



RENEWABLE ENERGY REPORT

Le Rinnovabili in Italia:
Nuovi mercati e potenzialità di revamping

Maggio 2017



POLITECNICO
MILANO 1863

MP

POLITECNICO DI MILANO
GRADUATE SCHOOL
OF BUSINESS

energystrategy.it

Indice

Introduzione	3
<i>Executive summary</i>	7
1. Il mercato delle rinnovabili in Italia: lo stato dell'arte	35
2. I Green Bond: le nuove opportunità di finanziamento degli investimenti in rinnovabili	77
3. Revamping/Repowering: un nuovo "mercato" possibile per le rinnovabili in Italia	105
4. I sistemi di storage a supporto dello sviluppo delle rinnovabili	171
5. Biogas e Biometano: una reale opportunità?	247
6. La filiera delle rinnovabili in Italia: la <i>fotografia</i> dello stato di salute degli operatori	273
7. Le previsioni per il mercato delle rinnovabili in Italia	317
Gruppo di lavoro	335
La School of Management	337
L'Energy & Strategy Group	338
Le imprese Partner	339



Introduzione

Nel corso del 2016 sono stati installati complessivamente in Italia 778 MW di nuova potenza da rinnovabili, soprattutto fotovoltaico (che si è ripreso lo scettro di prima fonte per installazioni) ed eolico.

Un numero importante che conferma la tendenza positiva dell'ultimo triennio (dal 2014 ad oggi) e quella che si può definire la definitiva uscita dalla "turbolenza" innescata dalle profonde modifiche al regime di incentivazione che hanno preso avvio nel 2012.

Un numero che sottende una filiera industriale di tutto rispetto che – grazie ad un inevitabile processo di concentrazione e alla sparizione di numerosi operatori nati nel periodo di *boom* – mostra, come emerso dalla rilevazione statistica effettuata all'interno del Renewable Energy

Report, una certa solidità della redditività operativa e quindi – a meno di ulteriori "stravolgimenti" del contesto – una prospettiva di stabilità nel tempo, con le conseguenti ricadute positive in termini economici ed occupazionali.

Un numero che è frutto di una certa vivacità anche in ambiti – quelli del reperimento di fondi attraverso l'emissione di *green bond* e quelli della produzione di biometano per trazione da biogas (in un settore quello delle biomasse invece ormai fermo da oltre un triennio) – che ad oggi sembrano "stare alla finestra", pronti però ad esplicitare il loro potenziale di sviluppo appena le condizioni al contorno lo renderanno possibile.

Un numero che però nasconde anche qualche insidia. E' un numero "piccolo",



infatti, se lo si paragona ai 51 GW (33 GW se si esclude l'idroelettrico "storico" già installato nel nostro Paese prima degli anni '00) di potenza da fonte rinnovabili. In quanto tale è insufficiente a garantire il necessario ricambio ed il miglioramento tecnologico che può fare di questa potenza installata un asset strategico fondamentale per l'intero sistema elettrico e per il Paese. Appare quindi indispensabile, ed è una richiesta pressante degli operatori, intervenire sulla base installata, attraverso interventi "virtuosi" di revamping e di re-powering, permettendo talora di riparare gli errori che la fretta (nei periodo di finestre "strette" per il conseguimento degli incentivi) ha fatto commettere. Sono interventi per i quali è necessaria la lungimiranza dei proprietari di asset, alle prese con la convenienza economica ed i ritorni degli investimenti, la capacità della filiera di offrire soluzioni adeguate, la "visione" del legislatore nel garantire la necessaria "fattibilità". Insomma, per i quali è neces-

saria una azione dell'intero sistema.

E' a questo sistema delle rinnovabili e dell'energia che si rivolge, offrendo spunti che confidiamo siano utili al dibattito, il Renewable Energy Report, l'appuntamento di sintesi delle indagini di Energy & Strategy della School of Management del Politecnico di Milano relative alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e che come ogni anno coinvolge numerosi partner, che è qui doveroso ringraziare per il sostegno dato alla ricerca, ed oltre 500 imprese, enti e associazioni che hanno apportato il loro contributo di conoscenza.

Il Renewable Energy Report è il primo dei Rapporti di ricerca del 2017, anno che vedrà tra i temi di indagine (in ordine temporale), l'efficienza energetica, la gestione dell'acqua (nel privato e nel pubblico), l'evoluzione attesa del mercato elettrico (come nel caso precedente una novità di

quest'anno), per chiudere poi con uno sguardo al futuro della digital energy. Una carrellata di temi per mantenere sempre

vivo il dibattito e l'attenzione attorno a questo mutevole ed interessante mondo dell'energia.

Umberto Bertelè

School of Management - Politecnico di Milano



Vittorio Chiesa

Direttore Energy & Strategy Group



Executive Summary

Sono tanti gli spunti attorno ai quali è stata costruita questa edizione del Renewable Energy Report, tanti quanti sono i temi "caldi" che gli operatori del settore ci hanno indicato come degni di nota.

L'obiettivo di questo Executive Summary non è quello di sintetizzare la complessità dei dati e delle informazioni raccolte, bensì di fornire un estratto ragionato dei risultati del lavoro, cui si rimanda il lettore per ogni ulteriore approfondimento.

E' d'uopo iniziare con il quadro del mercato "primario" delle rinnovabili in Italia.

La nuova potenza installata nel cor-

so del 2016 è stata di 778 MW, di circa **112 MW inferiore** a quella installata nello stesso periodo del **2015 (-12%)**, ma superiore di 78 MW di quella installata nel 2014. Complessivamente **la potenza installata da rinnovabili ha quindi superato la soglia dei 51 GW (33 GW se si esclude l'idroelettrico "storico" già installato nel nostro Paese prima degli anni '00).**

E' il fotovoltaico a guidare la classifica delle installazioni con 369 MW, seguito dall'eolico con 290 MW, mentre sono le biomasse con soli 40 MW a chiudere la classifica.

Il volume complessivo di potenza fotovoltaica installata è di **19.261 MW a fine 2016**, grazie alla **nuova potenza**



installata pari a circa **369 MW**, in **crescita di circa il 24% rispetto a quanto accaduto nell'anno precedente**.

Il valore del **mercato delle nuove installazioni è stato pari nel 2016 a circa 637 mln €**. Il **mercato residenziale ha pesato per oltre 417 mln € (circa il 66% del totale)**, rappresentando il 57% della potenza installata con livelli di costo al kW nell'intorno dei 2.000 €.

Il ritorno alla crescita delle installazioni, dopo il rallentamento del 2015, è un segno positivo circa la possibilità del mercato di esprimere ormai una domanda che – sebbene su livelli non comparabili al periodo 2010-2013 – può però essere considerata completamente indipendente dai meccanismi di incentivazione. E' interessante sottolineare anche **la leggera inversione di tendenza del 2016 con circa il 7%**

della potenza totale in impianti di taglia superiore a 1 MW, che pur non intacca la predominanza di installazioni di taglia "residenziale".

Il volume complessivo di potenza eolica installata va oltre i **9.450 MW a fine 2016 con un valore di nuove installazioni pari a circa 290 MW** (-30% rispetto al 2015). Il valore del **mercato delle nuove installazioni è stato pari nel 2016 a circa 454,5 mln €**. La **larga maggioranza è rappresentata da impianti di taglia superiore a 10 MW**, con un controvalore di oltre **344 mln € (oltre il 75% del totale)**. Il **costo in €/kW nel corso del 2016 ha fatto registrare un range compreso tra i 1.840 € per gli impianti di piccola taglia e i 1.500 € per gli impianti di taglia maggiore**.

Nell'ultimo anno hanno avuto, ovviamente in relativo, un notevole in-

cremento, in termini di numero di impianti installati, quelli ascrivibili al range di taglie al di sotto dei 200 kW. Il 97% delle nuove installazioni, in numero di impianti, riguarda infatti questa tipologia di impianti, soprattutto a causa del fatto che al di sotto dei 60 kW è possibile accedere all'incentivo tramite accesso diretto.

Il volume complessivo di potenza idroelettrica installata è di **18.606 MW a fine 2016 con un valore delle nuove installazioni pari a circa 79 MW, volumi simili rispetto al 2015. Le Regioni che hanno installato di più nel 2016 sono la Lombardia (13,3 MW), il Piemonte (12,8) e la Valle D'Aosta (8,4).**

Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari nel 2016 a circa **327 mln €**, in larga parte appunto attribuibile agli impianti di piccola

taglia. **E' interessante notare come in questo caso la differenza di costo in €/kW tra grandi e piccoli impianti sia estremamente significativa.** Con gli impianti sotto i 500 kW che costano oltre 2,5 volte quelli compresi tra 5 e 10 MW.

La potenza cumulata, sommando le diverse tipologie di **biomassa utilizzate per la produzione elettrica (biomasse agroforestali, biogas, bioliquidi, forsu)**, ha raggiunto, al termine del 2016, i **4,2 GW**, con una crescita di «soli» **40 MW nel 2016.**

Il trend di discesa delle nuove installazioni è qui tale da poter parlare di un mercato sostanzialmente «fermo».

Le uniche variazioni riguardano le biomasse agroforestali (+30 MW) ed il biogas (+10 MW).



Sostanzialmente invariata la potenza delle altre fonti – anche se (visti i risultati delle aste) è ragionevole attendersi per i prossimi anni qualche nuovo impianto sia nel geotermoelettrico che nel solare termodinamico (CSP).

Un ruolo ancora importante lo hanno giocato – ad esclusione ovviamente della fonte fotovoltaica – **gli incentivi**. Con il DM 23 Giugno 2016 sono stati incentivati 1,2 GW di potenza totale, circa la metà dei 2,4 GW assegnati con il DM Luglio 2012 (rispetto agli oltre 4,4 GW messi a bando).

Se si mette a **confronto il DM Luglio 2012 con il DM Giugno 2016**, tenendo presente che il primo comprende 3 «tornate» di aste, registri e rifacimenti, mentre il secondo solamente una, possiamo notare che:

- **in entrambi i DM** la fonte **eolico** è stata quella che ha riscontrato tra

gli operatori un maggiore interesse con una **potenza totale richiesta sempre notevolmente superiore rispetto al contingente messo a bando**.

- notevoli **differenze** sono state riscontrate tra i due decreti ministeriali in termini di **potenza incentivata rispetto a quella messa a bando**. Il DM Luglio 2012 ha registrato che per le 3 fonti a bando, **eolico, idroelettrico e biomasse rispettivamente il 77%, il 32% e il 44% della potenza a bando è stata effettivamente incentivata**. Il DM Giugno 2016 ha avuto invece dei **risultati migliori: il 96%, il 100% e l'80% della potenza messa a bando è stata effettivamente incentivata** per le tre fonti riportate sopra. Anche il geotermoelettrico ha riportato risultati positivi (**94%**). E' evidente l'effetto di **apprendimento rispetto alla tornata**

precedente, soprattutto da parte degli operatori che hanno deciso di partecipare.

- Al contrario, **per quanto riguarda i rifacimenti, sia il DM Luglio 2012 che il DM Luglio 2016 hanno ottenuto dei risultati non soddisfacenti confermando l'insuccesso dello strumento.**

Il fatto indubbiamente positivo – vero soprattutto nel caso dell'eolico se si considera l'andamento delle offerte in termini di ribassi – riguarda il fatto che esiste una domanda di realizzazione di impianti da rinnovabili che riguarda dinamiche di mercato che guardano ben oltre l'esistenza dell'incentivo.

E' a queste dinamiche che si dovrebbe guardare cercando di favorire – a detta degli operatori – soluzioni che vadano al di là del contingentamen-

to per fonte, ad esempio attraverso aste "tecnologicamente neutre" che permettano un più efficace impiego del contingente a disposizione, oppure con meccanismi contrattuali (PPA) di fissazione per un orizzonte lungo del prezzo di vendita dell'energia, che potrebbero rivelarsi altrettanto efficaci e "solidi" per la realizzazione di un progetto di investimento.

Il supporto agli investimenti può arrivare anche da forme di finanziamento innovative?

L'andamento delle emissioni a livello globale di green bond dal 2007 al 2016, ha fatto registrare una crescita estremamente significativa, con un balzo verso emissioni complessive per oltre 100 miliardi di €, e che sembra essere – secondo le prime stime degli analisti finanziari – solo il

primo “segno” di un andamento che sta diventando esponenziale (e non a caso le previsioni per il 2017 parlano di quasi 200 miliardi di € di nuove emissioni)

In buona sostanza, **il Green Bond ha le caratteristiche di una comune obbligazione con una determinata scadenza ma con un vincolo “forte” all’utilizzo dei capitali raccolti** per impieghi quali quelli dell’investimento in rinnovabili.

E’ importante evidenziare come non vi sia sul mercato nessuna differenza sostanziale nei rendimenti di questi titoli rispetto ai rendimenti di riferimento (emessi cioè dai medesimi emittenti ma senza vincolo di impiego). Le ragioni quindi che spingono all’emissione e all’acquisto **non sono da ricercarsi in una maggiore convenienza economica, bensì nella**

volontà di indirizzo di un crescente quantitativo di disponibilità finanziarie verso impieghi che sono giudicati maggiormente auspicabili a livello di sistema.

La crescita del mercato delle obbligazioni verdi si deve nel 2016 soprattutto all’ingresso massiccio della Cina: il 44% delle risorse complessive raccolte nel 2016, deriva infatti da operazioni di collocamento curate dalle banche del Paese.

Anche l’Europa però si sta muovendo in maniera significativa. **Polonia e Francia** sono stati i primi Paesi europei ad emettere **Green Bond di Stato** tra la fine del 2016 e l’inizio del 2017 e - se si guarda alle obbligazioni emesse da operatori industriali e banche - **Germania e Lussemburgo** paiono essere mercati con una certa qual vitalità.

Discorso a parte merita l'Italia che sta muovendo i suoi primi passi in questo ambito.

Spetta ad **HERA** il primato dello strumento. **La multi-utility è stata infatti la prima impresa italiana ad aver lanciato nel 2014 un'emissione obbligazionaria decennale**

L'obbligazione è stata tuttavia inizialmente quotata sul mercato Lussemburghese e solo recentemente (il 20 aprile 2017, dopo l'emissione di Enel) incluso nel segmento dedicato ai green e/o social bond sul mercato ExtraMOT di Borsa Italiana.

Questo segmento è nato appunto nel 2017 per offrire agli investitori istituzionali e retail la possibilità di identificare gli strumenti i cui proventi vengono destinati al finanziamento di progetti con specifici benefici o im-

patti di natura ambientale e/o sociale. E' interessante sottolineare come questo renda evidente che **ancora lunga è la strada verso un mercato italiano pronto a recepire questo tipo di titoli.**

Sempre all'estero in Lussemburgo – e non ancora rientrato in Italia – è stato emesso nel 2016 anche il green bond da 375 milioni di € (2 tranche: 225 e 150 mln €) e della durata rispettivamente di 7 e 10 anni di **Alperia**.

E' però Enel, attraverso la controllata Enel Finance International, ad essere stata a tutti gli effetti la prima impresa italiana a collocare il 9 Gennaio 2017 in Italia un green bond corporate, destinato ad investitori istituzionali e assistito da una garanzia rilasciata dalla stessa Enel.

L'emissione ammonta a **complessivi**

1,25 miliardi di € e prevede il rimborso in unica soluzione a scadenza in data 16 settembre 2024 e il pagamento di una cedola a tasso fisso pari all'1%, pagabile ogni anno in via posticipata nel mese di settembre, a partire da settembre 2017. L'operazione ha raccolto però **adesioni per un importo di circa 3 miliardi di euro**, manifestando chiaramente l'interesse del mercato.

Il mercato dei Green Bond è in forte espansione e – per lo meno in Europa – ancora alla ricerca di una sua dimensione e riconoscibilità. Gli investitori, nonostante l'assenza di differenziali significativi di rendimento, sembrano però disposti ad accettare la sfida, e lo hanno manifestato con una domanda di investimento di gran lunga superiore all'offerta.

Due in particolare sono gli esem-

pi da guardare. La Francia, dove si sono mossi contemporaneamente sia il Governo (con le emissioni di Green Bond di Stato) sia i principali operatori industriali del Paese (EDF).

La Germania, dove invece sono le banche le prime a muoversi e ad utilizzare il denaro raccolto per dare linfa agli investimenti degli operatori industriali.

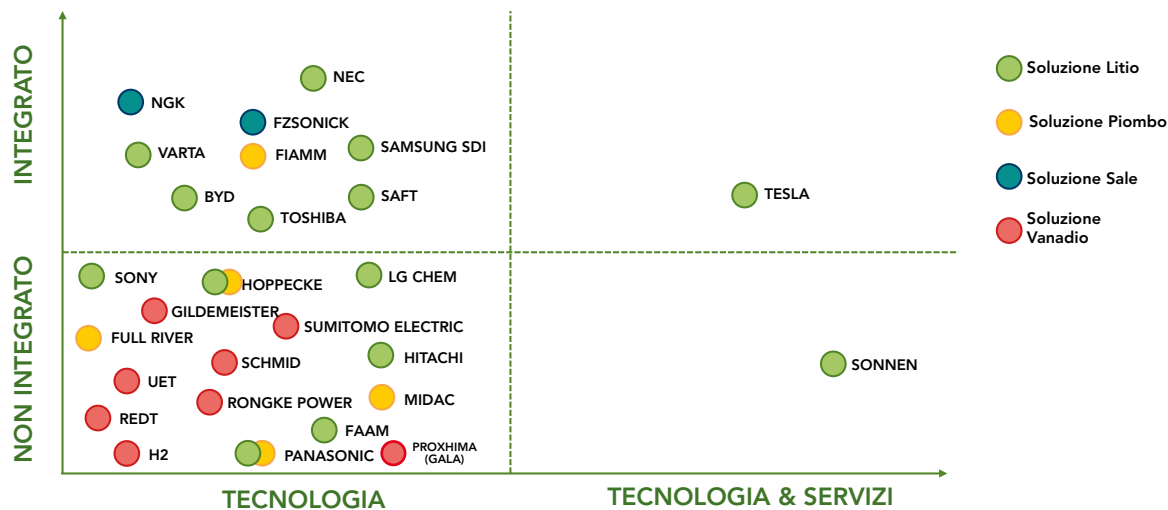
In Italia gli operatori industriali hanno fatto il primo passo, ora potrebbe toccare al Governo, seguendo l'esempio francese. Oppure si potrebbe pensare ad una "terza via" dove sono le banche (o perché no, sulla scorta di quanto avvenuto in Germania, Cassa Depositi e Prestiti) a convogliare nuovi capitali per gli investimenti in rinnovabili. Potrebbe essere un ulteriore passo – dando vi-

sibilità, garanzia e lancio al mercato delle rinnovabili – verso la definitiva uscita dal mercato incentivato.

Quali potrebbero essere i prossimi mercati delle rinnovabili a vivere fenomeni di crescita?

Uno dei segmenti di mercato più

vivaci attorno al mondo delle rinnovabili è indubbiamente quello dello **storage**, che vede la presenza nel nostro Paese di **diversi operatori (come mostrato in figura) e diverse tipologie di offerta**. Nonostante le aspettative di riduzione dei costi è **ancora limitata la redditività economica per questa tipologia**



di investimenti, sia dal punto di vista del loro impiego nel residenziale che negli impianti di produzione da rinnovabili. Appare evidente, tuttavia, come nell'ottica di una progressiva "elettrificazione" dei consumi (ad esempio anche a seguito della diffusione della mobilità elettrica) e della conseguente maggiore redditività dell'autoconsumo per i *prosumer* il potenziale per questo tipo di soluzioni appare destinato a crescere.

La scelta, peraltro già fatta da altri Paesi, di consentire anche alle rinnovabili (e a maggior ragione alle rinnovabili dotate di sistemi di storage) di partecipare al mercato dei servizi di rete appare essere l'unica via per garantire una opportunità di sviluppo di queste applicazioni anche nel nostro Paese.

E' importante sottolineare come, in

quel caso, l'effetto di "stabilizzazione" della produzione da rinnovabili – ed in un certo senso la loro maggiore programmabilità – potrebbe essere un *side effect* positivo.

Questo è ancora più vero se si pensa a possibilità di sviluppo di modelli di tipo "aggregatore". Il concetto di aggregatore virtuale in ambito *energy storage* per il settore residenziale si lega alla possibilità di creare una sorta di "centrale elettrica virtuale" con centinaia di sistemi di accumulo connessi, monitorati centralmente e di continuo. L'obiettivo è sostituire una parte della capacità di riserva garantita dagli impianti fossili convenzionali e sviluppare modelli di controllo della domanda elettrica, aggregando diversi dispositivi di energy storage in grado di fornire servizi di vario tipo.

Si tratta, di fatto, di un sistema di

energy storage distribuito, abbinato alla generazione distribuita degli impianti fotovoltaici. Il vantaggio è duplice: da un lato, **incrementare l'autoconsumo** di elettricità, dall'altro contribuire ai servizi di rete tra cui la regolazione di frequenza e il peak shaving, riducendo la potenza impegnata e gli sbilanciamenti tra energia prodotta e consumata effettivamente in un dato periodo.

Il concetto di **aggregatore virtuale si lega quindi a due concetti fondamentali: la creazione di una community peer to peer dell'energia e alla possibilità di fornire servizi di rete in maniera indipendente** dalla rete tradizionale.

Si rivolge principalmente **agli utenti domestici che hanno già installato dei sistemi solari FV ai quali poter abbinare dei sistemi di accumulo,**

che vogliono entrare nella community.

Altro mercato dove si sta vivendo un po' di fermento è quello del **biogas, soprattutto in relazione alla produzione di biometano.**

Al 2016 sono stati realizzati in Italia complessivamente solo 7 impianti che producono biometano, la maggior parte dei quali sono di **tipo dimostrativo**, cioè realizzati da impiantisti, società di *engineering* o soggetti che vogliono proporsi come partner tecnologici per altre realtà interessate a questa tecnologia. Sono impianti di piccole dimensioni, non connessi alla rete e caratterizzati da un funzionamento discontinuo in quanto assimilabili a dei "prototipi".

Questa situazione certo non incoraggiante è comunque il frutto di un percorso normativo lungo e assai articolato.

Attualmente vi è una **bozza di normativa, che è stata pubblicata dal Ministero dello Sviluppo Economico per le consultazioni pubbliche a fine 2016. La pubblicazione definitiva è attesa per luglio o settembre 2017, terminata la fase di valutazione dell'Unione Europea.**

I punti salienti del Decreto, attualmente in bozza sono:

- **La disponibilità di incentivi fino al 31-12-2022 o al raggiungimento del tetto di 1,1 miliardi di metri cubi di biometano incentivati.** L'attuale Decreto prevede il termine per l'entrata in esercizio e l'accesso agli incentivi per dicembre 2018;
- **I CIC, e quindi l'incentivazione per la produzione di biocarburanti, sono rilasciati per 20 anni dall'entrata in esercizio dell'impianto. L'alimentazione dell'im-**

pianto può essere mista a prodotti e sottoprodotti/rifiuti, fino ad un limite del 30% dei primi in peso sul totale dell'alimentazione. Per i cosiddetti "biocarburanti avanzati", ossia quelli per cui è prevista una matrice organica in ingresso (ad esempio la frazione biodegradabile dei rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata) esiste invece una premialità che consiste nel rilascio di un CIC per ogni 5 Gcal di carburante immesso al consumo. Questo meccanismo è denominato "double counting";

- **In caso si realizzi un proprio distributore, il CIC è valorizzato in via standardizzata a 375 €/certificato** (contro una valorizzazione che nella norma attualmente in vigore era lasciata maggiormente aleatoria e soggetta agli andamenti di mercato) e per i primi 10 anni di esercizio dell'impianto viene riconosciuta

una **maggiorazione del 50% per coprire i costi di investimento sostenuti per la realizzazione del distributore, fino ad un massimo del 70% del costo, entro un valore massimo di 600.000 €.**

Appare evidente, per le taglie in gioco che la bozza di decreto sembra privilegiare gli impianti di medie e grandi dimensioni.

Il nuovo decreto – a detta degli operatori – darà una **spinta però soprattutto all’upgrade e/o alla realizzazione di impianti a biometano di media e grande taglia. La maggior parte di questi impianti si attende sarà collegata a impianti biogas da FORSU.** Infatti, il ritiro della FORSU genera già di per se un ricavo, rendendo quindi relativamente più remunerativo un ulteriore investimento per la realizzazione di un impianto per biometano. I

soggetti che svolgono raccolta rifiuti hanno inoltre una maggiore facilità di collocazione del biometano, sia per uso interno, presso le loro flotte di automezzi, sia perché in diversi casi (soprattutto nelle piccole e medie città) sono anche multi-utilities che operano nel settore della distribuzione del gas naturale.

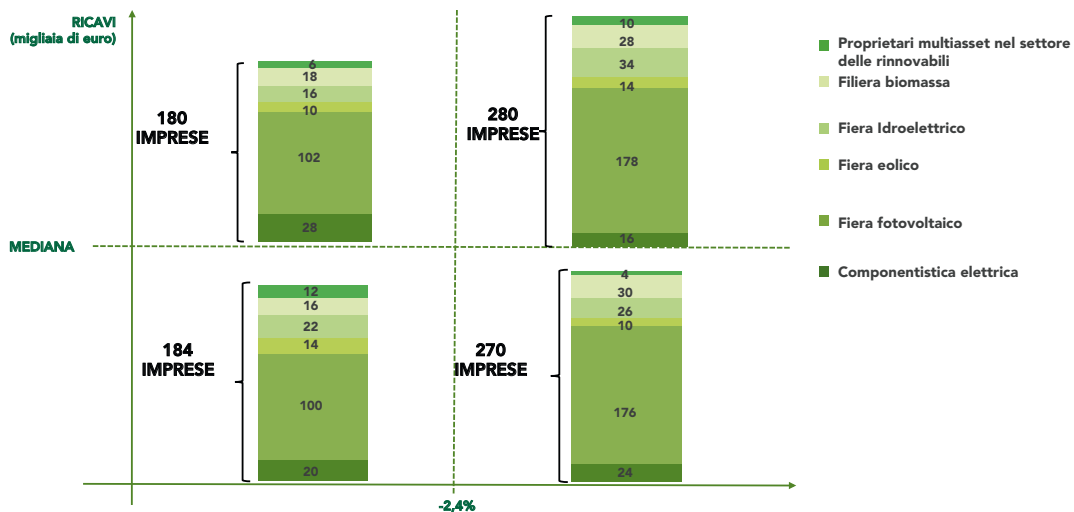
Il tutto però sulle spalle di una filiera finalmente “solida”

Nel Rapporto – con una analisi campionaria di oltre **914 imprese appartenenti alle diverse fasi della filiera** – si è valutato lo stato di salute, misurato attraverso la **redditività del core business (EBITDA %), degli operatori delle rinnovabili in Italia.**

I dati raccolti hanno permesso di **scattare diverse fotografie – anche per taglia**

dimensionale delle imprese – e di confrontare i dati lungo il periodo 2008-2012 (quello della grande espansione

delle rinnovabili) e quello 2012-2015 (quello invece della grande crisi e del tentativo di ripresa).



