisti sulla scena internazionale**, quali Cina, USA, Giappone e India che hanno registrato tra il 2011 e il 2012 tassi di crescita su base annua compresi tra il 75% e il 560% in termini di nuova potenza installata. Per la fine del 2013 si prevede, con riferimento alle nuove installazioni, un ridimensionamento della quota di mercato dell'Europa e, di conseguenza dell'Italia, a favore dei Paesi extra-europei, in primis Cina e USA, sempre più attrattivi per gli investitori in ragione della presenza di favorevoli sistemi di incentivazione e di vasti programmi per la realizzazione di impianti di grande taglia.

Industria del fotovoltaico: volume d'affari per segmento di mercato e nuova potenza installata per tipologia di impianto⁽¹⁾, 2011-2012



(1) I segmenti di mercato sono suddivisi in base alla classe di potenza (p) degli impianti: Residenziale (p < 20 kW); Industriale (20 kW < p < 200 kW); Grandi Impianti (200 kW < p < 1 MW); Centrali (p > 1 MW).

(2) I valori tra parentesi indicano il peso percentuale del fatturato prodotto dal singolo segmento di mercato sul volume d'affari totale.

Fonte: UniCredit su dati Energy & Strategy Group, 2013.

L'effetto congiunto di questi fattori sta già incidendo pesantemente sull'industria italiana del fotovoltaico, che ha sperimentato nel 2012 una contrazione rilevante del volume di nuove installazioni (-63% a/a) e, di conseguenza, una significativa flessione del giro d'affari del settore (-57,9% a/a) ascrivibile soprattutto al **crollo degli investimenti nel comparto delle centrali solari** (-91% a/a, da € 3,9 mld del 2011 a € 349 mln del 2012) **e dei grandi impianti** (-63% a/a, da € 5,7 mld del 2011 a € 2 mld del 2012). Quello delle centrali fotovoltaiche (>1MW) si configura come il segmento maggiormente colpito dal processo di revisione del sistema tariffario, segnando nel 2012 la riduzione più marcata in termini sia di nuova capacità (-3,9% a/a) sia del prezzo degli impianti chiavi in mano (in media -35% a/a).

LA PROFITABILITÀ DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI IN UN SISTEMA SENZA INCENTIVI E IL VOLUME DI INVESTIMENTI ATTESI AL 2020

Se fino ad oggi l'industria fotovoltaica si è configurata come settore *policy-driven*, da agosto 2013, con la chiusura del V conto Energia, per il mercato degli investimenti si aprono scenari del tutto nuovi. Il quadro prospettico si presenta molto incerto, poiché entrano in gioco numerosi fattori di instabilità che possono condizionare in misura significativa la profittabilità di un progetto fotovoltaico. Non potendo più contare sulla certezza dei ritorni economici, che prima erano garantiti da generose tariffe incentivanti sull'energia prodotta, gli investitori sono molto attenti nel selezionare le opportunità di *business*. Per tale ragione **si prevede nei prossimi anni:**

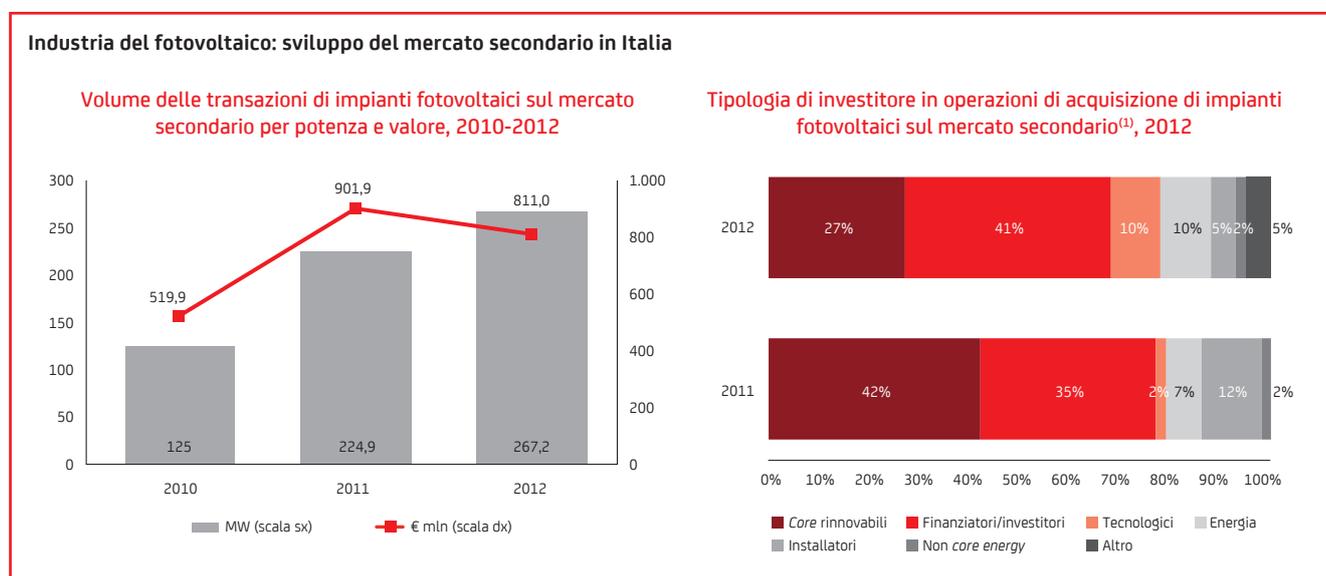
- **una fase di stallo per i nuovi investimenti (c.d. mercato primario)**, in particolare con riferimento ai progetti di grande taglia a causa dell'aumento del rischio industriale. In generale, i grandi impianti (potenza >1MW) difficilmente potranno risultare economicamente sostenibili nel breve periodo, in quanto non beneficiano di alcun incentivo. Il rendimento di un investimento di questo tipo dipende dal "prezzo dell'energia" (nello specifico, il prezzo medio zonale), che influenza in misura significativa la valorizzazione del singolo kWh prodotto. È invece ragionevole attendersi una concentrazione dei nuovi investimenti nei segmenti residenziale e industriale per i piccoli impianti di taglia <200 kW che possono accedere allo scambio sul posto. Ad oggi per gli impianti di questa dimensione, la resa economica dell'investimento dipende sostanzialmente da 2 meccanismi:

- *lo scambio sul posto*: sistema che consente il rimborso monetario dell'energia non auto-consumata istantaneamente - e dunque immessa in rete - nei limiti di quanto già prelevato per le proprie esigenze di consumo e pagato un bolletta. La remunerazione economica è data dalla vendita dell'energia più il rimborso degli oneri di rete (quali i costi di distribuzione, dispacciamento e alcuni oneri generali di sistema). Inoltre, se dal conguaglio di fine anno risulta che il totale dell'energia immessa in rete è superiore a quella prelevata, l'eccedenza viene pagata al prezzo di mercato medio dell'energia dell'anno precedente;

- *la detrazione fiscale* (del 50% fino a dicembre 2014⁶) dei costi totali di installazione di impianti fotovoltaici al servizio di utenze domestiche, in quanto considerati interventi finalizzati al conseguimento di risparmi energetici;

- **un elevato tasso di dinamicità nel mercato secondario** relativo agli impianti *brownfield*, dove già si registra un'intensa attività di M&A, di accordi di collaborazione e di aumenti in partecipazione. Nel 2012 il fotovoltaico ha rappresentato il comparto delle rinnovabili maggiormente coinvolto in operazioni di acquisizione, pari a circa 2/3 del volume di compravendite complessivamente realizzate nel settore delle energie alternative. Gli investimenti perfezionati sul mercato secondario hanno interessato un parco di generazione di circa 267 MW, costituito in massima parte da grandi centrali fotovoltaiche, generando un giro d'affari di oltre € 800 mln.

La difficoltà di valutare la convenienza economica di un nuovo impianto fotovoltaico in assenza di incentivi diretti, spinge gli investitori verso gli asset già connessi in rete e operativi, ovvero progetti autorizzati/in corso di costruzione che sono rientrati nell'ambito del Conto Energia, **al fine di sfruttare vantaggiosi profili di rendimento** che ad oggi non sarebbe possibile ottenere con lo sviluppo di un progetto *greenfield*.



(1) Gli investitori sono considerati sia nel ruolo di venditore sia in quello di compratore.
Fonte: UniCredit su dati Energy & Strategy e Althesys, 2013

Le principali categorie di soggetti attive sul mercato secondario sono:

- **le aziende pure renewable o utility energetiche** che, nell'ambito di strategie di crescita esterna, puntano a rilevare impianti che beneficiano del vecchio sistema di incentivazione, in particolare II e III Conto Energia che assicura rendimenti estremamente premianti, senza doversi accollare i rischi di un investimento *greenfield*;
- **i developer e le società tecnologiche**, che mirano a capitalizzare gli investimenti passati, vendendo gli impianti di cui dispongono per liberare risorse da destinare a operazioni di diversificazione/internazionalizzazione del *business* o al risanamento di situazioni di indebitamento;
- **investitori finanziari** (quali fondi di investimento immobiliari, società assicurative e società di gestione del risparmio, nonché fondi di *private equity* e *investment companies*) che stanno orientando le politiche di portafoglio in direzione di *asset* alternativi capaci di garantire ritorni economici stabili nel lungo periodo. Questi nuovi attori del mercato, sempre più attivi nel segmento delle infrastrutture, guardano con estremo interesse al parco impianti italiano già operativo, attirati dal remunerativo profilo di rendimento assicurato dalle tariffe incentivanti.

In ragione dei *driver* delineati sin qui si prospettano per il fotovoltaico spazi di mercato per gli investimenti anche in uno scenario post-incentivazione. Secondo le stime del Ref-e **al 2020 si raggiungeranno i 24 GW di nuova potenza installata con una produzione di energia elettrica di oltre 31.000 GWh**, ampiamente al di sopra dei *target* previsti del Piano di Azione Nazionale. L'installazione sarà rivolta a impianti di piccola taglia (<200 MW) a servizio di abitazioni e utenze industriali, mentre si attende l'avvio di qualche progetto di grande dimensione solo a partire dal 2018, esclusivamente in alcune aree del Sud Italia.

⁶ La legge di Stabilità per il 2014 ha prorogato la detrazione fiscale del 50% fino al 31.12.2014. La detrazione non è cumulabile con gli incentivi del Conto Energia e non è applicabile in caso di impianti fotovoltaici su edifici di nuova costruzione.

Eolico in decelerazione, ma ancora spazi per crescere

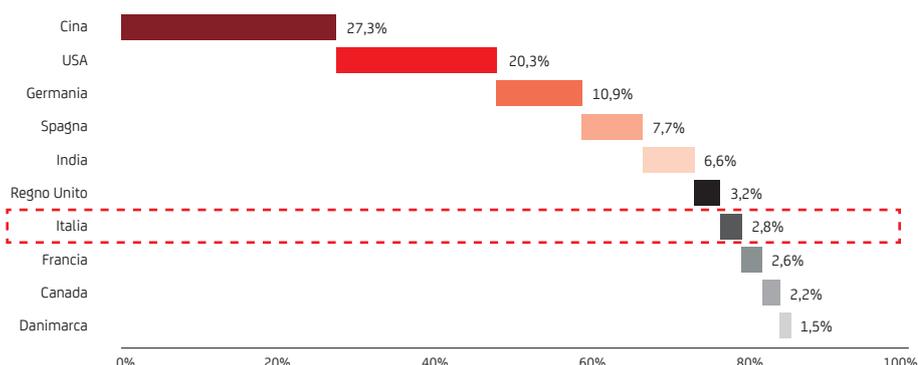
POSIZIONAMENTO DELL'ITALIA NEL CONTESTO MONDIALE E ANDAMENTO DEL MERCATO ALLA LUCE DEI RECENTI CAMBIAMENTI DEL SISTEMA DI INCENTIVAZIONE

L'energia eolica rappresenta in Italia la seconda fonte rinnovabile, dopo il fotovoltaico, sia per potenza installata che per produzione elettrica, escludendo ovviamente la "tradizionale" fonte dell'idroelettrico. A fine giugno 2013, la capacità installata globale ha raggiunto 296 GW e le stime WWEA (*World Wind Energy Association*) scontano per fine anno una potenza complessiva di 318 GW. **L'Italia, con un parco impianti di oltre 8 GW, è il settimo mercato al mondo per capacità installata e contribuisce per poco meno del 3% alla potenza eolica mondiale. Rappresenta invece il quarto mercato in Europa, con il 7% circa della capacità totale installata, dopo Germania, Spagna e Regno Unito.**

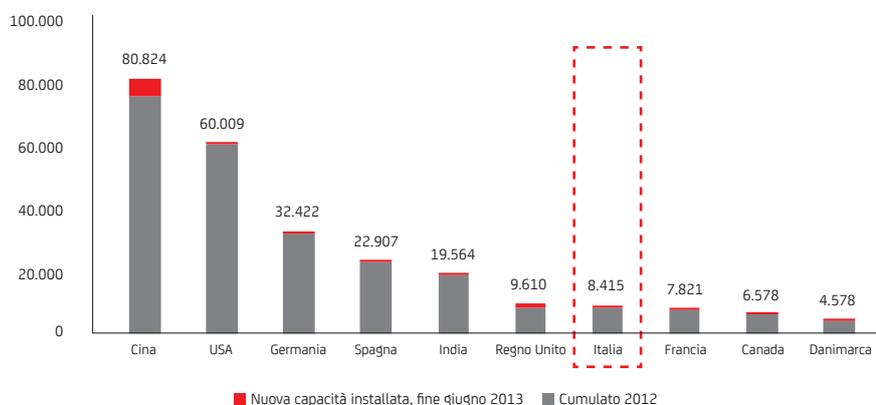
- Nel 2012 l'Italia è stata il quarto mercato eolico dell'Unione Europea per capacità installata.
- La recente accelerazione indotta dal cambiamento del sistema incentivante sarà seguita da un consolidamento dei risultati nel 2013 e 2014.
- Le prospettive rimangono positive nel medio lungo periodo, con il sostanziale raggiungimento degli obiettivi al 2020.

Posizionamento dell'Italia nel mercato mondiale dell'eolico

Top 10 paesi per potenza installata globale, fine giugno 2013
(quota % su MW totali a livello mondiale)



Potenza totale installata per paese, fine giugno 2013



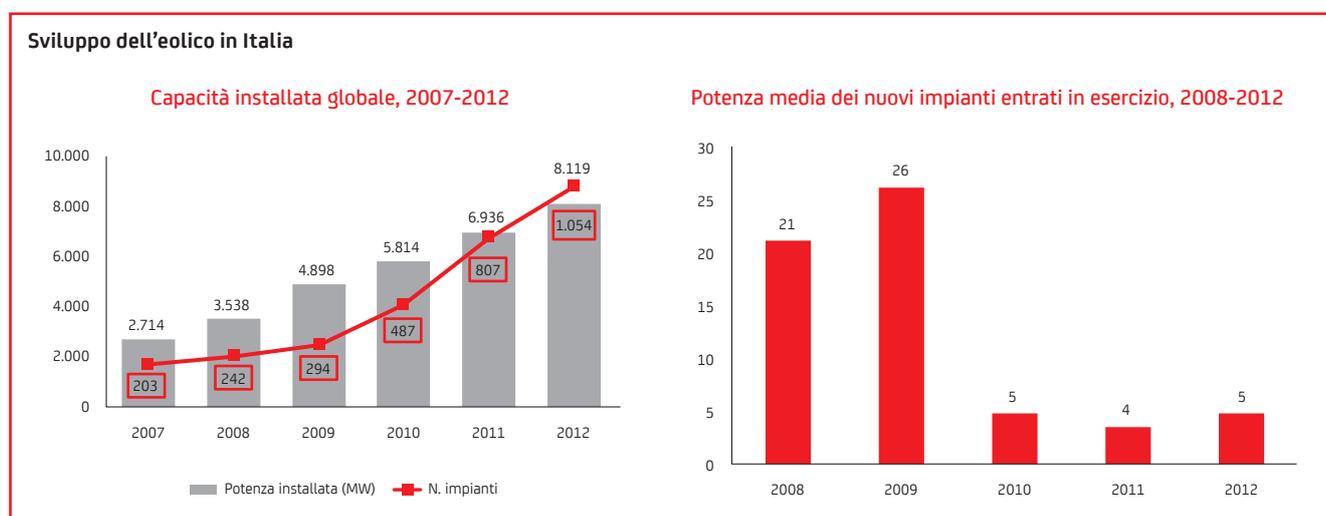
Fonte: UniCredit su dati WWEA, 2013

In sei anni, tra il 2007 e il 2012, il paese ha più che quintuplicato le installazioni, passando da 203 a 1.054 impianti (CAGR 39%), con una potenza installata salita da 2.714 MW a 8.119 MW (CAGR 24,5%). La quantità di energia elettrica prodotta da fonte eolica ha

largamente superato i 13 TWh nel 2012 (4 TWh nel 2007), arrivando a coprire quasi il 4% del fabbisogno complessivo nazionale; essa rappresenta il 14,5% del totale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, includendo anche l'idroelettrico.

Pur in presenza di una decelerazione del ritmo di crescita nel 2012, nell'ultimo triennio le nuove installazioni sono aumentate in misura significativa, nonostante i ripetuti interventi del legislatore che - a partire dalla seconda metà del 2009 - ha reso incerto il sistema di incentivazione del settore e, in particolare, il meccanismo dei Certificati Verdi previsto per i grandi impianti ($P > 200$ kW). La spiegazione di questo andamento apparentemente contraddittorio va ricercata in una delle principali criticità del settore nel nostro Paese, ossia la lunghezza dei tempi medi di autorizzazione e realizzazione dell'impianto, pari a circa 4 anni, il doppio rispetto ai tempi medi prevalenti in Germania e Spagna. L'accelerazione a cui si è assistito, al contrario, è stata determinata proprio dalla volontà di portare a termine gli impianti già avviati prima dell'entrata in vigore del nuovo sistema di incentivazione.

La **potenza media dei parchi eolici** complessivamente realizzati nel periodo si attesta intorno ai 12 MW. Tuttavia, guardando alla potenza media degli impianti entrati in esercizio di anno in anno, **si osserva una tendenza alla diminuzione che rivela il recente interesse a favore di impianti più piccoli e, in particolare, a favore del mini eolico ($P \leq 200$ kW)**. Questi impianti hanno goduto negli ultimi anni di un rapido progresso tecnologico che li ha portati ad erogare una potenza sempre maggiore a costi progressivamente più bassi, consentendo un ritorno dell'investimento in tempi relativamente brevi (6-7 anni); fattori, questi, che ne hanno favorito enormemente la diffusione, soprattutto tra le aziende agricole, con un trend di crescita quasi esponenziale tra il 2009 e il 2011, che ha visto salire la potenza installata da 1,5 MW ad oltre 13 MW.



Fonte: UniCredit su dati Terna, 2013

La localizzazione degli impianti, coerentemente con scelte di posizionamento che hanno fin qui privilegiato le aree a maggiore ventosità, **risulta molto polarizzata**: oltre il 97% della potenza installata, infatti, è concentrata nel Sud e nelle Isole, mentre il restante 3% circa è distribuito tra le regioni del Centro (1,7%) e del Nord (1%). A livello regionale, è la Puglia che raccoglie la quota maggiore di potenza installata (24,4%), seguita da Sicilia (21,5%) Campania (14,9%), Calabria (12,3%) e Sardegna (12,2%).

La crescita del settore, avviatasi all'inizio degli anni 2000, è stata fortemente favorita da un generoso sistema di incentivazione, che prevedeva i Certificati Verdi (CV) per i grandi impianti e la Tariffa Onnicomprensiva (TO) per quelli di piccola taglia. Nel periodo 2005-2008, furono introdotte inoltre una serie di misure volte a rafforzare il sostegno alle rinnovabili diverse dal fotovoltaico, e quindi anche l'eolico, tra cui l'allungamento del periodo di incentivazione da 8 a 15 anni (L. 244/07) e l'obbligo da parte del GSE di ritirare i CV invenduti; quest'ultima normativa, in particolare, ha avuto un impatto fortemente espansivo sulla diffusione dell'eolico in Italia. Dalla seconda metà del 2009, invece, la necessità di contenere la spesa pubblica - unitamente alla raggiunta maturità del settore, che vede costi di generazione dell'energia elettrica prossimi alla *grid parity* - hanno determinato un cambiamento nell'orientamento del legislatore, il quale è intervenuto ripetutamente con misure volte a contenere o restringere i flussi di incentivazione al settore, con particolare riguardo ai CV. La grande incertezza sul futuro che ne è derivata, e che non ha aiutato gli investimenti in nuovi impianti al di là di quelli già progettati, ha trovato parziale risposta nel cosiddetto "Decreto Rinnovabili" (D. Lgs. 28/11) e nel relativo decreto attuativo (D.M. 6/07/2012), che hanno sancito la definitiva cessazione del sistema dei CV a partire dal 2013. **La nuova normativa ha modificato profondamente il sistema di incentivazione degli impianti in funzionamento a partire da gennaio 2013.** Il nuovo sistema ha caratteristiche differenti in base alla taglia dell'impianto: i microimpianti ($P \leq 60$ kW) godono di incentivazione diretta; i piccoli ($60 \leq P \leq 5.000$ kW) sono soggetti all'iscrizione nel Registro Piccoli Impianti; i grandi accedono all'incentivo tramite aste al ribasso. Per gli impianti entrati in funzione fino al 31 dicembre 2012 che avevano diritto ai CV è stato previsto un regime transitorio fino al 2015, che peraltro non risulta affatto più sfavorevole rispetto a quello precedente.