Il quadro che ne esce, con le sue luci e le sue ombre, dovrebbe essere tenuto – anche a detta degli operatori – in debita considerazione nel momento in cui si decidano modifiche al contesto normativo e regolatorio entro cui opera il comparto.

La fotografia scattata all’insieme della filiera permette di fare sin da subito qualche riflessione. **Innanzitutto il CAGR medio di tutto il settore delle rinnovabili tra il 2008 ed il 2015 è pari a -2,4% annuo, segno quindi di un comparto che si trova oggi in una condizione “peggiore”,** per quanto riguarda la **redditività del core business**, rispetto all’anno 2008, in cui ha cominciato ad affermarsi nel panorama nazionale.

E’ un dato su cui riflettere e al quale **si è giunti attraverso un processo “pesante” di razionalizzazione del**

comparto che ha lasciato sul terreno diversi operatori, ma che fa sì che oggi delle **914 imprese analizzate, ben 550 (il 60%) si trovi in una situazione di prestazione superiore alla media** (ossia al -2,4% annuo).

E’ un dato interessante quello della **sostanziale equivalenza nelle prestazioni (almeno a livello aggregato) tra imprese di dimensioni diverse,** segno forse del fatto che **il mercato italiano,** dove opera in maniera esclusiva la maggior parte di queste imprese, **ha comunque una taglia “media” rispetto al comparto delle rinnovabili.**

E’ un dato interessante se si considera che la **scomposizione della prestazione di marginalità nei due sotto-periodi temporali mette in evidenza come alla fase di crescita (con un CAGR medio tra il 2008 e il**

2012 del 7,5% annuo) è seguita una fase di calo "drammatico" (con un CAGR medio tra il 2012 ed il 2015 di -14,2% annuo) che ha sostanzialmente vanificato l'effetto degli anni precedenti.

Calo "drammatico", dovuto alla incertezza e alle modifiche repentine del quadro normativo e regolatorio, che tuttavia **ci lascia come visto, una filiera per certi versi più "solida",** avendo più che assorbito l'effetto "drogante" dell'eccesso di incentivi dei primi periodi.

E' la categoria dei detentori di asset quella che ad oggi (o meglio con il dato di riferimento del 2015) esprime ancora la maggiore redditività, con un EBITDA % che varia dal 14% circa del fotovoltaico sino al 27% (migliore prestazione) dei detentori di portafogli multi-fonte. E' un dato

interessante, indubbiamente, ma che non deve trarre eccessivamente in inganno circa l'entità, giacché sono questi operatori quelli **maggiormente gravati dagli ammortamenti (appunto per gli asset) e per il servizio del debito, con la conseguenza che la redditività finale scende abbondantemente sotto il *double digit*.**

E' la categoria dei detentori di asset quella che ha "resistito" meglio alla volatilità del mercato delle rinnovabili, soprattutto perché è evidentemente stata in grado di "scaricare" la volatilità sul resto della filiera.

Sono gli operatori di O&M quelli invece che hanno sopportato la maggior accelerazione (+68,5% annuo dell'EBITDA nel periodo 2008-2012 per il fotovoltaico) e decelerazione (-33,6% annuo dell'EBITDA nel periodo 2012-2015 per l'eolico) sulle "montagne russe" delle rinnovabili.

Nonostante questo, anzi forse proprio a causa di questo, **gli operatori di O&M rappresentano oggi operatori "solidi" con una redditività, misurata con l'EBITDA % medio, compresa tra i 7,2% delle biomasse ed il 16% dell'eolico.** La filiera che è rimasta a seguito della contrazione del mercato è costituita dai soggetti più strutturati e organizzati, che esprimono redditività quindi coerenti con una attività industriale che si svolge in un mercato che ha raggiunto un maggior grado di maturità.

La componentistica elettrica gioca invece il ruolo della "cenerentola" della filiera, con una redditività media del 2015 con un EBITDA % pari a solo il 4,4%. Non è stato sufficiente, evidentemente, il balzo delle rinnovabili del periodo 2008-2012 a controbilanciare la crisi che in quegli anni ha colpito il settore dell'impiantistica e

dell'edilizia (principale "motore" per questo tipo di operatori), soprattutto se si considera la repentina frenata che si è ovviamente scaricata sulla componentistica, dopo aver passato gli operatori di O&M. Le ridotte prospettive del mercato primario chiudono ovviamente la rappresentazione di un contesto non favorevole.

Un'ultima considerazione appare doverosa. **Se si provasse ad applicare alla redditività misurata nel 2015 per le varie categorie lo stesso stress (in termini di riduzione dell'EBITDA) sperimentato nel periodo 2012-2015 tutti gli operatori di O&M, per non parlare della componentistica elettrica, si troverebbero proiettati verso situazioni difficilmente sostenibili** (con EBITDA% nell'intorno del 3%).

Se si può quindi considerare la "pro-

va” sino ad ora superata dagli operatori più forti, è decisamente auspicabile – se si vuole mantenere una filiera delle rinnovabili nel nostro Paese – evitare di replicare le azioni “forti” del periodo appena trascorso.

Una opportunità concreta di crescita: il revamping ed il repowering degli impianti esistenti

A questo tema è dedicato ampio spazio nel Rapporto, dove si è inteso **approfondire lo “stato” degli impianti in esercizio per fotovoltaico, eolico ed idroelettrico e le concrete potenzialità di revamping/repowering.**

In particolare si sono valutate, a partire dal confronto con gli operatori del settore, le **alternative concrete di investimento e la redditività attesa** (come di consueto in termini di IRR e Tempo di Pay Back), prendendo

anche in considerazione – **assumendo importante il contributo alla capacità di generazione del nostro Paese – gli impatti di questi interventi sulla produzione elettrica degli impianti.**

Le alternative che sono risultate economicamente interessanti sono poi state **confrontate con le possibilità concesse dall’attuale quadro normativo e regolatorio.** Il risultato ultimo di questo confronto si immagina possa esprimere un **nuovo tipo di “mercato”, una sorta di “via di mezzo” tra il mercato “primario” e quello “secondario”.**

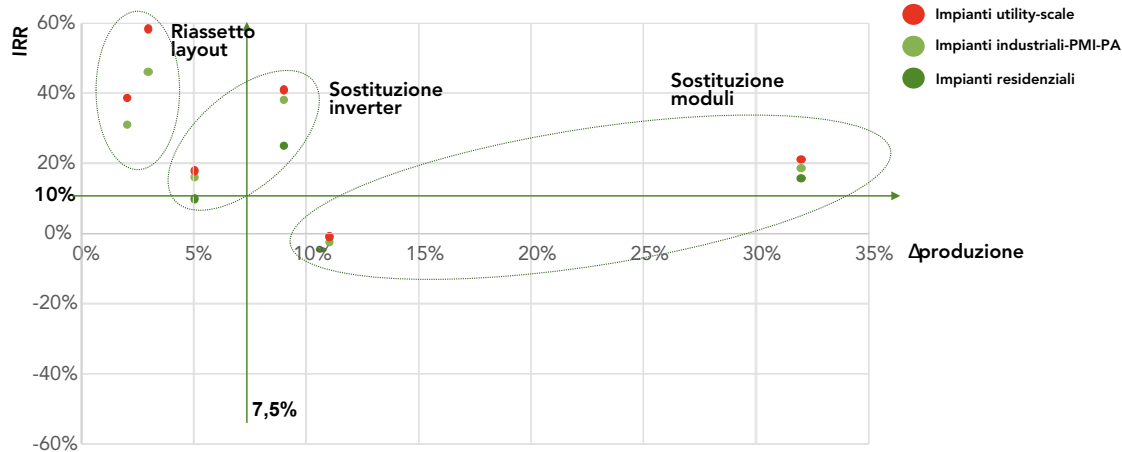
Il **mercato del fotovoltaico italiano**, come visto, può vantare un parco impianti di notevole potenza, grazie agli **oltre 19 GW** è il secondo mercato europeo per base installata.

Il **performance ratio (PR)** caratteristico degli **impianti di grande taglia** si

attesta intorno al **75%**. Solo nei casi migliori si trovano impianti che raggiungono **l'80%** di PR (valore tipicamente preso in considerazione nei *business plan* originari con i quali la maggior parte di questi impianti ha ottenuto i propri finanziamenti per la costruzione).

Il **valore di PR** raggiunto sugli **impianti nuovi** – ossia che impiegano le tecnologie ed i sistemi oggi disponibili – si attesta normalmente su un valore compreso tra **l'84% e l'86%**.

Prendendo in considerazione il triennio **2010-2012**, dove è entrato in funzione il **70% dell'installato totale**, e



le centrali solari (impianti con potenza maggiore di 900 kW) rappresentavano **oltre il 50% delle nuove installazioni, si deduce che il deterioramento degli impianti è stato più elevato di quanto ci si aspettava** rispetto al canonico decadimento delle prestazioni delle singole componenti «promesse» dai loro produttori.

La analisi economica sulle opportunità di revamping e repowering nel fotovoltaico permette di evidenziare:

- la **assoluta convenienza** – all'interno del range di casistiche considerate – **degli interventi che hanno ad oggetto il riassetto del layout**, che fanno registrare IRR medi nell'ordine del 40-50%. Va fatto notare **tuttavia** che questo intervento sia anche **quello con i minori impatti** – quelli però più interessanti se si assume la prospettiva del potenziamento del parco di generazione da fotovoltaico – **sulla pro-**

duzione elettrica degli impianti.

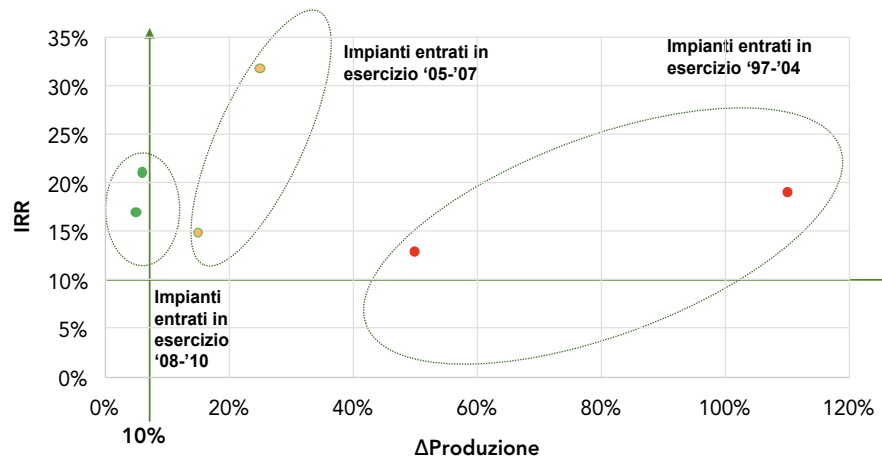
- **Il posizionamento comunque sopra la soglia di convenienza** (con la sola parziale eccezione degli impianti residenziali) degli interventi di **sostituzione degli inverter**. Per gli **impianti più obsoleti** questo intervento porta ad **incrementi della produzione anche nell'ordine del 9%**
- **la maggiore difficoltà** a posizionarsi in condizioni di convenienza per **gli interventi di sostituzione dei moduli**, evidentemente i più "invasivi" e costosi sull'impianto, ma anche quelli **in grado di garantire i maggiori incrementi prestazionali reali**. Per questo tipo di interventi **l'IRR soglia si raggiunge solo nel caso in cui l'incremento di produzione superi i 18 punti percentuali, ovvero in quei casi dove le prestazioni di PR attuali siano inferiori al 70%.**

E' evidente come il fotovoltaico si confermi un ambito dove gli interventi di revamping e repowering possono rappresentare alternative di investimento interessanti.

Il mercato dell'eolico italiano può vantare un parco impianti di oltre **9 GW**, di cui circa il 30% (circa 2,7 GW) si riferisce a impianti con **almeno 10**

anni di vita, che entro il 31 Dicembre 2019 vedranno **terminare il loro regime incentivante dei certificati verdi**.

Nello specifico, circa **1.200-1.500 MW** si apprestano a compiere **14-15 anni di attività** e si avvicinano alla loro data di fine vita utile (20 anni), perlomeno dal punto di vista progettuale; perciò si presentano appetibili



ad attività di revamping o ricostruzione completa.

Inoltre, ci si riferisce ad impianti dove le condizioni di ventosità sono comprovate da anni di funzionamento e che oggi, grazie a soluzioni tecnologiche atte a utilizzare nel miglior modo possibile la ventosità caratteristica dei siti, porterebbe una notevole riduzione dei rischi di gestione degli asset eolici.

La analisi economica sulle opportunità di revamping e repowering nell'eolico permette di evidenziare la **assoluta convenienza** – all'interno del *range* di casistiche considerate – **degli interventi di incremento delle prestazioni per gli impianti eolici.**

In tutti i casi considerati, infatti, e proporzionando evidentemente l'entità dell'intervento alla vetustà

dell'impianto si raggiungono livelli di redditività più che accettabili.

Se si assume la prospettiva della massimizzazione della produzione elettrica dal parco installato è poi evidente come **gli interventi sugli impianti più vecchi siano non solo economicamente interessanti ma anche auspicabili per l'intero sistema, potendo garantire incrementi della produzione ben oltre il 50%**

E' ancora più importante quindi sottolineare quindi in questo caso come i vincoli (la "strada stretta" nelle parole degli operatori) **di natura normativa** – a differenza di quanto accade per il fotovoltaico, dove il regolatore si è mosso nella giusta direzione – **facciano da freno ad un potenziale economico ed energetico di investimenti che invece avrebbe la possibilità di esprimersi nel nostro Paese.**

Le principali barriere sono di carattere normativo e vengono riassunte nei seguenti due punti:

- **Iter autorizzativi ex-novo necessari** anche per i siti che già ospitano impianti eolici, con le medesime difficoltà in termini di costi e tempistiche necessarie;
- Il decreto ministeriale **6 novembre 2014 del Ministero dello Sviluppo Economico prevedeva la facoltà** di aderire al decurtamento della tariffa incentivante per impianti che aderivano ai certificati verdi e **tariffe onnicomprensive**; di contro, chi non aderiva manteneva sì l'incentivo ma per un periodo **di dieci anni** decorrenti dal termine del periodo di diritto al regime incentivante, **interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito non hanno diritto di accesso ad ulteriori strumenti incentivanti**, incluso ritiro dedicato e scambio sul posto,

a carico dei prezzi o delle tariffe dell'energia elettrica.

Questi sono i **principali ostacoli** che ad oggi mantengono il mercato del revamping/ricostruzione degli impianti eolici **solamente teorico**, dato che il **99% dei proprietari degli impianti non ha aderito** alla decurtazione dell'incentivo.

Qualche cosa si sta muovendo su questo fronte anche se la strada per gli operatori appare alquanto stretta. **Il mercato dell'idroelettrico italiano**, seppur rimane essere il più «anziano» tra quello delle rinnovabili, ha subito in passato **un forte rinnovamento** grazie ai regimi incentivati passati (Certificati verdi e aste & registri per i rifacimenti/ricostruzioni parziali/totali).

Nelle finestre temporali tra il **2001-**

2003 e nel quinquennio **2008-2013** oltre **80% degli impianti** di taglia maggiore dei **3 MW** ha subito **opere importanti di ammodernamento**. Per gli impianti di taglia inferiore la percentuale di rinnovamento è minore principalmente per il fatto che si tratta di un parco installato notevolmente più giovane (10-15 anni) che con la manutenzione ordinaria rimane in perfetta efficienza.

Come dimostrano i risultati dell'ultimo registro per i rifacimenti degli impianti idroelettrici, **rimane un forte interesse** per queste attività che riguardano gli impianti che ad oggi non hanno usufruito di tali interventi atti a re-efficientare la parti core delle centrali.

La analisi economica sulle opportunità di revamping e repowering nell'idroelettrico permette di evi-

denziare, a differenza di quanto visto negli altri casi, come la **convenienza economica per gli interventi di incremento delle prestazioni degli impianti idroelettrici sia ancora lontana**, con la sola parziale eccezione della introduzione dei sistemi di automazione.

Particolarmente interessante risulta anche sottolineare come questi interventi – anche qualora effettuati – abbiano un **impatto comunque limitato sulla producibilità**, ovviamente con un impatto sulla redditività degli interventi stessi.

A differenza di quanto successo con i grandi impianti – che però hanno beneficiato di incentivi interessanti, soprattutto nel primo periodo di applicazione dei Certificati Verdi – è quindi **assai più ardua la strada dell'efficientamento per gli impianti di taglia piccola o media**,

che tuttavia rappresentano (con i loro circa 3.000 MW complessivamente installati) una componente non completamente trascurabile della capacità di generazione da rinnovabili del nostro Paese.

Il potenziale dei “mercati” delle rinnovabili in Italia nel prossimo futuro.

Complessivamente – come riportato in tabella – **le nuove installazioni pre-**

viste nel prossimo quadriennio sono pari a 4,4 GW, con il fotovoltaico a prendersi la lion's share con 2,3 GW, seguito dall'eolico (1,6 GW) e – notevolmente staccato – dall'idroelettrico (320 MW). Le altre fonti (biomasse, geotermia, CSP) potrebbero quindi cubare complessivamente, guardando anche in questo caso agli andamenti delle ultime aste come proxy delle future installazioni, per **200 MW.**

Fonte	Potenza attesa tra il 2017-2020
Fotovoltaico	2.300 MW
Eolico	1.600 MW
Idroelettrico	320 MW
Biomasse	130 MW
Geotermico	50 MW
CSP	20 MW
TOTALE	4.420 MW



Rispetto al quadriennio 2013-2016 le previsioni di mercato sono quindi nel complesso più favorevoli, facendo pensare definitivamente all'uscita dalla "crisi" (come peraltro discusso anche nel precedente capitolo sullo stato della filiera) delle rinnovabili del nostro Paese e ad una **fase di "crescita moderata" del mercato**.

A queste si aggiungono **le stime sull'andamento del mercato degli interventi di revamping/repowering**, come visto una sorta di mercato "alternativo" per i produttori di impianti e componentistica, oltre che ovviamente per EPC e O&M delle rinnovabili, con la necessità in questo caso di **ampliare l'orizzonte temporale, ipotizzando perciò una distribuzione degli interventi sulla base installata ad oggi che va dal 2017 al 2025**.

Sono oltre 9 GW (il 17% del parco installato attuale, escluso l'idroelettrico "storico") nello scenario ottimistico gli impianti che si stima saranno oggetto di interventi di efficientamento nell'orizzonte di tempo considerato, per un controvalore di investimenti pari a circa 5,5 mld. €.

Numeri che scendono rispettivamente a **5,8 GW e 2,2 mld. €** nello scenario pessimistico.

Sono **numeri "importanti"** alla stessa stregua di quelli del mercato "primario" e sono numeri che hanno **ricadute economiche e occupazionali estremamente significativi sulla filiera impiantistica, dell'EPC e degli O&M delle rinnovabili**

Sono numeri **"importanti"** anche per il **"mercato elettrico"** perché vanno a consolidare ed efficientare

una parte ormai imprescindibile del nostro parco di generazione e che deve cominciare a ragionare – ed essere esercitata e mantenuta – secondo ottiche proprie di chi si occupa della produzione di energia.

Sono numeri che richiedono però uno sforzo di coordinamento tra operatori, proprietari di impianti, ed ovviamente il regolatore (a livello nazionale ma anche locale). Insomma uno sforzo di "sistema" che forse – nella fase di "post

Fonti	Scenario ottimistico	Scenario pessimistico
	Mln €	Mln €
Fotovoltaico	369	194
Eolico	4.940	1.960
Idroelettrico	140	70
Totale	5.452	2.282



crisi” – il mercato delle rinnovabili in Italia è finalmente pronto a fare.

Daide Chiaroni

Responsabile della Ricerca



Federico Frattini

Responsabile della Ricerca



Damiano Cavallaro

Project Manager





POLITECNICO
MILANO 1863

MP

POLITECNICO DI MILANO
GRADUATE SCHOOL
OF BUSINESS

Il mercato delle rinnovabili in Italia: 1 lo stato dell'arte



Partner



Con il patrocinio di



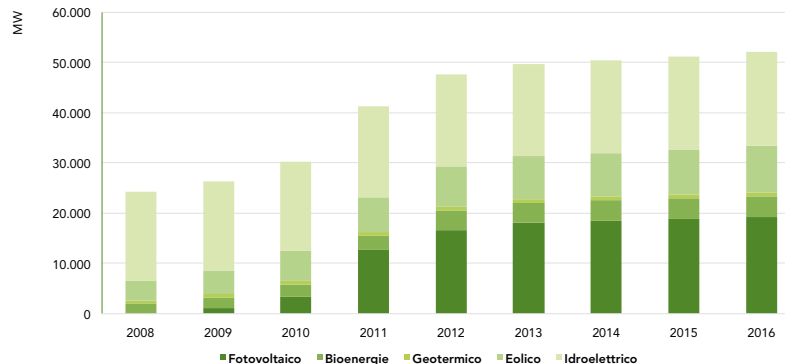
Obiettivi della sezione

Gli obiettivi della presente sezione del rapporto sono:

- **Analizzare l'andamento – sino a tutto il 2016 – nel nostro Paese delle installazioni di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile**, dando evidenza del valore del mercato finale e della sua composizione con riferimento alle principali componenti degli impianti.
- Sintetizzare e commentare i **risultati ottenuti sino ad oggi con il meccanismo delle aste competitive, dei registri e dei rifacimenti (DM 23 Giugno 2016)**, evidenziando le principali divergenze tra potenza disponibile e potenza per la quale è stata richiesta la partecipazione al meccanismo di incentivazione.

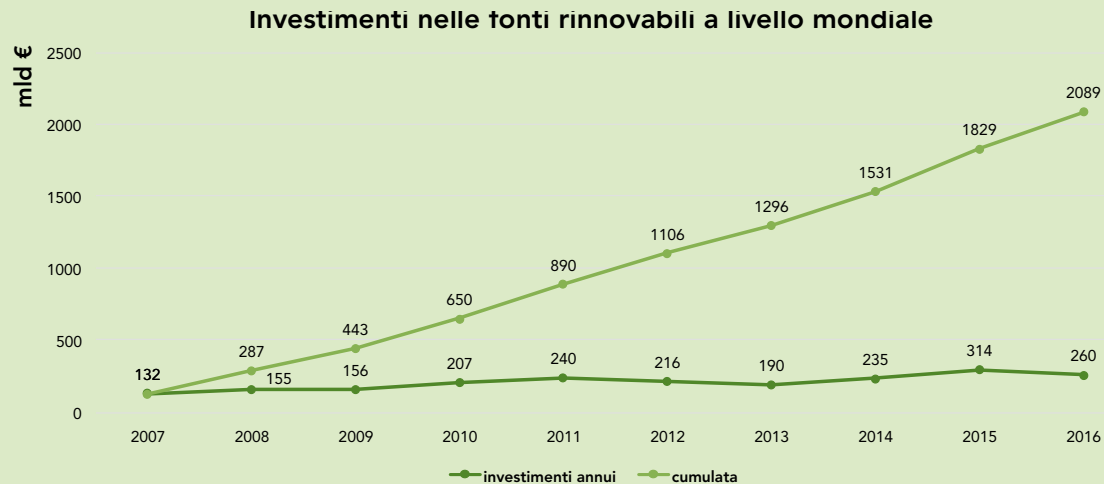
L'andamento della potenza installata da rinnovabili in Italia dal 2008 al 2016

- **La nuova potenza installata nel corso del 2016 è stata di 778 MW**, di circa **112 MW inferiore** a quella installata nello stesso periodo del **2015 (-12%)**, ma superiore di 78 MW rispetto a quella installata nel 2014. In questo l'andamento delle installazioni in Italia appare in linea con quanto osservato a livello globale (si veda il box 1)
- Complessivamente **la potenza installata da rinnovabili è pari a circa 51 GW (33 GW se si esclude l'idroelettrico "storico" già installato nel nostro Paese prima degli anni '00)**.



BOX 1 – Gli investimenti globali in rinnovabili

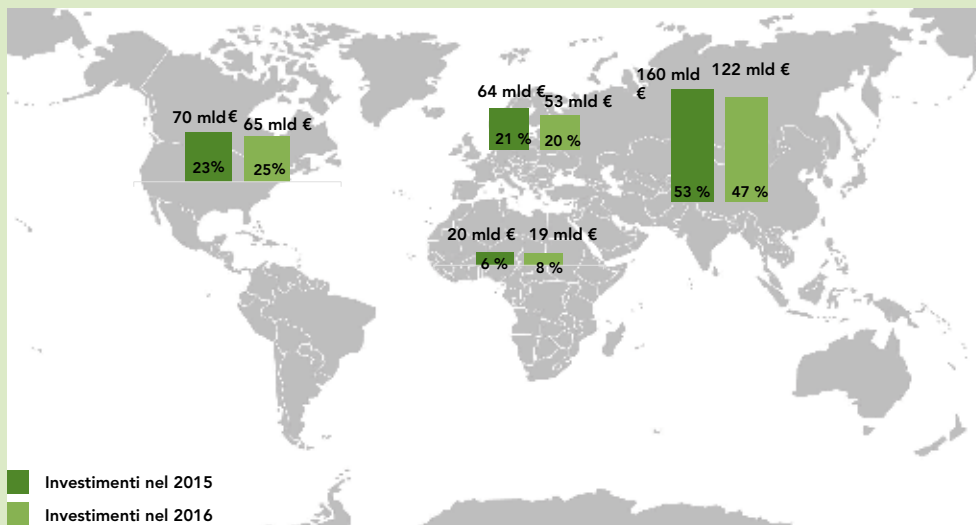
- Nel 2016 sono stati investiti per la realizzazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili **circa 260 miliardi di € a livello globale**, in calo del 17% rispetto al 2015 che aveva invece segnato investimenti record, pari a oltre 300 miliardi di €.



- Gli investimenti **nell'area EMEA** sono rimasti stabili in valore assoluto rispetto al 2015 con un valore pari a poco più di **50 mld €**.
- Gli investimenti **nell'area AMERICANA** (USA, America Centrale, America meridionale) sono rimasti stabili in valore percentuale assestandosi su un valore del 25%, ma sono diminuiti di circa 5 mld € in valore assoluto, **chiudendo il 2016 a 55 mld €**.
- Gli investimenti **nell'area APAC** (122 mld €) sono invece diminuiti in modo significativo: si è registrato un **valore finale degli investimenti pari al 75% circa rispetto all'anno precedente**, con una variazione assoluta pari a circa **50 mld €**. Le ragioni di questa **"frenata"** sono da imputarsi in **larga parte alla Cina**, che nonostante abbia investito da sola più di **70 mld €** (come l'intesa area EMEA) in nuove installazioni nel 2016, ha mostrato un calo degli investimenti rispetto all'anno precedente del 30% circa.

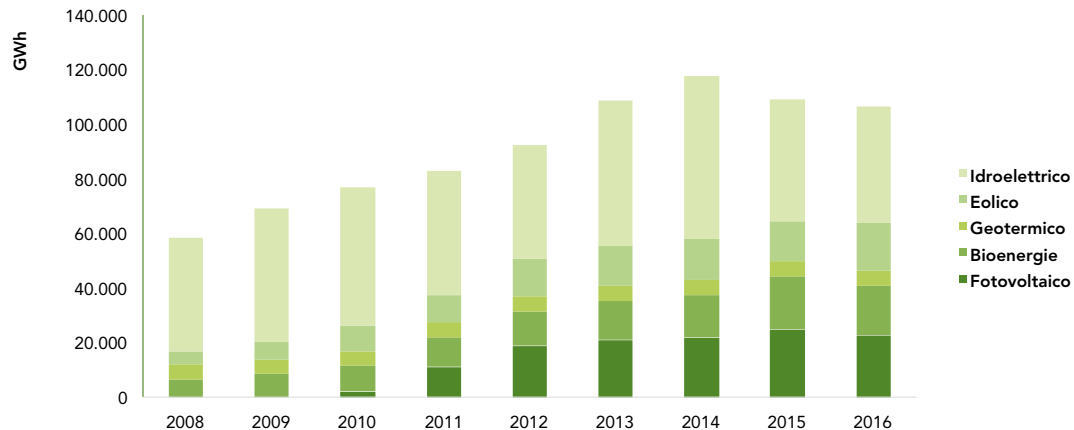
1. Il mercato delle rinnovabili in Italia: lo stato dell'arte

- La figura seguente sintetizza la variazione degli investimenti degli ultimi 2 anni suddivisi per area geografica



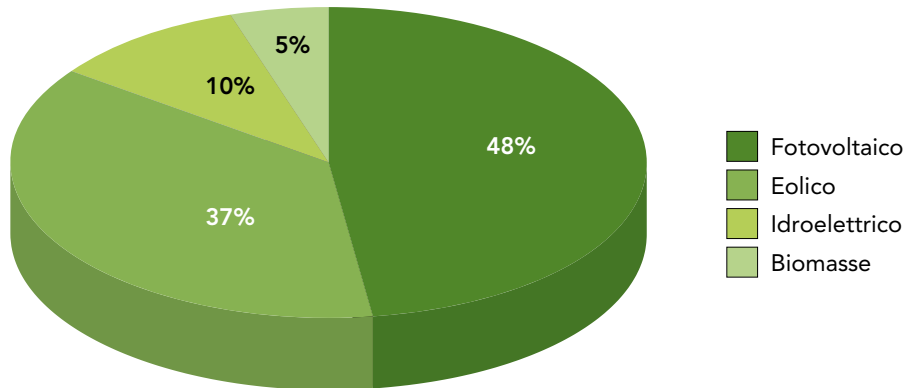
L'andamento della produzione elettrica da rinnovabili in Italia dal 2008 al 2016

- Nel 2016 le rinnovabili hanno contribuito al **38,5% della produzione e alla copertura del 34,2% della domanda** elettrica nazionale (23,1% della produzione se si esclude ancora una volta l'idroelettrico "storico"). La **produzione** da rinnovabili ha **segnato un -2,5%, rispetto al 2015 con 106 TWh prodotti**.
- Appare evidente dal grafico come a questo calo abbiano contribuito in particolare l'idroelettrico con un **-8,9%** dovuto alle scarse precipitazioni.



La potenza da rinnovabili installata in Italia nel 2016: il quadro delle fonti

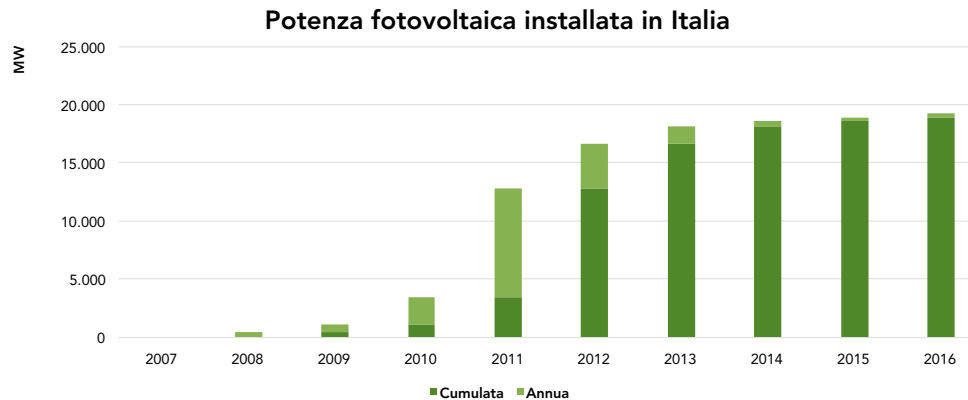
- I 778 MW di potenza installata nel 2016 sono in realtà suddivisi tra le diverse fonti come indicato nel grafico. E' il fotovoltaico a guidare la classifica delle installazioni con 369 MW, seguito dall'eolico con 290 MW, mentre sono le biomasse con soli 40 MW a chiudere la classifica.



- Nella pagine seguenti è fornito il dettaglio dell'andamento delle diverse fonti.

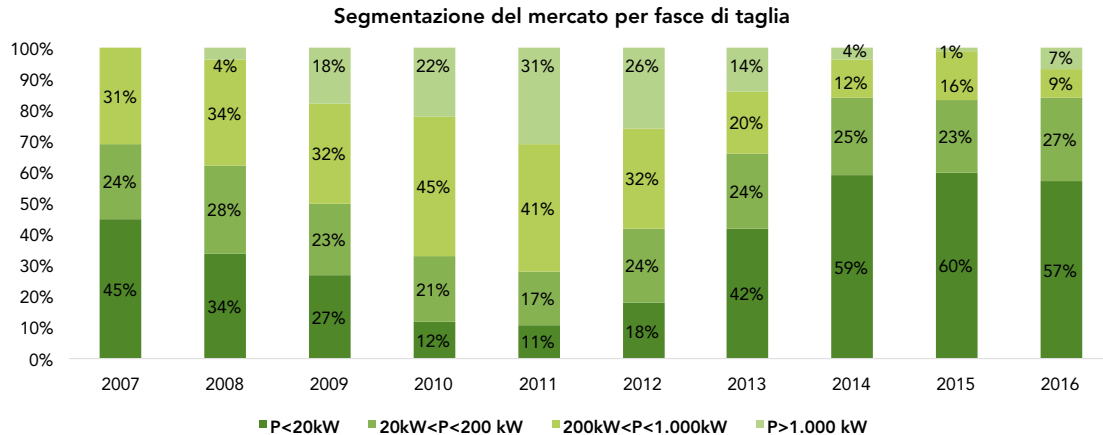
Il Fotovoltaico in Italia: la potenza installata nel 2016

- Il volume complessivo di potenza fotovoltaica installata è di **19.261 MW a fine 2016**, grazie alla **nuova potenza installata** pari a circa **369 MW**, in crescita di circa il **24% rispetto a quanto accaduto nell'anno precedente**.
- Il ritorno alla crescita delle installazioni, dopo il rallentamento del 2015, è un segno positivo circa la possibilità del mercato di esprimere ormai una domanda che – sebbene su livelli non comparabili al periodo 2010-2013 – può però essere considerata completamente indipendente dai meccanismi di incentivazione.



Il Fotovoltaico in Italia: la potenza installata nel 2016

- Appare evidente la «virata» verso il **segmento residenziale**, sempre più mercato di riferimento per il **fotovoltaico**. E' il compimento della forte inversione di tendenza nel mercato che si è avuta a **partire dal 2012**, con le **taglie residenziali e commerciali** che hanno fatto registrare una forte crescita del loro peso «relativo» a discapito degli impianti Industriali e dei grandi impianti.
- E' interessante sottolineare la **leggera inversione di tendenza del 2016 con circa il 7% della potenza totale in impianti di taglia superiore a 1 MW** (si veda il box 2).



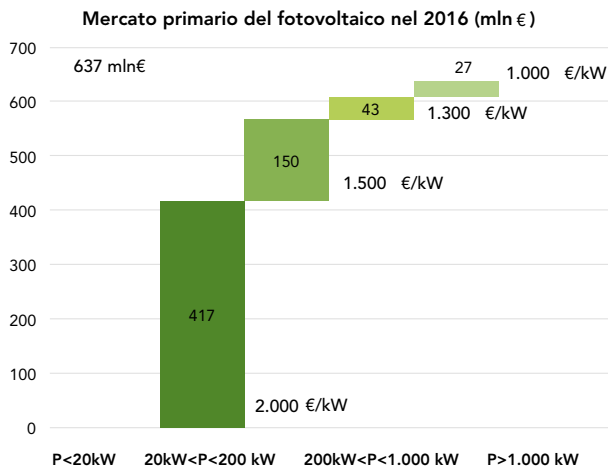
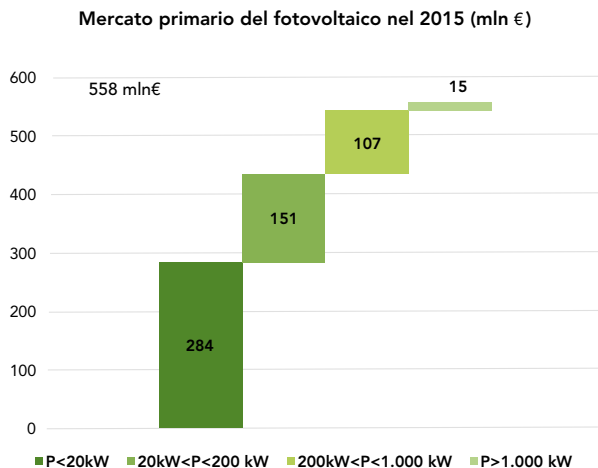
BOX 2 - una nuova era per i grandi impianti?

- Nei mesi conclusivi dell'anno passato si sono rincorse numerose dichiarazioni da parte di grandi operatori, per l'installazione di grandi centrali fotovoltaiche.
- **ENI**, ha annunciato di voler installare ben 200 MW di nuovi impianti sui terreni di sua proprietà, da poco bonificati ed ex sedi di siti petrolchimici, con poco «appealing» per attività commerciali. Un portafoglio di impianti che oggi rappresenterebbe **oltre il 50% del mercato primario annuale**.
- Il gestore della rete elettrica nazionale **Terna** e la **Rete Ferroviaria Italiana (RFI)** hanno siglato una lettera d'intenti per la realizzazione di **impianti fotovoltaici fino a una potenza massima di 200 MW** che serviranno per garantire a RFI energia pulita per circa 300 GWh l'anno.
- Potrebbero essere la "prima grande operazione nel settore dell'energia fotovoltaica in Italia ad essere realizzata in un contesto di 'grid parity', **in assenza cioè di incentivi statali** e, quindi, contrariamente al passato, senza oneri aggiuntivi per famiglie e imprese".
- **Gli operatori** osservano con attenzione, e cautela, lo svolgersi delle suddette operazioni per comprenderne il reale potenziale.



Il Fotovoltaico in Italia: il valore degli investimenti nel 2016

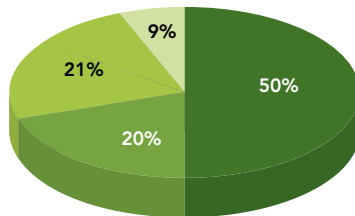
- Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari nel **2016** a circa **637 mln €**. Il **mercato residenziale ha pesato per oltre 417 mln € (circa il 66% del totale)**, rappresentando il 57% della potenza installata con livelli di costo al kW nell'intorno dei 2.000 €.



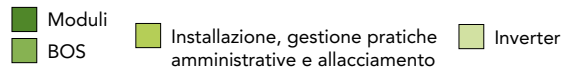
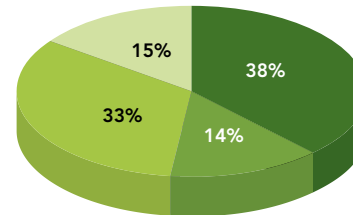
Il Fotovoltaico in Italia: il break down dei costi

- Negli impianti fotovoltaici di taglia **residenziale** la voce di costo principale rimane quella dei moduli **fotovoltaici**, che però è pari al 38% dell'investimento totale, **seguito dall'installazione a cui è ascrivibile il 33% del totale**.
- Negli impianti fotovoltaici di taglia **utility-scale**, invece, la voce di costo principale rimane quella dei moduli fotovoltaici, che pesa per il 50% dell'investimento totale, seguita dal BOS a cui è ascrivibile il 20% del totale.

Break-down dei costi
di un impianto Fotovoltaico Utility scale

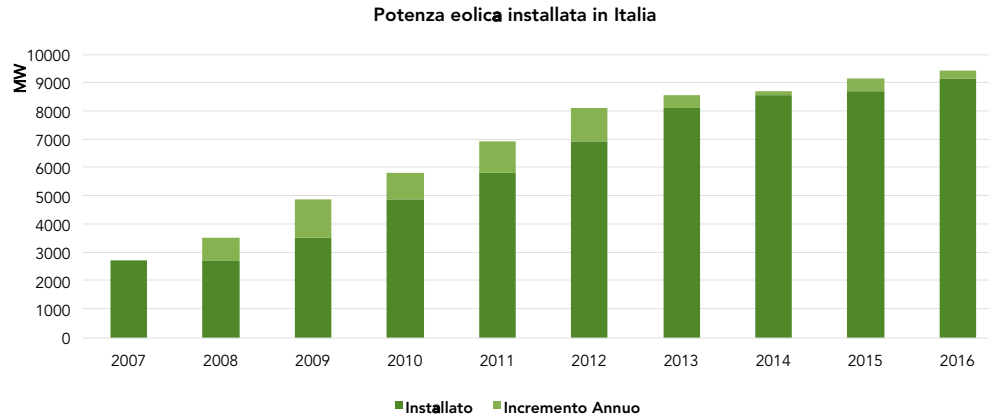


Break-down dei costi
di un impianto Fotovoltaico Residenziale



L'Eolico in Italia: la potenza installata nel 2016

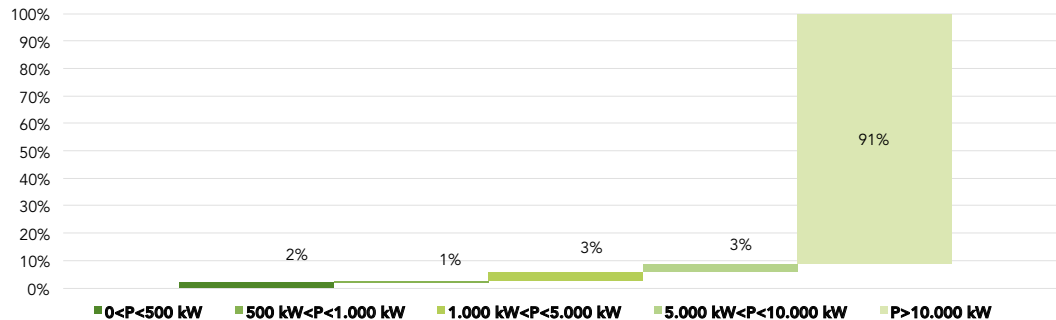
- Il volume complessivo di potenza eolica installata va oltre i **9.450 MW a fine 2016 con un valore di nuove installazioni pari a circa 290 MW** (-30% rispetto al 2015). E' opportuno ricordare come, considerata la conformazione del territorio nazionale e la relativa ventosità, la **quasi totalità della potenza connessa (99%) è localizzata nelle regioni del Sud Italia**.



L'Eolico in Italia: la potenza installata nel 2016

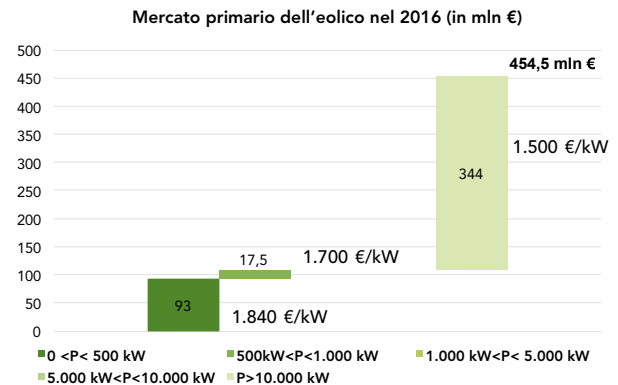
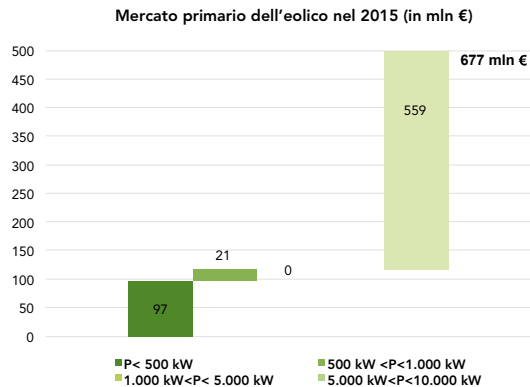
- La **potenza eolica** in Italia è quasi totalmente rappresentata da **impianti sopra i 5 MW** (circa il 95% del totale), mentre il comparto del mini eolico ha ancora un peso sulle installazioni complessive estremamente contenuto.
- Nell'ultimo anno hanno avuto un notevole incremento, in termini di numero di impianti installati, quelli ascrivibili al range di taglie al di sotto dei 200 kW.
- Il **97% delle nuove installazioni**, in numero di impianti, riguarda questa tipologia di impianti, soprattutto a causa del fatto che al di sotto dei 60 kW è possibile accedere all'incentivo tramite accesso diretto.

Segmentazione del mercato per taglia



L'Eolico in Italia: il valore degli investimenti

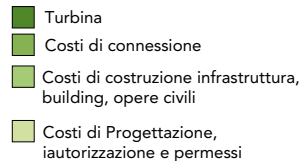
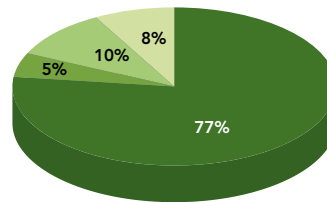
- Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari nel 2016 a circa **454,5 mln €**. La **larga maggioranza** è rappresentata da impianti di taglia superiore a 10 MW, con un controvalore di oltre **344 mln €** (oltre il 75% del totale). Il costo in €/kW nel corso del 2016 ha fatto registrare un range compreso tra i **1.840 €** per gli impianti di piccola taglia e i **1.500 €** per gli impianti di taglia maggiore.



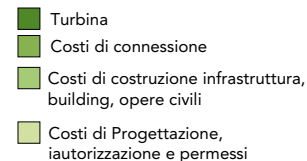
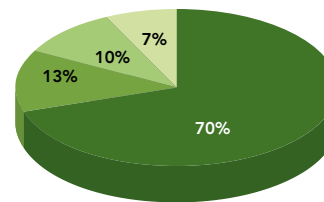
L'Eolico in Italia: il break down dei costi

- Nel 2016, il **70% del valore dell'investimento** in un parco eolico è rappresentato dalla turbina, seguito dai **costi di connessione** che comprendono tutti gli allacciamenti delle singole turbine alla cabina di alta o media tensione in base alla taglia dell'impianto.
- Rispetto al **2008**, si nota una **variazione dei pesi delle varie componenti di costo**: la componente **turbina è scesa del 7%**, i **costi di costruzione infrastruttura e progettazione** sono rimasti pressoché **invariati**, mentre i **costi di progettazione** hanno oggi un **peso maggiore** sul totale dell'investimento.

Break-down dei costi di un impianto Eolico 2008

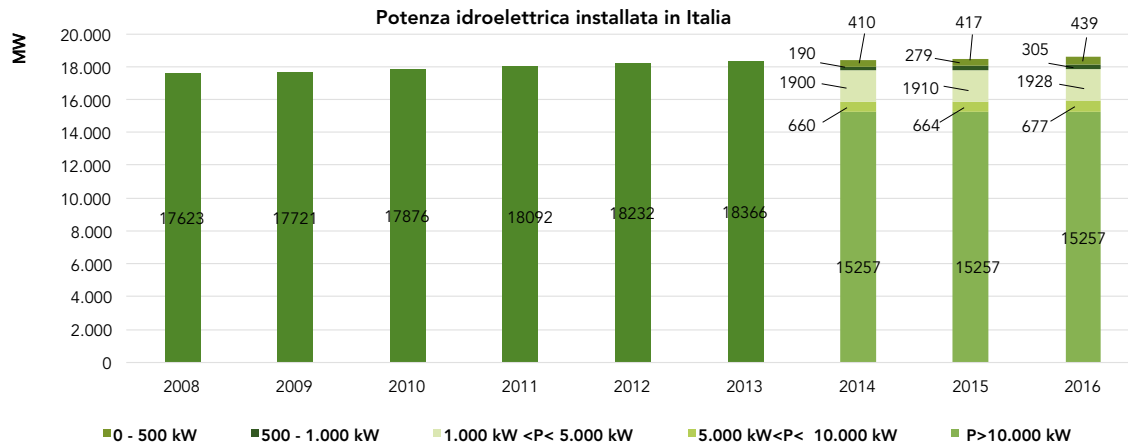


Break-down dei costi di un impianto Eolico 2016



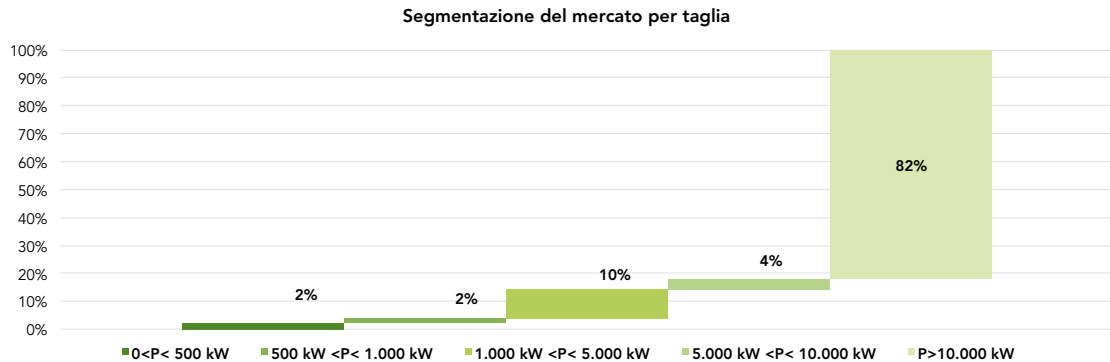
L'Idroelettrico in Italia: la potenza installata nel 2016

- Il volume complessivo di potenza idroelettrica installata è di **18.606 MW a fine 2016** con un **valore delle nuove installazioni pari a circa 79 MW**, volumi simili rispetto al 2015.
- Le Regioni che hanno installato di più nel 2016 sono **la Lombardia (13,3 MW), il Piemonte (12,8) e la Valle D'Aosta (8,4)**.



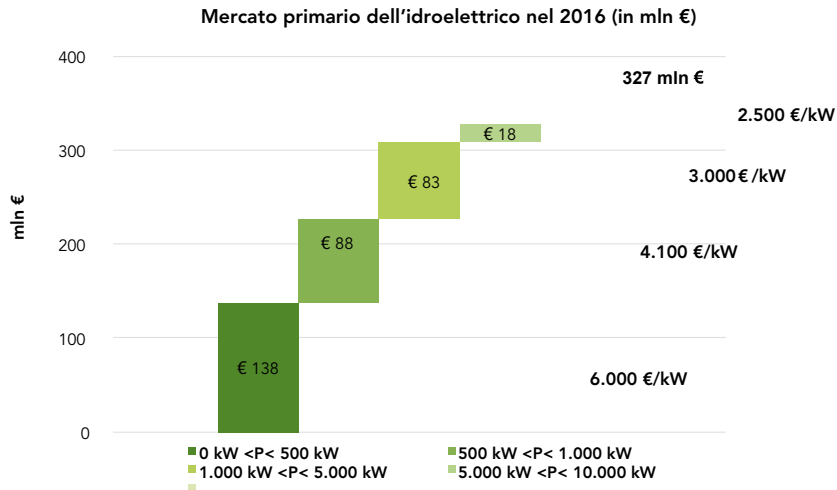
L'Idroelettrico in Italia: la potenza installata nel 2016

- La **potenza idroelettrica** in Italia è per la gran parte rappresentata da **impianti sopra i 5 MW** (circa l'**86%** del totale) mentre il **comparto del mini idroelettrico** ha ancora un peso sulle installazioni complessive estremamente contenuto.
- Nell'ultimo anno hanno avuto un notevole incremento, in termini di numero di impianti installati, quelli ascrivibili al range di taglie al di sotto dei 200 kW; il 70% delle nuove installazioni riguarda infatti questa tipologia di impianti.