Sistema di incentivazione e outlook dell'eolico

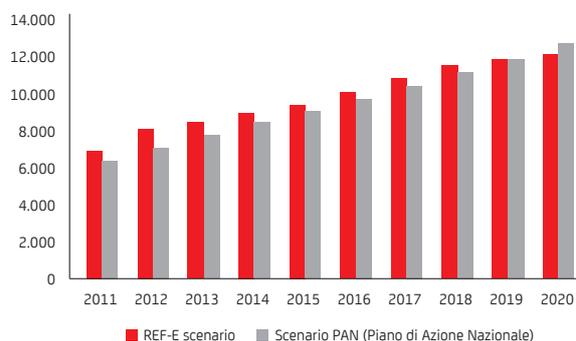
Il nuovo sistema di incentivazione dell'eolico in Italia

Tariffe incentivanti base e confronto con quelle del sistema di incentivazione precedente				
Tipologia di impianto	Potenza (kW)	Durata incentivo (anni)	Tariffa incentivante base (€/MWh)	Confronto con sistema precedente
On-shore	1<P≤20	20	291	-3%
	20<P≤200	20	268	-10%
	200<P≤1.000	20	149	-3%
	1.000<P≤5.000	20	135	-12%
	P>500	20	127	-18%
Off-shore (*)	1<P≤5.000	25	176	-12%
	P>5.000	25	165	-17%

(*) Per gli impianti *off-shore* i cui soggetti responsabili realizzano a proprie spese le opere di connessione alla rete elettrica, spetta un premio pari a 40€/MWh.

Fonte: UniCredit su informazioni D.M. 6/07/2012 (All.to 1, Tab. 1.1) e Energy&Strategy, Wind Energy Report, 2012

Outlook al 2020 della potenza installata eolica (mw)



Fonte: REF-e, 2013

Nel confronto tra i due sistemi incentivanti, si osserva che l'obiettivo di contenimento della spesa pubblica è stato perseguito tramite tre strumenti: (i) **riduzione delle tariffe incentivanti** (mediamente pari a circa il 10%, con differenze legate alla dimensione degli impianti); (ii) **definizione di procedure d'accesso agli incentivi di tipo "concorrenziale"**, tramite l'iscrizione al Registro dei Piccoli Impianti e il meccanismo delle aste al ribasso; (iii) **definizione di un contingente massimo alle nuove installazioni incentivabili**, fissato pari a 500 MW annuo per il periodo 2013-15.

La riduzione delle tariffe incentivanti, dati costi di generazione al Kwh ormai prossimi alla *grid parity*, non viene considerato un elemento di particolare preoccupazione. D'altra parte, lo sviluppo della tecnologia sta andando nella direzione di incrementare le prestazioni e l'efficienza di trasformazione elettrica, sfruttando al meglio l'energia del vento: si punta, in particolare, alla riduzione della soglia di ventosità (oggi intorno ai 6 m/s) che rende appetibile un investimento in un impianto eolico. Al contrario, **gli operatori del settore segnalano la criticità degli ultimi due elementi**, visti come i potenziali fattori frenanti al raggiungimento degli obiettivi in termini di potenza eolica cumulata fissati per il 2020 nel Piano di Azione Nazionale. **Il nuovo sistema di incentivazione, dunque, sembra ridurre il potenziale delle nuove installazioni nel breve periodo, mentre nel lungo periodo le prospettive del settore rimangono positive.** In particolare, nel triennio 2013-2015 non potrà ripetersi l'andamento molto positivo che ha caratterizzato il mercato dell'eolico nel triennio passato: si stima che la riduzione del potenziale eolico nel triennio in corso sia pari ad oltre il 40% rispetto al precedente sistema incentivante, che risultava coerente con un potenziale di circa 3 GW. Tale stima è calcolata rispetto all'ipotesi ottimistica che vengano effettivamente installati parchi eolici per una potenza complessiva prossima al contingente massimo previsto dal legislatore (1,5 GW nell'intero triennio). Esistono però rischi al ribasso per un possibile aggravamento dei costi connessi alle autorizzazioni e alle maggiori difficoltà a reperire i finanziamenti in un contesto diventato più incerto.

Al potenziale derivante dall'installazione di nuovi impianti, si aggiunge un **potenziale legato al repowering di quelli esistenti**, ossia alla sostituzione dei vecchi aerogeneratori con tecnologie più innovative che consentano un aumento della potenza installata. Si stima che la sostituzione delle turbine con potenza inferiore a 1 GW installate tra il 1987 e il 2005 porterebbe ad una nuova capacità installata pari a 2,6 MW.

Gli obiettivi al 2020 fissati nel Piano di Azione Nazionale - che prevedono un installato di 12GW per una produzione di energia elettrica pari a 18TWh - appaiono invece sostanzialmente raggiungibili.

L'INDUSTRIA DELL'EOLICO: ORGANIZZAZIONE DELLA FILIERA, PROFITABILITÀ E STRATEGIE ATTESE

Il generoso livello di incentivazione ha favorito nell'ultimo decennio una rapida espansione del settore. In base agli ultimi dati disponibili, si stima che nel 2011 l'eolico ha raggiunto un **volume d'affari pari a 3,3 mld di euro**, includendo nella stima sia i ricavi di realizzazione degli impianti che i ricavi di vendita dell'energia elettrica prodotta. Significativo anche l'impatto sui livelli occupazionali, con **circa 30.000 persone impiegate** nell'industria in modo diretto e indiretto.

La crescita del mercato ha innescato uno **sviluppo significativo dell'intera filiera industriale dell'eolico**, anche se ognuno dei segmenti che la compongono ha mostrato modelli di sviluppo, dinamiche e profittabilità proprie, data la forte differenziazione dei soggetti che vi operano. Per semplificare, è utile adottare lo schema proposto dall'*Energy & Strategy Group* del Politecnico di Milano, che individua all'interno della filiera quattro aree di *business*: tecnologie e componenti, produzione di aerogeneratori, progettazione e installazione, gestione degli impianti. Nel 2011, le imprese coinvolte erano 231, di cui quasi il 70% collocate nelle fasi a valle del processo.

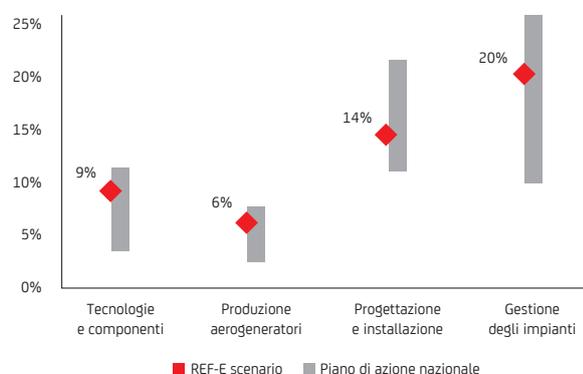
Nelle prime due aree di attività l'innovazione tecnologica riveste un ruolo preponderante. Le barriere all'ingresso sono molto alte, perché sono richiesti forti investimenti in *asset* materiali ed è necessario far fronte ad un ambiente competitivo agguerrito, con

nuovi attori che si affacciano sul mercato - tra cui, in particolare, l'industria cinese. La conseguenza di ciò è che questi mercati sono dominati da pochi grandi *player* globali, per lo più europei, e poche imprese nazionali (48% e 14% del totale imprese, rispettivamente nel primo e secondo segmento). Mediamente, dunque, **le imprese a monte della filiera si muovono in uno scenario strategico in cui i costi della tecnologia e degli impianti decrescono, con inevitabili effetti di contenimento della redditività e dei margini di profittabilità**. Va osservato, tuttavia, che i livelli relativamente contenuti dei margini di profittabilità non sono omogenei tra i diversi produttori di tecnologia, come segnala l'elevata varianza associata all'EBITDA media.

Le due aree di *business* a valle della filiera - ossia quelle relative all'installazione e alla gestione degli impianti - derivano i loro ricavi direttamente dalla produzione e dalla vendita di energia elettrica. Questo mercato è appannaggio soprattutto di operatori italiani, in quanto la vicinanza al territorio e il contatto con gli operatori locali sono importanti (74% e 72% del totale imprese, rispettivamente nel terzo e quarto segmento). **Le imprese a valle della filiera hanno beneficiato finora di margini di profittabilità relativamente elevati, grazie soprattutto ad un sistema di incentivazione fortemente premiante**. La forte dipendenza dalla ventosità dei siti determina tuttavia ampie differenziazioni tra i guadagni delle imprese, soprattutto nel segmento della gestione degli impianti.

Profittabilità e redditività dell'eolico

Margine EBITDA medio nelle aree di business della filiera eolica



Fonte: Energy & Strategy Group, Wind Energy Report, 2012

Redditività dell'eolico nei principali paesi europei, 2012

Paese	LCCE (€/mwh) ²	LEOE (€/mwh)	Differenza	Differenza %
Danimarca	58,4	79,0	21	35,3%
Francia	61,7	61,3	-0,4	-0,6%
Germania	65,8	60,5	-5,3	-8,1%
Grecia	114,4	81,6	-32,8	-28,7%
Italia	116,8	133,3	16,5	14,1%
Polonia	96,8	103,7	6,9	7,1%
Romania	78,8	107,6	28,8	36,5%
Spagna	70,3	47,2	-23,1	-32,9%
Regno Unito	69,1	104,1	35	50,7%
Media	81,3	86,5	5,1	6,3%

Fonte: Althesis, IREX Annual Report, 2013

Come anche altre fonti rinnovabili, **l'industria dell'eolico si presenta oggi in profondo cambiamento**, condizionata dagli ultimi interventi legislativi che hanno modificato completamente il sistema incentivante e dal progressivo miglioramento della tecnologia. Si tratta in effetti di un'industria che **ha già avviato una fase di ripensamento strategico rispetto al passato**. In particolare, a fronte di un indebolimento dei nuovi progetti, **i principali trend emersi nell'ultimo biennio negli investimenti del settore sono:**

- **un processo di consolidamento**, che vede il rafforzamento degli operatori più solidi e la fuoriuscita delle imprese minori, che vengono acquisite o espulse dal mercato (soprattutto se si tratta di operatori estranei al comparto dell'*energy*). A questo proposito, è rilevante che su 127 operazioni di crescita interna complessivamente rilevate nel 2012 nel comparto delle rinnovabili, oltre un terzo (49) abbiano riguardato l'eolico. Oltre alla crescita interna, il 2012 ha segnato poi una marcata crescita delle acquisizioni e delle aggregazioni;
- **una gestione più efficiente degli impianti**, tramite l'ottimizzazione dei sistemi di produzione di energia e monitoraggio, il miglioramento dei rendimenti, l'esternalizzazione delle attività di manutenzione;
- **un orientamento verso nuovi segmenti di mercato**, con un numero sempre maggiore di imprese, soprattutto tra quelle a monte della catena di valore, che punta a sviluppare attività specialistiche nell'O&M (*Operation & Maintenance*) e nel controllo degli impianti, ad integrare le attività di produzione di energia con quella dell'efficienza energetica, ad effettuare il *repowering* degli impianti;
- **una crescente internazionalizzazione**, spinta non solamente da un mercato domestico relativamente saturo, ma anche dalla **ricerca di mercati più attrattivi sotto il profilo della redditività**.

Si osserva, infatti, che **l'Italia non risulta un mercato particolarmente attrattivo per quanto riguarda la redditività**. Nonostante i generosi incentivi, infatti, alcune voci di costo risultano fortemente penalizzate nel confronto con altri paesi europei, come i costi di progettazione e autorizzazione degli impianti e il costo per l'acquisizione dei terreni e la predisposizione delle infrastrutture viarie, che risulta doppio rispetto alla media europea. Il risultato è un LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) medio pari a 116,8 €/MWh nel 2012, che si confronta con valori molto più bassi in Europa: 58,4 €/MWh in Danimarca; 65,8 €/MWh in Germania; 69,1 €/MWh nel Regno Unito. Ne deriva una **redditività media intorno al 14%, livello certamente interessante ma inferiore a quello dei paesi europei più attrattivi: Regno Unito, Romania e Danimarca**. Su questi valori incidono fortemente sia la dimensione degli impianti sia le caratteristiche di ventosità dei siti ove vengono collocati gli impianti.

Bioenergie

Bioenergie alla ricerca di nuove opportunità

IL SETTORE DELLE BIOENERGIE: ANALISI DELL'INSTALLATO E MIX DELLE FONTI

Il settore delle "bioenergie", o biomasse a destinazione energetica, comprende una variegata tipologia di biomasse e contempla differenti destinazioni energetiche.

Per quanto riguarda le fonti, le biomasse si distinguono in biomasse solide, gassose (il "biogas") e liquide (i "bioliquidi"). La normativa nazionale (D. lgs. 28/2011) definisce «biomassa» la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura, dalla silvicoltura e dalle industrie connesse (pesca e acquacoltura, sfalci e potature), nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani. Per «biogas» si intende "il gas prodotto dal processo biochimico di fermentazione anaerobica di biomassa". I bioliquidi sono infine costituiti da combustibili liquidi prodotti dalla biomassa per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento (si tratta prevalentemente di oli vegetali grezzi).

Il settore delle biomasse può avere una diversa finalizzazione energetica: la produzione di energia elettrica, energia termica o energia motrice per il trasporto. Questa scheda settoriale affronta principalmente il tema dell'utilizzo delle biomasse destinato alla produzione di energia elettrica, mentre l'utilizzo di biomassa per la produzione di energia termica sarà discussa nell'approfondimento "*Le fonti rinnovabili termiche: nuove tecnologie (e nuovo mercato?) per il riscaldamento*" (pag 38).

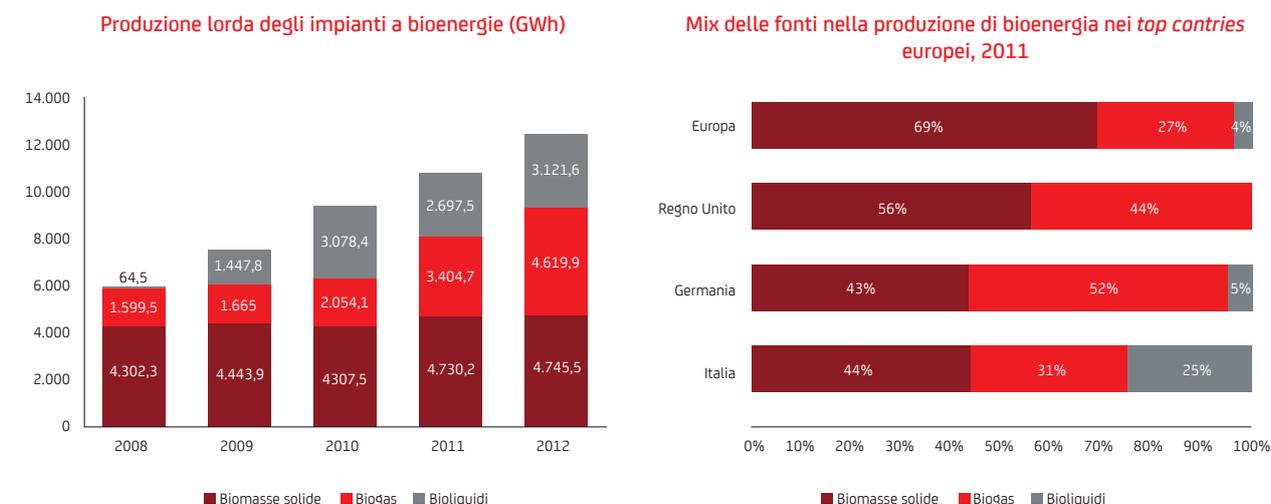
Il settore delle biomasse rappresenta la quarta fonte nell'ambito delle energie rinnovabili moderne, dopo l'idroelettrico, il fotovoltaico e l'eolico: nel 2012, secondo i dati TERNA, il comparto delle biomasse ha raggiunto una produzione lorda di oltre 12 TWh (il 13,1% dell'energia prodotta da fonte rinnovabile e quasi il 4% di quella complessivamente prodotta a livello nazionale da fonti anche convenzionali). Il settore è risultato tuttavia in decisa crescita negli ultimi anni e il *trend* positivo è confermato dalle previsioni di breve e medio termine. Nel 2012 l'incremento della produzione di energia elettrica da biomasse è stata pari al 15,3% rispetto al 2011 (contro un aumento dell'11,2% del complesso delle rinnovabili), coprendo il 3,7% del consumo energetico nazionale. Tali livelli produttivi sono stati raggiunti sia attraverso impianti dedicati alla produzione di sola energia elettrica (che producevano nel 2012 il 58,4% del totale delle bioenergie) che attraverso impianti di cogenerazione energia-calore (che producevano il restante 41,6%).

Complessivamente, il 38% dell'energia elettrica prodotta nel 2012 da biomasse deriva dall'utilizzo di biomasse solide, il 37% da biogas e il restante 25% da bioliquidi (categoria rilevata separatamente dalle biomasse a partire dal 2008). È interessante notare che, mentre lo sviluppo delle bioenergie da biomassa solida ha mostrato una dinamica contenuta nel quinquennio 2008-2012, con un aumento cumulato della produzione pari al 10,3%, il settore del biogas ha nello stesso periodo pressoché triplicato la propria capacità produttiva, anche grazie allo sviluppo particolarmente vivace nel comparto della cogenerazione.

A livello europeo, il riferimento principale per lo sfruttamento delle bioenergie è rappresentato da Germania e Regno Unito, dove la quota di energia rinnovabile prodotta a partire da biomasse è stata nel 2011 pari, rispettivamente, al 30,5% e 37,7% (con il 13,1% l'Italia si colloca al terzo posto nel contesto europeo, seguita dalla Svezia con il 12,7% e dall'Austria con l'11,6%). Il mix di fonti utilizzate per la produzione di bioenergia risulta tuttavia diversa nei due *top players* europei: mentre nel mercato tedesco è il biogas la biomassa più utilizzata per la produzione di energia (51,7% nel 2011), nel caso del Regno Unito sono le biomasse solide a rappresentare la fonte prevalente (con il 55,8% della produzione complessiva di bioenergia).

- Il mercato delle bioenergie è cresciuto a ritmo sostenuto fino al 2013.
- Il *trend* di crescita continuerà fino al 2020, ma solo su alcuni segmenti.
- Le migliori prospettive riguardano le biomasse di scarto ed il piccolo biogas.

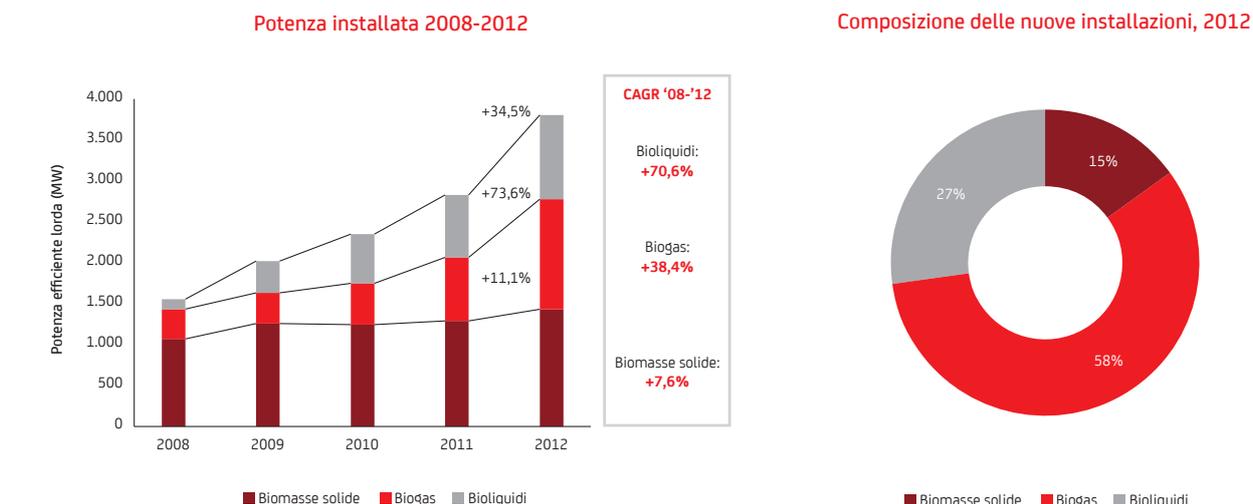
Il mercato delle bioenergie 2008-2012 e raffronto con i top countries europei



Fonte: Terna; IEA, 2013

Guardando agli impianti e alle nuove installazioni, il mercato italiano nel 2012 ha manifestato dinamiche differenti a seconda della fonte utilizzata nella produzione. La potenza installata è incrementata complessivamente di 976 MW (+34,5% rispetto al 2011)¹. Più della metà della nuova capacità installata è imputabile ad impianti a biogas (684 nuovi impianti per una capacità totale di 569 MW, +73,6 a/a), che hanno rappresentato nel 2012 la componente più dinamica del mercato degli investimenti in bioenergie. Anche il comparto dei bioliquidi è risultato in crescita nel periodo, con 234 nuovi impianti e 363 MW di potenza installata (+34,5 a/a). Il settore delle biomasse solide ha invece registrato livelli di crescita molto modesti. Complessivamente, secondo le stime dello studio ASSILEA-Energy&Strategy², il mercato delle installazioni in bioenergie ha movimentato nel 2012 un volume di affari pari a € 1,34 mld.