L'Idroelettrico in Italia: il valore degli investimenti

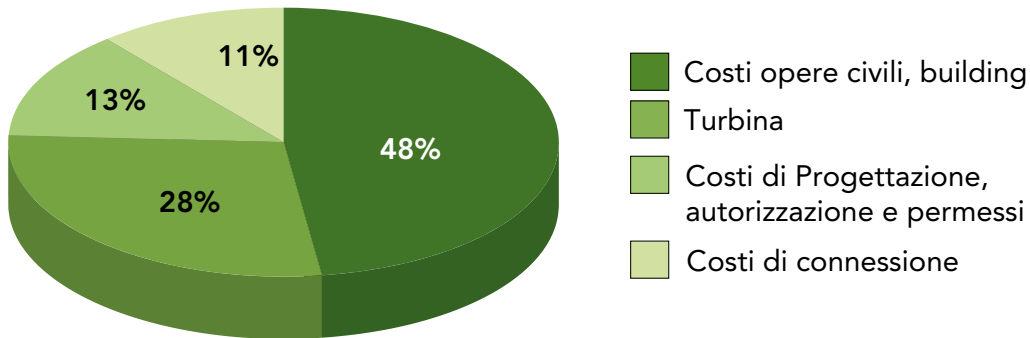
- Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari nel 2016 a circa **327 mln €**, in larga parte appunto attribuibile agli impianti di piccola taglia. **E' interessante notare** come in questo caso **la differenza di costo in €/kW tra grandi e piccoli impianti sia estremamente significativa**. Con gli impianti sotto i 500 kW che costano oltre 2,5 volte quelli compresi tra 5 e 10 MW.



L'Idroelettrico in Italia: il break-down dei costi

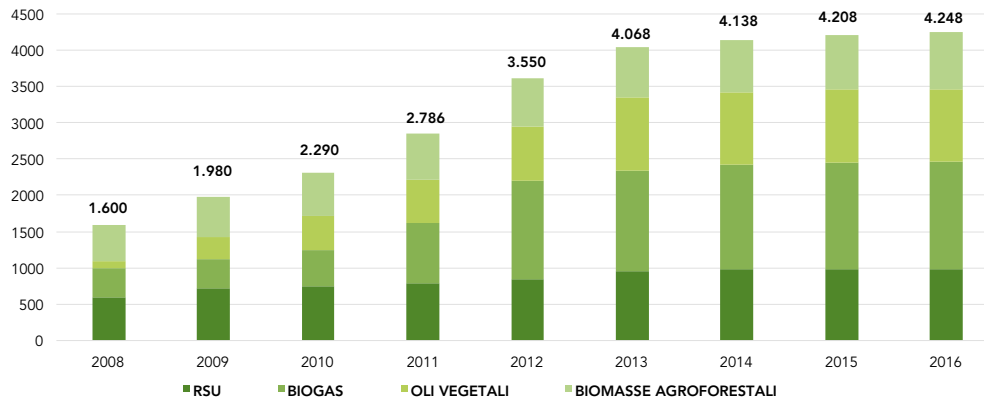
- Gli impianti idroelettrici sono caratterizzati da una elevata variabilità dei costi, data la loro natura *site-specific*, ma è interessante comunque sottolineare come **in media il 48% del totale dell'investimento sia ascrivibile alle opere civili necessarie alla costruzione della centrale.**

**Break-down dei costi
di un impianto Idroelettrico**



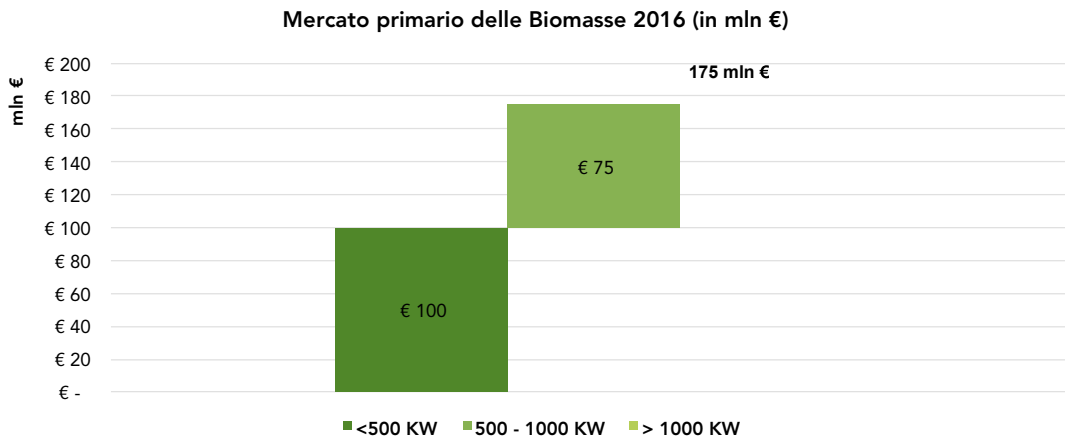
Le Biomasse in Italia: la potenza installata nel 2016

- **La potenza cumulata**, sommando le quattro diverse tipologie di biomassa utilizzate per la produzione elettrica e riportate in figura, **ha raggiunto, al termine del 2016, i 4,2 GW, con una crescita di «soli» 40 MW nel 2016.**
- **Il trend di discesa delle nuove installazioni è qui tale da poter parlare di un mercato sostanzialmente «fermo».** Le uniche variazioni riguardano le biomasse agroforestali (+30 MW) ed il biogas (+10 MW).



Le Biomasse in Italia: il valore degli investimenti

- Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari nel 2016 a solo circa **175 mln €**, tutti concentrati in impianti di piccola taglia (sotto i 500 kW). Di questi, circa **130 mln sono ascrivibili ad investimenti in biomasse agroforestali**.



Le altre rinnovabili in Italia: la Geotermia

- La produzione di energia elettrica sfruttando l'energia geotermica contribuisce a circa il **2% della domanda nazionale** in buona sostanza come risultato dei grandi impianti presenti in **Toscana**, nelle centrali di **Larderello-Travale-Valle Secolo** (707 MWe) e del **Monte Amiata** (117 MWe).
- Sebbene non abbia vissuto le dinamiche di crescita che hanno caratterizzato le altre fonti rinnovabili viste sino ad ora, **la potenza complessivamente installata è passata dai 772 MW del 2010 agli 824 MW (+6%) del 2016** (sostanzialmente invariati rispetto all'anno precedente). E' importante sottolineare come la crescita che si è registrata della potenza installata sia da iscriversi soprattutto alla sostituzione di vecchi impianti e allo sviluppo di nuovi progetti (come ad esempio quello di **Bagnore IV** con 40 MWe di capacità installata entrato in funzione alla fine del 2014) ma sempre nelle medesime aree "storiche" di sfruttamento della fonte geotermica.
- Visti i **risultati delle aste sul geotermoelettrico** (si veda più avanti in questo capitolo), tuttavia, **è ragionevole attendersi ulteriori crescite nel corso dei prossimi anni.**

Le altre rinnovabili in Italia: il CSP (Concentrated Solar Power)

- In Italia la tecnologia del solare «a concentrazione» CSP conta ad oggi solamente su tre impianti – che avrebbero in realtà dovuto rappresentare dei «pilota» di investimenti maggiori – per un totale di 6 MW di potenza installata.
- L'impianto più grande si trova in Sicilia (Priolo Gargallo) con 5 MW di capacità installata e costruito tramite tecnologia *Parabolic Trough*, ossia quella – la più diffusa a livello globale – degli specchi parabolici lineari.
- **Le complessità realizzative**, il consumo di suolo (nell'ordine di 2.500 m² al MW_{th} per gli impianti parabolici lineari) e le **difficoltà autorizzative** hanno fatto dell'Italia (a differenza di quanto è successo in Spagna) **un Paese assai refrattario alla penetrazione del CSP, nonostante fosse stato previsto (Decreto 6 luglio 2012) un sistema di incentivazione ad hoc.**
- **Il registro dell'anno appena concluso ha visto aggiudicare 30 MW di piccoli impianti (<5MW)** che quindi potrebbero vedere la luce nei prossimi anni, mentre per quanto riguarda le aste va segnalato il completo insuccesso a causa del «fallimento» dell'unico progetto in gara (ossia per mancanza di possesso di un rating di legalità, di cui all'art.5-ter del decreto-legge n. 1 del 2012, convertito dalla legge n. 27 del 2012).

La potenza da rinnovabili installata in Italia nel 2016: un quadro d'insieme

- L'anno 2016 è stato caratterizzato da una dinamica di nuove installazioni per certi versi speculare rispetto al 2015.
- Complessivamente **le nuove installazioni sono state di poco inferiori all'anno precedente, ma con una interessante inversione delle posizioni di testa. Nel 2015 era stato infatti l'eolico a guidare la classifica delle installazioni; eolico che invece nel 2016 ha visto una frenata piuttosto importante dei progetti realizzati**, anche in conseguenza dell'andamento e della tempistica delle aste (Le ultime aste del decreto giugno 2016 sono avvenute a fine anno, si veda anche oltre in questo capitolo). **Il fotovoltaico è tornato invece a crescere in maniera significativa**, riprendendosi la posizione di traino della nuova potenza. In entrambi i casi si può dire ormai alle spalle il periodo della crisi più nera, rappresentato dal 2014.
- **Costante nel suo passo di crescita sembra essere l'idroelettrico di piccola e media taglia**, quasi "indifferente" se lo si guarda dal punto di vista delle installazioni dai sistemi di incentivazione.
- Sono invece **ancora in una situazione di crisi profonda le biomasse, che non sono state in grado di "superare" il cambio di passo del sistema di incentivazione**, così come "al palo" (perlomeno nell'ultimo anno anche se qualche aspettativa di crescita pare vedersi per il prossimo futuro) sono le altre fonti rinnovabili (geotermia e CSP)

BOX 3 - il mercato “secondario” delle rinnovabili

- Accanto al mercato primario, di cui si è parlato in questo capitolo, che ha per oggetto impianti *green field*, ossia costruiti *ex novo*, è attivo per le rinnovabili anche un **altro mercato – detto appunto “secondario”- che ha invece ad oggetto gli impianti cosiddetti *brownfield* ovvero già in funzionamento.**
- In questo caso, **il “mercato” consiste nello scambio della proprietà del bene, dove il soggetto che vende lo fa tipicamente perchè non più in grado di garantire una adeguata manutenzione e gestione dell’asset** e quindi soggetto a possibili problemi nel garantire il servizio del debito, **mentre il soggetto che compra tipicamente è alla ricerca del rafforzamento del proprio portafoglio di impianti** (aumento della capacità complessiva in proprietà) e pensa di poter **far ritornare l’impianto – applicando nuove pratiche manageriali e di gestione e/o con interventi di revamping – a livelli di prestazione interessanti.**
- Il **mercato secondario più attivo (e non è un caso)** è quello relativo agli **impianti fotovoltaici** che ha interessato complessivamente nel 2016 circa **472 MW** per un **controvalore tra 0,9 mld € e 1,4 mld € mld €**. Valore che è il risultato di un **prezzo medio di acquisto** che, sebbene sia influenzato anche da irraggiamento e stato dell’impianto, **varia tra 1,5 – 3,5 mln €/MW per impianti del 2° Conto Energia a 0,6 – 0,8 mln €/MW per gli impianti del 5° Conto Energia.**
- E’ interessante sottolineare come le offerte di cessione di asset sul mercato secondario del fotovoltaico siano di gran lunga superiori al transato effettivo, raggiungendo a detta degli operatori quasi 1,5 GW di impianti.



1. Il mercato delle rinnovabili in Italia: lo stato dell'arte

- Le operazioni del mercato secondario del fotovoltaico hanno coinvolto nel 2016 circa **20 vendor differenti nelle transazioni private-to-private**. Di seguito sono riportate le prime **5 transazioni del mercato secondario, caratterizzate dal maggior numero di MW coinvolti, nel corso del 2016**.

TRANSAZIONE	VENDOR	MW COINVOLTI	BUYER	STATUS
First Reserve Italian Solar Portfolio Sale (Project Stella)	First Reserve Corp	101	Tages Helios	Financial Close
Antin Solar Investments SpA	Antin Infrastructure Partners	77	JV of Quercus Assets Selection and Swiss Life Asset Managers	Financial Close
EF Solare Italia (60MW, Lazio, Puglia)	Etrion	60	EF Solare Italia	Financial Close
ForVEI Sale (24%, 2016)	CDC Infrastructure	60	VEI Capital, Quercus Renewable Energy Fund, LuxCo Alternatives SA SICAV-FIS, Adenium Solar Energy	Financial Close
Helios 56MW Italian Solar Portfolio	9REN Group	56	Helios	Financial Close

- Decisamente meno interessanti dal punto di vista delle transazioni sul mercato secondario sono invece le altre fonti rinnovabili, anche se per ragioni differenti:
 - **l'eolico**, perché data la dimensione media e la caratterizzazione industriale dei proprietari degli asset (a differenza del fotovoltaico che vede ancora una presenza "finanziaria" o "non professionale", nel senso che l'investimento è fatto da soggetti il cui core *business* non è la produzione di energia), sono decisamente limitati i casi di impianti che si trovano in condizioni di *stress* dal punto di vista finanziario
 - **le biomasse** perché le condizioni di contesto e la redditività degli impianti (come dimostrato dall'andamento del mercato "primario") non creano un mercato appetibile per i possibili acquirenti
 - **l'idroelettrico** perché – sebbene ci siano diversi impianti che potrebbero catalizzare l'interesse degli acquirenti – è ancora oggi un mercato estremamente parcellizzato e meno "trasparente" rispetto al fotovoltaico (dove esiste un registro pubblico di tutti gli impianti incentivati), in cui è complesso costruire portafogli di impianti grandi a sufficienza da poter sfruttare economie di scala e di scopo nella attività di gestione e manutenzione.

Aste, Registri e Rifacimenti: il quadro dei risultati del DM 23 Giugno 2016

- Con il DM 23 Giugno 2016 sono stati **incentivati 1,2 GW** di potenza totale, ossia **l'88% della potenza totale messa a bando** e suddivisa tra le diverse fonti: eolico, idroelettrico, biomasse e biogas, geotermoelettrico e solare termodinamico.
- Risulta importante sottolineare **l'elevato interesse** dimostrato dagli **operatori**, testimoniato dal fatto che la **potenza richiesta** sia stata infatti complessivamente **più di due volte superiore al contingente a bando**.
- La fonte che ha riscontrato un tasso di **successo maggiore** è indubbiamente **l'eolico**, caratterizzata dal **contingente** messo a **bando più elevato**, tra le 7 e le 13 volte superiore a quello delle altre fonti.
- Anche in termini di **potenza richiesta**, **l'eolico** è notevolmente **superiore** rispetto **a tutte le altre fonti**: la potenza totale richiesta per l'eolico è tra le 5 e le 40 volte superiore a quella richiesta per le altre fonti a bando.

Aste, Registri e Rifacimenti: il quadro dei risultati del DM 23 Giugno 2016

- Nelle slide che seguono viene presentato **il quadro dei risultati di Aste, Registri e Rifacimenti – suddivisi per fonte – relativi al DM 23 Giugno 2016**, che qui si riporta invece in maniera aggregata.

[MW]	ASTE 2016		REGISTRI 2016		RIFACIMENTI 2016		TOTALE		
	Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]	Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]	Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]	Potenza a bando [MW]	Potenza incentivata [MW]	Potenza richiesta [MW]
Eolico	830	2.002,25 [242%]	57	186 [327%]	40	9 [22,5%]	927	896 [96,6%]	2.197,25 [237%]
Idroelettrico	–	–	79	249 [316%]	30	160 [533%]	109	109 [100%]	409 [375%]
Biomasse e Biogas	50	20 [40%]	89	115 [130%]	–	–	139	110 [79,1%]	135 [97,1%]
Geotermoelettrico	20	19,8 [99%]	30	49 [163%]	20	16 [80%]	70	66 [94,3%]	84,8 [121,1%]
Solare Termodinamico	100	41 [41%]	20	33 [165%]	–	–	120	20 [16,7%]	74 [61,7%]
TOTALE	1.000	2.083,05 [208%]	275	632 [229%]	90	185 [205%]	1.365	1.201 [88%]	2.900,05 [212%]

Il DM 23 Giugno 2016: i risultati per l'Eolico in Italia

- Per l'**eolico** era previsto un bando d'asta di **800 MW (più 30 MW per l'eolico off-shore) MW**. Sono invece pervenute **96 domande** per oltre **2.000 MW di nuovi impianti**, quasi il **triplo della potenza disponibile**. Questo risultato testimonia la vitalità del settore e l'interesse a investire in questo comparto, soprattutto **tenendo conto che complessivamente oltre 1.600 MW di impianti (tra i quali gli 830 aggiudicatari) hanno «biddato»** (ossia presentato una offerta) **con il massimo sconto ammesso del 40%, tradotto in valore assoluto significa 66 €/MWh (+ 36% rispetto al PUN del 2016)**.

ASTE 2016		REGISTRI 2016		RIFACIMENTI 2016	
Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]	Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]	Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]
830	2.002,25	57	186	40	9

- Per i registri, il GSE ha invece ricevuto **256 richieste** per una potenza complessiva di **oltre 186 MW**, il **triplo rispetto al contingente disponibile di 57 MW**. Solo nel caso dei rifacimenti la potenza richiesta si è fermata a 9 MW contro i 40 MW disponibili anche se è interessante a questo proposito citare il caso di Edison e F2i però compresi nel contingente del «nuovo installato» trattandosi di ricostruzione completa e non di rifacimento (si veda box 4).

BOX 4: Il caso Edison e F2i

- Il Gestore dei Servizi Energetici (**GSE**) ha pubblicato le graduatorie per l'ottenimento delle quote di potenza ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 e **tutti gli otto progetti** presentati da **E2i Energie Speciali** sono stati ammessi nella graduatoria vincente.
- Nel dettaglio, **E2i si è aggiudicata otto progetti per oltre 150 MW complessivi**: 5 progetti *green-field* in Campania, Puglia, Sicilia e Basilicata e **3 progetti di Integrale Ricostruzione** di parchi eolici in esercizio in Abruzzo e Basilicata.
- Edison è stata l'unica società ad avere aderito alla decurtazione facoltativa dell'incentivo come previsto dal decreto del **6 novembre 2014**, perciò ha potuto partecipare alle aste competitive dell'ultimo decreto 2016 e percepire un incentivo.
- Caso di **notevole interesse** trattandosi del **primo progetto** di ricostruzione completa su sito **esistente in Italia**.



Il DM 23 Giugno 2016: i risultati per l'Idroelettrico in Italia

- Anche la risposta del settore idroelettrico è stata **positiva**. Sono infatti pervenute **565 richieste**, per rispettivi **249 MW di potenza**, a fronte dei **79 messi a bando**.
- Gli **impianti idroelettrici** oggetto di interventi di **rifacimento** avevano a disposizione **30 MW**: il GSE ha ricevuto **77 domande** per oltre **160 MW**, **cinque volte tanto il contingente a disposizione**.

ASTE 2016		REGISTRI 2016		RIFACIMENTI 2016	
Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]	Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]	Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]
–	–	79	249	30	160

Il DM 23 Giugno 2016: i risultati per le Biomasse in Italia

- Come già evidente dall'analisi dell'installato, il comparto delle **biomasse è stato piuttosto "debole" nelle procedure d'asta: dei 50 MW disponibili per impianti di taglia superiore a 5 MW**, sono pervenute domande per soli **20 MW**, lasciando quindi non aggiudicata la maggior parte della potenza disponibile).
- Il contingente dei **registri** per le biomasse (inclusi: biogas, gas di depurazione, gas di discarica e bioliquidi sostenibili) **è stato invece saturato**. Erano a disposizione **89 MW**, ma le **233 richieste inviate** al GSE corrispondono a una potenza di **115 MW**.

ASTE 2016		REGISTRI 2016		RIFACIMENTI 2016	
Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]	Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]	Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]
50	20	89	115	–	–

Il DM 23 Giugno 2016: i risultati per il Geotermoelettrico in Italia

- Buoni risultati sono stati ottenuti dal settore della **geotermia nel bando d'asta** per il quale il Decreto 23 giugno aveva previsto una potenza a bando di **20 MW**. Il GSE ha ricevuto una domanda per un impianto da **19,8 MW**, lasciando dunque **appena 200 kW non assegnati**.
- Le domande per il **geotermoelettrico** hanno superato i limiti di potenza disponibile anche **nei registri**: sono arrivate al GSE **10 richieste**, per **49 MW di potenza**, a fronte dei **30 disponibili**.
- A fronte dei **20 MW disponibili** per gli interventi relativi al **rifacimento** geotermoelettrico, **1 solamente la richiesta inviata**, per una potenza di **16 MW**.

ASTE 2016		REGISTRI 2016		RIFACIMENTI 2016	
Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]	Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]	Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]
20	19,8	30	49	20	16

Il DM 23 Giugno 2016: i risultati per il CSP in Italia

- Non positivi, invece, i risultati del **solare termodinamico**, anche se in questo caso si partiva dalla assenza pressoché totale di installazioni di un qualche rilievo. **Al GSE – per il meccanismo delle aste - è arrivata infatti una domanda per un solo impianto** (come si diceva nella parte precedente del capitolo non possedeva i requisiti di legalità richiesti) **da 41 MW, che non ha però avuto accesso agli incentivi perché non rispettava i criteri richiesti.**
- Sono stati invece saturati i **20 MW** a disposizione nei registri: il GSE ha ricevuto **14 richieste** per poco più di **33 MW di potenza.**

ASTE 2016		REGISTRI 2016		RIFACIMENTI 2016	
Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]	Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]	Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]
100	41 (0)	20	33	–	–

Aste, Registri e Rifacimenti: il quadro dei risultati del DM Luglio 2012

- Giova ricordare il quadro dei risultati del DM Luglio 2012, il precursore di quello appena analizzato, che aveva messo complessivamente a bando – nelle sue tre tornate (2012, 2013, 2014) – **oltre 4,4 GW di potenza totale, dei quali poco più di 2,4 effettivamente assegnati.**

[MW]	ASTE 2016		REGISTRI 2016		RIFACIMENTI 2016		TOTALE		
	Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]	Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]	Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]	Potenza a bando [MW]	Potenza incentivata [MW]	Potenza richiesta [MW]
Eolico	1.231	2.789 [226,5%]	180	553 [307%]	450	1,5 [0,33%]	1.861	1.433,5 [77,0%]	3.343,5 [179,6%]
Idroelettrico	50	0	210	461,5 [220%]	900	155,3 [17%]	1.160	369,3 [32%]	616,8 [53%]
Biomasse a, b, d	120	63 [52,5%]	490	576 [118%]	195	0	805	541 [67%]	639 [79%]
Biomasse c, rsu	350	50 [14,3%]	30	3 [10%]	210	16 [7,6%]	590	69 [12%]	69 [12%]
TOTALE	1.751	2.902	910	1.593,5	1.755	172,8	4.485	2.412,8	4.668,3

Aste, Registri e Rifacimenti: Il confronto DM Luglio 2012 con DM Giugno 2016

- Se mettiamo a **confronto il DM Luglio 2012 con il DM Giugno 2016**, tenendo presente che il primo comprende 3 «tornate» di aste, registri e rifacimenti, mentre il secondo solamente una, possiamo notare che:
 - In **entrambi i DM la fonte eolico** è stata quella che ha riscontrato tra gli operatori un **maggiore interesse** con una **potenza totale richiesta** sempre **notevolmente superiore** rispetto al **contingente messo a bando**.
 - Notevoli **differenze** sono state riscontrate tra i due decreti ministeriali in termini di **potenza incentivata rispetto a quella messa a bando**. Il **DM Luglio 2012 ha registrato che per le 3 fonti a bando, eolico, idroelettrico e biomasse rispettivamente il 77%, il 32% e il 44% della potenza a bando è stata effettivamente incentivata**. Il **DM Giugno 2016 ha avuto invece dei risultati migliori: il 96%, il 100% e l'80%** della **potenza messa a bando è stata effettivamente incentivata** per le tre fonti riportate sopra. Anche il **geotermoelettrico** ha riportato risultati positivi (**94%**). E' evidente l'effetto di **apprendimento rispetto alla tornata precedente**, soprattutto da parte degli operatori che hanno deciso di partecipare.

Aste, Registri e Rifacimenti: Confronto DM Luglio 2012 con DM Giugno 2016

- In termini di **differenze tra la potenza richiesta dagli operatori e i contingenti messi a bando** i due DM hanno riportato risultati diversi: **il DM Luglio 2012 ha rilevato una domanda superiore rispetto al contingente a bando solamente nel caso dell'eolico**, mentre sia per l'idroelettrico che per le biomasse la domanda ha coperto solo il 50% della potenza a bando. Risultati ben differenti sono stati registrati con il **DM Giugno 2016: eolico ed idroelettrico hanno riportato una domanda maggiore rispetto al contingente a bando di 2,5 volte il primo e di circa 4 volte il secondo**. Le **biomasse** hanno registrato una domanda **di poco superiore** rispetto **al contingente a bando**, mentre il **solare termodinamico** è stata l'unica fonte che ha riportato una **domanda** da parte degli operatori **inferiore** rispetto alla potenza messa a bando(-40%).
- Anche per quanto riguarda i **rifacimenti**, sia il **DM Luglio 2012** che il **DM Luglio 2016** hanno **ottenuto dei risultati non soddisfacenti confermando l'insuccesso dello strumento**. Al tema dei rifacimenti degli impianti è peraltro dedicato il capitolo 3 del presente Rapporto.
- **Rimane quindi qualche problema di "lettura" da parte del legislatore dei comparti che esprimono una maggior propensione alla crescita.**

Aste, Registri e Rifacimenti: Il confronto DM Luglio 2012 con DM Giugno 2016

- Il fatto indubbiamente positivo – vero soprattutto nel caso dell'eolico se si considera l'andamento delle offerte in termini di ribassi – riguarda il fatto che esiste una domanda di realizzazione di impianti da rinnovabili che riguarda dinamiche di mercato che guardano ben oltre l'esistenza dell'incentivo.
- E' a queste dinamiche che si dovrebbe guardare cercando di favorire – a detta degli operatori – soluzioni che vadano al di là del contingentamento per fonte, ad esempio attraverso aste "tecnologicamente neutre" che permettano un più efficace impiego del contingente a disposizione, oppure con meccanismi contrattuali (PPA) di fissazione per un orizzonte lungo del prezzo di vendita dell'energia, che potrebbero rivelarsi altrettanto efficaci e "solidi" per la realizzazione di un progetto di investimento.