Bioenergie: andamento e composizione della nuova capacità installata



Fonte: Terna, 2013

¹ Potenza efficiente lorda.

² Analisi del potenziale di mercato per operazioni di Leasing nel comparto delle bioenergie e dell'efficienza energetica in Italia, Energy&Strategy-ASSILEA, marzo 2013.

IL FUTURO DELLE BIOENERGIE: DRIVER PER GLI INVESTIMENTI E PROSPETTIVE DI MEDIO E LUNGO TERMINE

Il nuovo regime incentivante

Le prospettive di sviluppo del settore delle bioenergie appare, come del resto le altre FER, fortemente condizionato dalla recente evoluzione del quadro degli incentivi. Il Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012 ha ridefinito modalità di accesso ed entità degli incentivi che si applicano ai nuovi impianti entrati in funzione dal 1° gennaio 2013. L'obiettivo del legislatore è stato quello di rendere il regime incentivante complessivamente più efficiente ed efficace, applicando regole diverse a seconda della taglia degli impianti e della fonte energetica utilizzata. In sintesi, le novità principali che riguardano il settore delle bioenergie sono state:

- la rimodulazione dell'entità degli incentivi, ridotti rispetto al regime precedente in misura del 20-50% a seconda della tipologia e della taglia di impianto considerata (vedi tabella);
- nuove procedure di accesso all'incentivo attraverso l'introduzione del meccanismo del Registro per i piccoli impianti e delle Aste al ribasso con un unico contingente massimo incentivabile per tutte le biomasse indistintamente;
- l'introduzione di bonus per alcune tecnologie innovative (come ad esempio la cogenerazione ad alto rendimento, il recupero di azoto e la riduzione di emissioni inquinanti);
- il prolungamento della durata degli incentivo da 15 a 20 anni.

Il nuovo regime incentivante per le bioenergie

Fonte rinnovabile	Tipologia	Piccoli impianti	Grandi impianti	Variazione tariffa sul regime precedente (*)	
				Piccoli impianti	Grandi impianti
Biogas	Biomasse vergini	Registri	Aste	-50%	-50%
	Sottoprodotti			-36,4%	-44%
	Rifiuti			+20%	-53%
Biomasse	Biomasse vergini			-1,2%	-32,5%
	Sottoprodotti			-35,7%	-20%
	Rifiuti			-3%	-31%
Bioliquidi sostenibili			-56,7%	-39%	

Il DM 6 luglio 2012 apre dunque scenari diversi per le varie fonti. Nel nuovo regime incentivante i tagli più consistenti avvengono per gli impianti di grandi dimensioni, soprattutto a biogas e bioliquidi mentre risulta premiato l'utilizzo dei c.d. "sottoprodotti" biologici, come gli scarti della produzione silvicola e agricola, e le biomasse da rifiuti non differenziati³ rispetto all'utilizzo delle "biomasse vergini". I bonus per alcune tipologie di fonti (per l'utilizzo di biomasse di scarto presenti nel contesto locale o da "filiera corta") e tecnologie di impianti che aumentano la sostenibilità ambientale della produzione elettrica risultano essere di fatto un elemento importante, in grado di portare in certi casi il livello degli attuali incentivi al di sopra del regime incentivante precedente.

L'importanza della filiera di approvvigionamento

La possibilità di accedere a tariffe incentivanti, tuttavia, rappresenta solamente uno dei *driver* degli investimenti nel settore. Analizzando i rischi connessi alle operazioni di investimento in bioenergie, un recente studio promosso da ABInergia⁴ evidenzia come una delle variabili chiave per la valutazione della sostenibilità economica di un nuovo impianto sia il costo di approvvigionamento della materia prima. Differentemente dalle altre fonti rinnovabili, infatti, le biomasse devono essere autoprodotte o acquistate sul mercato, nazionale o estero. Secondo la rilevazione dell'*Energy&Strategy Group*⁵ i costi di approvvigionamento delle biomasse possono variare da 40 €/ton a 10 €/ton e che questa componente di costo incida, soprattutto nei grandi impianti, per il 60% dei costi operativi. Di conseguenza, la strategia di autoproduzione/approvvigionamento sul mercato della materia prima risulta determinante per la sostenibilità economica del progetto. Le simulazioni presentate nel Rapporto 2013 dell'*Energy&Strategy Group* mostrano come per impianti di dimensioni elevate (potenza >1 MW) i ricavi di esercizio derivanti dalla vendita dell'energia elettrica al prezzo di borsa non permetterebbero di coprire nemmeno i costi operativi di approvvigionamento rendendo insostenibile questo tipo di impianti, a meno di non massimizzare l'utilizzo di biomasse di scarto e valorizzando anche l'energia termica prodotta (cogenerazione).

Risulta dunque essenziale per la sostenibilità economica degli impianti a biomassa la scelta di approvvigionamento della materia prima. Nel medio periodo (almeno finché sarà confermata l'attuale impostazione del sistema di incentivazione) questo

3 Per i Rifiuti solidi urbani (RSU) non differenziati il DM 6 luglio 2012 allegato 6 (impianti ibridi) si incentiva solo la quota considerata rinnovabile. Per la determinazione di tale quota, il decreto recepisce la norma introdotta dal decreto del MISE del 18 dicembre 2008 che stabilisce la quota forfettaria di energia incentivabile al 51%.

4 Linee guida sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a gas e biomasse, giugno 2013.

5 Rapporto Rinnovabili Elettriche Non Fotovoltaiche, Energy&Strategy Politecnico di Milano, marzo 2013.

driver può determinare sviluppi del mercato favorendo da un lato i produttori di biomasse di scarto, che potrebbero entrare nel mercato dell'energia, e, dall'altro, gli impianti situati in aree in grado di garantire biomasse *in loco*.

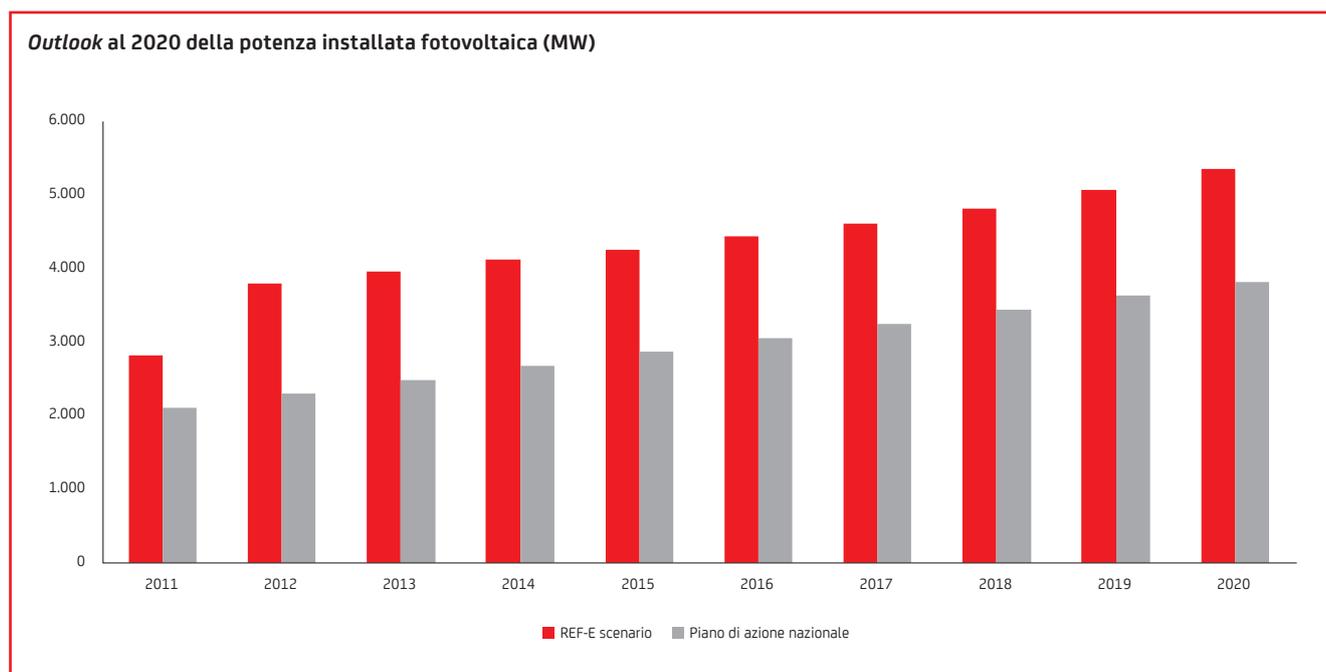
Il mercato nel 2013 e 2014 e prospettive di sviluppo

Dall'entrata in vigore del nuovo regime incentivante, il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) contabilizza il numero di interventi per cui è stato erogato un incentivo. I dati relativi a fine agosto 2013 registrano per il settore delle bioenergie dinamiche diverse per le varie fonti. Mentre risulta del tutto modesto lo sviluppo nel settore dei bioliquidi (soltanto 6 nuovi impianti sono stati ammessi agli incentivi), il mercato appare ancora favorevole per le biomasse solide e gli impianti a biogas di piccola taglia. Per le biomasse solide, il Contatore del GSE ha registrato una crescita della potenza (già installata o ancora da installare nel prossimo futuro) pari a 237 MW mentre per il biogas la nuova potenza ammessa ad incentivo è stata pari a 112 MW. Se confrontata con i dati relativi alle nuove installazioni nell'ultimo anno di vigenza del vecchio regime incentivante, **gli investimenti in tutti i comparti del settore delle bioenergie elettriche** (con l'importante eccezione delle biomasse solide diverse dai rifiuti urbani) **risultano in deciso rallentamento**. L'analisi per taglia di impianto, mostra inoltre che sia nel settore delle biomasse solide che nel **biogas l'investimento si concentra in impianti di dimensione medio-piccola**: gli impianti al di sotto del MW rappresentano 79,1% e 99,6% degli interventi complessivamente ammessi ad incentivo, rispettivamente, nel settore delle biomasse e del biogas. Appare inoltre evidente come soprattutto in quest'ultimo settore la taglia nettamente privilegiata sia quella al di sotto dei 300 MW, mentre nel caso delle biomasse si dimostrano appetibili anche dimensioni superiori.

Guardando alle prospettive di breve termine per il mercato delle bioenergie, le previsioni entro il termine dell'attuale regime incentivante (2015) sono di crescita, sebbene entro i limiti imposti dai contingenti.

Nel 2015 il complesso delle bioenergie è atteso, nelle previsioni REF-E, rappresentare più del 18% della produzione elettrica da fonte rinnovabili, ossia circa 16 TW/h, con un incremento di quasi cinque punti percentuali rispetto al 2012 (ultimo anno disponibile per i dati di produzione di bioenergia). **Le previsioni confermano un trend di crescita anche nel periodo 2015-2020, nell'ipotesi di riconferma degli attuali schemi incentivanti**: le bioenergie sono previste coprire il 20,4% della produzione rinnovabile, con una crescita complessiva dell'installato pari al 25,9% nel quinquennio 2015-2020, superando decisamente le indicazioni di crescita contenute nel Piano di Azione Nazionale.

Una parte decisiva nell'evoluzione del mercato delle bioenergie è svolta dallo sviluppo tecnologico e dall'evoluzione dei costi delle materie prime. Per competere in un mercato caratterizzato da un *trend* decrescente delle tariffe incentivanti, risulta essenziale l'utilizzo di "sottoprodotti", o biomassa di scarto, presente sul territorio, prefigurando la possibile entrata nel settore di nuovi soggetti, come ad esempio i produttori di biomassa di scarto da valorizzare per la produzione di energia elettrica "a filiera corta". Il forte collegamento alle realtà produttive del territorio ha inoltre importanti risvolti sulla dimensione geografica dei nuovi investimenti in bioenergie: come evidenzia infatti l'esito delle aste e dei registri 2013, le regioni principali per potenza da installare sono quelle del Nord, dove è maggiore la disponibilità di biomassa agroforestale.



Fonte: REF-e, 2013

Idroelettrico

- L'Italia è fra i maggiori produttori di energia idroelettrica in Europa e detiene il primato nel mini-idroelettrico.
- Non si attende crescita per le grandi centrali nel medio termine.
- Le nuove installazioni fino al 2020 saranno trainate dai piccoli impianti.

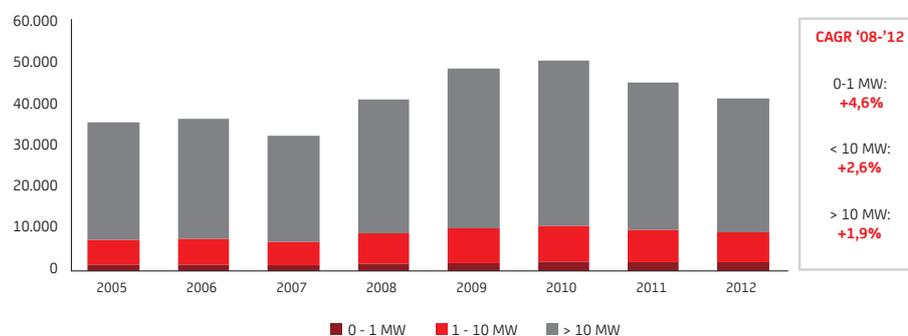
Il futuro difficile dell'idroelettrico

IL SETTORE IDROELETTRICO: ANALISI DELL'INSTALLATO E TREND RECENTI

La fonte idrica rappresenta la componente maggioritaria del parco di generazione rinnovabile italiano: nel 2012 essa produceva il 45,4% dell'energia elettrica rinnovabile (41875 GWh) grazie ad una base di potenza installata di 18,2 GW (pari al 38,5% della potenza da fonte rinnovabile). Nel bilancio energetico nazionale, l'idroelettrico copriva nello stesso anno il 14% del consumo energetico nazionale, a fronte del 16% del complesso delle altre rinnovabili.

La rilevanza del settore idroelettrico nazionale si evince anche dal confronto internazionale sulla produzione, in cui l'Italia si colloca alle spalle dei soli paesi nordici (la Norvegia, in cui più del 90% dell'energia elettrica è prodotta da fonte idrica e la Svezia, in cui tale quota supera comunque il 40%) e quasi al pari della Francia¹. Tuttavia, la fonte idrica ha mostrato una dinamica modesta negli ultimi anni. Osservando l'andamento della produzione dal 2005 al 2012, si rileva infatti un incremento relativamente basso se confrontato a quello delle altre fonti rinnovabili nello stesso periodo, con un tasso medio annuo di crescita pari al 2,1% (contro un aumento quasi triplo nel complesso delle rinnovabili nello stesso arco temporale).

Produzione idroelettrica in Italia, 2005-2012 (GWh)



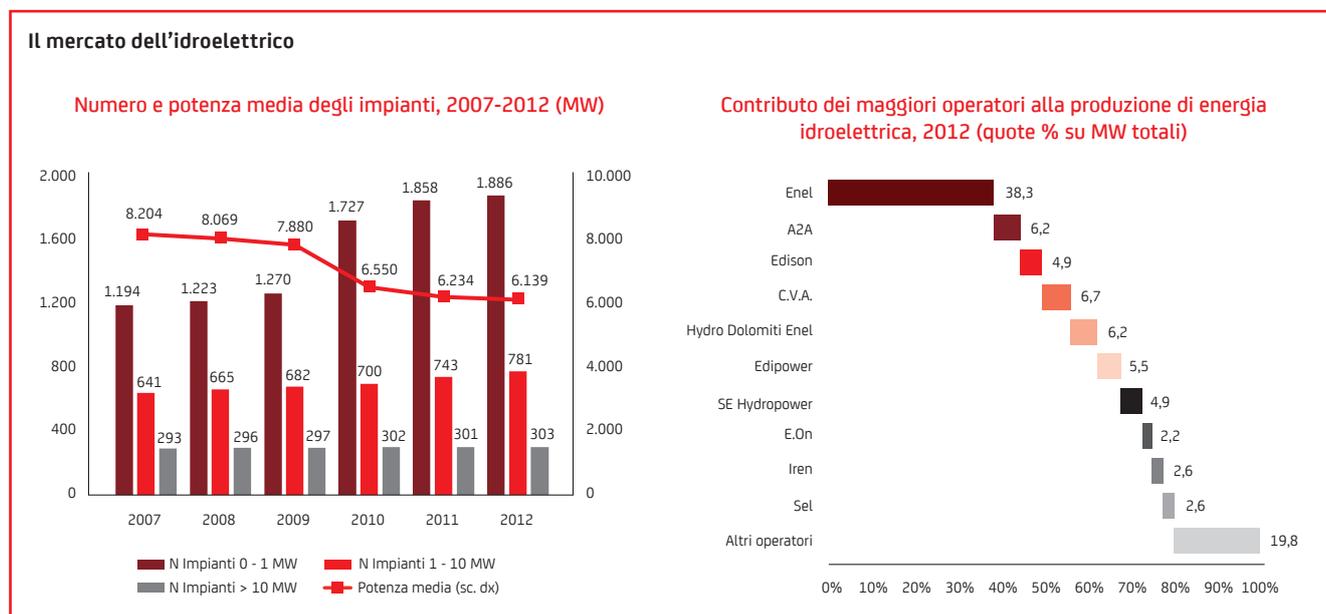
Fonte: TERNA

La scomposizione per taglia di impianto evidenzia come il mercato abbia conosciuto dinamiche diverse nei segmenti dei grandi (superiori a 10 MW), piccoli (al di sotto dei 10 MW) e "micro" impianti (al di sotto di 1 MW): queste due ultime componenti, definite anche come "mini-idroelettrico" si sono infatti caratterizzate, nel corso degli ultimi anni, per una **crescita della produzione più vivace** rispetto al segmento di dimensione superiore. La dinamica del mercato del mini-idroelettrico è confermata anche dalla progressiva riduzione della taglia degli impianti osservata negli anni più recenti: dai 8.204 MW nel 2005, la potenza media per impianto si è ridotta a 6.139 MW nel 2012.

Lo sviluppo nell'ambito dei cosiddetti "mini" impianti negli ultimi anni ha di fatto trainato la crescita degli investimenti nel settore; esso è stato innescato a partire dalla liberalizzazione del mercato dell'energia alla fine degli anni '90, ed è avvenuto anche grazie all'introduzione di incentivi pubblici legati alle fonti rinnovabili. La struttura del mercato

¹ Dati TERNA.

evidenza ancora, tuttavia, il ruolo molto importante dell'ex monopolista Enel, tradizionalmente concentrato sugli impianti di grande potenza, che ha prodotto nel 2012 quasi il 40% dell'energia idroelettrica del Paese, con una presenza che supera di gran lunga quella dell'operatore negli altri settori delle rinnovabili, ad eccezione del geotermico.



Fonte: TERNA, Indagine sui settori regolati, AEEG

IL FUTURO DEL MINI-IDROELETTRICO: INVESTIMENTI E PROSPETTIVE DI MEDIO E LUNGO TERMINE

Le prospettive del settore idroelettrico sono radicalmente differenti se si considerano i piccoli o i grandi impianti. Per questi ultimi, di fatto, la crescita attesa nel medio termine è molto modesta, in ragione sia dello scarso potenziale di sviluppo ulteriore delle grandi derivazioni idroelettriche nel Nord Italia, sia dell'elevato impatto ambientale che eventuali investimenti in sbarramenti o dighe comporterebbero, e delle conseguenti limitazioni normative. **Più favorevole** appare, invece, **lo scenario di sviluppo degli investimenti in piccoli impianti.**

Come evidenziato dalla *European Small-Hydro Association* (ESHA), l'Italia detiene il primato europeo per capacità installata in impianti idroelettrici al di sotto dei 10 MW. **Il potenziale di ulteriore sviluppo del piccolo idroelettrico** è tuttavia, secondo le stime dall'ESHA, **ancora molto elevato.** Lo sviluppo di questo segmento di mercato è favorito da un lato dalle caratteristiche "tecniche" degli impianti, basati da una tecnologia matura ed affidabile che permette di sfruttare anche "salti" di pochi metri e condotte artificiali, e dall'altro dalle favorevoli caratteristiche idro-geologiche dell'Italia.

Le caratteristiche dell'idroelettrico a confronto con le altre rinnovabili

Tipologia di fonte	Indice EROEI (*)	Disponibilità annua	Costo di installazione
Mini-idroelettrico	30-270	4.000-7.000	1.000-3.000
Fotovoltaico (silicio)	3-9	1.000-1.400	3.000-6.500
Eolico	5-8	1.500-1.800	1.200-4.500
Biomasse (solide)	3-5	6.000-8.000	2.800-7.500
Geotermico	2-13	6.000-8.000	1.600-6.300

(*) *Energy Returned on Energy Invested*

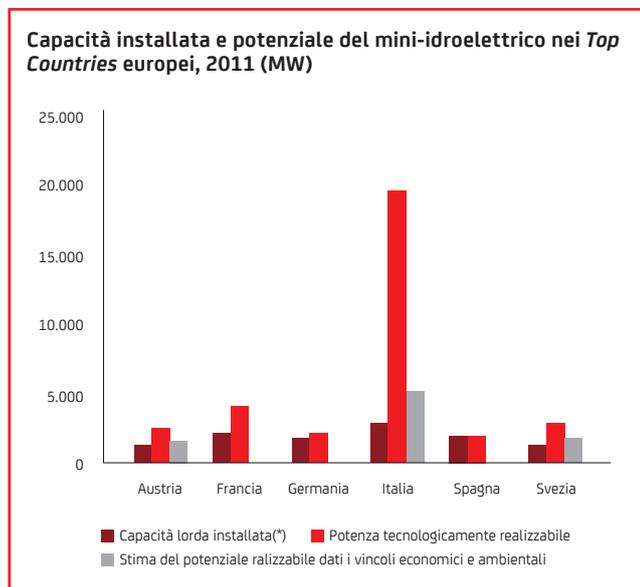
Fonte: Politecnico di Milano, 2011.