POLITECNICO
MILANO 1863

MP

POLITECNICO DI MILANO
GRADUATE SCHOOL
OF BUSINESS

I Green Bond: le nuove opportunità di finanziamento degli investimenti in rinnovabili



2

Partner



Con il patrocinio di



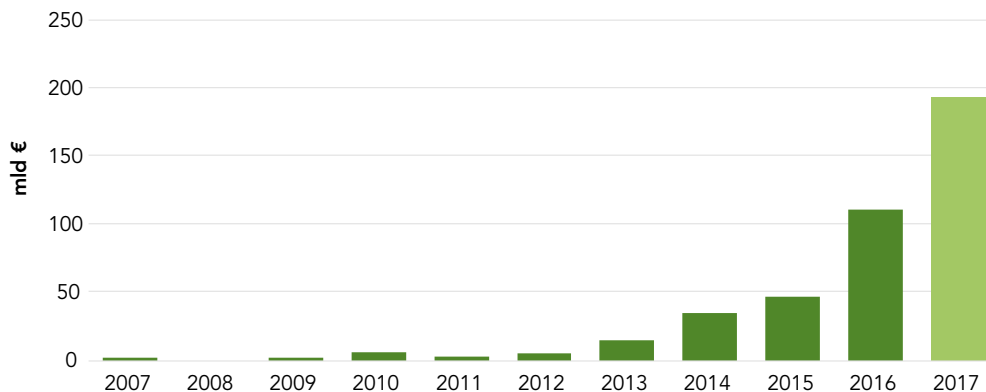
Obiettivi della sezione

- L'obiettivo di questo capitolo è quello di **fare luce sul meccanismo di finanziamento dei "Green Bond", ossia dei titoli obbligazionari dedicati a supportare investimenti (tra l'altro) nelle rinnovabili.**
- Il **crescente interesse a livello globale** per questo tipo di strumenti merita infatti **qualche riflessione con riferimento alla loro diffusione, attuale e attesa, nel nostro Paese.**



Il contesto globale

- In figura è riportato l'andamento delle emissioni a livello globale di green bond dal 2007 al 2016.
- Come si vede **la crescita registrata nell'ultimo anno**, con un balzo verso **emissioni complessive per oltre 100 miliardi di €**, sembra essere – secondo le prime stime degli analisti finanziari – solo il **primo "segno" di un andamento che sta diventando esponenziale** (e non a caso le previsioni per il 2017 parlano di quasi 200 miliardi di € di nuove emissioni).



Il contesto globale

- **La crescita del mercato delle obbligazioni verdi si deve nel 2016** soprattutto **all'ingresso massiccio della Cina**: il 44% delle risorse complessive raccolte nel 2016, deriva infatti da operazioni di collocamento curate dalle banche del Paese.
- Anche l'Europa si sta muovendo in maniera significativa. **Polonia e Francia** (lo si vedrà meglio più avanti) sono stati i primi Paesi europei ad emettere **Green Bond di Stato** tra la fine del 2016 e l'inizio del 2017 e - se si guarda alle obbligazioni emesse da operatori industriali e banche - **Germania e Lussemburgo** paiono essere mercati con una certa qual vitalità.
- **Discorso a parte merita l'Italia**, cui è dedicato questo approfondimento, **che tuttavia sta muovendo i suoi primi passi in questo ambito**.

La definizione dello strumento finanziario

- Anche se ad oggi, **non esiste uno standard globale** per certificare come “verde” un determinato bond, sono **di comune uso le linee guida elaborate dall’International Capital Market Association (ICMA)**, che definisce quattro *Green Bond Principles* sono quattro:
 1. Chi emette un titolo deve **identificare** con chiarezza la **destinazione dei proventi**, che possono essere dedicati a investimenti in **sviluppo delle energie rinnovabili, progetti di efficienza energetica, progetti di Circular Economy**;
 2. Deve seguire alcuni **procedimenti particolari nella valutazione e selezione dei progetti**, che devono rientrare in un elenco di categorie.
 3. Chi emette l’obbligazione deve **garantire la massima trasparenza** (*disclosure*) nel comunicare la gestione dei proventi.
 4. Grande focus sull’attività di **reporting**, per mantenere aggiornati gli investitori sull’avanzamento dei progetti finanziati.

La definizione dello strumento finanziario

- In buona sostanza, il **Green Bond** ha le caratteristiche di una comune **obbligazione con una determinata scadenza ma con un vincolo “forte” all’utilizzo dei capitali raccolti.**
- In questa accezione i **Green Bond si collocano in una posizione intermedia tra i Climate Aligned Bond**, più genericamente connessi alla sostenibilità ambientale, ed i **Project Bond**, ove la destinazione specifica e le regole di impiego sono invece ancora più stringenti (si vedano i due box a seguire 1 e 2).
- **E’ importante evidenziare in premessa come non vi sia sul mercato nessuna differenza sostanziale nei rendimenti di questi titoli rispetto ai rendimenti di riferimento** (emessi cioè dai medesimi emittenti ma senza vincolo di impiego). Le ragioni quindi che spingono all’emissione e all’acquisto **non sono da ricercarsi in una maggiore convenienza economica, bensì nella volontà di indirizzo di un crescente quantitativo di disponibilità finanziarie verso impieghi che sono giudicati maggiormente auspicabili a livello di sistema.**

BOX 1 - I Climate-Aligned Bond

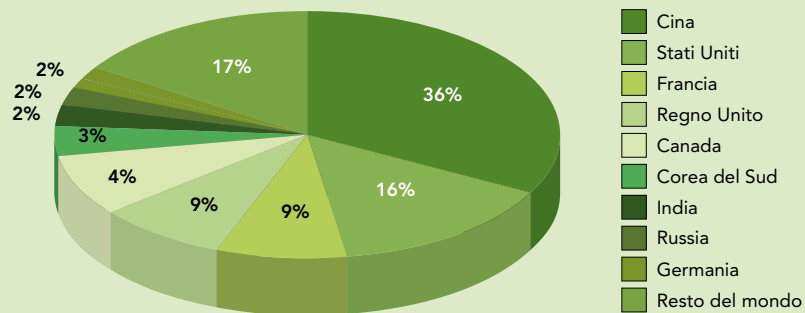
- I Green Bond sono normalmente considerati come appartenenti alla famiglia dei cosiddetti Climate-Aligned Bond, sono titoli di debito emessi da governi, enti sovranazionali, e altri soggetti pubblici e privati, per finanziare attività e progetti connessi al **tema del cambiamento climatico e delle sue conseguenze**. Fanno parte di questa categoria anche i **bond con obiettivi di sostenibilità e di impatto sociale**, che si ritiene contribuiranno a sostenere l'impegno contro il cambiamento climatico e a raggiungere gli obiettivi di sviluppo sostenibile.
- Nei Climate-Aligned Bond è meno stringente quindi il vincolo all'impiego dei capitali, che hanno spesso obiettivi di utilizzo piuttosto ampi, anche se rimane il collegamento all'obiettivo climatico.
- Se si guarda al mercato, includendo **tutte le obbligazioni che possono essere ricondotte a questa macro categoria**, si arriva a un volume di emissioni nel 216 di **631 miliardi di euro** con un aumento di **ben 87 miliardi** rispetto al 2015.



2. I Green Bond: le nuove opportunità di finanziamento degli investimenti in rinnovabili

- La figura di seguito riportati i principali Paesi che hanno emesso climate-aligned bond in totale ad oggi:

Top 10 paesi «climate aligned bonds»



BOX: I Project Bond

- I **project bond** sono **prestiti obbligazionari dedicati esplicitamente al finanziamento di progetti infrastrutturali** e possono riguardare il finanziamento di nuove opere (**greenfield**) oppure il rifinanziamento del debito di opere già finanziate (**brownfield**).
- I **project bond** sono emessi da società che realizzano un **progetto infrastrutturale o un servizio di pubblica utilità**, per finanziarne la realizzazione e sono **destinati ad investitori istituzionali**.
- Il rimborso dei **project bond dipende unicamente dai flussi finanziari che il progetto è in grado di assicurare** ed in quanto tali hanno una significativa variabilità di emissione.
- In Italia, ad esempio, in base al Decreto Legislativo n. 163 del 12 aprile 2006, con l'emissione di project bond possono essere finanziati **nuovi progetti infrastrutturali e nuovi servizi di pubblica utilità in settori strategici**, tra i quali i trasporti (autostrade, ferrovie, aeroporti, porti e trasporti pubblici locali), **l'energia (settore fotovoltaico, eolico, rigassificatori, gasdotti, elettrodotti, acquedotti e stoccaggio)** e la banda larga, in grado di aumentare la dotazione infrastrutturale italiana.



La metodologia di analisi

- Innanzitutto si sono distinte **2 possibili tipologie di Green Bond** presenti sul mercato:
 - **Green bond di Stato**: si tratta di obbligazioni *green* emesse da enti istituzionali e governativi
 - **Corporate Green bond**: si tratta di obbligazioni *green* emesse da operatori non istituzionali
- Per quanto riguarda i **Green Bond di Stato** si è comparata la situazione italiana, con quella di altri **2 Paesi europei** che sono stati i primi ad emettere Green Bond di Stato: **Francia e Polonia**.
- Per quanto riguarda i **Corporate Green Bond**, si è fatto riferimento sia a **operatori industriali** (tipicamente imprese energetiche) **che operatori istituzionali** (tipicamente banche). Anche in questo caso alla **analisi estensiva di tutte le imprese italiane – classificate appartenenti al settore “energy” – di Borsa Italiana** si è affiancata, in ottica di *benchmarking*, una analisi delle **emissioni sul Luxemburg Stock Exchange** (particolarmente attivo come mercato per i *green bond*) e dei principali operatori *energy* europei per capitalizzazione.
- Per ciascuno dei green bond individuati si è fatta **un’analisi più di dettaglio delle tempistiche** e della **dimensione dei bond** emessi sul mercato.

I Green Bond di Stato: la situazione in Italia

- Ad oggi il nostro Paese **non ha ancora emesso Green Bond di Stato** ed anzi non pare ci siano allo studio progetti in questo senso almeno nel breve periodo.
- La particolare situazione finanziaria e politica che ha attraversato il nostro Paese ha portato evidentemente le priorità per le emissioni governative verso soluzioni a maggiore possibilità di impiego. In questo peraltro il nostro Paese è in buona compagnia in Europa, dove **solo Polonia e Francia hanno già messo sul mercato** (e peraltro molto recentemente) prodotti finanziari di questo tipo.
- Appare importante tuttavia, **se si vuole sostenere gli investimenti nelle rinnovabili ed uscire dalla logica del “ripagamento in bolletta” degli incentivi**, pensare a soluzioni “di mercato” che potrebbero portare a **nuova linfa agli investimenti di carattere green**, soprattutto per il mercato delle rinnovabili in affanno dopo la fine dei conti energia (per quanto riguarda il fotovoltaico) ed il quadro normativo poco lungimirante per le altre FER (notevoli ritardi per l’entrata in vigore del decreto 23 Giugno 2016, e ad oggi in attesa del successivo che regoli il mercato per gli anni a venire).

I Green Bond di Stato: il *benchmark* europeo - La Polonia

- **La Polonia è stato il primo Paese europeo ad emettere titoli green bond** a Dicembre 2016 (anticipando di un mese la Francia), lanciando il primo green bond sovrano: **750 milioni di euro di importo nominale complessivo e una scadenza di cinque anni.**
- Un'emissione contenuta e di breve durata che ha avuto il pregio di richiamare nei confini polacchi nuovi investitori.
- I titoli polacchi **finanzieranno rinnovabili, trasporti "puliti", agricoltura sostenibile, riforestazione e parchi nazionali e ripristino di aree contaminate.**
- Il rendimento **previsto è pari a 0,5% a tasso fisso**, con scadenza nel 2021, risultano garantire un rendimento in linea con i bond polacchi decennali, che si attestano sul 1,5%.

I Green Bond di Stato: il *benchmark* europeo - La Francia

- Il **24 Gennaio 2017** il Ministero del Tesoro Francese **ha emesso il primo Green OAT** (Green Obligations Assimilables du Tresor). **L'obiettivo iniziale del governo era emettere un green bond di 3 mld di euro, tetto innalzato fino a quota 7 mld €, a causa di richieste pari a 23,5 mld €.**
- Si tratta **dell'emissione di debito "green" più grande in Europa** e il piano obbligazionario "sostenibile" – dopo le recenti elezioni – potrebbe raggiungere i 13 miliardi di euro nel corso dell'anno.
- E' interessante sottolineare come la **domanda abbia superato di tre volte l'offerta**, nonostante il rendimento, pari all'1,74% (e anche qui rivisto a causa dell'eccesso di offerta), fosse di poco superiore all'1,60% garantito dai consueti bond ventennali francesi.
- Con questa strategia la Francia conferma la leadership nel campo della transizione verso una low-carbon economy, strategia avviata negli ultimi dieci anni e concretizzata con l'organizzazione e la sottoscrizione degli accordi sul clima di Parigi, il cosiddetto COP21 del 2016.

I Green Bond di Stato: il *benchmark* europeo - La Francia

- La **peculiarità** di questa emissione riguarda i **progetti finanziati tramite l'obbligazione**, in larga parte si tratta di progetti già avviati da parte di autorità statali nel territorio francese, dato che tutti i ricavi del bond saranno utilizzati in progetti concernenti **6 settori principali**:
 - **Edifici**: infrastrutture sostenibili e ad alta efficienza energetica;
 - **Trasporti**: sostenibili e non inquinanti;
 - **Energia** (tra cui le smart grid) e **fonti rinnovabili**;
 - **Conservazione della biodiversità e trattamento sostenibile di risorse naturali**;
 - **Adattamento ai cambiamenti climatici e controllo delle emissioni**;
 - **Lotta contro l'inquinamento**.
- Il Governo monitorerà l'avanzamento dei lavori e pubblicherà un **report approfondito sull'impatto reale dei progetti finanziati**.

I Corporate Green Bond: la situazione in Italia

- **Non esistono al momento in Italia emissioni di Green Bond da parte di soggetti non industriali**, ad esempio banche o fondi di investimento, **anche se è evidente un certo fermento in questo ambito**, con i principali operatori del Paese che sono alla ricerca delle condizioni economiche e della struttura di finanziamento più adatta al caso italiano.
- **Se si guarda invece agli operatori industriali sono 2 ad oggi, Hera** che ha precorso i tempi con una emissione “pilota” classificabile come “green bond” già nel 2014 (anche se solo recentemente inserita da Borsa Italiana in questa categoria di strumenti), **e soprattutto Enel**, che ha utilizzato questo strumento **per la sua prima emissione del 2017**.
- **E’ un primo segno di vitalità anche se è vero che oggi sul listino principale di Borsa Italiana sono quotate 23 imprese del settore “energy”, 65%** delle quali con obbligazioni ancora attive, per **oltre 20 mld €**. A queste si devono aggiungere anche le imprese (**8 per la precisione**) quotate sui mercati secondari di Borsa Italiana e che, nonostante si possano considerare a tutti gli effetti imprese “green” (dato l’oggetto sociale) hanno sul mercato attive obbligazioni **per 245 mln €**, senza tuttavia utilizzare lo strumento dei green bond (si veda box 2).



BOX 2 - I bond tradizionali delle aziende italiane "green"

- Di seguito si riportano i nomi delle **imprese Energy Green** che hanno **emesso è ancora attivi sul mercato bond tradizionali**. Come si vede il totale del capitale raccolto è interessante ed è plausibile considerare sia stato destinato ad investimenti (senza però escludere i rifinanziamenti dei debiti) in ambito green. Queste tipologie di obbligazioni, tuttavia, **non possono essere considerate Green Bond dal momento che non hanno l'obbligo di definire a priori lo scopo d'uso dei capitali raccolti**.

SOCIETA'	VALORE [€]	SEDE DI QUOTAZIONE	ANNO DI EMISSIONE	OBBLIGAZIONE
Alerion Clean Power	130 milioni	Borsa Italiana	2015	Alerion Clean Power Tf 2015-2022 Eur
Asja	12 milioni	Borsa Italiana	2015	Asja Ambient Tf 6,75% Ot23 Amort Eur
Azienda Solare Italiana	18,6 milioni	Borsa Italiana	2014	Solare Ita Tf 3,552% Dc28 Amort Call
Building Energy	30 milioni	Borsa Italiana	2015	Building Ene Tf 2% Lg20 Call Eur
Enertronica	7,8 milioni	Borsa Italiana	2016	Enertronica Tf 5% Ag18 Eur
Essepi	1,3 milioni	Borsa Italiana	2016	Essepi Tf 5,4% Ap20 Amort Call Eur
Etrion	32,85 milioni	Borsa Italiana	2015	Etrion Tv Eur6m+2,25 Dc29 Amort Call Eur
Fri-el	12 milioni	Borsa Italiana	2014	Fri-Elbiogas Tf 4,9% Gn21 Amort Call Eur

I Corporate Green Bond: la situazione in Italia - Il caso Hera

- La **multi-utility** è stata la prima impresa italiana ad aver lanciato nel **2014 un'emissione obbligazionaria decennale** destinata a finanziare o rifinanziare progetti legati alla sostenibilità in **4 ambiti**:
 - **lotta al cambiamento climatico**
 - **riduzione delle emissioni**
 - **qualità della depurazione acque**
 - **gestione dei rifiuti**
- **Per ogni linea d'intervento** Hera ha identificato una **serie di investimenti specifici** sui quali attivare un processo di monitoraggio e rendicontazione per assicurare al mercato la corretta e trasparente destinazione dei fondi raccolti dai progetti.
- Si tratta di un'emissione di **500 milioni complessivi, di durata decennale, con una cedola del 2,375% e un rendimento pari a 2,436%**, anche in questo caso quindi in linea con il profilo dell'emittente e senza significativi scostamenti per effetto della caratterizzazione "green".

I Corporate Green Bond: la situazione in Italia - Il caso Hera

- **L'obbligazione è stata tuttavia inizialmente quotata sul mercato Lussemburghese e solo recentemente** (il 20 aprile 2017, dopo l'emissione di Enel) **incluso nel segmento dedicato ai green e/o social bond sul mercato ExtraMOT di Borsa Italiana.**
- **Questo segmento è nato appunto nel 2017** per offrire agli investitori istituzionali e retail la possibilità di identificare gli strumenti i cui proventi vengono destinati al finanziamento di progetti con specifici benefici o impatti di natura ambientale e/o sociale. E' interessante sottolineare come questo renda evidente che **ancora lunga è la strada verso un mercato italiano pronto a recepire questo tipo di titoli.**
- Sempre all'estero in Lussemburgo – e non ancora rientrato in Italia – è stato emesso nel **2016** anche il green bond da 375 milioni di € (2 tranches: 225 e 150 mln €) e della durata rispettivamente di 7 e 10 anni di **Alperia**, società attiva nel settore Energy, in particolare **Alperia** è un provider di servizi energetici.

I Corporate Green Bond: la situazione in Italia - Il caso Enel

- **Enel, attraverso la controllata Enel Finance International, è stata a tutti gli effetti la prima impresa italiana a collocare il 9 Gennaio 2017 in Italia un green bond corporate**, destinato ad investitori istituzionali e assistito da una garanzia rilasciata dalla stessa Enel.
- L'emissione ammonta a **complessivi 1,25 miliardi di €** e prevede il rimborso in unica soluzione a scadenza in data 16 settembre 2024 e il pagamento di una cedola a tasso fisso pari all'1%, pagabile ogni anno in via posticipata nel mese di settembre, a partire da settembre 2017. L'operazione ha raccolto però **adesioni per un importo di circa 3 miliardi di euro**, manifestando chiaramente l'interesse del mercato.
- I **proventi netti** dell'emissione – effettuata nell'ambito del programma di emissioni obbligazionarie a medio termine di Enel ed EFI – saranno utilizzati per **finanziare gli eligible green projects del gruppo**. In particolare, rientrano in questa categoria a titolo esemplificativo, **i progetti di sviluppo, costruzione e repowering di impianti di generazione da fonti rinnovabili, sviluppo di reti di trasmissione e distribuzione, nonché di implementazione di smart grids e smart meters** etc.
- L'operazione è in linea con la **strategia finanziaria del Gruppo Enel** delineata nel piano strategico 2017-2019, che prevede il **rifinanziamento di 12,4 miliardi di euro anche attraverso l'emissione di green bonds** quali strumenti dedicati al finanziamento di progetti funzionali al passaggio alla "low carbon economy". Al riguardo, il Gruppo Enel ha predisposto e pubblicato un **"Green Bond Framework"** al fine di agevolare la trasparenza e la qualità dei green bond emessi.

I Corporate Green Bond: il *benchmark* europeo

- Se l'Italia, come visto, sul piano dei corporate green bond si è mossa solo di recente, anche se con un qualche rilievo, sono **diverse le esperienze maturate nel contesto Europeo**.
- **Tra gli operatori più attivi vanno segnalati**, ed il loro profilo è riportato nel seguito, **EDF** – per quanto attiene agli **operatori industriali**, e non è un caso che sia la principale impresa francese dell'energia – e **KFW** (la Banca tedesca, già nota per il supporto strutturale alle rinnovabili) e **BEI (Banca europea per gli investimenti)**, per quanto riguarda invece gli operatori non industriali.

I Corporate Green Bond: il *benchmark* europeo - Il caso EDF

- EDF ha emesso, a partire dal 2003, già **3 Green Bond** per un valore totale **superiore ai 4 miliardi €**.

1) Green Bond:
Novembre 2013

- **Dimensione:** 1,4 miliardi di €
- **Durata:** 7,5 anni
- **Borsa di quotazione:** Euronext Paris
- First benchmark corporate Green Bond



Costruzione di nuovi impianti eolici e fotovoltaici

2) Green Bond:
Ottobre 2015

- **Dimensione:** 1,25 miliardi di €
- **Durata:** 10 anni
- **Borsa di quotazione:** Euronext Paris
- Largest US\$ corporate Green Bond



Costruzione di nuovi impianti eolici e fotovoltaici

3) Green Bond:
Ottobre 2016

- **Dimensione:** 1,75 miliardi di €
- **Durata:** 10 anni
- **Borsa di quotazione:** Euronext Paris
- Largest Euro Green Tranche



Costruzione di nuovi impianti eolici e fotovoltaici
Modernizzazione e upgrade degli impianti idroelettrici in Francia

I Corporate Green Bond: il *benchmark* europeo - Il caso KfW

- **KfW** può essere considerato il braccio finanziario del governo tedesco utilizzato per finanziare progetti che vedano le aziende nazionali in prima linea, sia sul proprio territorio che all'estero. **Sul fronte dei green bond si contano 4 ondate di emissioni, a partire dal 2014, per un totale di 11,35 miliardi di €.**

2 Green Bond:
2014

- **Risorse totali raccolte:** 3 miliardi di €
- **Durata:** 5 anni
- **Borsa di quotazione:** Luxemburg Stock Exchange

Finanziare il programma di investimento e sostenibilità ambientale di KfW (100%): 80% eolico, 17% fotovoltaico

5 Green Bond:
2015

- **Risorse totali raccolte:** 4,6 miliardi di €
- **Durata:** 5 anni
- **Borsa di quotazione:** Luxemburg Stock Exchange

Finanziare il programma di investimento e sostenibilità ambientale di KfW(100%): 90% eolico, 8% fotovoltaico

I Corporate Green Bond: il *benchmark* europeo - Il caso KfW

3 Green Bond:
2016

- **Risorse totali raccolte:** 3,5 miliardi di €
- **Durata:** 5 anni
- **Borsa di quotazione:** Luxemburg Stock Exchange



Finanziare il programma di investimento e sostenibilità ambientale di KfW (100%): 80% eolico, 17% fotovoltaico

1 Green Bond:
2017

- **Risorse totali raccolte:** 250 milioni di €
- **Durata:** 3 anni
- **Borsa di quotazione:** Luxemburg Stock Exchange



Finanziare il programma di investimento e sostenibilità ambientale di KfW(100%): 90% eolico, 8% fotovoltaico

I Corporate Green Bond: il *benchmark* europeo - Il caso BEI

- La BEI è stata uno dei primi soggetti europei ad utilizzare questo strumento. Ad oggi **si contano 6 ondate di emissioni, a partire dal 2012, per un totale di 14,8 miliardi di €.**

1 Green Bond:
Aprile 2012

- **Risorse totali raccolte:** 392 milioni di €
- **Valuta:** SEK
- **Borsa di quotazione:** Luxemburg Stock Exchange

Finanziare progetti green tra cui efficienza energetica o risorse rinnovabili

3 Green Bond:
2013

- **Risorse totali raccolte:** 3,35 miliardi di €
- **Valuta:** SEK, EUR, ZAR
- **Borsa di quotazione:** Luxemburg Stock Exchange

Finanziare progetti green tra cui efficienza energetica o risorse rinnovabili

4 Green Bond:
2014

- **Risorse totali raccolte:** 4,9 miliardi di €
- **Valuta:** EUR, GBP, USD, ZAR
- **Borsa di quotazione:** Luxemburg Stock Exchange

Finanziare progetti green tra cui efficienza energetica o risorse rinnovabili

I Corporate Green Bond: il *benchmark* europeo - Il caso KfW

5 Green Bond:
2015

- **Risorse totali raccolte:** 2,8 miliardi di €
- **Valuta:** EUR, CAD, TRY
- **Borsa di quotazione:** Luxemburg Stock Exchange

Finanziare progetti green tra cui efficienza energetica o risorse rinnovabili

5 Green Bond:
2016

- **Risorse totali raccolte:** 2,9 miliardi di €
- **Valuta:** EUR, USD, CAD, SEK
- **Borsa di quotazione:** Luxemburg Stock Exchange

Finanziare progetti green tra cui efficienza energetica o risorse rinnovabili

2 Green Bond:
2017

- **Risorse totali raccolte:** 392 milioni di €
- **Valuta:** SEK
- **Borsa di quotazione:** Luxemburg Stock Exchange

Finanziare progetti green tra cui efficienza energetica o risorse rinnovabili

BOX 3 - I Green Bond Extra UE quotati in Lussemburgo

- Di seguito sono riportati i **Green Bond** emessi da **operatori internazionali extra-ue registrati sulla Luxemburg Stock Exchange**, selezionata in quanto piazza finanziaria apparentemente molto «sensibile» al tema green ed una delle prime ad introdurre una **sezione dedicata a questi prodotti finanziari**:

29 Green Bond:
WORLD BANK
2010 – 2025

- **Risorse totali raccolte:** 2,4 miliardi €
- **Valuta:** USD, JPY, SEK, ZAR, COP, BRL, TRY, MYR, PLN, AUD, NOK, MXN, RUB, HU

Finanziare progetti green tra cui efficienza energetica, risorse rinnovabili, installazioni di impianti fotovoltaici ed eolici

4 Green Bond:
BANK OF CHINA
2016 – 2021

- **Risorse totali raccolte:** 2,6 miliardi €
- **Valuta:** USD

Finanziare progetti green tra cui efficienza energetica, risorse rinnovabili, installazioni di impianti fotovoltaici ed eolici

4 Green Bond:
AFRICAN DEVELOPMENT BANK
2015 – 2018

- **Risorse totali raccolte:** 808,2 milioni €
- **Valuta:** SEK e USD

Finanziare progetti green tra cui efficienza energetica, risorse rinnovabili, installazioni di impianti fotovoltaici ed eolici

I Green Bond: quali opportunità per l'Italia?