In particolare, rispetto alle altre fonti rinnovabili il mini-idroelettrico è caratterizzato da una migliore sostenibilità dal punto di vista del bilancio energetico, una maggiore disponibilità, con conseguenti costi per l'installazione e per la produzione di energia inferiori rispetto alle altre fonti rinnovabili.

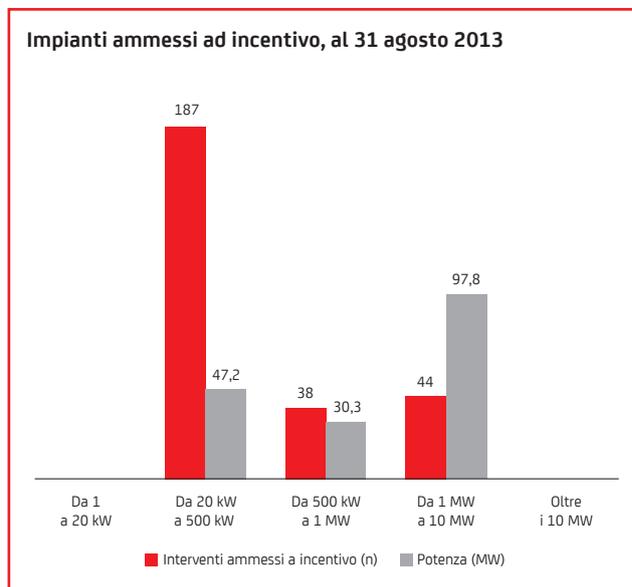
In base alle stime effettuate nel 2011 dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano, tali differenze possono riassumersi nelle seguenti:

- sotto il profilo della **sostenibilità**, l'indice EROEI (*Energy Returned on Energy Invested*) - cioè il rapporto tra l'energia necessaria a produrre e smantellare un determinato impianto e l'energia prodotta da quest'ultimo nell'arco della sua vita utile - è decisamente più elevato nel caso del mini-idroelettrico rispetto alle altre fonti analizzate;

- per quanto riguarda la **disponibilità** annua, in Italia un impianto mini-idroelettrico potenzialmente funziona per gran parte dell'anno (ad esclusione dei soli periodi di gelo nelle zone montane e dei periodi di particolare siccità, nonché delle ore necessarie per la manutenzione e pulizia dell'impianto), mentre fotovoltaico ed eolico sono vincolati alla presenza rispettivamente di luce e di vento;
- relativamente ai **costi di installazione**, a tecnologie attuali, l'idroelettrico si rivela molto competitivo, soprattutto rispetto al fotovoltaico e alle biomasse.



(*) Il dato sulla capacità installata in Francia si riferisce al 2010.
Fonte: ESHA



Fonte: GSE

Esistono tuttavia importanti ostacoli per il settore, dettati principalmente dalla normativa attualmente vigente sulla realizzazione di centrali idroelettriche e dal nuovo quadro degli incentivi definito dal decreto ministeriale del 6 luglio 2012. Come rilevato dall'ESHA, i limiti introdotti dagli assetti normativi riducono considerevolmente il potenziale di sviluppo del mini-idroelettrico in Italia.

La normativa italiana per gli impianti idroelettrici

Il contesto normativo per il mini idroelettrico è molto frammentato, poiché le regole sulla compatibilità delle opere con il rispetto dell'ambiente, le concessioni per l'uso dell'acqua, l'allacciamento alla rete e l'ottenimento delle autorizzazioni necessarie differiscono da regione a regione. Il riferimento legislativo all'utilizzo delle acque in Italia è la direttiva 2000/60/CE (Direttiva Quadro sulle Acque) che sottolinea la necessità di gestire questa risorsa attraverso una pianificazione a livello di bacino idrografico, secondo un'ottica ecologica che consideri il ciclo delle acque e non i confini amministrativi di province, regioni o stati. L'ottenimento della concessione di derivazione d'acqua pubblica ad uso idroelettrico costituisce il fattore più critico e talvolta limitante nell'avviamento di una centrale mini idroelettrica (i tempi necessari al suo ottenimento sono molto lunghi e l'esito delle domande è incerto), nonostante **per i piccoli impianti** sia previsto dalle linee guida nazionali (Dm 10 settembre 2010) **un iter autorizzativo semplificato**. Un vantaggio importante per gli impianti di piccola taglia è stato introdotto dal decreto legge del 18 ottobre 2012 n. 179, che ha previsto l'esenzione, per gli impianti idroelettrici al di sotto dei 100 o 250 kW (a seconda della tipologia), dall'obbligo di presentare la valutazione di impatto ambientale, **considerando i piccoli impianti ipso facto sostenibili dal punto di vista ambientale**.

Gli incentivi per l'idroelettrico

Il **DM 6 luglio 2012 ha ridefinito il quadro degli incentivi alle fonti rinnovabili non fotovoltaiche** introducendo alcune importanti novità per il settore idroelettrico: i **contingenti** di potenza incentivabile, che determinano l'ammontare di impianti che possono accedere agli incentivi nei prossimi anni e il passaggio a **una procedura di accesso indiretta** attraverso Registri per i piccoli impianti (di potenza inferiore a 10 MW) ed Aste al ribasso (per impianti superiori a 10 MW). L'impatto sul settore della nuova regolamentazione degli incentivi è stato duplice: da un lato, anche se ridotti, **gli incentivi per il mini-idroelettrico continuano ad essere generosi**, rendendo economicamente attrattivi gli investimenti nel comparto. Dall'altro, una più marcata riduzione del supporto pubblico per gli impianti di maggior dimensione - congiuntamente all'incertezza sulle gare idroelettriche per le grandi concessioni in ragione dei recenti interventi normativi in materia - hanno di fatto **bloccato il mercato del grande idroelettrico**.

Il mercato nel 2013 e 2014

Nel 2013 la richiesta al Registro per i piccoli impianti idroelettrici è stata più che doppia rispetto al contingente di potenza incentivabile (70 MW), evidenziando un **forte interesse del mercato per il segmento del mini-idroelettrico**. Si segnala, inoltre, un utilizzo significativo, anche se parziale, del contingente previsto per i **rifacimenti di impianti** esistenti. Questi **rappresentano**

a tutti gli effetti un'opportunità di investimento importante, data l'età media e le necessità di manutenzione degli impianti idroelettrici in Italia: la maggior parte degli impianti per cui è stata ammessa richiesta di incentivo nel Registro dei rifacimenti risulta essere stato in esercizio per più di 45 anni. Anche per il 2014, il 100% della potenza incentivabile è stata allocata attraverso il registro degli impianti mini-idroelettrici, mentre le richieste per impianti superiori ai 10 MW attraverso Aste sono state nulle per il secondo anno consecutivo. Dal punto di vista geografico, la distribuzione sul territorio nazionale dei **piccoli impianti** incentivati ricalca la distribuzione geografica delle grandi derivazioni, **prevalentemente collocate nelle regioni del Nord**: Trentino Alto Adige, Lombardia e Veneto (alle tre regioni è riconducibile il 62% degli impianti di mini-idroelettrico ammessi ad incentivo nel 2013).

Gli scenari di sviluppo a medio e lungo termine

Gli scenari di sviluppo al 2015 e 2020 elaborati da REF-e, basati su questa dinamica "a doppia velocità" che caratterizza grandi e piccoli impianti, prevedono **una crescita relativamente modesta dell'intero settore (+3,1% la crescita cumulata attesa dal 2013 al 2020)**, ponendo l'idroelettrico in coda rispetto a tutte le altre fonti rinnovabili per ritmo atteso di sviluppo. La crescita **appare trainata principalmente dagli investimenti in impianti di capacità inferiore ai 10 MW**, in continuità con il *trend* osservato negli anni più recenti. Anche nel caso dell'idroelettrico, tuttavia, appare superato l'obiettivo al 2020 stabilito dal Piano di Azione Nazionale.

IMPIANTI IDROELETTRICI E ACCUMULO DI ENERGIA

La produzione di energia elettrica a partire da fonte idrica è una tecnologia matura, che contempla diverse tipologie di impianti: a bacino (o serbatoio), a pompaggio e ad acqua fluente.

- Gli impianti a **bacino** sono comunemente utilizzati per la produzione di potenze superiori ai 10 MW. Questi impianti non necessitano di un corso d'acqua perché sfruttano invasi creati artificialmente attraverso sbarramenti e dighe. Le grandi opere ingegneristiche necessarie per la loro realizzazione hanno un forte impatto ambientale. Si tratta di impianti ad elevata flessibilità, perché è possibile azionarli o modificarne il flusso in pochi minuti, adeguando la produzione al fabbisogno del momento. Per questo vengono considerati dei "serbatoi di energia" utili a coprire il carico dei periodi di maggior richiesta.
- Gli impianti a **pompaggio** prevedono un bacino di accumulazione inferiore ed uno superiore. Nelle fasce orarie di minor carico, sfruttando il basso costo dell'energia, l'acqua viene pompata da valle al bacino superiore. Essa può essere utilizzata successivamente per la produzione di energia nelle ore diurne di picco, ottenendo un prezzo di vendita elevato grazie alla forte domanda.
- Gli impianti **ad acqua fluente** sfruttano invece corsi d'acqua (naturali e artificiali) ed hanno scarsa possibilità di accumulo e di regolazione del flusso. L'impatto ambientale risulta inferiore rispetto ai bacini. Il dislivello sfruttato ("salto") è molto inferiore rispetto ai bacini, giungendo nel caso del mini-idroelettrico anche a pochi metri. La produzione di elettricità dipende dalla portata sfruttabile del fiume ed è quindi soggetta a stagionalità.

Il servizio energetico reso dagli impianti idroelettrici che prevedono capacità di accumulo (impianti a pompaggio) è dunque duplice, e contempla sia la sola produzione energetica, sia servizi legati alla gestione della rete elettrica. Gli impianti a pompaggio rappresentano una tecnologia per l'*energy storage* tecnologicamente matura ed efficiente, utilizzata in tutto il mondo con funzioni di:

- integrazione delle fonti rinnovabili intermittenti;
- *time-shift* di energia, con importanti effetti di *peak-shaving*;
- gestione delle congestioni e differimento degli investimenti di rete;
- riaccensione del sistema elettrico.

Sebbene le tecnologie per l'*energy storage* siano in costante evoluzione e la ricerca in questo ambito stia esplorando e sperimentando soluzioni diverse, il pompaggio rappresenta nel mondo la quasi totalità della capacità di accumulo installata (il 98% nel 2010)². In Italia gli impianti a pompaggio censiti da TERNA sono 22, per una potenza lorda complessiva di 7.669 MW. Lo sviluppo della capacità di *energy storage* rappresenta un passaggio fondamentale per lo sviluppo delle energie rinnovabili. L'Italia è infatti caratterizzata da una capacità di generazione da fonte rinnovabile cresciuta molto velocemente negli ultimi anni, ma presenta anche difficoltà di assorbimento in rete dell'energia prodotta soprattutto da fonte eolica e fotovoltaica. La scelta del legislatore italiano circa il soggetto in capo al quale attribuire le prerogative di progettazione, realizzazione e gestione dei sistemi di accumulo di energia elettrica differenzia tra impianti di pompaggio e dispositivi di accumulo diffuso mediante batterie. Mentre lo sviluppo e connessione alla rete delle batterie elettrochimiche è appannaggio esclusivo a TERNA (che sta conducendo alcuni progetti pilota per una capacità complessiva di 51 MW), il settore degli impianti a pompaggio resta aperto agli operatori di mercato attraverso un meccanismo di gara.

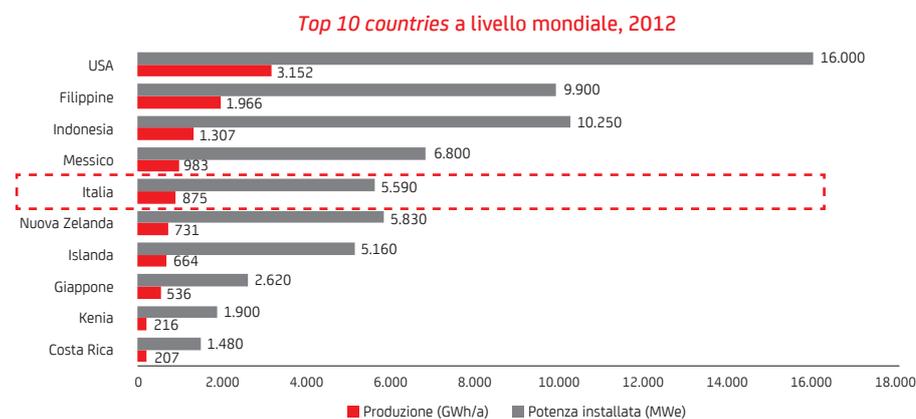
² RSE, *L'accumulo di energia elettrica*, Il Melograno, 2011.

Geotermico: potenziale di crescita dalle nuove tecnologie

L'INDUSTRIA GEOTERMICA: SITUAZIONE ATTUALE E PROSPETTIVE

Nel panorama nazionale delle energie rinnovabili la fonte geotermica occupa un ruolo marginale, contribuendo solo al 6% dell'elettricità "verde" complessivamente prodotta (pari a 5.591 GWh nel 2012). Ciononostante **a livello internazionale il nostro Paese, con una potenza installata di 875 MWe¹, si posiziona tra i top countries nella generazione geotermoelettrica** (in 5° posizione nel ranking mondiale con una quota di mercato dell'8% nel 2012), oltre a rappresentare **il principale produttore europeo**. Con un fatturato di € 630 mln nel 2011, l'Italia realizza circa il 13% del giro d'affari prodotto dall'industria geotermica europea, fornendo occupazione a oltre 6.000 persone.

Posizionamento dell'Italia nel mercato mondiale dell'energia geotermica



Fonte: UniCredit su dati UGI (Unione Geotermica Italiana), 2013

Tutti gli impianti geotermici in funzione sul territorio nazionale (di proprietà e gestiti da Enel Green Power) **sono localizzati in Toscana** nelle aree di Larderello, Travale e Monte Amiata; si tratta di 33 strutture, per una capacità installata di 772 MW netti. Il sito di Larderello rappresenta uno dei cinque complessi geotermici più grandi al mondo, con una potenza di oltre 590 MW e una produzione elettrica di quasi 4.000 GWh. In prospettiva è prevista la realizzazione di due nuovi progetti (presentati all'asta e ai registri), sempre in Toscana: uno a Grosseto di 39,6 MW e uno a Pisa di 17,1 MW.

Lo sfruttamento dell'energia geotermica per la generazione elettrica è previsto crescere nei prossimi anni, sotto la spinta dell'applicazione di tecnologie innovative, quali la diffusione di **nuovi impianti avanzati a ciclo binario**, che consentono di sfruttare per la produzione di elettricità anche risorse geotermiche a media temperatura (80-180 °C), finora considerate solo per usi termici o idrotermali. Anche **l'utilizzo diretto (non elettrico)² del calore geotermico** a bassa-media temperatura presenta ampi margini di espansione, soprattutto nell'ambito del riscaldamento/climatizzazione domestica di piccole e medie utenze e del teleriscaldamento urbano, nonché in campo industriale e agricolo. In generale, mentre la geotermia ad alta e media temperatura resta una fonte energetica limitata a specifici contesti territoriali, la geotermia a bassa temperatura non ha limiti geografici, essendo presente nella maggior parte dei territori

1 Megawatt elettrici: unità di misura della potenza.

2 Le risorse geotermiche a più alta temperatura sono solitamente utilizzate per la produzione di energia elettrica, mentre l'utilizzo delle risorse geotermiche a media e bassa temperatura viene suddiviso genericamente in due categorie: uso diretto e pompe di calore geotermiche. Per uso diretto si intende l'utilizzo del calore nell'acqua sotterranea (a media temperatura) in maniera diretta, senza pompe di calore o centrali elettriche, per applicazioni quali il riscaldamento di edifici, processi industriali, serre, acquacoltura (allevamento di pesci, crostacei e molluschi) e villaggi turistici.

- L'Italia è il principale produttore europeo di energia geotermoelettrica, con impianti localizzati nella sola regione Toscana.

- L'utilizzo del calore geotermico a bassa-media temperatura presenta ampi margini di espansione sia per la produzione di elettricità sia per usi termici.

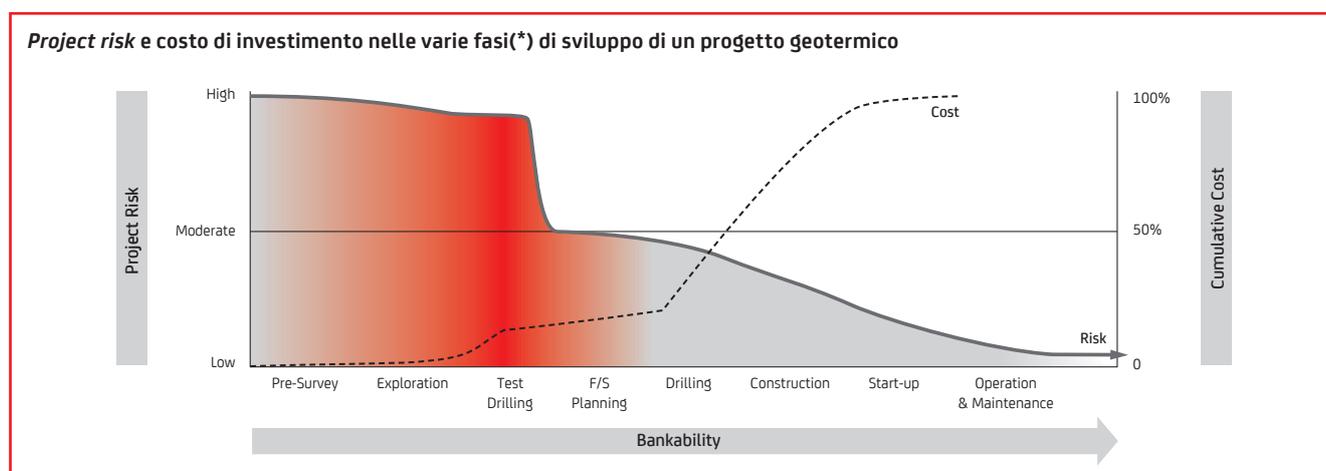
- Il nuovo sistema di incentivazione non risulta sufficiente a sostenere un importante volume di investimenti nel settore nel medio-lungo termine.

ad una profondità media di 5 km. Per tali ragioni in Italia è cresciuto l'interesse verso il settore, testimoniato dall'elevato numero di istanze (in totale 120) di esplorazione del suolo per la ricerca di risorse geotermiche richieste in numerose regioni italiane, in gran parte in Toscana (54), Lazio (40), Trentino (9), Sardegna (7) e Sicilia (6).

GLI INVESTIMENTI NEL SETTORE: PROJECT RISK, OPZIONI FINANZIARIE E OUTLOOK AL 2020

Nonostante la tecnologia geotermica abbia raggiunto un elevato grado di maturità e il basso livello del *levelized cost* di generazione³ crei le premesse per un ragionevole margine di profitto, i progetti in questo settore non sono facili da finanziare. Gli alti rischi nelle fasi preliminari (quali rischio geologico o rischio di risorsa⁴), la necessità di consistenti investimenti iniziali per le attività di esplorazione e le trivellazioni di prova nonché il lungo ciclo di sviluppo del progetto (con i primi ricavi "visibili" solo a partire dal 6° anno e oltre) rendono meno attraente per i privati questo tipo di investimento rispetto ad altre categorie di impianti da fonte rinnovabile. Soprattutto il rischio di esplorazione geologica rappresenta per gli investitori il momento più critico dal punto di vista finanziario, in quanto è una fase di totale esposizione durante la quale prevale l'investimento a rischio. In questo settore circa il 50% del costo di investimento è legato alla ricerca ed alla perforazione dei pozzi di produzione/reiniezione.

In generale, un progetto geotermico da 50 MW (taglia minima dimensionale per il raggiungimento di economie di scala) presenta un costo stimato all'interno di un *range* che varia dai 2,8 ai 5,5 mln di US\$ per MW installato, con una vita utile di 30 anni.



(*) *Pre-survey*: analisi del mercato, ottenimento permessi e analisi preliminare del suolo; *Exploration*: esplorazione superficiale del sottosuolo; *Test Drilling*: trivellazioni di prova per accertare la presenza di risorse geotermiche adeguate; *F/S Planning*: fase in cui sono effettuati Studi di Fattibilità, pianificazione del progetto, contratti, assicurazioni, ecc.; *Drilling*: fase di perforazione produttiva; *Construction*: fase di costruzione della centrale geotermoelettrica, delle infrastrutture di raffreddamento ecc.; *Start-up*: avvio attività dell'impianto; *Operation & Maintenance*: attività di funzionamento e manutenzione della centrale operativa.

Fonte: ESMAP, "Geothermal Handbook", 2012

L'elevato rischio associato ai progetti geotermici richiede necessariamente da parte degli eventuali soggetti finanziatori **un premio per il rischio molto elevato sul costo del capitale nonché ampie coperture assicurative**, in particolare nelle prime fasi dell'investimento. Tuttavia, le condizioni di finanziamento sono molto diverse nei vari stadi di sviluppo del progetto, ognuno dei quali richiede un differente "menu" di opzioni finanziarie. In linea generale il ricorso esclusivo al finanziamento bancario per la realizzazione di iniziative nel settore non si dimostra una scelta valida e/o fattibile. Sebbene il *debt financing* copra la maggior parte del fabbisogno di capitale (mediamente il 60%-70% del costo totale del progetto), i "lenders" di solito richiedono una notevole quantità di *equity* nell'investimento. Di fatto l'*equity* rappresenta l'unica fonte di capitale nelle fasi iniziali di un progetto geotermico, a parte la possibilità di qualche sostegno statale. Sebbene in questo comparto le sovvenzioni pubbliche dirette siano raramente utilizzate, alcune forme di supporto finanziario sono spesso concesse dai governi nella maggior parte delle economie sviluppate, quali garanzie sui prestiti e crediti d'imposta sugli investimenti. Particolarmente significativo risulta il ruolo delle *development banks* che, dalla fine del 2008, hanno fornito oltre il 50% del totale dei finanziamenti erogati a livello globale per progetti geotermici.

Con riferimento al mercato italiano, le prospettive di sviluppo degli investimenti nel settore geotermico scontano oggi gli effetti che il nuovo sistema di incentivazione - basato sul meccanismo dei Registri e delle Aste - ha sulla profittabilità dei nuovi impianti. Nonostante l'esito positivo delle Aste, che hanno visto la quasi completa saturazione dei contingenti messi a disposizione, **si ritiene che il nuovo scenario di supporto non sia sufficiente per sostenere un importante volume di investimenti nel comparto nel medio-lungo termine**, anche se la risorsa geotermica in Italia è molto più abbondante rispetto ad altri Paesi. Le migliori prospettive sono attribuibili solo agli impianti geotermici al di sotto dei 20 MW, ai quali è riconosciuta una tariffa incentivante elevata, seppure inferiore rispetto a quelle assegnate ad altre rinnovabili. Nel complesso, **l'outlook del settore** (secondo le stime elaborate dal REF-e) è orientato su un tasso di crescita medio annuo della capacità installata del 2,9% tra il 2013 e il 2020, annuo in cui la potenza geotermica in Italia dovrebbe raggiungere i 940 MW con una produzione di energia elettrica di quasi 7.000 GWh. Con riferimento alla distribuzione regionale dell'energia prodotta, è ragionevole prevedere che essa possa provenire fino al 2015 soltanto dalla Toscana, con un progressivo sviluppo anche in altre Regioni a partire dalla seconda metà di questo decennio.

³ Per un impianto geotermico di medie dimensioni (attorno ai 50 MW) i *levelized costs of generation* sono generalmente tra i US\$ 0.04 e 0.10 per kWh.

⁴ Si tratta del rischio che l'attività di perforazione esplorativa risulti improduttiva, non portando al ritrovamento di una riserva geotermica dotata di thermal output sufficiente a coprire i costi.



Nuove opportunità di *business* e nuova finanza per gli investimenti in rinnovabili

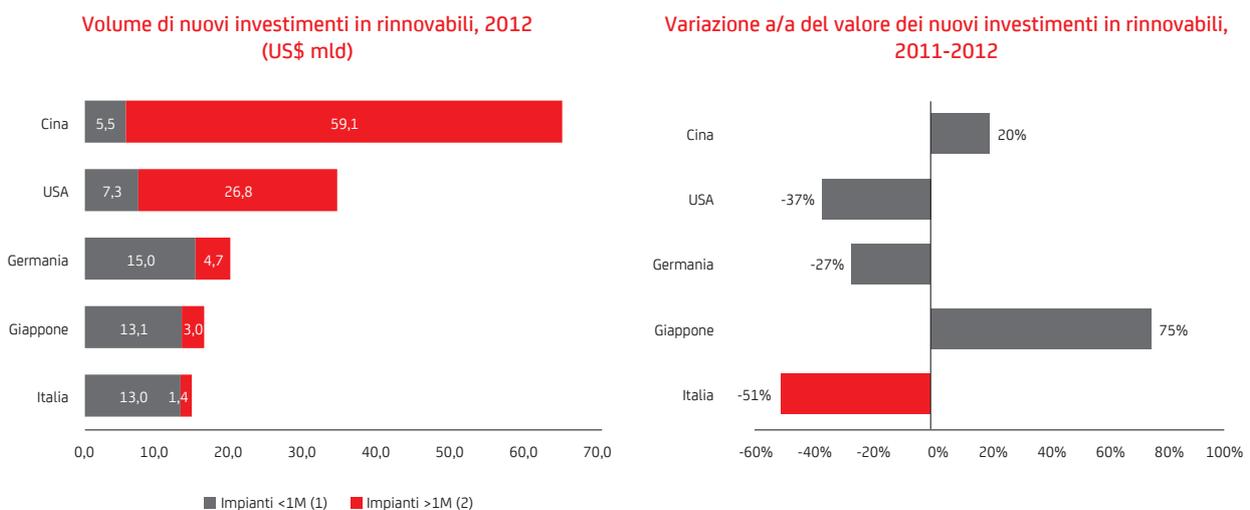
Gli investimenti in rinnovabili

TREND DI MERCATO E SCENARIO AL 2020

Nel corso dell'ultimo decennio il mercato degli investimenti in rinnovabili ha sperimentato in Italia una fase estremamente positiva che ha portato a uno sviluppo significativo della dimensione economica e industriale del settore. All'espansione del comparto hanno concorso in modo decisivo:

- **l'adozione di un generoso sistema di incentivazione** capace di garantire elevati ritorni economici sull'investimento, con trattamenti tariffari maggiormente premianti per alcune fonti (quali il fotovoltaico);
- **la progressiva riduzione del costo delle principali tecnologie** che sta avvicinando le energie alternative alla soglia della *grid parity*.

Top 5 countries per nuovi investimenti in rinnovabili a livello mondiale, 2012



(1) Investimenti relativi a progetti con capacità inferiore a 1 MW.

(2) Investimenti finanziari tramite *asset finance* (*balance sheet finance*; *project finance*; *bond finance*; *leasing*), *Venture Capital* e *Private Equity*.

Fonte: UniCredit su dati Bloomberg Energy Finance, 2013

Sotto la spinta di questi due principali *market driver*, l'Italia è arrivata a rappresentare uno dei Paesi più attivi al mondo nel comparto delle *clean-tech*, collocandosi al 5° posto **in termini di nuovi investimenti**, con **una quota di mercato a livello globale del 6% nel 2012**, anno in cui il settore ha sviluppato progetti *greenfield* per un ammontare complessivo di US\$ 14,7 mld. Il portafoglio investimenti italiano - al pari di quello tedesco - si caratterizza per **la prevalenza di progetti di piccola taglia (c.d. *Small Distributed Capacity Investment*)**, connessi in via principale al boom del fotovoltaico.

Sebbene il settore continui a caratterizzarsi per un'elevata dinamicità, **nel corso del 2012 sono emersi decisi segnali di un rallentamento dell'attività di investimento in nuove opere**, il cui valore ha registrato **un calo del 51% rispetto al 2011**. La brusca flessione è riconducibile principalmente alla revisione del sistema di incentivazione (Decreti Ministeriali del 5 e 6 luglio 2012) che ha avviato il processo di graduale riduzione delle tariffe riconosciute alle diverse fonti rinnovabili elettriche.

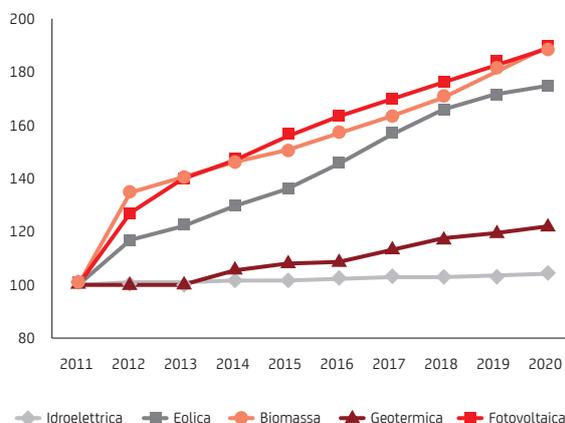
Sino ad oggi in Italia la profittabilità dell'investimento è stata strettamente dipendente dalla presenza di forme di supporto tariffario generose, introdotte per sopperire agli elevati costi di realizzazione degli impianti a fonte rinnovabile. **Con la progressiva diminuzione delle tariffe incentivanti** e l'introduzione di meccanismi indiretti per l'accesso agli incentivi (attraverso i contingenti di potenza incentivabile e il sistema dei Registri e delle Aste al ribasso), **è aumentato il rischio industriale associato alla realizzazione di nuovi progetti**, in particolare quelli di grande taglia, riducendo l'attrattiva dell'investimento.

Ciò appare particolarmente evidente nel **fotovoltaico**, dove, dopo la chiusura a luglio 2013 del V Conto Energia, gli investitori si confrontano per la prima volta con un **contesto di mercato non più sussidiato**. Investire in nuovi impianti nel settore resta profittevole laddove i costi di investimento e gestione siano particolarmente bassi o grazie alla presenza di forme di supporto pubblico, che il nuovo contesto normativo riconosce solo ai progetti di piccola taglia. Anche nel mercato delle **fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche** (eolico, idroelettrico, geotermoelettrico, bioenergie), il nuovo quadro degli incentivi risulta meno generoso rispetto al passato, differenziando profondamente la portata del sostegno pubblico in ragione delle diverse tipologie e dimensione degli impianti.

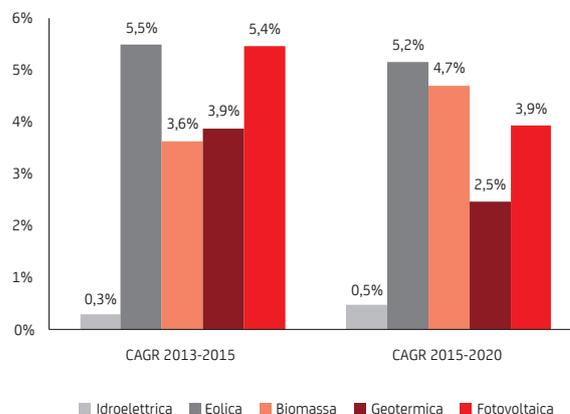
Alle attuali condizioni, si prospetta per il settore delle energie rinnovabili **uno scenario di medio periodo caratterizzato da una fase di rallentamento della crescita** dei nuovi investimenti, soprattutto per quanto riguarda i progetti di grande dimensione. In base **all'outlook del REF-e**, elaborato sulla base di un modello previsivo che include come variabili sia l'evoluzione del quadro regolamentare sia il ciclo di sviluppo tecnologico e commerciale delle singole fonti, la capacità installata nel settore delle rinnovabili aumenterà al ritmo del 3,2% in media all'anno fra il 2013 ed il 2020 (totalizzando un incremento cumulato del 24,3% nel periodo). I settori che in Italia segneranno, tra il 2013 e il 2020, i più alti tassi di sviluppo sono, in ordine, l'eolico (soprattutto *on-shore*), le biomasse e il fotovoltaico (in entrambi i casi trainati da investimenti in piccoli impianti a servizio di abitazioni e utenze industriali). Nel settore fotovoltaico, solo a partire dal 2018 è possibile prospettare l'avvio di progetti di maggiori dimensioni (nell'ordine del MW) esclusivamente al sud Italia dove si ritiene possano essere raggiunte le condizioni per la profittabilità dell'investimento in *grid parity*.

Outlook al 2020: nuova capacità installata per fonte in Italia⁽¹⁾

Dinamica dei nuovi investimenti in termini di potenza (2011=100)



Tasso di crescita media annua dei nuovi investimenti (% in termini di MW installati)



(1) REF-e scenario.
Fonte: UniCredit su dati REF-e, 2013

MODALITÀ DI FINANZIAMENTO DEI NUOVI IMPIANTI

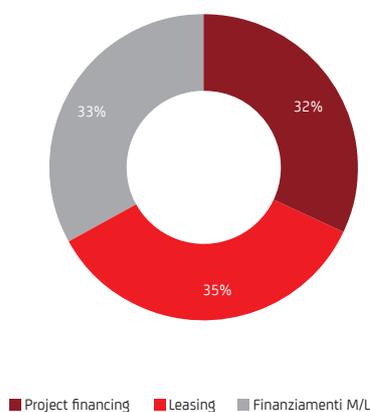
Tra il 2007 ed il 2012 sono stati installati in Italia oltre 25 GW di potenza in nuovi impianti a fonte rinnovabile¹ in gran parte finanziati dal sistema bancario. Secondo un recente Rapporto ABI², **il complesso dei finanziamenti bancari** per la realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e di soluzioni per l'efficienza energetica ha superato i **€ 25 mld nel periodo 2007-2012**.

Il finanziamento alle rinnovabili è avvenuto attraverso una pluralità di strumenti, a seconda della dimensione del progetto e della sua complessità, riconducibili alle operazioni di *project financing*, *leasing* e finanziamenti tradizionali a medio-lungo termine.

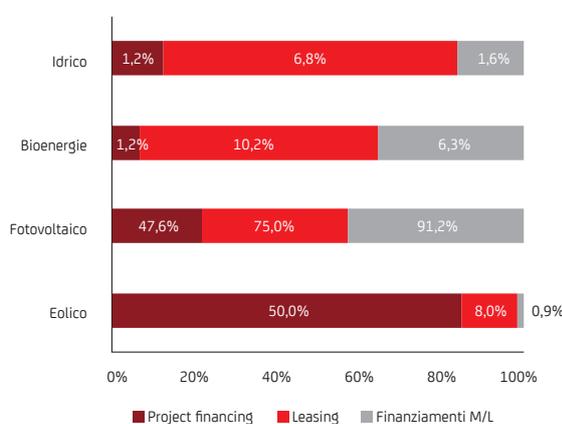
Nel periodo 2007-2012, sulla base di una rilevazione campionaria³, l'ABI stima che siano stati stipulati contratti di finanziamento in **project financing per circa € 8,1 mld** (corrispondenti a circa il 32% del complesso dei prestiti concessi alle rinnovabili), **€ 8,8 mld attraverso contratti di leasing** (quasi il 35% del totale) e **€ 8,4 mld con finanziamenti a medio-lungo termine** (poco più del 33% del totale).

Il finanziamento da parte del sistema bancario alle rinnovabili, 2007-2012

Ripartizione del finanziamento alle rinnovabili per strumento finanziario



Ripartizione del finanziamento alle rinnovabili per strumento finanziario e settore



Fonte: ABI-ABILab

La disaggregazione delle erogazioni per fonte energetica mostra come esistano percorsi di **“specializzazione settoriale” dei diversi strumenti finanziari**, che si adattano alle specifiche esigenze di finanziamento dei vari comparti delle rinnovabili. Mentre risulta evidente il grande apporto della finanza di progetto per le nuove realizzazioni nel mercato dell'eolico, questa componente è meno importante nelle altre fonti. I prestiti a medio-lungo termine di tipo tradizionale, invece, fanno la parte del leone nel finanziamento degli impianti fotovoltaici, prevalentemente di piccola taglia. Il *leasing* rappresenta lo strumento più utilizzato nel quinquennio per la realizzazione di impianti a biomassa/biogas e per il settore idroelettrico (in cui, tuttavia, gli investimenti sono risultati molto modesti, prevalentemente trainati dal segmento del mini-idroelettrico, come evidenziato nel capitolo dedicato al settore nel presente Rapporto).

Nel 2012, anno di “cerniera” fra il vecchio ed il nuovo regime incentivante, la dinamica del credito al comparto delle rinnovabili ha registrato **un rallentamento in tutte le tipologie di strumenti finanziari**, con una flessione maggiore nella finanza di progetto. Anche il mercato del *leasing* ha visto un deciso rallentamento, con una riduzione dell'erogato di circa € 1,9 mld rispetto al 2011 (pari ad una variazione negativa del 46,4% a/a)⁴. A mantenersi più stabili, benché in leggera contrazione, sono stati i finanziamenti di tipo tradizionale, in cui l'impatto del calo della profittabilità dei progetti di investimento è meno immediato.

Guardando al futuro, tuttavia, emerge con chiarezza **la necessità di ripensare le modalità di finanziamento per nuovi investimenti e per il rifinanziamento degli impianti esistenti** alla luce delle criticità indotte, da un lato, dalla ridefinizione degli schemi incentivanti (e dunque dei rendimenti sulle nuove installazioni) e, dall'altro, dalle crescenti difficoltà del sistema bancario nel far fronte alla domanda di finanziamento di lungo periodo a causa dei più stringenti requisiti imposti da Basilea III.

1 Dati TERNA.

2 ABI-ABILab, *Le Banche e la Green Economy*, giugno 2013.

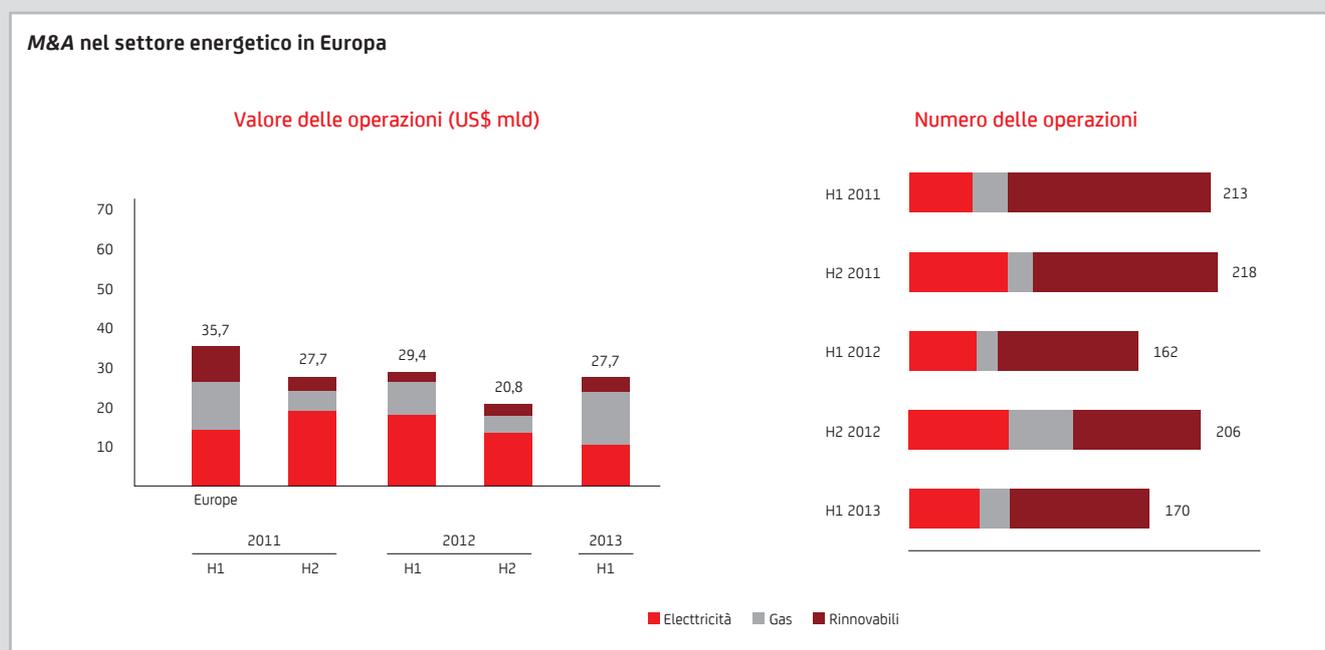
3 ABI-ABILab, *Il ruolo delle banche nello sviluppo degli investimenti green*, 11 rispondenti.

4 Assilea, Relazione Annuale 2012.

In prospettiva la **bancabilità dei nuovi progetti risulta maggiore per le rinnovabili elettriche non fotovoltaiche, in particolare con riferimento alla realizzazione di piccoli impianti**. Su questo segmento del mercato l'applicabilità della finanza di progetto potrebbe risultare tuttavia limitata, proprio in ragione del piccolo taglio degli investimenti che, al contrario, potrebbero trovare nel finanziamento bancario tradizionale e nel *leasing* valide soluzioni di finanziamento. In generale, nell'attuale contesto di mercato, **la finanziabilità futura dei nuovi investimenti in green energy dipenderà anche dallo sviluppo di strumenti del debito alternativi** a quello bancario e dall'entrata nel settore di nuovi attori finanziari, fra cui i fondi infrastrutturali e gli investitori istituzionali.

NUOVE OPPORTUNITÀ DI INVESTIMENTO SUL MERCATO SECONDARIO

Il forte ridimensionamento degli incentivi attuato nei mercati europei più maturi (quali Germania, Francia, Italia e Regno Unito) ha modificato l'*appeal* dei progetti *greenfield* nel settore delle rinnovabili, spostando l'interesse degli investitori verso il mercato secondario (relativo al parco impianti esistente), dove appare estremamente ridotto sia il rischio regolatorio che quello di mercato connesso al prezzo dell'energia. Nei prossimi anni è ragionevole prevedere **una tendenza da parte dei Paesi più sviluppati a focalizzarsi maggiormente sull'acquisizione, il revamping⁵ e la manutenzione di impianti già operativi**, che porterà ad un forte incremento dell'attività sul parco di generazione esistente. Ad oggi **le rinnovabili rappresentano circa l'11% del valore complessivo delle transazioni⁶ che, a livello mondiale, hanno ad oggetto infrastrutture energetiche**; di queste oltre un terzo ha luogo nel continente europeo.