- **Il mercato dei Green Bond è, come si è visto, in forte espansione e – per lo meno in Europa – ancora alla ricerca di una sua dimensione e riconoscibilità.** Gli investitori, nonostante l'assenza di differenziali significativi di rendimento, sembrano però disposti ad accettare la sfida, e lo hanno manifestato con una domanda di investimento di gran lunga superiore all'offerta.
- **Due in particolare sono gli esempi da guardare.**
 - La **Francia**, dove si sono mossi contemporaneamente sia il **Government (con le emissioni di Green Bond di Stato)** sia i **principali operatori industriali del Paese (EDF)**.
 - La **Germania**, dove invece sono le banche le prime a muoversi e ad utilizzare il denaro raccolto per dare linfa agli investimenti degli operatori industriali.
- **In Italia gli operatori industriali hanno fatto il primo passo, ora potrebbe toccare al Government, seguendo l'esempio francese. Oppure si potrebbe pensare ad una "terza via" dove sono le banche (o perché no, sulla scorta di quanto avvenuto in Germania, Cassa Depositi e Prestiti) a convogliare nuovi capitali per gli investimenti in rinnovabili. Potrebbe essere un ulteriore passo – dando visibilità, garanzia e slancio al mercato delle rinnovabili – verso la definitiva uscita dal mercato incentivato.**



POLITECNICO
MILANO 1863

MP

POLITECNICO DI MILANO
GRADUATE SCHOOL
OF BUSINESS



Revamping/Repowering: un nuovo "mercato" possibile per le rinnovabili in Italia

3

Partner



Con il patrocinio di



Obiettivi della sezione

- **Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili installati a partire dalla seconda metà degli anni '90** (e quindi escluso l'idroelettrico “storico”^(*)) hanno una **potenza installata complessiva di circa 3 GW**. Già nel Renewable Energy Report dello scorso anno – visto il “livello” cui si è assestato il mercato primario – si era sollevato il tema della **necessità di interventi di “gestione” del parco installato**.
- La fonte rinnovabile più «anziana» dopo l'idroelettrico è **l'eolico**, che ha il **15%** del suo l'installato **sopra i 15 anni** di vita e quindi in prossimità del **fine vita progettuale**.
- Il **fotovoltaico**, si basa su un parco molto più recente rispetto ad eolico ed idroelettrico, anche se il **18%** dell'installato totale si trova praticamente (con 8-10 anni di età) a metà della vita utile prevista in fase di progettazione.
- Anche **gli impianti idroelettrici di piccola e media taglia** sono in larga parte potenzialmente soggetti ad operazioni di revamping/repowering soprattutto per quanto concerne **l'introduzione della automazione**.

(*) Impianti idroelettrici di grande taglia che per la maggior parte sono già stato rinnovati negli ultimi 10 anni grazie ai regimi incentivanti, quali CIP6 e certificati verdi

Obiettivi della sezione

- A questo tema è dedicato questo capitolo del Rapporto, dove si intende **approfondire lo “stato” degli impianti in esercizio per fotovoltaico, eolico ed idroelettrico e le concrete potenzialità di revamping/repowering.**
- In particolare si valuteranno, a partire dal confronto con gli operatori del settore, le **alternative concrete di investimento e la redditività attesa** (come di consueto in termini di IRR e Tempo di Pay Back), prendendo anche in considerazione – **assumendo importante il contributo alla capacità di generazione del nostro Paese – gli impatti di questi interventi sulla produzione elettrica degli impianti.**
- Le alternative che risultino economicamente interessanti sono poi state **confrontate con le possibilità concesse dall’attuale quadro normativo e regolatorio.** Il risultato ultimo di questo confronto, che qui viene descritto, si ritrova poi nell’ultimo capitolo del Rapporto con riferimento al potenziale che si immagina possa esprimere questo **nuovo tipo di “mercato”, una sorta di “via di mezzo” tra il mercato “primario” e quello “secondario”,** come invece definiti nel primo capitolo.

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: lo stato del parco installato

- Il **mercato del fotovoltaico italiano** può vantare un parco impianti di notevole potenza; grazie agli **oltre 19 GW** è il secondo mercato europeo per base installata.
- Il **performance ratio** (PR) caratteristico degli **impianti di grande taglia** si attesta intorno al **75%**. Solo nei casi migliori si trovano impianti che raggiungono l'**80%** di PR (valore tipicamente preso in considerazione nei *business plan* originari con i quali la maggior parte di questi impianti ha ottenuto i propri finanziamenti per la costruzione).
- Il **valore di PR** raggiunto sugli **impianti nuovi** – ossia che impiegano le tecnologie ed i sistemi disponibili – si attesta normalmente su un valore compreso tra **l'84% e l'86%**.
- Prendendo in considerazione il triennio **2010-2012**, dove è entrato in funzione il **70% dell'installato totale, e le centrali solari** (impianti con potenza maggiore di 900 kW) rappresentavano **oltre il 50% delle nuove installazioni, si deduce che il deterioramento degli impianti è stato più elevato di quanto ci si aspettava** rispetto al canonico decadimento delle prestazioni delle singole componenti «promesse» dai loro produttori.

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: lo stato del parco installato

- Tra le **possibili cause** dell'eccessivo **decadimento** delle prestazioni degli impianti fotovoltaici si annoverano i seguenti fattori:
 - Componenti di **scarsa qualità**, soprattutto ovviamente **moduli e inverter**;
 - **Gestione dell'asset** non appropriata, soprattutto per quanto concerne le **attività di O&M**.
- I **possibili interventi sugli impianti esistenti per migliorarne le prestazioni possono essere quindi classificati** in:
 - **Revamping**, per la sostituzione delle componenti malfunzionanti con delle nuove maggiormente efficienti, mantenendo però fissa la potenza di targa dell'impianto;
 - **Repowering**, dove, sfruttando la leva del progresso tecnologico delle parti chiave dell'impianto, si ottiene una maggior potenza di targa dell'impianto mantenendo invece inalterate le sue caratteristiche "al contorno", ed in particolare la superficie occupata.

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: il contesto normativo

- Il **DTR** (documento tecnico di riferimento) - “Procedure per la gestione degli interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico degli impianti fotovoltaici incentivati in Conto Energia”- emanato a **Febbraio 2017**, fornisce agli Operatori di Settore e ai Soggetti Responsabili indicazioni in merito ai principi generali di riferimento per la gestione degli interventi di **manutenzione e ammodernamento tecnologico** da effettuarsi su impianti fotovoltaici incentivati in Conto Energia.
- Le procedure sono state redatte – con un obiettivo assolutamente condivisibile – al fine **di agevolare il conseguimento degli obiettivi generali** di sostenibilità ambientale nonché **la massimizzazione della produzione di energia elettrica** da fonte fotovoltaica grazie ad un parco installato efficiente ed in «salute».
- Al fine di salvaguardare l’efficienza del parco di generazione, è consentita la **realizzazione di interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico** che prevedano la **sostituzione dei componenti principali** (moduli e inverter) e **secondari** (tutti gli altri) degli impianti fotovoltaici in esercizio con componenti tecnologicamente più avanzati.

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: il contesto normativo

- In tutti i casi di **sostituzione dei moduli**, per facilitare e rendere possibile l'eventuale riconfigurazione delle stringhe di generazione, necessaria per garantire il corretto funzionamento dell'inverter, **sono ammissibili soglie percentuali di incremento del valore della potenza elettrica nominale dell'impianto mantenendo l'incentivo originale**, secondo il seguente schema:
 - **fino al 5%**, per gli interventi su impianti con potenza nominale non superiore a **20 kW**;
 - **fino all'1%**, per gli interventi su impianti con potenza nominale superiore a **20kW**.
- Inoltre, sugli impianti incentivati in Conto Energia **sono ammissibili e auspicabili anche interventi di repowering** che prevedano incrementi di potenza superiori alle suddette soglie, mediante interventi di potenziamento non incentivato.

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: il contesto normativo

- La circolare 4/E/2017 conferma l'impianto fotovoltaico come bene mobile e perciò non concorre alla rivalutazione dell'immobile a catasto. Questo permette alle parti «mobili» dell'impianto – se soggette ad interventi di rifacimento totale(*) – di usufruire del super ammortamento al 140%, introdotto con la *legge di stabilità* 2016, provvedimento 208 del 2015, del valore delle seguenti componenti:
 - **Inverter**
 - **Moduli fotovoltaici** (ad eccezione di quelli integrati nella struttura e costituenti copertura o pareti di costruzioni).
- Inoltre, in relazione al super ammortamento degli impianti fotovoltaici, si ritiene opportuno chiarire quale sia il **trattamento fiscale dei costi sostenuti** per le centrali fotovoltaiche capitalizzando:
 - i **costi relativi alla componente immobiliare della centrale**, iscritti alla voce “Fabbricati” (ammortamento civilistico con aliquota del 4 per cento);
 - i **costi riguardanti la componente impiantistica della centrale**, iscritti alla voce “Impianti e Macchinari”, (viene ribadito anche dalla circolare **n. 36/E**) detengono il coefficiente di ammortamento **del 9 per cento** ai soli impianti qualificabili come “beni mobili” in quanto equiparabili alle centrali termoelettriche.

(*) Ad oggi non è specificato, nella circolare emanata dall'agenzia delle entrate, se il super ammortamento possa essere utilizzato per interventi di rifacimento parziale.

Box 1 - Gli effetti del super ammortamento sulle nuove installazioni utility scale

- Nelle tabelle si riportano gli **effetti** che il **super ammortamento al 140%** potrebbe avere **sulla redditività degli investimenti rivolti agli impianti fotovoltaici di nuova costruzione anche per impianti utility scale**. Il ritorno ad una redditività *double digit* rappresenta un segnale indubbiamente incoraggiante.

	Dati
Potenza impianto	5 MW
Ore equivalenti	1.800* h
Capex	1.000 €/kW
PUN	0,6 €/kWh
O&M	25 €/kW
Assicurazione	25.000 €
D/Ev	70%
Kdebito	3,5%
Kequity	8%
Piano ammortamento debito	20 anni

(*) Impianto con tracker mono-assiale (*) Aliquota fiscale complessiva 40%; Aliquota IRES:24%.

3. Revamping/Repowering: un nuovo "mercato" possibile per le rinnovabili in Italia

	IRR	PBT
Super ammortamento	11%	11 anni
Ammortamento «base» (al 9%)	8,2%	28 anni

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: il contesto normativo

- **Le novità sul fronte normativo sono sicuramente positive** e gli operatori del settore auspicano **una partenza degli investimenti in azioni di revamping/repowering**. Questo grazie al fatto che si stanno delineando sempre più chiaramente i «confini» delle operazioni permesse sugli impianti e si sta finalmente rendendo stabile il contesto normativo.
- La tabella sottostante riassume le novità presentate nelle slide precedenti.

Direttiva	Descrizione
Documento Tecnico di Riferimento (DTR, febbraio 2017)	Il documento, pubblicato in attuazione delle previsioni dell'art. 30 del DM 23 giugno 2016 "Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico", fornisce agli Operatori di Settore e ai Soggetti Responsabili indicazioni in merito ai principi generali di riferimento per la gestione degli interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico da effettuarsi su impianti fotovoltaici incentivati in Conto Energia, nonché sulle strutture edilizie ospitanti nel caso di impianti integrati o semplicemente installati su tali strutture.
Circolare 4/E/2017	Chiarisce alcuni dubbi interpretativi di recente sottoposti all'attenzione dell'Agenzia delle entrate in tema di super ammortamento degli impianti fotovoltaici ed eolici a seguito dell'entrata in vigore della norma sui cc.dd. "imbullonati" (articolo 1, comma, 21, della legge di stabilità 2016) e conferma la proroga del super ammortamento del 40 per cento (articolo 1, comma 8, della legge di bilancio 2017) agli investimenti in beni materiali strumentali nuovi effettuati entro il 31 dicembre 2017 escludendo dalla proroga taluni mezzi di trasporto a motore.

BOX 2 - La liquidazione anticipata degli incentivi per i piccoli impianti: opportunità o minaccia?

- Il parco impianti di piccola taglia, nell'intorno **dei 3 kW**, è costituito da **circa 250.000-300.000 impianti che producono complessivamente in un anno circa 1 GWh di energia**. Il meccanismo cui sono soggetti per la erogazione degli incentivi secondo la regola dello scambio sul posto risulta tuttavia piuttosto complesso e comporta indubbiamente – considerando la relazione con il calore dell'incentivo (in media **1.000 €/anno**) – un onere significativo in capo al GSE.
- Si è parlato quindi della possibilità di **prevedere una sorta di “liquidazione anticipata” degli incentivi residui spettanti a questi impianti**, che permetta di limitare quindi significativamente l'onere gestionale associato.
- **Sebbene – è opportuno precisarlo – si tratti solo di una ipotesi, si è ritenuto opportuno in questa sede provare a simularne l'effetto per un possessore di impianto**. I dati sono riportati in tabella e mostrano un possibile flusso in ingresso compreso nell'ordine della decina di migliaia di euro per un impianto del 2008.

	Dati
Potenza impianto	3 kW
Irraggiamento medio (Centro Italia)	1.200 h/anno
Profilo di consumo	2.700 kWh/anno
Entrata in esercizio	1 Gennaio 2008
Conto energia di appartenenza	2°
Anni residui di incentivazione	10 anni
Tasso di attualizzazione	4%

Quota incentivo residua NON attualizzata	14.400 €
Quota incentivo residua attualizzata	9.730€

3. Revamping/Repowering: un nuovo “mercato” possibile per le rinnovabili in Italia

- Se si moltiplica il dato per l'intero parco installato, si ottiene la tabella seguente dove viene riportata la **quota di incentivo residua per gli impianti entrati in funzione nell'orizzonte temporale 2008-2013**, attualizzata al tasso del 4% oppure lasciata al suo valore nominale.
- Come si vede, tramuterebbe in un'uscita di cassa nell'ordine di 1,5 - 2 miliardi di €.

Anno di entrata in esercizio	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Anni residui di incentivo	10	11	12	13	14	15
Quota incentivo residua NON attualizzata	14.400 €	15.000 €	16.400 €	15.900 €	16.100 €	16.300 €
Quota incentivo residua attualizzata	9.728 €	9.774 €	10.253 €	9.556€	9.313 €	8.995 €
Liquidazione complessiva (valore nominale)	2.800.000.000 €					
Liquidazione complessiva (valore attualizzato)	1.700.000.000 €					

- E' evidente come – posto il fatto di avere le risorse disponibili nel bilancio dello Stato – l'operazione immetterebbe nel sistema economico una quantità significativa di denaro, oltre a ridurre l'onere organizzativo di gestione di un numero decisamente "abnorme" di pratiche di incentivazione.
- **Tra gli operatori del settore rispetto all'operazione prevale però lo scetticismo.** Se è vero infatti che – in ottica positiva – **queste risorse potrebbero essere investite nel potenziamento degli impianti stessi** (ad esempio aggiungendovi un **sistema di storage** che ne massimizzi lo sfruttamento in autoconsumo), è altrettanto vero che – volendo guardare il bicchiere "mezzo vuoto" – questa potrebbe **rappresentare invece un incentivo all'abbandono dell'impianto e quindi ad una ulteriore calo della attenzione per la gestione e la manutenzione dell'impianto.**
- Questa seconda possibilità è guardata con particolare preoccupazione dagli operatori perché rappresenterebbe un possibile *vulnus* nell'affermazione del paradigma dell'energia distribuita ed un "ritorno al passato" per quanto riguarda la figura del *prosumer*. Sarebbe allora forse necessario vincolare l'impiego delle risorse rese disponibili per i proprietari di impianti, con il rischio però di rendere la gestione della liquidazione paradossalmente più complessa della gestione dell'incentivo.

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: la metodologia di analisi

- L'analisi verrà effettuata su un **campione rappresentativo di impianti tipo** che caratterizzano la base installata del fotovoltaico italiano.
- Gli *impianti tipo*, oggetto dello studio, sono così caratterizzati:
 - Impianto **residenziale**, con potenze comprese tra i **3 kW e i 20 kW**;
 - Impianto **PA-PMI tra i 20 KW e i 100 kW**;
 - Impianto **industriale**, con potenze comprese tra i **100 kW e i 700 kW**;
 - Impianto **utility scale a terra**, con potenze dagli **700 kW** in su.

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: la metodologia di analisi

- Le possibili azioni di revamping/repowering per gli impianti fotovoltaici prese in considerazione sono descritte nella tabella seguente.

	Descrizione
Layout impianto non ottimizzato (riduzione ombreggiamenti)	Variazione del layout originario al fine di eliminare/ridurre gli ombreggiamenti tra stringhe successive di moduli (ove sia possibile in termini di spazio), riassetto delle stringhe con moduli di simile efficienza di conversione per aumentare la produzione di energia elettrica. Variazione inclinazione moduli per diminuire gli ombreggiamenti tra stringhe successive; in casi particolari il peggioramento in termini di rendimento per un non ottimale angolo di incidenza dei raggi solari sul pannello è più che contro bilanciato da una maggior produzione.
Layout elettrico non ottimizzato	Ottimizzazione dei cavidotti in termini di capacità elettrica trasportabile e ricerca dispersioni/guasti cavi MT, BT e fibra.
Sostituzione cablaggi/quadri di bassa qualità	Sostituzione di componentistica di bassa qualità e/o soggetta ad usura maggiore di quanto preventivato in fase progettuale.
Sostituzione inverter	Sostituzione di: <ul style="list-style-type: none">inverter obsoleti (o di produttori che non sono più presenti sul mercato e quindi impossibilitati a rispondere in caso di guasto)Inverter con dimensionamento non ottimale con soluzioni di nuova generazione in grado di garantire un plus in termini di produzione dal 2% al 4%.
Sostituzione moduli*	ostituzione moduli «afflitti» da PID (Potential induced degradation), distacco protezione celle, ingiallimento della copertura superficiale, degradazione eccessiva delle prestazioni.

(*) La sostituzione di un modulo fotovoltaico può avvenire con uno di nuova costruzione dal punto di vista dimensionale e/o della potenza specifica oppure con uno che sia un fac-simile con potenza e dimensioni uguale; ovviamente le due vie hanno costi molto diversi.

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: la metodologia di analisi

- Per ogni *impianto tipo* delle sopracitate categorie, verranno presi in considerazione i **principali interventi di manutenzione ordinaria/straordinaria** atti all'efficientamento dell'impianto e il loro principale mercato target.
- Grazie al confronto diretto con numerosi operatori (O&M provider) intervistati si è arrivati a redigere una «famiglia» di interventi atti a ri-efficientare gli impianti fotovoltaici.

	Impianto residenziale	PMI/PA	Impianto industriale	Impianto utility-scale
Layout impianto non ottimizzato (riduzione ombreggiamenti)	—	✓	✓	✓
Layout elettrico non ottimizzato	—	✓	✓	✓
Sostituzione cablaggi/quadri di bassa qualità	—	✓	✓	✓
Sostituzione inverter	✓	✓	✓	✓
Sostituzione moduli	✓	✓	✓	✓

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: la metodologia di analisi

- La tabella seguente classifica il **parco fotovoltaico installato** nelle categorie prese in considerazione con quanto detto nelle slide precedenti (impianti tipo).

Classi di potenza	Potenza complessiva	#impianti
3 kW<P<20 kW	3.319 MW	564.931
20 kW<P<100 kW	2.609 MW	43.876
100 kW<P<700 kW	4.008 MW	15.803
P>700 kW	8.579 MW	6.180

- Grazie al confronto con gli operatori O&M attivi su territorio nazionale e all'analisi incrociata con il database messo a punto da **Energy&Strategy** (dove vengono mappati tutti gli impianti di taglia maggiore ai 200 kW), è stato possibile dimensionare il **campione di impianti che necessita di azioni di revamping**.
- Al fine di recuperare i punti percentuali di **performance persi**, oltre a quelli prevedibili per l'usura naturale dei componenti, viene fornito un carotaggio verticale, all'interno della forchetta di impianti che necessitano una manutenzione straordinaria, caratterizzati da **gravi malfunzionamenti**.

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: la metodologia di analisi

- Per quantificare il delta produzione ottenibile nelle operazioni di **revamping**, il cui oggetto è la **sostituzione di un componente**, ed il campione impianti sul totale, che necessitano di queste operazioni, sono stati presi in considerazione i seguenti fattori:
 1. **Elaborazione** congiunta delle informazioni provenienti dalle interviste con **gli operatori e del data-base Energy&Strategy al fine di dimensionare la quota impianti che necessitano di revamping**;
 2. **Evoluzione tecnologica** del componente in termini di maggior efficienza di conversione;
 3. **Correzione errori progettuali** in termini di dimensionamento/raffreddamento e/o sostituzione per gravi malfunzionamenti;
 4. **Considerando le** voci sopra elencate, si otterrà un **range percentuale** (con un MIN-MAX) **delle prestazioni ottenibili**, che raffinato ulteriormente, grazie ad una media «pesata» che identificherà quanti impianti hanno una determinata problematica, permetterà di avere un **valore di riferimento**.
- Dove non è prevista la sostituzione di un componente core dell'impianto, i passi logici sopra descritti saranno ugualmente compiuti **ad esclusione** del numero 2.

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: la sintesi degli interventi possibili

- La tabella seguente riassume, per tipologia di intervento, la **potenza complessiva**, in termini di MW, che **necessitano interventi** e le **relative extra-produzioni conseguibili**.

	Potenza complessiva [MW]	Potenza impianti che necessitano operazioni di revamping [MW]	Incremento produzione grazie all'evoluzione tecnologica*[%]	Incremento produzione grazie alla correzione di errori progettuali [%]	Min – MAX [%]	Valore di riferimento [%]
Riassetto del layout dell'impianto	15.196	303 - 760	–	1%-3%	1%-3%	2%
Sostituzione Inverter	18.515	925 – 1.905	2% - 5%	2% - 4%	4% - 9%	5%
Sostituzione moduli	18.515	1.758 – 3.560	1% - 2%	1% - 30%	2% -32%	11%

(*) Anno di riferimento 2008-2009

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: la sintesi degli interventi possibili

- Discorso a parte meritano i **moduli fotovoltaici**, dove l’elevata variabilità dell’incremento ottenibile grazie alla sostituzione dei moduli è dovuto alla presenza di pannelli **gravemente malfunzionanti**. La tabella sottostante «fotografa» la situazione attuale per quanto riguarda lo stato di salute dei moduli.

	Moduli con malfunzionamenti «lievi»[MW]	Moduli con malfunzionamenti «gravi» [MW]
Sostituzione moduli	1.408 – 2.860	350 - 700

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: la sintesi degli interventi possibili

- Le tabelle seguenti riassumono, invece, **gli investimenti necessari per gli interventi** per le diverse taglie di impianto.

		Impianto residenziale			
		Prezzo [€/kW]	MW «disponibili»	#impianti	#moduli
Layout elettrico non ottimizzato		-	-	-	
Layout impianto non ottimizzato (riduzione ombreggiamenti)					
Sostituzione cablaggi/quadri di bassa qualità					
Sostituzione inverter*		180 - 220	165 - 310	28.448 - 53.500	
Sostituzione moduli	Lievemente danneggiati	750 -	250 - 515	-	
	Gravemente danneggiati	850	63 - 123	-	2.300.000

(*) La sostituzione si riferisce all' inverter di tipo centralizzato.

3. Revamping/Repowering: un nuovo “mercato” possibile per le rinnovabili in Italia

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: la sintesi degli interventi possibili

		Impianto industriale/PA/PMI			
		Prezzo [€/kW]	MW «disponibili»	#impianti	#moduli
Layout elettrico non ottimizzato		20	143 - 330	1.450 – 3.000	
Layout impianto non ottimizzato (riduzione ombreggiamenti)					
Sostituzione cablaggi/quadri di bassa qualità					
Sostituzione inverter*		80 - 110	335 - 690	3.000 - 6.000	
Sostituzione moduli	Lievemente danneggiati	500 - 700	510 – 1.030	-	
	Gravemente danneggiati		125 - 250		

(*) La sostituzione si riferisce all' inverter di tipo centralizzato.

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: la sintesi degli interventi possibili

		Impianto utility-scale				
		Prezzo [€/kW]	MW «disponibili»	#impianti	#moduli	
Layout elettrico non ottimizzato		15	160 – 430	130 – 300		
Layout impianto non ottimizzato (riduzione ombreggiamenti)						
Sostituzione cablaggi/ quadri di bassa qualità						
Sostituzione inverter*		70 – 100	425 – 905	430 – 600		
Sostituzione moduli	Lievemente danneggiati	430 – 600	650 – 1.320	–		2.700.000 – 5.500.000
	Gravemente danneggiati		160 - 322			

(*) La sostituzione si riferisce all' inverter di tipo centralizzato.