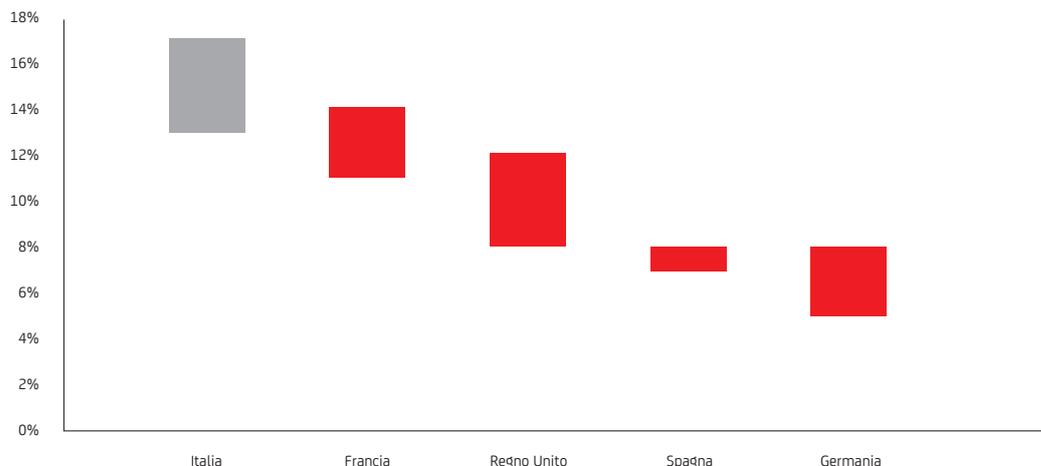
Fonte: PwC "European Power & Renewables Deals - Half year M&A outlook", 2013

Anche in Italia **l'attività sul mercato secondario è elevata**, con un volume di operazioni che nel 2012 ha interessato impianti per circa 1.800 MW di capacità, generando un **giro d'affari di € 2,5 mld**. Si tratta di diverse tipologie di investimenti: M&A finalizzate a processi di consolidamento, ma anche accordi di collaborazione volti a sviluppare nuovi *business* e aumenti in partecipazione. **L'Italia rientra tra i principali mercati di acquisizione** nel settore delle energie alternative, in virtù di un parco impianti in esercizio estremamente appetibile (oltre 480 mila strutture per una potenza complessiva di circa 47 GW), capace di garantire, grazie alla presenza di generose tariffe incentivanti, apprezzabili ritorni economici sull'investimento, tra i più elevati a livello europeo.

⁵ Gli interventi di *revamping* mirano in generale a modificare un impianto operativo per migliorare le caratteristiche e aumentare la capacità produttiva.

⁶ Si fa riferimento alle *acquisition transactions* che comprendono *corporate M&A, asset acquisitions & refinancing, public market investor exits e PE buy-outs*.

Ritorno stimato sull'investimento per l'acquisizione di progetti in rinnovabili nei principali Paesi UE, 2012



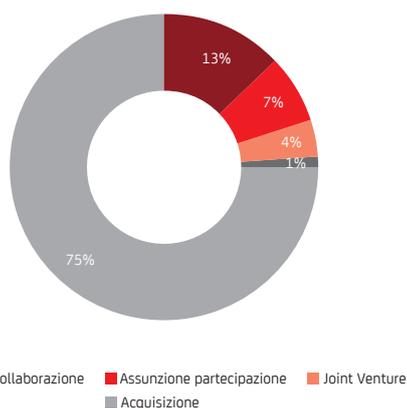
Fonte: Bloomberg Energy Finance, 2013

Sul mercato nazionale sono state perfezionate nel 2012 acquisizioni per un valore totale di € 2,1 mld, in crescita del 33% rispetto al 2011. Quasi il 70% dei *deals* ha riguardato impianti fotovoltaici, a fronte di poche grandi transazioni nell'eolico e nel segmento delle biomasse/biogas.

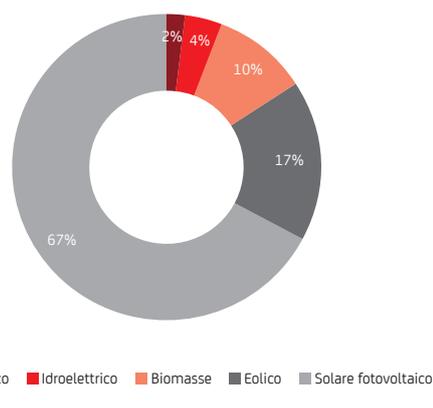
L'interesse degli operatori, sino ad oggi prevalentemente concentrato su strutture di grande taglia, si è rivolto nel corso del 2012 anche ad acquisizioni di portafogli di impianti più piccoli. Nel fotovoltaico, ad esempio, circa il 70% della potenza scambiata nel 2012 è costituito da strutture al di sotto dei 2 MW.

Rinnovabili in Italia: attività sul mercato secondario, 2012

Operazioni sul mercato secondario per tipologia (% in termini di valore)



M&A in Italia per fonte (% in termini di valore)



Fonte: Althesys, 2013

Un dato interessante che emerge dall'analisi delle operazioni di acquisizione riguarda le caratteristiche e la natura dei soggetti coinvolti. In particolare, risulta evidente come il ruolo giocato dalle *utilities* si stia ridimensionando in favore di **player di natura finanziaria**. Nell'attività di M&A di impianti fotovoltaici, ad esempio, è aumentato in misura significativa il peso degli investitori finanziari, protagonisti del 41% delle operazioni realizzate sul mercato nel 2012 (+6 p.p. rispetto al 2011 a fronte di un calo di 15 p.p. per le *pure renewable*), soprattutto nella posizione di acquirente.

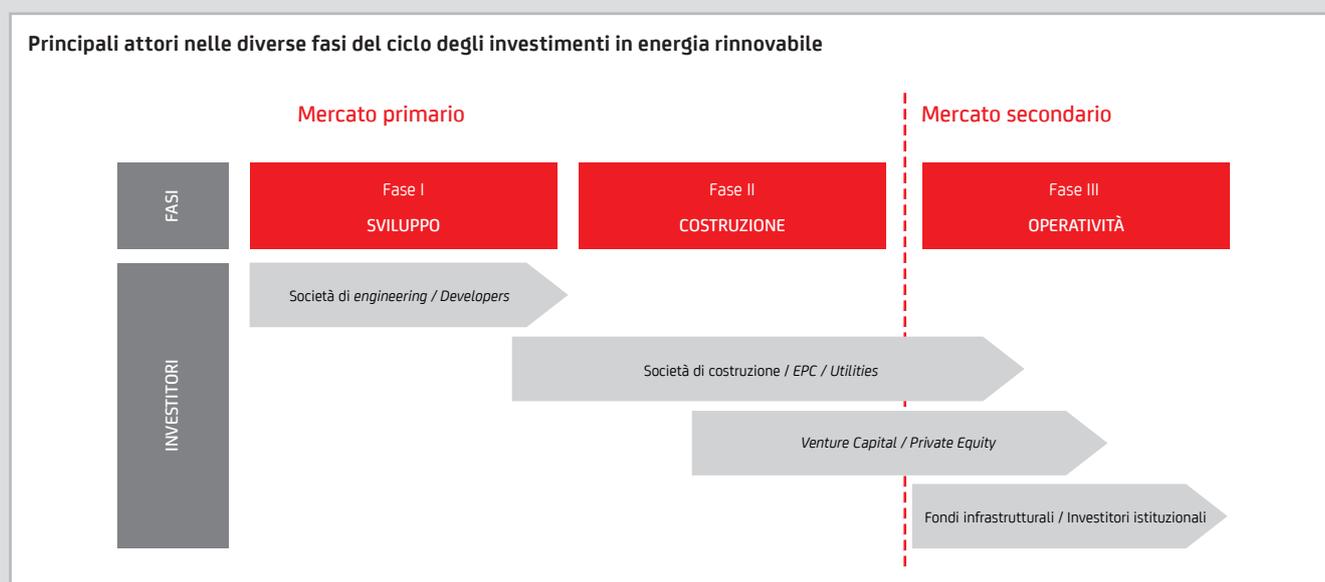
Nuovi capitali e nuovi investitori per lo sviluppo della *green energy*

IL RUOLO DEGLI INVESTITORI FINANZIARI

In Italia il mercato degli investimenti in rinnovabili sta attraversando una fase di trasformazione caratterizzata dal **riposizionamento dei tradizionali operatori industriali⁷ e dall'entrata di nuovi *player* di natura finanziaria**, attratti dalle grandi opportunità di rendimento offerte dal parco impianti esistente.

In generale, nel settore delle rinnovabili sono tradizionalmente presenti diverse categorie di attori che perseguono specifiche strategie di investimento:

- **le società di *engineering*, i *developers*, le imprese di costruzione** operano in via prevalente sul mercato primario, focalizzandosi sullo sviluppo e realizzazione di nuovi impianti. Questi *player* dispongono di un parco impianti con un ingente valore di mercato che stanno cominciando a liquidare per incassare risorse da destinare ad altre attività;
- **le *pure-renewable companies* e le *utilities energetiche*** sono attive sia sul mercato primario che in quello secondario. Molti operatori energetici tradizionali stanno ri-orientando gli investimenti sulle rinnovabili mediante l'acquisizione di *asset*, già realizzati e connessi in rete, che beneficiano del vecchio sistema di incentivazione;
- **le *investment companies*** (quali società di *private equity* e *holding* finanziarie) sono presenti principalmente sul mercato secondario delle rinnovabili con l'obiettivo di rilevare la titolarità degli impianti e migliorarne il profilo di *revenues* mediante l'esercizio diretto della gestione. Questi operatori puntano a incrementare il valore e la profittabilità degli *asset* in portafoglio attraverso l'ottimizzazione della *performance* operativa, per poi, eventualmente rivenderli sul mercato.



Fonte: BGC RED Department, 2013

L'ingresso degli investitori istituzionali (quali i fondi di investimento immobiliari, fondi infrastrutturali, compagnie assicurative, fondi pensione) nel mercato delle infrastrutture energetiche, ed in particolare quelle *green*, rappresenta una **tendenza relativamente recente⁸**. Nel corso dell'ultimo decennio questa categoria di operatori ha mostrato **un interesse crescente verso l'*asset class* infrastrutture** che risulta in grado di centrare gli obiettivi di investimento di fondi pensione e assicurazioni: *yield* costante nel tempo con *market risk* limitato, apprezzamento in conto capitale dell'investimento, adeguato *risk/return profile*, scarsa correlazione rispetto al ciclo economico e alle *performance* di borsa.

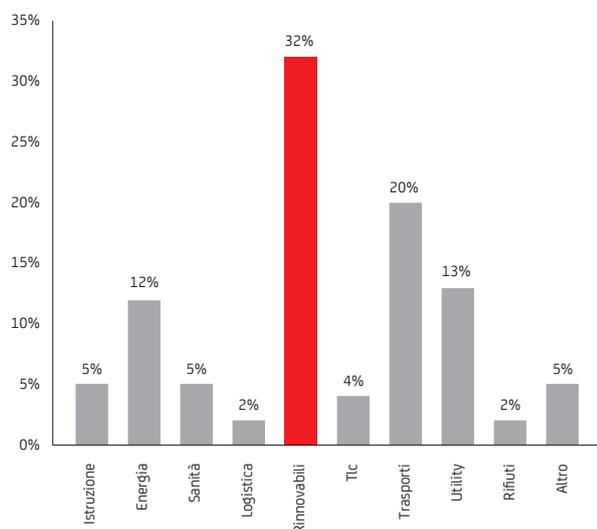
La necessità di mitigare l'impatto della volatilità dei mercati finanziari ha spinto gli investitori di lungo periodo a guardare con maggiore interesse agli *asset* reali, composti in prevalenza da investimenti infrastrutturali e *real estate*. Tuttavia, di fronte a un mercato immobiliare che ha subito le ripercussioni della crisi economica internazionale, **le infrastrutture, in particolare quelle legate al *climate change*, rappresentano un'importante diversificazione strategica**. Soprattutto le rinnovabili risultano attrarre gli investitori di lungo periodo in ragione di un *risk/return profile* difensivo connesso alla presenza di rendimenti stabili e prevedibili, in larga parte garantiti da favorevoli sistemi di incentivazione. In generale, la principale fonte di reddito di investimenti infrastrutturali in rinnovabili è la vendita dell'energia, assicurata nei vari Paesi tramite contratti a lungo termine con società elettriche locali che si impegnano al ritiro a un determinato prezzo (l'Acquirente Unico in Italia).

⁷ IREX Annual Report 2013; Osservatorio Alleanze e Strategie nel Mercato Pan-Europeo delle *Utilities*, 2013.

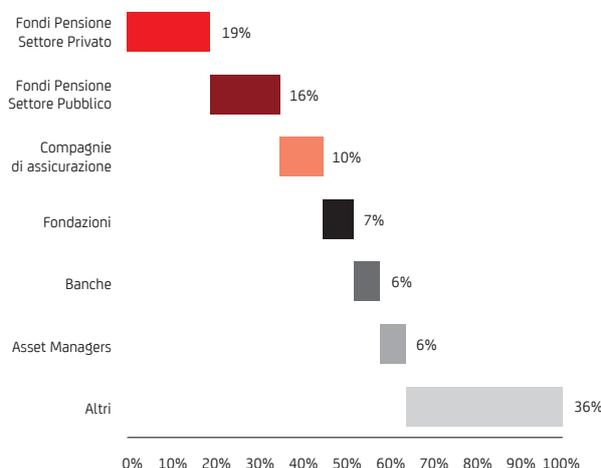
⁸ I primi investimenti in fondi infrastrutturali da parte di fondi pensione risalgono a metà degli anni '90, principalmente in Australia. Successivamente, dopo il 2000, con la diminuzione del costo del debito, si sono sviluppati fondi infrastrutturali anche in Europa e Nord America.

Investitori in asset infrastrutturali

Fondi infrastrutturali a livello mondiale: ripartizione degli *infrastructure deal* per settore di investimento, 2008-2013 YTD (% sul totale operazioni)



Investitori in asset infrastrutturali a livello mondiale per tipologia, Q1 2013 (in % sul numero)



Fonte: Preqin Infrastructure, 2013

Fondi pensione e compagnie di assicurazione investono sul mercato delle infrastrutture prevalentemente tramite fondi infrastrutturali (soprattutto non quotati): all'inizio del secondo trimestre 2013 risultano attivi a livello mondiale **144 fondi infrastrutturali**, di cui **56 in Europa**, con un ammontare in gestione di \$34 mld. **Il settore energetico costituisce la principale area di investimento** da parte dei fondi infrastrutturali, rappresentando circa il 40% degli *infrastructure deals* realizzati su scala globale nel primo trimestre 2013. **Le rinnovabili**, in particolare, sono **oggetto di circa il 32% di tutte le operazioni perfezionate dal 2008 ad oggi**.

Gli investitori istituzionali, soprattutto quelli di dimensioni maggiori, sono tuttavia presenti sul mercato delle infrastrutture dei paesi dell'OCSE anche con modalità diverse, in particolare⁹:

- attraverso **l'acquisizione di azioni di società quotate** attive nel settore delle infrastrutture (quali *utilities, power company*, ecc.) e, in generale, tramite **investimenti diretti (o co-investimenti insieme a fondi infrastrutturali)**. In questo contesto è da sottolineare come, nel corso degli ultimi anni si sia registrato a livello mondiale **un incremento del peso di fondi pensione, assicurativi e fondi sovrani nell'attività di M&A nel settore delle rinnovabili**, in particolare nel fotovoltaico e nell'eolico (dal 14% delle transazioni nel 2011 al 29% nel 2012);
- attraverso **debt financing**, ovvero l'acquisizione **di titoli di debito emessi da società infrastrutturali**, nella forma di obbligazioni semplici (*bond, mini-bond, project bond*) o strutturate (cartolarizzazioni).

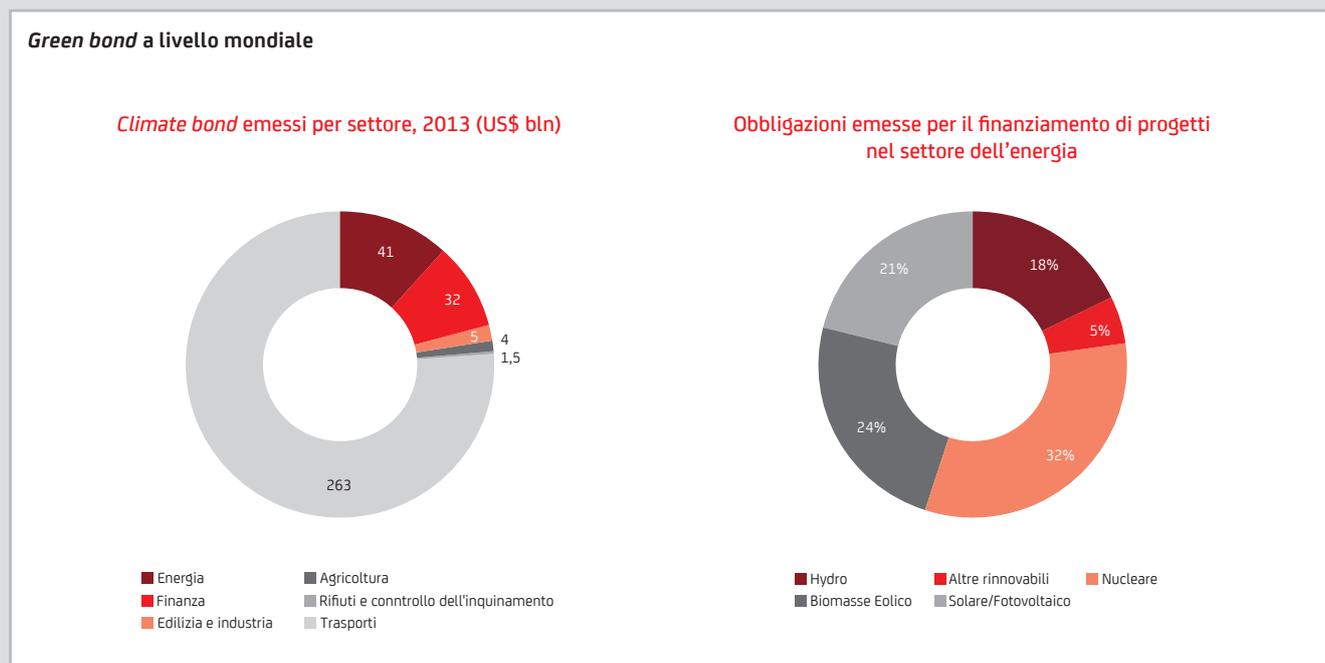
Nella prassi, osservata soprattutto sui mercati esteri, **gli investitori istituzionali** non si limitano ad agire da "puri investitori finanziari", ma spesso operano come "investitori gestionali" attraverso l'acquisizione di posizioni di controllo che consentano interventi diretti nelle scelte operative/industriali, con l'obiettivo di accrescere la profittabilità degli *asset* e, dunque, la redditività dell'investimento.

Il mercato italiano è ancora relativamente acerbo sotto il profilo della presenza degli investitori istituzionali nel mercato nazionale delle infrastrutture e, in particolare, nel comparto della *green energy*. A determinare il ritardo del nostro paese concorre una pluralità di fattori, come la scarsa penetrazione del risparmio gestito nelle attività finanziarie delle famiglie e il limitato sviluppo di fondi infrastrutturali in grado di convogliare i capitali degli investitori istituzionali nel mercato primario e secondario delle infrastrutture energetiche. Nel panorama italiano, il settore delle energie rinnovabili risulta fra i *target* di investimento realizzati da **F2i**, il più grande fondo infrastrutturale italiano con una **raccolta di € 1,8 mld**. Guardando al futuro, si intravede un **potenziale di crescita** molto elevato per gli investimenti in infrastrutture da parte di capitali privati: secondo le stime di F2i, tale potenziale ammonta a **oltre € 7,5 mld nel periodo 2012-2015**.

⁹ Fonte: OCSE (2011), *Pension funds investment in infrastructure*.