BOX 3 - I sistemi di monitoraggio

- Anche se non sono classificabili come veri e propri interventi di revamping/repowering è opportuno ricordare in questa sede la rilevanza dell'adozione di sistemi di monitoraggio per gli impianti fotovoltaici. Non solo perché rappresentano una *conditio sine qua non* per la valutazione effettiva degli interventi di revamping/repowering, ma anche perché – considerati da soli – sono spesso forieri di un incremento di prestazioni.
- Per quanto riguarda la diffusione dei sistemi di monitoraggio sugli impianti fotovoltaici è possibile distinguere due situazioni:
 - **Impianti installati tra il 2010 e il 2012:** questi impianti in molti casi sono stati costruiti repentinamente e sono stati «vittima» della novità tecnologica. **Nella maggior parte dei casi** (e nel **50%** circa degli impianti piccoli di **taglia compresa tra i 3 e i 100 kW**) gli impianti **non sono stati dotati di sistemi di monitoraggio** o sono stati installati sistemi di monitoraggio non sufficientemente dettagliati ed in grado di garantire solo performance di controllo generale.
 - **Impianti installati a partire dal 2013:** questi impianti sono **più facilmente dotati di sistemi di monitoraggio** perché i sistemi si sono evoluti prevalentemente negli ultimi anni. Anche se risulta che **ancora tra il 10 e il 15% dei nuovi impianti installati di taglia superiore ai 100 kW non possiede sistemi di monitoraggio adeguati** per l'impianto.

- Un impianto dotato di un sistema di monitoraggio adeguato riesce ad ottenere un **aumento di produzione** che può variare **tra il 10% e il 20%** a fronte di costi tutto sommato contenuti che possono essere riassunti come segue.

IMPIANTO	DIMENSIONE	COSTO [€]
GRANDE	1 – 2 MW	2.500 – 4.000
PICCOLO (INDUSTRIALE)	100 – 150 kW	900 – 1.500

- E' importante sottolineare che l'incremento di produzione si lega al fatto che **i sistemi di monitoraggio permettono**, ad esempio, di:
 - **Garantire un monitoraggio completo quotidiano;**
 - **Identificare repentinamente eventuali guasti o componenti a rischio;**
 - **Contattare rapidamente il manutentore e farlo intervenire senza lunghi tempi di attesa.**

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: i dati del *business case*

- Nella tabella seguente si riportano le assunzioni utilizzate per la valutazione economica delle configurazioni di riferimento. Gli impianti «tipo» presi in considerazione per ciascun ambito sono i seguenti:
 - Impianto *residenziale*, 3 kW di potenza;
 - Impianto *industriale*, 500 kW di potenza;
 - Impianto *Utility-scale*, 1.000 kW di potenza.

Valorizzazione dell'energia					
Residenziale		Industriale		Utility-scale	
incentivo*	Post-incentivo	incentivo*	Post-incentivo	incentivo*	Post-incentivo
384 €/MWh	80-100 €/MWh	321,5 €/MWh	60 €/MWh	318 €/MWh	60 €/MWh

(*) Incentivo relativo al secondo conto energia con 13 anni di vita residua. Il valore è comprensivo della decurtazione prevista dalla Legge 116/2014 denominato successivamente «spalma incentivi».

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: i dati del *business case*

- L'orizzonte temporale preso in considerazione per il business plan sono **25 anni per la sostituzione dei moduli e il riassetto del layout dell'impianto e 12 anni, al massimo, per l'inverter. Investimenti effettuati con capitale proprio.**

INTERVENTI	DATI			
	Vita utile	Tasso di attualizzazione		Anno di allacciamento alla rete
		Residenziale	Industriale/ utility-scale	
Layout elettrico non ottimizzato	25 anni	4%	6%	2010
Layout impianto non ottimizzato (riduzione ombreggiamenti)	25 anni	4%	6%	2010
Sostituzione cablaggi/quadri di bassa qualità	25 anni	4%	6%	2010
Sostituzione inverter	8-12 anni	4%	6%	2010
Sostituzione moduli	25 anni	4%	6%	2010

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: i dati del *business case*

- La tabella nella pagina successiva riassume le **prestazioni tecnico-economiche delle principali azioni di revamping sugli impianti fotovoltaici con le prestazioni incrementali di riferimento**. Il «caso base» a cui si fa riferimento sono impianti aderenti al **2° conto energia** con anno di entrata in esercizio **2010**.
- Inoltre, viene mostrato l'effetto dovuto allo **scudo fiscale portato dal super ammortamento** che impatta sulla redditività dell'investimento nei casi di impianti industriali e **utility scale**.

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: i dati del *business case*

	Impianto residenziale – PA - PMI		Impianto industriale				Impianto utility-scale			
	IRR	PBT	IRR		PBT		IRR		PBT	
			A.	S.A.	A.	S.A.	A.	S.A.	A.	S.A.
Layout elettrico non ottimizzato	–	–	31%	–	4	–	38,6%	–	2	–
Layout impianto non ottimizzato (riduzione ombreggiamenti)	–	–								
Sostituzione cablaggi/quadri di bassa qualità	–	–								
Sostituzione inverter	10,04%	8	17,7%	18,7%	6	6	17,9%	19,1%	6	6
Sostituzione moduli	-0,8%	>V.U.	1,4%	2,9%	>V.U.	>V.U.	-0,82%	0,33%	>V.U.	>V.U.

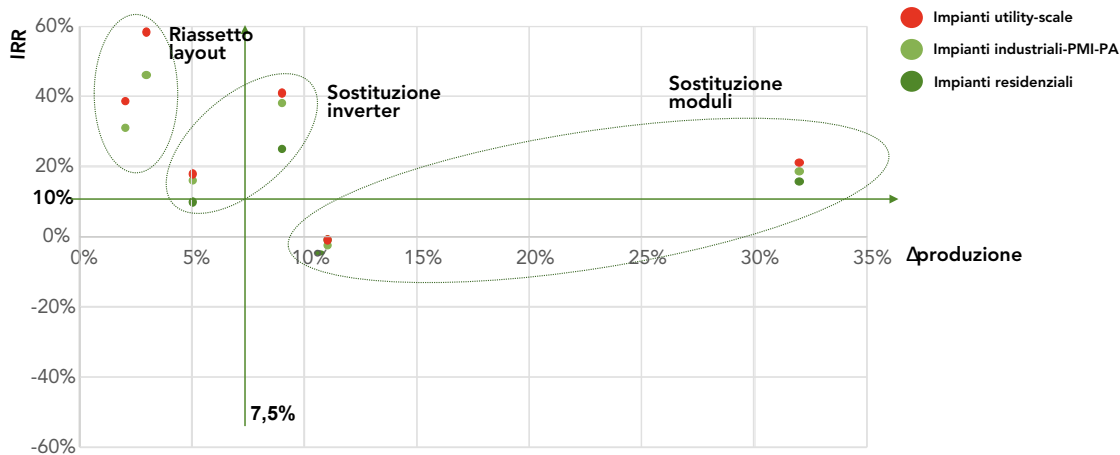
A. (ammortamento): ammortamento calcolato sul 100% del valore dell'investimento.

S.A. (Super ammortamento): Ammortamento calcolato sul 140% del valore dell'investimento.

V.U.: Vita utile.

Revamping/Repowering per il fotovoltaico: i risultati del *business case*

- Il grafico seguente mostra l'andamento dell'indice IRR al variare della quantità di produzione che viene recuperata grazie alla sostituzione di un componente. I quadranti mostrano le soluzioni extra profittevoli, dove la soglia minima di rendimento viene fissata ad un IRR a doppia cifra (+10%) e ad un incremento significativo della produzione (+7,5).



Revamping/Repowering per il fotovoltaico: i risultati del *business case*

- **L'analisi economica** permette di evidenziare:
 - la **assoluta convenienza** – all'interno del *range* di casistiche considerate – **degli interventi che hanno ad oggetto il riassetto del layout**, che fanno registrare IRR medi nell'ordine del 40-50%. Va fatto notare **tuttavia** che questo intervento sia anche **quello con i minori impatti** – quelli però più interessanti se si assume la prospettiva del potenziamento del parco di generazione da fotovoltaico – **sulla produzione elettrica degli impianti**.
 - **Il posizionamento comunque sopra la soglia di convenienza** (con la sola parziale eccezione degli impianti residenziali) degli interventi di **sostituzione degli inverter**. Per gli **impianti più obsoleti** questo intervento porta ad **incrementi della produzione anche nell'ordine del 9%**.
 - la **maggior difficoltà** a posizionarsi in condizioni di convenienza per gli **interventi di sostituzione dei moduli**, evidentemente i più "invasivi" e costosi sull'impianto, ma anche quelli **in grado di garantire i maggiori incrementi prestazionali reali**. Per questo tipo di interventi l'IRR soglia si raggiunge solo nel caso in cui l'incremento di produzione superi i 18 punti percentuali, ovvero in quei casi dove le prestazioni di PR attuali siano inferiori al 70%.
- **E' evidente come il fotovoltaico si confermi un ambito dove gli interventi di revamping e repowering possono rappresentare alternative di investimento interessanti.**

Revamping/Repowering per l'eolico: lo stato del parco installato

- **Il mercato dell'eolico italiano** può vantare un parco impianti di oltre **9 GW**, di cui circa il **30% (circa 2,7 GW)** si riferisce a impianti con **almeno 10 anni di vita**, che entro il 31 Dicembre 2019 vedranno **terminare** il loro regime incentivante dei **certificati verdi**.
- Nello specifico, circa **1.200-1.500 MW** si apprestano a compiere **14-15 anni di attività** e si avvicinano alla loro data di fine vita utile (20 anni), perlomeno dal punto di vista progettuale; perciò si presentano appetibili ad attività di revamping o ricostruzione completa.
- Inoltre, ci si riferisce ad impianti dove le condizioni di ventosità sono comprovate da anni di funzionamento e che oggi, grazie a soluzioni tecnologiche atte a utilizzare nel miglior modo possibile la ventosità caratteristica dei siti, porterebbe una notevole riduzione dei rischi di gestione degli asset eolici.
- Nelle prossime slide verranno mappati quegli **interventi che potrebbero riportare in completa efficienza il parco eolico italiano** ed, eventualmente, anche ad estendere sia la potenza installata che la produzione di energia elettrica.

Revamping/Repowering per l'eolico: lo stato del parco installato

- I **principali vantaggi derivanti dall'efficientamento del parco eolico italiano** installato sono i seguenti:
 - **Riduzione «effetto selva»**, grazie a macchine di taglia maggiore, mediamente con 1/3 delle macchine si ha la medesima potenza di output dell'impianto precedente, con ovvi benefici ambientali/ paesaggistici.
 - **Aumento delle ore equivalenti** di funzionamento dei siti esistenti grazie alla capacità delle **nuove turbine** (nel caso di completa ricostruzione) di essere **più efficienti** nella produzione di energia elettrica con venti più deboli. Inoltre, il range di velocità del vento entro la quale la macchina è in grado di produrre è maggiore **di oltre il 25%**.
 - **Operazioni di revamping**, come ad esempio l'installazione di **nuovi software di controllo e gestione degli allarmi più efficienti**, **sostituzione delle pale** con profili aerodinamici più performanti, permettano di aumentare la produzione di alcuni punti percentuali (+1%/+3%) del parco già esistente.

Revamping/Repowering per l'eolico: lo stato del parco installato

- **Le principali barriere sono di carattere normativo** e vengono riassunte nei seguenti due punti:
 - **Iter autorizzativi ex-novo necessari** anche per i siti che già ospitano impianti eolici, con le medesime difficoltà in termini di costi e tempistiche necessarie;
 - Il decreto ministeriale **6 novembre 2014 del Ministero dello Sviluppo Economico** prevedeva la **facoltà** di aderire al decurtamento della tariffa incentivante per impianti che aderivano ai **certificati verdi e tariffe onnicomprensive**; di contro, chi non aderiva manteneva sì l'incentivo ma per un periodo **di dieci anni** decorrenti dal termine del periodo di diritto al regime incentivante, **interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito** non hanno **diritto di accesso** ad ulteriori **strumenti incentivanti**, incluso ritiro dedicato e scambio sul posto, a carico dei prezzi o delle tariffe dell'energia elettrica.
- Questi sono i **principali ostacoli** che ad oggi mantengono il mercato del revamping/ricostruzione degli impianti eolici **solamente teorico, dato che il 99% dei proprietari degli impianti non ha aderito** alla decurtazione dell'incentivo.
- Qualche cosa si sta muovendo su questo fronte (si veda il box 4) anche se la strada per gli operatori appare alquanto stretta.

BOX 4 - La nuova VIA

- È attualmente in discussione l'attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento Europeo del 16/04/2014 che modifica la direttiva 2011/92/UE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati.
- La modifica dell'attuale disciplina della "Verifica di assoggettabilità a Valutazione di impatto ambientale (VIA)" e della stessa VIA, ha l'obiettivo di efficientare le procedure, di innalzare i livelli di tutela ambientale, di contribuire a sbloccare il potenziale derivante dagli investimenti in opere, infrastrutture e impianti per rilanciare la crescita sostenibile, attraverso la correzione delle criticità riscontrate da amministrazioni e imprese.
- Allo stato attuale, si riscontrano tempi medi per la conclusione dei procedimenti di VIA di circa 3 anni, mentre per la verifica di assoggettabilità a VIA sono necessari circa 11,4 mesi. Nonostante la normativa vigente preveda termini più ridotti (da un minimo di 150 a un massimo di 390 giorni), le attuali tempistiche minime per lo svolgimento di una valutazione di impatto ambientale sono di circa 300 giorni fino ad un massimo di 6 anni; per la verifica di assoggettabilità a VIA, invece, si va da un minimo di 2 mesi fino ad un massimo di 2 anni e 8 mesi.
- Questo rallentamento dell'iter valutativo dei progetti è dovuto principalmente alla frammentazione delle competenze normative, regolamentari e amministrative tra Stato e Regioni. Il decreto si propone di superare tale frammentazione.

3. Revamping/Repowering: un nuovo “mercato” possibile per le rinnovabili in Italia

	PROBLEMATICHE ATTUALI	MODICHE PREVISTE
ASSOGGETTABILITA' VIA	<ul style="list-style-type: none">• Frammentazione delle competenze normative, regolamentarie ed amministrative tra Stato e Regioni.• Riduzione delle tempistiche per la verifica di assoggettabilità VIA, per le quali sono necessari, in media, 11,4 mesi.• Presenza e diffusione di fenomeni di gold plating dovuti alla lunghezza delle procedure e all'eccessiva burocrazia.• Mancanza di uno strumento organico, chiaro e lineare, utilizzabile dagli operatori del settore, ai fini di identificare i procedimenti necessari da attuare per la realizzazione del progetto.	<ul style="list-style-type: none">• Eliminazione per il proponente della presentazione degli elaborati progettuali e necessità di presentare solamente lo studio preliminare ambientale.• Introduzione della possibilità di fare un pre-screening nel caso di modifica ed estensione di opere già esistenti.

	PROBLEMATICHE ATTUALI	MODICHE PREVISTE
REALIZZAZIONE VIA	<ul style="list-style-type: none"> • Frammentazione delle competenze normative, regolamentarie ed amministrative tra Stato e Regioni. • Riduzione delle tempistiche per la valutazione di impatto ambientale, la quale richiede, in media, 3 anni. • Presenza e diffusione di fenomeni di gold plating dovuti alla lunghezza delle procedure e all'eccessiva burocrazia. • Attuale blocco di 21 miliardi di € di investimenti in opere oggetto di procedimenti di valutazione ambientale. • Mancanza di uno strumento organico, chiaro e lineare, utilizzabile dagli operatori del settore, ai fini di identificare i procedimenti necessari da attuare per la realizzazione del progetto. 	<ul style="list-style-type: none"> • Nuova definizione di impatti ambientali che comporta una semplificazione della VIA precedente • Introduzione del Provvedimento Unico Ambientale in alternativa al Provvedimento di VIA ordinaria • Riduzione del numero di elaborati e documenti da presentare nel procedimento di VIA adattandoli ad un livello informativo di dettaglio equivalente al progetto di fattibilità. • Riorganizzazione delle modalità di funzionamento della Commissione VIA per migliorarne le prestazioni in termini di tempistiche e costi. • Riduzione complessiva delle tempistiche per la conclusione dei procedimenti. • Miglior definizione dell'efficacia temporale del provvedimento di VIA. • Introduzione di regole omogenee per il procedimento di VIA sul territorio nazionale e rimodulazione delle competenze normative e amministrative delle regioni. • Digitalizzazione degli oneri informativi a carico dei proponenti • Previsione di una speciale norma transittiva che consenta al proponente di richiedere all'autorità competente l'applicazione della nuova disciplina anche ai procedimenti pendenti.

3. Revamping/Repowering: un nuovo “mercato” possibile per le rinnovabili in Italia

- Il provvedimento consentirà di ottenere alcuni **effetti positivi**, tra i quali:
 - **la certezza dei tempi di risposta dall’amministrazione;**
 - **l’uniformità di regole su tutto il territorio nazionale;**
 - **la semplificazione delle procedure;**
 - **l’eliminazione di oneri superflui;**
 - **la possibilità** per gli operatori del settore, sia pubblici che privati, di **fruire di uno strumento organico, chiaro e lineare, facilitando così i processi di istruttoria e di asseverazione dei progetti**, con le inevitabili positive conseguenze in termini di efficienza ed efficacia dell’azione amministrativa.
- Nonostante questo sembrano tuttavia permanere alcune criticità:
 - **Tempistiche:** nonostante la forte attenzione dimostrata nel riuscire a garantire delle performance migliori sotto questo punto di vista, non è ancora stato elaborato un piano ufficiale di sanzioni da pagare a fronte del non rispetto delle tempistiche stesse.
 - **Conflitto Stato – Regioni:** nonostante la nuova normativa preveda tra i principali obiettivi, quello di risolvere la frammentazione delle competenze normative, regolamentarie ed amministrative tra Stato e Regioni non sono ancora stati definiti in dettaglio i compiti e le attività da assegnare a ciascun attore.

Revamping/Repowering per l'eolico: il contesto normativo

- La **circolare 4/E/2017** conferma l'impianto eolico, in alcune delle sue parti, come bene mobile e perciò non concorrono alla rivalutazione dell'immobile a catasto. Questo permette alle parti «mobili» dell'impianto di usufruire del **super ammortamento al 140%** del valore delle seguenti componenti:
 - **rotore**
 - **navicella**
- Inoltre, in relazione al **super ammortamento** degli impianti eolici, si ritiene opportuno chiarire quale sia il **trattamento fiscale dei costi sostenuti per le centrali eoliche**:
 - **i costi relativi alla componente immobiliare della centrale**, iscritti alla voce "Fabbricati" (ammortamento civilistico con aliquota del 4 per cento);
 - **i costi riguardanti la componente impiantistica della centrale**, iscritti alla voce "Impianti e Macchinari", (viene ribadito anche dalla circolare n. **36/E**) detengono il coefficiente di ammortamento del 9% ai soli impianti qualificabili come "beni mobili" in quanto equiparabili alle centrali termoelettriche.

Box 5 - Gli effetti del super ammortamento sulle nuove installazioni utility scale

- Nelle tabelle si riportano gli **effetti** che il **super ammortamento al 140%** potrebbe avere **sulla redditività degli investimenti rivolti agli impianti eolici di nuova costruzione**. Il ritorno ad una redditività *double digit* rappresenta un segnale indubbiamente incoraggiante.

	Dati
Potenza impianto	30 MW
Ore equivalenti	2.500 h
Capex	1.300 €/kW
Base d'asta	0,66 €/kWh
O&M	25 €/kW
Assicurazione	80.000 €
D/Ev	70%
Kdebito	3,5%
Kequity	10%
Piano ammortamento debito	20 anni

	IRR	PBT
Ricostruzione completa «super ammortamento»	14,4%	8 anni
Ricostruzione completa Ammortamento «base»	8%	13 anni

(*) Aliquota fiscale complessiva 40%; Aliquota IRES:24%.

Revamping/Repowering per l'eolico: la metodologia di analisi

- Le attività atte al riammodernamento dei parchi eolici sono le seguenti:
 - **Ricostruzione dell'impianto**, opzione preferita quando vi è l'autorizzazione ad **umentare la potenza** e non sono presenti problematiche di carattere strutturale delle opere civili originarie (es. vie di accesso ostruite e/o pericolanti). Attività presa in considerazione necessariamente in presenza di impianti a fine vita utile.
 - **Revamping**, opzione presa in considerazione quando mancano i presupposti sopra citati e/o su impianti relativamente recenti dove le operazioni necessarie a riportare l'impianto in condizioni da massima efficienza sono meno invasive.
- Per quanto riguarda l'aumento di potenza, si pensa sia un fattore importante per il successo dell'intera operazione, in quanto a parità di potenza di impianto nel medesimo sito, le nuove macchine riescono a portare un **reale vantaggio solo in quei siti a bassa ventosità grazie ad una velocità di cut-in inferiore**.
- Nei siti ad **alta ventosità**, dove generalmente sono state impiantate i primi esemplari di piccola taglia (circa 660 o 850 kW a macchina) un **reale beneficio di sistema**, in termini di aumento della produzione, si avrebbe con la **completa ricostruzione ma non a pari potenza** dell'impianto precedente.

Revamping/Repowering per l'eolico: la metodologia di analisi

- La tabella seguente riassume le **attività**, nello specifico, **atte al riammodernamento dei parchi eolici**:

	Descrizione
Operazioni di revamping «Light»	Insieme di attività volte all'aumento dell'efficienza di produzione di energia elettrica dell'impianto. I servizi offerti sono: <ul style="list-style-type: none">• software di gestione evoluto con controllo allarmi più efficace;• sostituzione pale con profili aereodinamici più performanti.
Operazioni di revamping «Heavy»	Insieme di attività volte all'aumento dell'efficienza di produzione di energia elettrica dell'impianto. I servizi offerti sono: <ul style="list-style-type: none">• software di gestione evoluto con controllo allarmi più efficace;• sostituzione pale con profili aereodinamici più performanti e di maggiori dimensioni;• sostituzione generatore con uno di maggiore potenza.
Ricostruzione completa	Ricostruzione completa dell'impianto obsoleto e giunto a fine vita utile con turbine di potenza tra i 2 e i 3,5 MW.

Revamping/Repowering per l'eolico: la metodologia di analisi

- L'analisi verrà effettuata su un campione rappresentativo di impianti tipo che caratterizzano la base installata dell'eolico italiano degli anni 1996 - 2007.
- Gli **impianti tipo**, oggetto dello studio, sono così caratterizzati:
 - **Impianti con macchine di taglia inferiore al MW** (normalmente ci si riferisce a macchine di taglia di **660 kW o 850 kW**), dove viene ipotizzata la **completa ricostruzione** e l'aumento di potenza a **2.000 kW – 3.000 kW** a turbina (da 1,35 a 3,5 volte in più di potenza) per gli impianti datati **1997 -2004**.
 - **Impianti con macchine di taglia media di almeno 1.000 kW**, dove viene ipotizzata un'attività di revamping (nuove pale con profili differenti, ma uguali dimensioni, e nuovo software) meno invasiva che non va ad aumentare la potenza installata ma ad efficientarne il funzionamento complessivo. Normalmente si fa riferimento ad impianti entrati in funzione nella finestra temporale **2005 – 2010**. All'interno di questa finestra temporale, **2005-2007**, tuttavia, erano ancora numerose le macchine installate di taglia inferiore ai **1.000 kW**; in questo caso viene presa in considerazione la **sostituzione delle pale** (più grandi e con profili aerodinamici più performanti) e del **generatore** di maggior potenza oltre ad un nuovo software di gestione.

Revamping/Repowering per l'eolico: la metodologia di analisi

- Per ogni **impianto tipo** delle sopracitate categorie, verranno presi in considerazione i **principali interventi di manutenzione ordinaria/straordinaria atti all'efficientamento dell'impianto**.
- Grazie al confronto diretto con numerosi operatori (O&M provider e proprietari dei parchi) intervistati si è arrivati a redigere una «**famiglia**» di **interventi atti a ri-efficientare gli impianti eolici**.

	Impianti entrati in esercizio tra il 1997-2004	Impianti entrati in esercizio tra il 2005-2010	
		Potenza macchina < 1MW	Potenza macchina P> 1MW
Operazioni di revamping «Light»	—	—	√
Operazioni di revamping «Heavy»	—	√	—
Ricostruzione completa	√	—	—

3. Revamping/Repowering: un nuovo “mercato” possibile per le rinnovabili in Italia

Revamping/Repowering per l'eolico: la sintesi degli interventi possibili

- La tabella seguente riassume, per tipologia di turbine ed anno di installazione, **gli impianti, in MW, che necessitano interventi di revamping e completa ricostruzione.**

	Potenza totale installata		
	1997-2004	2005-2007	2008-2010
P<1 MW	1.100 – 1.300 MW	650 - 750	950 – 1.050 MW
P≥ 1 MW	100 – 200 MW	850 - 950	2.050 – 2.150 MW
TOTALE [MW]	1.200 – 1.500 MW	1.500 – 1.700	3.000 – 3.200 MW
	Completa ricostruzione	Revamping «Heavy»	Revamping «Light»
ΔProduzione	+55% - 155%	+10% - 25%	+1% - 6%
ΔProduzione di riferimento	+56%	+15%	+5%
ΔPotenza*	+50% - 150%	10% - 15%	–
ΔPotenza di riferimento	+50%	13%	–

(*) L'aumento di potenza considerato è basato sull'ipotesi di utilizzare il 50% del numero delle macchine precedenti.

Revamping/Repowering per l'eolico: la sintesi degli interventi possibili

- Nella tabella seguente sono riportate le tariffe praticate sul mercato per l'offerta dei servizi di revamping dei parchi eolici.
- Per quanto riguarda la sostituzione e/o aggiornamento software di gestione dell'impianto, una pratica molto usata dagli O&M contractor, che forniscono questa tipologia di intervento, è la condivisione dei risultati in termini economici di extra produzione evitando così al proprietario dell'impianto l'investimento iniziale.

	Impianti entrati in esercizio tra il 1997-2004	Impianti entrati in esercizio tra il 2005-2010
	Prezzo [€/MW]	Prezzo [€/MW]
Operazioni di revamping «Light»	–	200.000 – 250.000
Operazioni di revamping «Heavy»	–	300.000 – 350.000
Ricostruzione completa *	1.000.000 - 1.100.000	–

(*) I costi di smantellamento non vengono considerati grazie al fiorente mercato del refurbishment delle turbine obsolete, che permetterebbero facilmente di annullare i costi di dismissione. Inoltre le opere civili come strade, ponti, ecc. sono già esistenti in questo caso.