NUOVI STRUMENTI PER IL FINANZIAMENTO DEGLI INVESTIMENTI IN RINNOVABILI: IL MERCATO OBBLIGAZIONARIO

In un contesto di contrazione dei tradizionali canali di approvvigionamento di capitali a medio lungo termine, **il mercato obbligazionario è divenuto sempre più attraente per il finanziamento delle c.d. "green infrastructure"**, ovvero progetti volti alla sostenibilità ambientale, inclusi quelli che riguardano le energie rinnovabili¹⁰. Accanto al mercato degli *infrastructure bonds*, cresce a livello globale il peso delle emissioni obbligazionarie dirette a investimenti in diversi settori industriali (energia, trasporti, edilizia, rifiuti, agricoltura, ecc.) destinati allo sviluppo ed utilizzo di tecnologie eco-sostenibili (i c.d. *climate bonds*), fra cui le energie rinnovabili. Nel primo trimestre 2013 sono stati identificati oltre 1.200 *bonds* di questo tipo emessi da 260 società a livello mondiale, di cui US\$ 41 mld collegati a progetti energetici. **Oltre il 68% delle obbligazioni emesse nel comparto energy ha riguardato iniziative in fonti rinnovabili, in particolare l'eolico e il solare/fotovoltaico.**



Fonte: *Climate Bond Initiative*; HSBC, 2013

Oltre l'80% degli emittenti di *climate bonds* sono società, comprovando la validità dello strumento obbligazionario per finanziare investimenti *green*. **I rendimenti costanti e certi nel lungo termine generati dai green bonds rendono, inoltre, lo strumento appetibile per gli investitori istituzionali**, che sono attesi assumere nei prossimi anni un ruolo crescente nel finanziamento degli investimenti in energie rinnovabili proprio attraverso la partecipazione a fondi infrastrutturali e tramite strumenti di *debt financing* di questo tipo.

Project Bond: focus su grandi progetti energetici

Nel contesto europeo, l'obiettivo di reperire nuove fonti di finanziamento a lungo termine e convogliare i capitali degli investitori istituzionali nel settore delle infrastrutture ha indotto la Commissione Europea a supportare lo sviluppo di un nuovo strumento finanziario, i **project bond**, considerati uno dei pilastri su cui fondare la politica di infrastrutturazione dell'area nei prossimi anni. I *project bond* sono emissioni obbligazionarie dirette agli investitori istituzionali e finalizzate alla realizzazione di un progetto infrastrutturale, il cui rimborso dipende dai flussi finanziari che l'iniziativa è in grado di assicurare.

I *project bond* sono stati introdotti nell'ordinamento italiano dal Governo Monti (Decreto 7 agosto 2012), che ha dato avvio a significative modifiche della normativa per favorire l'effettivo decollo delle obbligazioni emesse dalle società di progetto, ampliando la diffusione dello strumento ad una più vasta platea di investitori.

¹⁰ Gli *infrastructure bond* (quali i *Build America Bonds* e i *municipal bonds* negli USA) sono titoli a reddito fisso emessi da Stati/enti locali o persone giuridiche (ad esempio, le società idriche del Regno Unito), al fine di raccogliere capitali per progetti infrastrutturali principalmente nel settore dei servizi pubblici (energia rinnovabile, trattamento acque reflue, ecc.) e dei trasporti (ponti, strade, aeroporti, ecc.). Le obbligazioni relative a progetti infrastrutturali strutturati in partenariato pubblico-privato (**PPP infrastructure bond**) sono diventati sempre più popolari e hanno assunto un peso crescente negli indici obbligazionari. I "PPP infrastructure bond" rappresentano un nuovo tipo di obbligazioni infrastrutturali molto diffuse in alcuni Paesi, come il Regno Unito dove lo strumento ha rappresentato nel corso dell'ultimo decennio la soluzione dominante per il finanziamento di progetti di grandi dimensioni (di valore superiore ai 200 mln di sterline).

Tuttavia, il campo di utilizzo dei *project bond* resta, ad oggi, limitato a progetti già in fase di realizzazione dove lo strumento interviene in via complementare al debito bancario, che rimane prioritario nella prima e più rischiosa fase dell'investimento. Uno degli snodi essenziali per dare concreta attivazione al potenziale offerto dai *project bond*, consentendone l'applicazione anche su operazioni *greenfield*, potrebbe essere rappresentato dalla **costituzione di fondi per la sottoscrizione di *project bond***. Nel caso degli investimenti in rinnovabili appare, tuttavia, chiaro come la presenza di forme di incentivazione diretta consistenti e di lunga durata, nonché validi meccanismi di mitigazione del rischio, restino condizioni necessarie per l'utilizzo dello strumento sin dalla fase di progettazione e costruzione dei nuovi impianti.

In questa direzione si è mossa la Banca Europea degli Investimenti che sta sperimentando (a partire dalla fine del 2012) una forma di garanzia ed innalzamento del *rating* dei *project bond* (**Project Bond Initiative**). Ad oggi sono in fase di approvazione 9 progetti localizzati in 6 Paesi europei, di cui 4 focalizzati sul settore dell'energia (*Gas storage* e *grid connections* per grandi impianti eolici *off-shore*): **L'Italia è coinvolta con un progetto di *gas storage*** che beneficerà di una garanzia BEI pari a € 200 mln. **La prima operazione di *project bond* con garanzia BEI in Europa è stata effettuata nel settore dell'energia** nel III trim. 2013 per la realizzazione di un impianto di *Gas Storage* in Spagna (del valore di € 1,4 mld su cui la BEI ha investito € 500 mln, di cui € 200 mln sotto forma di garanzia).

Occorre, tuttavia, evidenziare che, data la complessità dello strumento, **i *project bond* si applicano principalmente a progetti di taglia grande**. Relativamente al mercato italiano, l'utilizzo dei *project bond* per investimenti in rinnovabili potrebbe restare limitato al finanziamento dei grandi parchi di generazione, eolica e fotovoltaica, che tuttavia risultano fra i meno "premiati" dal nuovo sistema di incentivi.

Mini-bond: potenziale di sviluppo nel settore delle rinnovabili ma con forti limiti connessi al rating delle operazioni

Se lo strumento dei *project bond* non sembra oggi ben adattarsi ai piccoli investimenti in rinnovabili, il ricorso a *mini-bond* potrebbe rappresentare per il settore un valido canale alternativo di approvvigionamento di risorse per avviare nuovi progetti e/o rifinanziare gli esistenti.

I *mini-bond* - introdotti in Italia con D.L. n.147/2012 - sono titoli obbligazionari con scadenza superiore ai tre anni che possono essere emessi da imprese italiane non quotate (con fatturato compreso tra € 2 e 50 mln e numero di addetti che va dalle 2 alle 250 unità). La normativa dei *mini-bond* consente alle aziende italiane, anche di piccole dimensioni, di emettere prestiti obbligazionari con requisiti di ammissione e informativa meno stringenti rispetto al mercato regolamentato, oltre a presentare vantaggi di natura civilistica¹¹ e fiscale¹². A febbraio 2013 è stato creato un **segmento dedicato di Borsa Italiana (ExtraMOT PRO)**, nel quale sono ammesse a negoziazione alcune categorie obbligazionarie fra cui i *mini-bond*.

L'applicazione dei *mini-bond* al mercato delle rinnovabili potrebbe trovare spazi di sviluppo, dal momento che i progetti in impianti in *green energy*, pur presentando costi iniziali elevati, assicurano flussi di reddito prevedibili che rendono l'*asset* ideale per il finanziamento obbligazionario.

Emergono, tuttavia, delle **criticità** nell'utilizzo dello strumento legate **alla valutazione del merito di credito delle società** che vogliono emettere *mini-bond*: seppur formalmente **non sia obbligatoria**, è evidente come essa sia di fatto **molto importante per migliorare l'appetibilità dell'obbligazione** agli occhi degli investitori, in larga parte costituiti da istituzioni, banche, società a gestione del risparmio, fondi pensione e assicurazioni, ma anche da persone fisiche e giuridiche dotate di specifiche competenze. **Il rating diventa di fatto una forte condizione pregiudicante per il buon esito del collocamento**. Tale circostanza limita le possibilità di ricorso allo strumento da parte di ampia parte delle imprese della filiera delle rinnovabili, costituito in prevalenza da aziende di piccola o piccolissima dimensione. Lo strumento dei *mini bond*, infatti, può risultare eccessivamente oneroso per emissioni di piccolo taglio, a causa della presenza di costi fissi, quali quelli legati agli obblighi di revisione dei bilanci, alla *due diligence*, all'iscrizione al listino per il collocamento, fino al costo connesso all'eventuale coinvolgimento di società di *rating*. Sul settore delle rinnovabili, inoltre, grava un forte rischio regolatorio che rende quanto mai opportuno pensare a strumenti di mitigazione e diversificazione del rischio per i potenziali investitori.

Le questioni aperte sull'attuale applicabilità dei *mini-bond* alla *green energy* trovano conferma nelle opinioni, espresse dagli operatori del settore intervistati e sintetizzate nel quadro conclusivo del presente capitolo. Una delle strade da percorrere per incentivare l'utilizzo del nuovo strumento da parte delle micro e piccole imprese, superando le limitazioni legate alla taglia ridotta dei singoli *bond*, appare essere la **creazione di fondi di investimento che facciano leva su diverse tipologie di *mini-bond***, migliorando il *rating* delle obbligazioni attraverso un'adeguata portafogliatura di più progetti per soddisfare le esigenze di investimento degli investitori istituzionali.

Per il decollo e sviluppo del mercato dei *mini-bond* appare necessario guardare alle *best practices* internazionali, dove lo strumento è già utilizzato dagli operatori privati per finanziare non solo parchi solari e eolici ma anche tecnologie di frontiera ricorrendo a strumenti di mitigazione del rischio (come ad esempio nel Regno Unito, dove il mercato dei *mini-bond* è in crescita).

11 Trattamento civilistico dei *mini-bond*: nessun limite di ammontare all'emissione se i *bond* sono quotati in mercati regolamentati (rispetto al limite di emissione di due volte il patrimonio netto con strumenti non quotati in mercati regolamentati).

12 Trattamento civilistico dei *mini-bond*: deducibilità degli interessi passivi entro il limite del 30% del ROL per titoli quotati e negoziati su mercati regolamentati o piattaforme multilaterali di negoziazione; deducibilità delle spese di emissione dei titoli nell'esercizio in cui sono sostenute; esenzione dall'imposta di bollo.

IL PUNTO DI VISTA DELLE IMPRESE

Per valutare la portata dei cambiamenti normativi sull'attività di investimento nel settore e delineare un quadro delle sfide che attendono il mercato delle rinnovabili, abbiamo voluto sentire la voce degli operatori. Sono state condotte interviste a un gruppo di imprese appartenenti al **Lombardy Energy Cluster**¹³ (di cui UniCredit è unico partner bancario): rete di 99 aziende lombarde che forniscono prodotti e servizi per la generazione e la distribuzione di energia elettrica, con fatturato complessivo di € 8,9 mld e oltre 21 mila addetti.

In un momento di grandi cambiamenti nel settore delle rinnovabili, le maggiori criticità segnalate dalle imprese intervistate riguardano la **riduzione delle tariffe incentivanti** e la **presenza di vincoli burocratici** che bloccano la propensione a investire in nuovi impianti. In particolare, secondo gli operatori, soprattutto i progetti di grande dimensione, che negli anni passati hanno attratto consistenti capitali nazionali ed esteri, potrebbero subire una brusca frenata a causa delle difficoltà autorizzative e della poca accettabilità sociale dei grandi impianti sul territorio; viceversa l'installazione di piccoli impianti (minieolici, fotovoltaici, microgenerazione a biomasse ecc.) potrà avere un forte sviluppo, sebbene condizionato dall'ottenimento di semplificazioni burocratiche e amministrative.

È chiaro che per le imprese lo scenario è cambiato; la spinta espansiva del mercato si è ridotta, lasciando spazio per **investimenti greenfield** solo in relazione a impianti di taglia molto ridotta. Le aziende intervistate evidenziano come molti investimenti in nuovi impianti nel breve termine sono stati cancellati o sospesi. Si registra una tendenza ad investire in nuove tecnologie, *revamping*, *upgrading*, per incrementare l'efficienza e estendere la vita degli impianti in attesa di comprendere meglio quale sarà lo scenario futuro del mercato.

Riguardo alle diverse tecnologie, le imprese ritengono che l'eolico, grazie anche alla buona programmabilità di produzione, potrebbe attrarre investimenti nei prossimi 5 anni per la parte *on-shore* e in prospettiva più lunga anche per l'*off-shore*; le biomasse, per impianti medio-piccoli (5-10 Mwe); l'idroelettrico in modo marginale e limitatamente a impianti di piccola taglia a servizio di utenze isolate. In relazione al fotovoltaico il contesto di riferimento è molto cambiato soprattutto per la chiusura del Conto energia; in questo settore la diminuzione delle tariffe incentivanti ha sicuramente modificato gli equilibri economico-finanziari dei progetti; tuttavia, a fronte di minori incentivi si rileva il forte abbattimento del costo della tecnologia per kW/h che avvicina gli impianti alla *grid parity*.

Per quanto concerne le **fonti di finanziamento**:

- le aziende ritengono che gli **investitori istituzionali** (come fondi pensione, fondi di investimento ecc.) potranno rappresentare un potenziale *partner* finanziario importante per nuove iniziative nel settore, in linea con quanto già avviene nel Nord Europa;
- il ricorso all'emissione di **mini-bond** per reperire risorse sul mercato non sembra costituire, al momento, un'opzione presa in grande considerazione dalle imprese del settore, trattandosi di uno *strumento ancora "acerbo" e messo in atto in casi ancora piuttosto rari*. Sul tema il parere delle imprese non è univoco, sebbene prevalga l'opinione secondo cui il *mini-bond* possa essere una fonte di risorse interessante, alternativa al finanziamento bancario e con capacità di raccolta potenzialmente consistente. Una strada per incentivare tale tipo di strumento potrebbe essere rappresentato dalla creazione di fondi di investimento che facciano leva su diverse tipologie di *mini-bond*, creando una maggiore capacità di sviluppo e decollo di tale strumento su questo tipo di mercato.

¹³ Le aziende intervistate sono piccole e medie imprese attive nel mercato delle rinnovabili e localizzate in Lombardia: Pensotti Caldaie Gruppo Sices; Donelli Alexo Srl; STF SpA; Boldrocchi Srl.



Le fonti rinnovabili termiche: nuove tecnologie (e nuovo mercato?) per il riscaldamento

A cura di
Giulia Ardito, Claudia Checchi, Mario Cirillo – REF-E

La promozione delle tecnologie che impiegano fonti **rinnovabili per la climatizzazione o la produzione di calore di processo** (c.d. rinnovabili termiche) è divenuta una questione di grande rilievo nell'agenda del decisore pubblico successivamente all'approvazione del **"Pacchetto Clima"**¹ e al suo recepimento nell'ordinamento nazionale. Gli obiettivi italiani confermati dalla recente Strategia Energetica Nazionale², prevedono un consumo di energia termica rinnovabile doppio rispetto a quello 2011, che porterebbe il peso dello stesso sul totale del consumo di energia termica al 20% entro il 2020.

La promozione delle rinnovabili termiche è collegata sotto diversi profili a quella dell'efficienza energetica: ad esempio per la pompa di calore (PdC), al beneficio derivante dal consumo di energia rinnovabile si associano vantaggi consistenti in termini di risparmio di energia primaria, mentre in altri casi (come le biomasse) risparmi si possono ottenere orientando gli utilizzi alternativi possibili verso la tecnologia più efficiente.

LE TECNOLOGIE CHE IMPIEGANO ENERGIA RINNOVABILE TERMICA

Una rappresentazione, sia pur schematica, delle principali caratteristiche delle tecnologie che impiegano energia rinnovabile per usi termici è fondamentale per la comprensione degli aspetti relativi al supporto economico e al finanziamento delle stesse.

Collettori solari termici

Un impianto solare termico è un sistema in grado di trasformare l'energia irradiata dal sole in energia termica (ovvero calore), attraverso un fluido termovettore (acqua) che scorre attraverso dei tubi assorbitori esposti alla radiazione solare. Le tecnologie presenti sul mercato sono i collettori scoperti (o non vetrati), i collettori piani vetrati, e i collettori sottovuoto. Il solare termico trova applicazione quasi esclusiva nel settore civile, in particolare residenziale. L'utilizzo principale è la produzione di acqua calda sanitaria: un impianto solare termico soddisfa nella maggior parte dei casi il 60% - l'80% del fabbisogno energetico per tale uso.

Gli impianti solari termici hanno costi operativi molto contenuti (costituiti dai soli costi di manutenzione) e impatto ambientale poco rilevante. I costi di investimento sono al contrario piuttosto elevati rispetto a quelli delle tecnologie concorrenti (tipicamente boiler elettrici o a gas o caldaie a gas utilizzate sia per il riscaldamento che per ACS-Acqua Calda Sanitaria).

La copertura dei fabbisogni termici è sempre parziale, cosicché l'impianto è in tutti i casi associato ad un apparecchio per la produzione di riscaldamento. Una ulteriore caratteristica dell'intervento è l'invasività, che per vari motivi, non ultima la concorrenza con la tecnologia solare fotovoltaica può limitarne l'installazione.

segue

1 Comunicazione della Commissione Europea "Due volte 20 per il 2020. L'opportunità del cambiamento climatico per l'Europa". COM. (2008) 30 definitivo.

2 Ministero dello sviluppo economico; *Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile*, marzo 2013.

Tecnologie alimentate da biomassa

Gli impianti alimentati da biomassa trasformano il combustibile di alimentazione in energia termica attraverso un processo di combustione. Il consumo dell'energia può avvenire in loco, oppure l'energia prodotta può raggiungere le utenze destinarie grazie ad una rete di teleriscaldamento. Il processo di generazione del calore può consistere anche nella cogenerazione, ossia produzione congiunta di elettricità e calore. Le biomasse più impiegate sono quelle solide quali pellet, cippato e legna da ardere. Le tecnologie presenti sul mercato sono stufe, termocamini, caldaie e centrali (di generazione o cogenerazione) abbinate a reti di teleriscaldamento.

Stufe e termocamini trovano applicazione quasi esclusivamente nel settore residenziale per la produzione di calore per riscaldamento, nella maggior parte dei casi ad integrazione di impianti di riscaldamento principali. Le caldaie sono impiegate per la produzione di calore per riscaldamento e acqua calda sanitaria nelle abitazioni. In tutti i casi la taglia degli impianti è molto ridotta, pari a pochi kW. I sistemi di teleriscaldamento alimentano utenze residenziali, terziarie e industriali, fornendo riscaldamento e acqua calda sanitaria. La taglia degli impianti è elevata, nella maggior parte dei casi compresa tra 1 MWt e 20 MWt.

L'impiego di impianti alimentati da biomassa comporta costi operativi contenuti (al limite nulli), solitamente inferiori rispetto a quelli di soluzioni che impiegano combustibili fossili. Al contrario, i costi di investimento sono elevati, soprattutto nel caso di installazione di caldaie. Le emissioni inquinanti rendono le tecnologie in oggetto poco adatte all'applicazione in contesti urbani.

Gli usi termici della biomassa sono in concorrenza con quelli elettrici e quelli di trasporto. In proposito, il D.lgs 28/2011³ ha sancito la priorità degli usi termici della biomassa in quanto più efficienti.

Pompe di calore

Le pompe di calore sono macchine termiche che operano trasferendo calore da una sorgente fredda ad una sorgente calda, impiegando energia elettrica o gas, per la produzione di energia per il riscaldamento, acqua calda sanitaria, e raffrescamento.

Le pompe di calore più diffuse nel mercato italiano sono di tipo elettrico, e possono essere classificate in tre principali categorie, secondo la natura della sorgente fredda e della sorgente calda.

Pompe di calore aria-aria: usano come sorgente fredda l'aria esterna per trasferire calore ad una sorgente calda rappresentata da altra aria.

Pompe di calore aria-acqua: utilizzano come sorgente fredda l'aria esterna per trasferire calore ad una sorgente calda rappresentata dall'acqua contenuta nel sistema di distribuzione del calore, che raggiunge i terminali posti negli ambienti da climatizzare.

Pompe di calore acqua-acqua: utilizzano come sorgente fredda l'acqua (sia di superficie, sia di falda, in quest'ultimo caso si parla di pompe di calore geotermiche) per trasferire calore ad una sorgente calda rappresentata dall'acqua dell'impianto di riscaldamento.

Le pompe di calore sono principalmente utilizzate in ambito civile, sia terziario che residenziale, per il riscaldamento e raffrescamento degli edifici e la produzione di acqua calda sanitaria, ma vengono utilizzate anche per i processi industriali che necessitano di calore a bassa temperatura. Le pompe di calore aria-acqua e acqua-acqua sono in grado di soddisfare la totalità dei fabbisogni termici degli utenti che le impiegano. Al contrario, le pompe di calore aria-aria sono prevalentemente utilizzate per il solo raffrescamento e ad integrazione del sistema di riscaldamento principale nei periodi precedenti (successivi) all'avvio (spegnimento) del sistema stesso.

Le pompe di calore permettono di conseguire un risparmio di energia primaria, collegato all'elevato grado di efficienza (COP; EER). Il consumo contenuto di energia elettrica si traduce in costi operativi in molti casi più bassi di quelli del gas naturale. Tuttavia, il suddetto risparmio è in parte vanificato dalla struttura progressiva delle tariffe elettriche che si applicano agli utenti civili. I costi di investimento sono sensibilmente più elevati rispetto a quelli delle tecnologie che impiegano fonti fossili. Infine, il ricorso alle pompe di calore produce benefici ambientali connessi all'utilizzo dell'energia elettrica in luogo della combustione diretta di fonti fossili o biomassa.

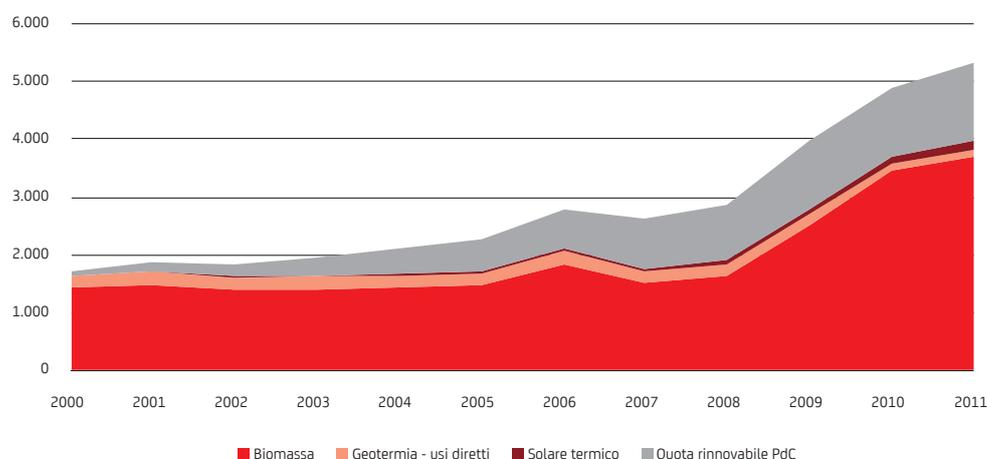
Le politiche di promozione e lo sviluppo attuale

Le fonti oggi maggiormente utilizzate per la produzione di energia rinnovabile termica sono la biomassa (70%) e la quota rinnovabile dell'energia utilizzata dalle pompe di calore (24%)⁴. Il settore che presenta oggi la maggiore penetrazione e su cui si concentrano i potenziali di sviluppo è quello residenziale.

³ Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28, "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE", S.O. n. 81 alla GU 28/03/2011, n. 71.

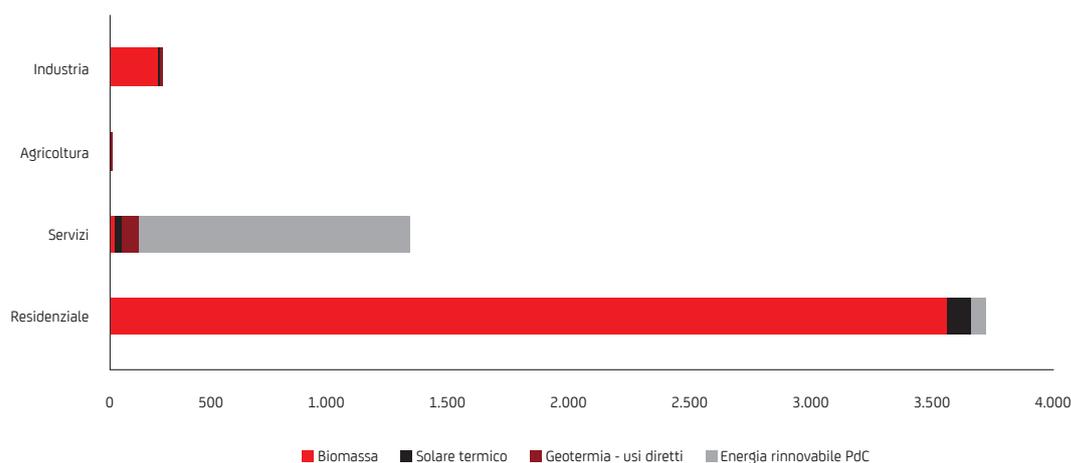
⁴ Il netto incremento registrato nell'ultimo triennio, ascrivibile in larga misura alla fonte biomassa, è stato determinato dall'introduzione di nuove regole di contabilizzazione dei consumi, finalizzata a far emergere impieghi che fino al 2009 non apparivano nelle statistiche.

Consumi di energia termica da fonti rinnovabili, 2000-2011 (ktep)



Fonte: Eurostat

Le rinnovabili termiche nei principali settori dell'economia, 2010 (ktep)

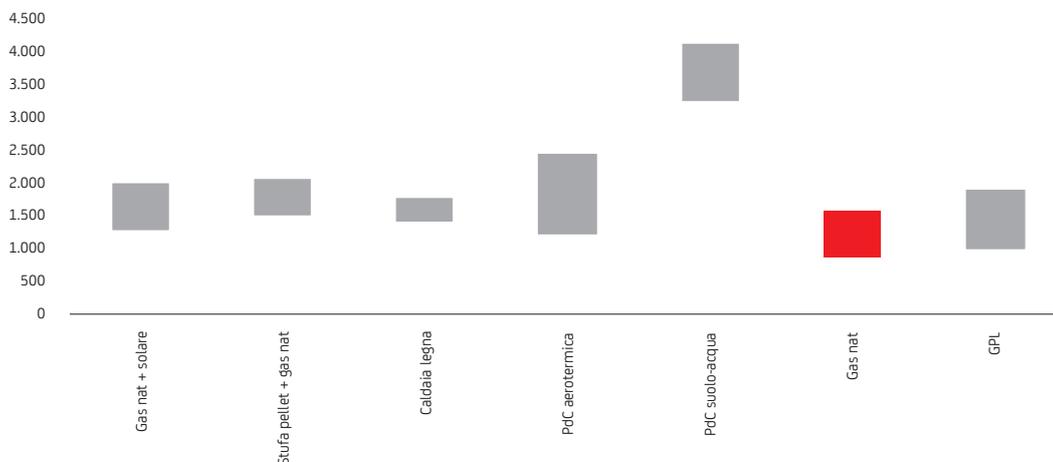


Fonte: Eurostat

La competitività economica per questo settore dipende da una serie di fattori: accanto alla variabile climatica (alcune fonti sono più adatte a climi temperati, ad esempio il solare termico, altre a climi rigidi, come le biomasse), sono rilevanti la dotazione infrastrutturale, in particolare la presenza della rete gas o di reti di teleriscaldamento, la tipologia e l'epoca di costruzione di edifici e abitazioni, e le relative prestazioni energetiche e, infine, gli aspetti ambientali e quelli connessi alla disponibilità in loco della fonte energetica. In generale tuttavia, grazie a costi di installazione normalmente superiori a quelli delle tecnologie tradizionali, **le rinnovabili termiche risultano ad oggi poco competitive:** la spesa annua stimata infatti è quasi sempre superiore a quella delle caldaie a gas naturale a condensazione e delle caldaie a GPL, diffuse per le zone non metanizzate (v. figura nella pagina seguente).

La convenienza economica non è tuttavia l'unico elemento che condiziona la scelta della tecnologia di riscaldamento: la necessità di supportare **elevati costi iniziali** può in alcuni casi determinare la rinuncia ad investimenti vantaggiosi solo nell'arco dell'intera vita utile della tecnologia, soprattutto in periodi di difficoltà di accesso ai finanziamenti per le famiglie. Inoltre per gli edifici esistenti possono esistere costi aggiuntivi di rifacimento degli impianti e si deve aggiungere anche una possibile riluttanza a investire in tecnologie nuove (magari a fronte di installatori a loro volta poco propensi o poco esperti nelle nuove tecnologie). Nella decisione delle politiche di promozione si è tenuto quindi conto di condizioni di mercato ampiamente diverse da quelle delle fonti rinnovabili elettriche con necessità di studiare strumenti alternativi.

Range di costo annuo per riscaldamento e ACS⁽¹⁾ nel caso di sistemi monofamiliari⁽²⁾ (€/anno)



(1) ACS: Acqua Calda Sanitaria.

(2) La Figura 3 riporta le stime REF-E del costo pieno delle diverse tecnologie per abitazioni dotate di impianto di riscaldamento autonomo. Il range di variazione è dato da assunzioni alternative sulla richiesta energetica per zona climatica e classe di efficienza dell'abitazione. Il costo pieno rappresenta il valore attualizzato sulla vita utile dei costi di investimento e di combustibile e/o manutenzione.

Fonte: elaborazione REF-E

Quelli attualmente scelti sono sostanzialmente due: **gli obblighi di installazione** e **gli incentivi in conto capitale**. Questi ultimi sono a loro volta di due tipi: **le detrazioni fiscali** e **il conto termico**. Non si è invece per il momento puntato su campagne promozionali volte a una maggiore conoscenza delle nuove tecnologie e dei loro benefici.

GLI OBBLIGHI PER LE RINNOVABILI TERMICHE NEGLI EDIFICI

Gli obblighi nazionali in termini di copertura dei consumi energetici degli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti tramite fonti rinnovabili termiche sono stati introdotti dal Dlg 28/2011. Gli obblighi sono crescenti nel tempo e indispensabili per il rilascio del titolo edilizio.

Per ciascun edificio le fonti rinnovabili termiche devono coprire:

- il 50% dei consumi per produzione di ACS se il titolo edilizio è stato richiesto dalla data di entrata in vigore del 28/2011;
- una quota dei consumi complessivi per ACS, riscaldamento e raffrescamento pari a:
 - 20% se il titolo edilizio è richiesto da giugno 2012 a dicembre 2013;
 - 35% se il titolo edilizio è richiesto da gennaio 2014 a dicembre 2016;
 - 50% se il titolo edilizio è richiesto da gennaio 2017.

Le fonti rinnovabili utilizzate per l'assolvimento dell'obbligo non possono godere di alcun incentivo.

In diverse Regioni (Emilia Romagna, Liguria, Lombardia, Piemonte, Lazio, Umbria e Provincia di Trento) l'obbligo di copertura del 50% dei consumi per ACS è già presente da alcuni anni.

Attualmente si è in attesa della pubblicazione di linee guida per l'applicazione degli obblighi imposti a livello nazionale.

LE DETRAZIONI FISCALI

La detrazione per le ristrutturazioni edilizie

La detrazione fiscale per la ristrutturazione di edifici residenziali⁵ oltre a supportare gli interventi di ristrutturazione, comprende anche interventi per l'efficientamento energetico e l'installazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili. La detrazione era originariamente pari al 36% delle spese, ma nel 2012⁶ è stata portata al 50%, e attualmente dovrebbe rimanere al 50% fino al 31 dicembre 2013, per poi tornare al 36%.

⁵ Originariamente introdotta da Legge 27 dicembre, n. 449, misure per la stabilizzazione della finanza pubblica (GU n.302 del 30-12-1997 - Suppl. Ordinario n. 255). Dal 1997 a oggi il meccanismo è stato più volte prorogato ed è reso permanente dal Dlg 201/2011 che ha previsto il suo inserimento tra gli oneri detraibili ai fini Irpef.

⁶ Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83, misure urgenti per la crescita del Paese. (12G0109) (GU n.147 del 26-6-2012 - Suppl. Ordinario n. 129); convertito con modificazioni dalla L. 7 agosto 2012, n. 134 (in SO n. 171, relativo alla G.U. 11/08/2012, n. 187).

Con riferimento alle rinnovabili termiche la detrazione per ristrutturazioni è stata utilizzata prevalentemente per gli apparecchi di riscaldamento alimentati a biomassa. L'introduzione, dal 2007, della detrazione per gli interventi di risparmio energetico ha portato a una limitazione dell'effettivo perimetro applicativo della detrazione per ristrutturazioni alle sole stufe a biomassa, le quali, a differenza delle caldaie, non rientrano nell'ambito di applicazione della detrazione per il risparmio energetico.

La detrazione per il risparmio energetico

La detrazione per il risparmio energetico⁷ è improntata a supportare il risparmio energetico degli edifici, e, contestualmente, a favorire la diffusione di alcune tecnologie che sfruttano le fonti rinnovabili termiche. Inoltre si applica agli interventi effettuati in immobili indipendentemente dalla categoria catastale e dalla destinazione d'uso, con detrazione fiscale a valere sull'Irpef o sull'Ires.

Gli interventi ammessi che riguardano fonti rinnovabili termiche sono:

- **installazione di pannelli solari per la produzione di acqua calda** (60.000 € di detrazione massima);
- **sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con pompe di calore, impianti geotermici a bassa entalpia, scaldacqua a pompa di calore** (30.000 € di detrazione massima).

La detrazione si applica solo nel caso di interventi in edifici esistenti dotati di impianto termico che va integralmente sostituito, con la sola eccezione del caso di installazione di pannelli solari, e viene ripartita in dieci quote annuali di pari importo, nell'anno in cui è sostenuta la spesa e in quelli successivi.

La detrazione era originariamente pari al 55% delle spese detraibili, ma nel 2013⁸ è stata portata al 65%, ed estesa fino al 30 giugno 2014 per i soli interventi su parti comuni di condomini. Anche questo meccanismo dovrebbe essere reso a breve permanente.

Il prolungamento nel tempo della detrazione per l'efficienza energetica ha supplito, almeno in parte, alla mancata approvazione nei tempi previsti del "Conto Termico", ed è stato in grado di fornire supporto alla penetrazione delle rinnovabili termiche nel nostro Paese permettendo di superare le barriere costituite dai costi iniziali di capitale⁹.

IL "CONTO TERMICO"

L'approvazione del Conto Termico a fine 2013¹⁰, avvenuta con oltre un anno di ritardo rispetto ai tempi dettati dal Dlgs 28/2011, va a colmare la mancanza di uno strumento d'incentivazione specifico per le rinnovabili termiche, anche se in parte anticipato dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica (o certificati bianchi), che nel tempo è stato esteso anche ad alcuni interventi di utilizzo delle rinnovabili termiche; tuttavia, **il sistema dei TEE (Titoli di Efficienza Energetica) rimane il meccanismo per il supporto di interventi di maggiore dimensione rispetto al perimetro di applicazione del Conto Termico.**

Soggetti e interventi

I soggetti ammessi a beneficiare degli incentivi del Conto Termico sono **le amministrazioni pubbliche e i soggetti privati** (persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito d'impresa). Gli interventi di incremento dell'efficienza energetica sono riservati alle sole amministrazioni pubbliche, mentre gli interventi di installazione di impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili sono accessibili sia alle amministrazioni pubbliche che ai soggetti privati.

Per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili **gli interventi incentivabili** sono:

- sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con pompe di calore elettriche o a gas, anche geotermiche;
- installazione di collettori solari termici, anche abbinati a sistemi di *solar cooling*;
- sostituzione di impianti di climatizzazione invernale o di riscaldamento delle serre con impianti a biomassa;
- sostituzione di scaldacqua elettrici con scaldacqua a pompa di calore.

In caso di sostituzione di impianti esistenti con impianti a biomassa o con pompe di calore la potenza termica nominale del nuovo impianto deve essere inferiore a 1.000 kW, mentre gli impianti solari termici devono avere superficie solare lorda inferiore a 1.000 m². Gli incentivi vanno di fatto a coprire i costi di investimento e vengono corrisposti per 5 anni, tranne nel caso di installazione di pompe di calore e generatori di calore a biomasse con potenza nominale fino a 35 kW, di collettori solari termici fino a 50 m², e di installazione di scaldacqua a pompa di calore, per cui vengono corrisposti per 2 anni.

⁷ Originariamente introdotta con Legge 27 dicembre 2006, n. 296, Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2007). (GU n.299 del 27-12-2006 - Suppl. Ordinario n. 244), e prorogata nel tempo da disposizioni successive.

⁸ DECRETO-LEGGE 4 giugno 2013, n. 63 Disposizioni urgenti per il recepimento della Direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010, sulla prestazione energetica nell'edilizia per la definizione delle procedure d'infrazione avviate dalla Commissione europea, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale. (13G00107) (GU n.130 del 5-6-2013).

⁹ Sebbene gli interventi relativi all'installazione di impianti che sfruttano le energie rinnovabili per la produzione di calore costituiscano solo una piccola parte degli interventi complessivi.

¹⁰ Ministero dello Sviluppo Economico - Decreto 28 dicembre 2012, incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni. (12A13721) (GU Serie Generale n.1 del 2-1-2013 - Suppl. Ordinario n. 1).

Per gli interventi di installazione di impianti che sfruttano le fonti rinnovabili termiche non vi sono tetti massimi al singolo incentivo, ma vengono richiesti requisiti di prestazione minima, e, nel caso delle biomasse, il rispetto di alcuni limiti in termini di emissioni in atmosfera. Nel caso delle pompe di calore e degli impianti a biomassa l'incentivo spettante aumenta, a parità di altre condizioni, all'aumentare delle ore di riferimento di utilizzo dell'impianto: un impianto installato in zona F (massimo utilizzo), ottiene un incentivo decisamente più elevato dello stesso impianto installato in zona A (minimo utilizzo).

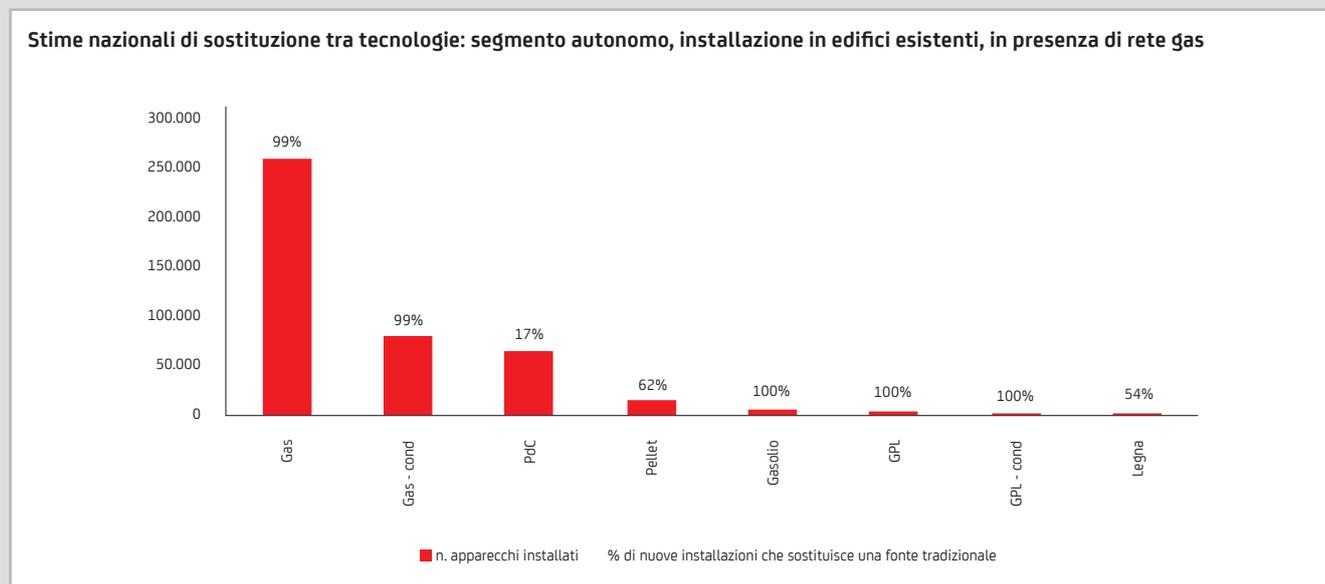
Nelle attese del governo, questo meccanismo potrebbe contribuire al raggiungimento del 90% dell'obiettivo fissato dalla SEN.

Budget e copertura

Il budget di spesa per il conto termico è pari a € 900 mln di spesa annua, di cui € 200 mln riservati alle amministrazioni pubbliche. Il Conto Termico troverà copertura sulla bolletta del gas naturale, attraverso la componente RE della tariffa di distribuzione.

Impatti attesi

La partenza del **Conto Termico** è di pochi mesi fa mentre le **detrazioni fiscali**, oltre ad essere state modificate diverse volte nel corso degli anni, non rappresentano una modalità specifica di incentivazione delle rinnovabili termiche. **Non esistono** quindi **ancora dati sull'efficacia di questi strumenti**, anche se molti operatori hanno denunciato il rischio di scarsa efficacia soprattutto per il conto termico, poco generoso e caratterizzato da elevata burocrazia per l'accesso agli incentivi. Gli obblighi per le nuove installazioni scontano invece il rallentamento del settore edilizio, che in parte frena anche le detrazioni, ritenute comunque in media più efficaci. Anche le statistiche sulla penetrazione delle nuove tecnologie non sono molto diffuse. La figura sottostante mostra i risultati di una indagine condotta da REF-E, intervistando un campione di oltre 450 installatori¹¹: secondo questa indagine degli oltre 430.000 apparecchi di riscaldamento installati nel 2011 - in edifici esistenti con riscaldamento autonomo e in zone in cui è presente la rete gas - il 19% circa ha riguardato una tecnologia alimentata da fonti rinnovabili, con le pompe di calore che si piazzano come terza fonte, dopo le tradizionali caldaie a gas che rappresentano ancora la stragrande maggioranza delle installazioni. Inoltre, mentre nella quasi totalità dei casi le installazioni di fonti alimentate a combustibili fossili sostituiscono tecnologie simili, in media ogni 100 installazioni alimentate da fonti rinnovabili, 26 sono andate a sostituire una tecnologia alimentata a fonti tradizionali, di cui la maggioranza (17) a gas naturale.



Fonte: Indagine REF-E

Le rinnovabili termiche sono potenzialmente in grado di rivoluzionare il settore della climatizzazione in Italia, che più di ogni altro paese ha puntato sulla penetrazione della rete di distribuzione del gas. Tuttavia ad oggi questa eventualità sembra piuttosto lontana, anche se non è detto che il settore rimanga di "nicchia": **le installazioni sono rilevanti ed in aumento e con i nuovi incentivi potrebbero aumentare, rappresentando di fatto un nuovo settore di mercato.**

¹¹ Monitoraggio delle tecnologie per la climatizzazione residenziale, Rapporto REF-E, febbraio 2013.

Concept creativo, Design, Sviluppo grafico e Realizzazione:



MERCURIO_{GP}

www.mercuriogp.eu