Revamping/Repowering per l'eolico: i dati del *business case*

- Nella tabella seguente si riportano le assunzioni utilizzate per la valutazione economica delle configurazioni di riferimento. Gli **impianti «tipo», di potenza complessiva 20 MW**, presi in considerazione sono i seguenti:
 - **Impianto con turbine di taglia inferiore al MW in parchi entrati in esercizio nel 2000 (ricostruzione completa);**
 - **Impianto con turbine di taglia inferiore al MW in parchi entrati in esercizio nel 2007 (revamping «Heavy»);**
 - **Impianto con turbine di taglia superiore al MW in parchi entrati in esercizio nel 2009 (revamping «Light»).**

INTERVENTI	DATI							Anno di allacciamento alla rete
	Vita utile	Valorizzazione dell'energia per anno di entrata in esercizio						
		2000		2007		2009		
		incentivo*	Post incentivo**	incentivo***	Post incentivo**	incentivo***	Post incentivo**	
Ricostruzione completa	20 anni							2000
Operazioni di revamping «Heavy»	20 anni	66 €/MWh	50 €/MWh	100 €/MWh	50 €/MWh	100 €/MWh	50 €/MWh	2006
Operazioni di revamping «Light»	20 anni							2009

(*) Incentivo calcolato su base aste 2016 nell'ipotesi di un'altra asta nel 2017 o 2018.

(**) Ipotesi valore di vendita dell'energia tenendo conto del valore del PUN e della RID per gli impianti eolici.

(***) Valorizzazione dei ex-certificati verdi, ora con tariffa incentivante come previsto dal Decreto Ministeriale 6 luglio 2012.

Revamping/Repowering per l'eolico: i dati del *business case*

- La tabella seguente elenca le assunzioni effettuate sulla parte di finanziamento dell'investimento.

	Dati
Ke	10%
kd	3,5%
D/Evalue	70%
Restituzione debito	20 anni
Ammortamento	12 anni

(*) Aliquota fiscale complessiva 40%; Aliquota IRES:24%

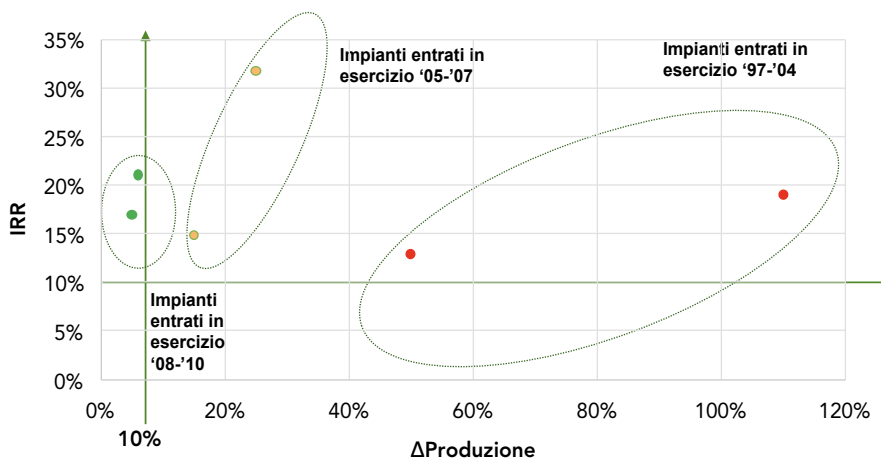
Revamping/Repowering per l'eolico: i risultati del *business case*

- La tabella sottostante riassume **le prestazioni tecnico-economiche delle principali operazioni di revamping** e ricostruzione completa degli impianti eolici sugli impianti fotovoltaici.
- Le analisi economiche sono effettuate in logica differenziale rispetto al «**caso base**», cioè dell'impianto esistente e dei **ricavi/costi** che l'impianto precedente continuerebbe a generare e/o del suo termine di funzionamento (es. estensione vita utile dell'impianto grazie a revamping).

INTERVENTI	Impianto Entrato in esercizio nel 2000				Impianto Entrato in esercizio nel 2007				Impianto Entrato in esercizio nel 2009			
	IRR		PBT		IRR		PBT		IRR		PBT	
	A.	S. A.	A.	S. A.	A.	S. A.	A.	S. A.	A.	S. A.	A.	S. A.
Ricostruzione completa	13%	16,8%	9	8								
Operazioni di revamping «Heavy»					14,9%	21,3%	13	9				
Operazioni di revamping «Light»									18,7%	22,2%	13	6

Revamping/Repowering per l'eolico: i risultati del *business case*

- Il seguente grafico rappresenta gli interventi di *revamping* e ricostruzione totale dell'impianto per valori crescenti di produzione ottenibile grazie all'intervento. I quadranti mostrano le soluzioni **extra profittevoli**, dove la soglia minima di rendimento viene fissata ad un IRR a doppia cifra (+10%) e ad un incremento significativo della produzione (+10%).



Revamping/Repowering per l'eolico: i risultati del *business case*

- La **analisi economica** permette di evidenziare la **assoluta convenienza** – all'interno del *range* di casistiche considerate – **degli interventi di incremento delle prestazioni per gli impianti eolici**.
- **In tutti i casi considerati**, infatti, e **proporzionando evidentemente l'entità dell'intervento alla vetustà dell'impianto** si raggiungono livelli di redditività più che accettabili.
- Se si assume la prospettiva della massimizzazione della produzione elettrica dal parco installato è poi evidente come **gli interventi sugli impianti più vecchi siano non solo economicamente interessanti ma anche auspicabili per l'intero sistema, potendo garantire incrementi della produzione ben oltre il 50%**.
- **E' ancora più importante quindi sottolineare quindi in questo caso come i vincoli** (la “strada stretta” nelle parole degli operatori) **di natura normativa** – a differenza di quanto accade per il fotovoltaico, dove il regolatore si è mosso nella giusta direzione – **facciano da freno ad un potenziale economico ed energetico di investimenti che invece avrebbe la possibilità di esprimersi nel nostro Paese**.

Revamping/Repowering per l'idroelettrico: lo stato del parco installato

- Il **mercato dell'idroelettrico italiano**, seppur rimane essere il più «anziano» tra quello delle rinnovabili, ha subito in passato un **forte rinnovamento** grazie ai regimi incentivati passati (Certificati verdi e aste & registri per i rifacimenti/ricostruzioni parziali/totali).
- Nelle finestre temporali tra il **2001-2003** e nel quinquennio **2008-2013 oltre 80% degli impianti** di taglia maggiore **dei 3 MW ha subito opere importanti di ammodernamento**. Per gli impianti di taglia inferiore la percentuale di rinnovamento è minore principalmente per il fatto che si tratta di un parco installato notevolmente più giovane (10-15 anni) che con la manutenzione ordinaria rimane in perfetta efficienza.
- Come dimostrano i risultati dell'ultimo registro per i rifacimenti degli impianti idroelettrici, **rimane un forte interesse** per queste attività che riguardano gli impianti che ad oggi non hanno usufruito di tali interventi atti a re-efficientare la parti core delle centrali.

3. Revamping/Repowering: un nuovo “mercato” possibile per le rinnovabili in Italia

Revamping/Repowering per l'idroelettrico: la metodologia di analisi

- La tabella seguente riassume le attività, nello specifico, atte al riammodernamento delle centrali idroelettriche.

Interventi	Descrizione
Sostituzione/installazione sistema di automazione dell'impianto	Installazione di un sistema di automazione per la gestione dell'impianto in sostituzione agli attuatori meccanici, al fine di permettere regolazioni in automatico in base alle condizioni d'esercizio in real time (es. regolazioni valvole, apertura/chiusura condotte, ecc.)
Sostituzione della turbina	Sostituzione della turbina e/o delle pale/girante in caso di forte usura con componenti di ultima generazioni che grazie all'uso di materiali innovativi permettono una riduzione degli attriti (lato turbina) che si traduce in maggior produzione di energia meccanica poi convertita in elettrica.
Sostituzione del generatore	Sostituzione del generatore, che rispetto alla turbina ha un rischio maggiore di obsolescenza e di usura; in tal caso viene sostituito con uno caratterizzato da un maggior rendimento di conversione dell'energia cinetica in energia elettrica. In alcuni casi, per risparmiare su questa componente vengono inseriti dei moltiplicatori (permettono di installare generatori di taglia più piccola) di giri che però causano perdite di efficienza.
Ammodernamento opere civili*	Sostituzione condotte di collegamento bacino-centrale, rifacimento gallerie di collegamento bacino-condotte. Interventi effettuati principalmente per garantire la messa in sicurezza degli impianti.

(*) Interventi effettuati raramente a scopo di efficientamento dell'impianto in quanto molto invasivi e costosi. Il driver principale per eseguire operazioni di questo tipo rimane la sicurezza d'esercizio.

Revamping/Repowering per l'idroelettrico: la metodologia di analisi

- Per ogni categoria d'intervento, verranno presi in considerazione gli impianti interessanti dal punto di vista delle attività volte al rinnovo delle parti principali delle centrali.
- Le **due categorie** che meglio **rappresentano gli impianti obiettivo** sono le seguenti mostrate in tabella e seguono la diversificazione normativa esistente per la classificazione delle derivazioni, piccole e grandi con «linea di confine» **3 MW**.
- Le **opere civili** non vengono considerate un'azione di revamping a tutti gli effetti in quanto effettuate quasi esclusivamente per garantire **la sicurezza d'esercizio dell'impianto**.

Interventi	Tipologia impianti	
	P < 3MW	P > 3MW
Sostituzione/installazione sistema di automazione dell'impianto	✓	✓
Sostituzione gruppo turbina	✓	✓
Sostituzione generatore	✓	✓

Revamping/Repowering per l'idroelettrico: la sintesi degli interventi possibili

- La tabella seguente riassume, per tipologia di impianti, **la dimensione degli impianti, in termini di MW che necessita di uno specifico intervento di revamping**. Si sottolinea che uno stesso impianto può essere interessato da più interventi appartenenti a categorie differenti di revamping, infatti il totale degli impianti, interessati da azioni di revamping, non corrisponde alla somma dei singoli interventi.

Taglia media turbine	Potenza totale installata		ΔProduzione	
	P<3 MW	P≥ 3 MW	Min – MAX [%]	Valore di riferimento
Sostituzione/installazione sistema di automazione dell'impianto	70 MW – 130 MW	3.000 – 3.200 MW	+2% / +5%	+2%
Sostituzione turbina	25 MW – 50 MW	1.900 – 2.100 MW	+1% / +2%	+1,5%
Sostituzione generatore	50 MW – 100 MW	2.200 – 2.400 MW	+2% / +4%	+2%
Totale impianti	70 MW – 130 MW	1.900 – 3.200 MW		

Revamping/Repowering per l'idroelettrico: la sintesi degli interventi possibili

- La tabella seguente riassume, per tipologia di interventi, il pricing necessario all'investimento in oggetto.
- Si sottolinea come gli **interventi sulle opere civili** vengano effettuate principalmente per **mantenere in sicurezza l'impianto e l'area circostante** e che non esiste una forchetta di prezzo plausibile che ben rappresenti questa tipologia di interventi a causa della loro alta specificità del sito.

Interventi	IMPIANTI CON P<3 MW	IMPIANTI CON P>3 MW
	Prezzo [€/MW]	Prezzo [€/MW]
Sostituzione/installazione sistema di automazione dell'impianto	40.000 – 60.000*	190.000 – 250.000*
Sostituzione turbina	1.000 – 2.500	500 – 1.500
Sostituzione generatore	25 - 30	15 - 20

(*) Costo da intendersi «a impianto»

(**) Identificare un costo per gli interventi sulle opere civili risulta poco significativo, in quanto dipendono fortemente dalle specifiche del sito.

Revamping/Repowering per l'idroelettrico: i dati del *business case*

- Nella tabella seguente si riportano le assunzioni utilizzate per la valutazione economica delle configurazioni di riferimento. Gli **impianti «tipo»**, entrati in esercizio **nel 2000**, presi in considerazione sono i seguenti:
 - **Impianto con potenza >3 MW**, (in questo caso verrà preso a titolo di esempio un impianto da **10 MW**);
 - **Impianto con potenza <3 MW**, (in questo caso verrà preso a titolo di esempio un impianto da **1 MW**).
- Investimenti effettuati con equity (capitale proprio).

Interventi	Dati			
	Vita utile	Post-incentivo*	Anno di allacciamento alla rete	Tasso di attualizzazione
Sostituzione/installazione sistema di automazione dell'impianto	30 anni	50 €/MWh	2000	10%
Sostituzione turbina				
Sostituzione generatore				

(*) Costo da intendersi «a impianto»

Revamping/Repowering per l'idroelettrico: i dati del *business case*

	IMPIANTI CON P<3 MW	IMPIANTI CON P>3 MW
	Prezzo [€/kW]	Prezzo [€/kW]
Sostituzione/installazione sistema di automazione dell'impianto	50.000*	200.000*
Sostituzione turbina	1.750	1.000
Sostituzione generatore	27	18

(*) Aliquota fiscale complessiva 40%; Aliquota IRES:24%.

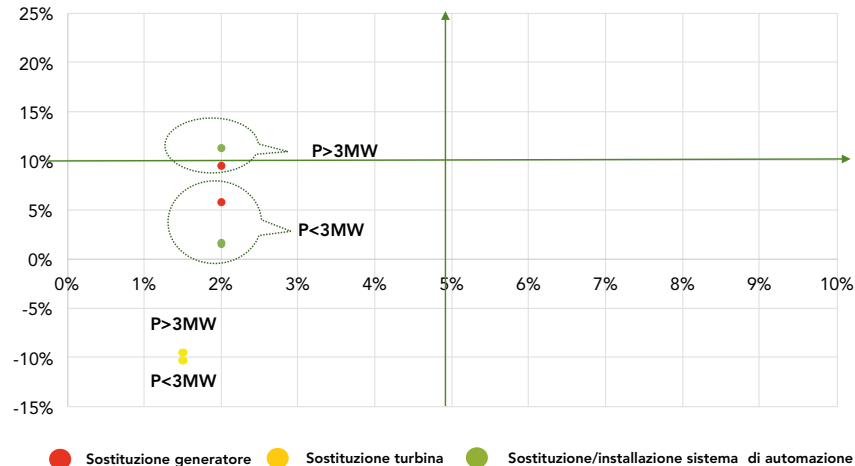
Revamping/Repowering per l'idroelettrico: i risultati del *business case*

- La tabella sottostante riassume **le prestazioni tecnico-economiche delle principali operazioni di revamping e ricostruzione completa degli impianti eolici.**
- Le analisi effettuate tengono conto del «**caso base**», cioè dell'impianto esistente e dei **ricavi/costi** che continuerebbe a generare.

Taglia media turbine	Impianti di taglia P>3 MW		Impianti di taglia P<3 MW	
	IRR	PBT	IRR	PBT
Sostituzione/installazione sistema di automazione dell'impianto	11,3%	20 anni	1,6%	>V.U.
Sostituzione turbina	-9,5%	>V.U.	-10,3%	>V.U.
Sostituzione generatore	9,5%	>V.U.	5,8%	>V.U.

Revamping/Repowering per l'idroelettrico: i risultati del *business case*

- Il grafico seguente mostra l'andamento dell'indice IRR al variare della quantità di produzione che viene recuperata grazie alla sostituzione di un componente. I quadranti mostrano le soluzioni extra profittevoli, dove la soglia minima di rendimento viene fissata ad un IRR a doppia cifra (+10%) e ad un incremento significativo della produzione (+5%).



Revamping/Repowering per l'idroelettrico: i risultati del *business case*

- **La analisi economica** permette di evidenziare, a differenza di quanto visto negli altri casi, come la **convenienza economica per gli interventi di incremento delle prestazioni degli impianti idroelettrici sia ancora lontana**, con la sola parziale eccezione della introduzione dei sistemi di automazione.
- Particolarmente interessante risulta anche sottolineare come questi interventi – anche qualora effettuati – abbiano un **impatto comunque limitato sulla producibilità**, ovviamente con un impatto sulla redditività degli interventi stessi.
- A differenza di quanto successo con i grandi impianti – che però hanno beneficiato di incentivi interessanti, soprattutto nel primo periodo di applicazione dei Certificati Verdi – è quindi **assai più ardua la strada dell'efficiamento per gli impianti di taglia piccola o media**, che tuttavia rappresentano (con i loro circa 3.000 MW complessivamente installati) una componente non completamente trascurabile della capacità di generazione da rinnovabili del nostro Paese.

Revamping/Repowering: un nuovo “mercato” possibile per le rinnovabili in Italia

- L'analisi condotta identifica tre situazioni molto diverse tra i settori analizzati e ben rappresentative (anche se probabilmente involontariamente) delle casistiche possibili:
 - con l'**eolico**, da un lato, a esprimere il maggior potenziale (se si assume la prospettiva economica degli investimenti ma anche quella della produzione di energia elettrica dal parco installato) ma allo stesso tempo a doversi confrontare con i **maggiori vincoli a livello normativo**, talmente pressanti da rendere spesso troppo “rischioso” agli occhi degli operatori un intervento di efficientamento;
 - il **fotovoltaico**, dall'altro lato, dove i **recenti “rilassamenti” dei vincoli normativi**, possono invece spingere interventi di efficientamento, ma dove la sostituzione dei moduli (ossia la soluzione a maggior incremento della produzione) è economicamente conveniente solo nei casi più “gravi” di sotto-prestazione degli impianti.
 - l'**idroelettrico** dove invece le **caratteristiche “tecniche” degli interventi li rendono poco attrattivi sia dal punto di vista economico che energetico**, e che quindi appare essere il **comparto meno sensibile** tra quelli analizzati **al revamping/repowering**.



POLITECNICO
MILANO 1863

MP

POLITECNICO DI MILANO
GRADUATE SCHOOL
OF BUSINESS



I sistemi di storage a supporto dello sviluppo delle rinnovabili 4

Partner



Con il patrocinio di



Obiettivi della sezione

- L'obiettivo di questo capitolo è quello di analizzare in dettaglio le soluzioni tecnologiche per i **sistemi di storage (accumulo elettrochimico) a supporto delle rinnovabili in due ambiti di applicazione: residenziale e utility scale.**
- In particolare:
 - Si analizzeranno le **prestazioni energetiche ed i principali vantaggi e svantaggi delle diverse tecnologie di accumulo elettrochimico disponibili sul mercato;**
 - Si identificheranno **i costi di investimento (€/kWh) attuali e attesi per le diverse soluzioni di accumulo elettrochimico nei due ambiti di applicazione.** Inoltre, per ogni tipologia di soluzione (litio, piombo, sale, vanadio) utilizzata sarà fornito un **break-down dei costi a partire dalla soluzione chiavi in mano**, declinata per ambito di applicazione;
 - Si provvederà a fornire una **valutazione economica (business case) relativa all'integrazione della soluzione storage in abbinamento ad impianti a fonte rinnovabile non programmabile.**

Le soluzioni di storage elettrochimico: un quadro d'assieme

- La tabella illustra le principali tecnologie di accumulo “**elettrochimico**”:

Sistemi di accumulo	Alternativa tecnologica		Descrizione
Elettrochimico	Batterie a circolazione di elettrolita	Redox	Sistemi che utilizzano reazioni accoppiate di ossido-riduzione in cui sia i reagenti che i prodotti sono disciolti in soluzione acquosa.
	Batterie ad alta temperatura	Na/S	L'elemento costitutivo di un accumulatore al sodio/zolfo è composto da due elettrodi allo stato fuso (di sodio e zolfo), a fronte di un elettrolita di tipo ceramico (beta allumina).
		Na/NiCl	Simile alla Na/S, cambia soltanto il materiale di un elettrodo (cloruro di nickel invece che zolfo).
	Batterie al litio	Li-ion	L'elemento costitutivo di un accumulatore al litio è composto da due elettrodi, uno composto da grafite allo stato litiato (anodo), mentre l'altro (catodo) da un ossido litiato di un metallo di transizione (cobalto, nichel e manganese); l'elettrolita può essere liquido o polimerico.
	Batterie con elettrolita acquoso	Pb/acido	L'elemento costitutivo di un accumulatore al piombo è composto da un elettrodo negativo di piombo metallico e da un elettrodo positivo di biossido di piombo, a fronte di un elettrolita costituito da una soluzione acquosa di acido solforico.

Le soluzioni di storage elettrochimico: l'analisi delle prestazioni "chiave"

- Al fine di classificare le diverse soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo elettrochimici è possibile identificare alcune **prestazioni "chiave"** da analizzare ed in particolare:
 - **La potenza specifica**, misurata in W/kg che descrive la potenza generabile ogni unità di peso costituente il sistema di accumulo;
 - **L'energia specifica**, misurata in Wh/kg che descrive l'energia erogabile ogni unità di peso costituente il sistema di accumulo;
 - **L'efficienza energetica di carica/scarica**, misurata in % che rappresenta il rapporto tra l'energia scaricata e l'energia spesa per riportare il sistema di accumulo nello stato di carica iniziale,
 - **La durata**, misurata in n. cicli di carica e scarica nell'arco della vita utile di funzionamento della batteria;
- Le slide seguenti riportano **le prestazioni di riferimento – misurate comparando tra di loro i dati raccolti dalle interviste dirette con le informazioni reperibili pubblicamente dai cataloghi dei principali fornitori** – per ciascuna delle tecnologie di accumulo elettrochimico.
- La "rilettura" critica delle prestazioni "chiave" di ciascuna tecnologia permette poi di identificare i principali **vantaggi e svantaggi** ad esse associati.

Le soluzioni di storage elettrochimico: Batteria agli ioni di litio

- La **tecnologia agli ioni di litio** risulta essere, tra quelle della categoria elettrochimica, quella che **attrae maggior investimenti in attività di ricerca e che ha anche catalizzato l'attenzione soprattutto del mondo automotive**, grazie soprattutto alle prestazioni che è in grado di esprimere con riferimento all'energia specifica (e quindi al peso).
- Il mercato delle **soluzioni di storage elettrochimico al litio risulta molto concentrato**: circa il **45% delle quote di mercato** a livello globale è detenuto dai **3 player principali** : Sonnen, LG e Tesla.
- Gli investimenti effettuati su questa tecnologia hanno portato a un miglioramento delle performance, in particolare nel numero di cicli: Sonnen è riuscita a raggiungere i **10.000 cicli**.

Batteria agli ioni di litio	Caratteristica (cella)	Valore
Elevata potenza specifica, superiore rispetto alle altre tecnologie di accumulo elettrochimico, utilizzata per applicazioni «in potenza».	Potenza specifica [W/kg]	200 ÷ 300
	Energia specifica [Wh/kg]	40 ÷ 180
	Efficienza [%]	80 ÷ 95
	Durata [n° di cicli]	4.000 – 6.000

Le soluzioni di storage elettrochimico: Batteria al Piombo

- Nonostante ancora oggi rappresentino all'incirca il 70% del mercato degli accumulatori elettrochimici (dato il loro impiego diffuso nell'*automotive*) sono forse la soluzione tecnologica che più accusa la competizione da parte delle batterie agli ioni di litio.
- Le soluzioni tecnologiche al piombo rimarranno verosimilmente sul mercato ancora per 1-2 anni, in seguito la **tecnologia al litio** diventerà la soluzione **più conveniente** sia in termini di **prestazioni** che di **costi**.

Batteria al piombo	Caratteristica (cella)	Valore
Presenta un regime tipico di scarica ridotto, che la caratterizza pertanto come sistema adatto ad applicazioni «in energia»; può anche essere utilizzata per fornire funzionalità «in potenza».	Potenza specifica [W/kg]	20 ÷ 40 [VLA]* 70 ÷ 80 [VRLA]**
	Energia specifica [Wh/kg]	15 ÷ 25 [VLA]* 20 ÷ 45 [VRLA]**
	Efficienza [%]	70 ÷ 85
	Durata [n° di cicli]	1.000-2.500

(*) VLA – Vented Lead Acid (accumulatori aperti)

(**) VLA – Vented Lead Acid (accumulatori aperti)

Le soluzioni di storage elettrochimico: Batterie al sale

- Le **batterie al sale** vengono chiamate anche batterie termiche poiché lavorano con **range di temperatura molto elevati, nell'ordine dei 250°C-350°C**, per permettere la fusione dell'elettrolita.

Batteria al sale (sodio-cloruro di nichel)	Caratteristica (cella)	Valore
L'energia specifica elevata che la caratterizza rende questa tecnologia particolarmente adatta ad applicazioni "in energia".	Potenza specifica [W/kg]	170-210
	Energia specifica [Wh/kg]	130-220
	Efficienza [%]	80-90%
	Durata [n° di cicli]	2.500 ÷ 4.500

Le soluzioni di storage elettrochimico: Batteria a circolazione di elettrolita al vanadio

- Appartengono alla categoria delle batterie cosiddette **redox**, ossia costituite da due serbatoi contenenti le soluzioni anodiche e catodiche che generano il flusso di corrente. In questa batteria la coppia redox è costituita dal Vanadio (V^{2+}/V^{3+} al catodo e V^{4+}/V^{5+} all'anodo), presenti nell'elettrolita in soluzione con acido solforico.

Batteria a circolazione di elettrolita al vanadio	Caratteristica (cella)	Valore
Trova applicazione per l'immagazzinamento di energia elettrica su larga scala ("in energia"). La versatilità di costruzione rende comunque possibile progettare batterie di questo tipo anche per applicazioni "in potenza".	Potenza specifica [W/kg]	100
	Energia specifica [Wh/kg]	25
	Efficienza [%]	70 ÷ 85
	Durata [n° di cicli]	10.000

Le soluzioni di storage elettrochimico: un quadro d'assieme

- La tabella mostra i principali **vantaggi e svantaggi di natura tecnico-economico-ambientale delle diverse tecnologie di accumulo elettrochimico.**

Tecnologia	Vantaggi Tecnico-economici	Vantaggi Ambientali	Svantaggi Tecnico-economici	Svantaggi Ambientali
Batterie a circolazione di elettrolita (al vanadio – “VRB”)	<ul style="list-style-type: none"> Vita utile molto lunga (stimata fino ad oltre 20 anni) Bassa manutenzione necessaria Carica rapida della batteria Disaccoppiamento di potenza ed energia Costo al kWh in diminuzione all'aumentare della carica 	<ul style="list-style-type: none"> Facilità di smaltimento Assenza di materiali tossici Non c'è deterioramento degli elettrodi Non presentano problemi legati alla miscelazione degli elettroliti tipici delle batterie a flusso 	<ul style="list-style-type: none"> Densità energetica bassa Bassa efficienza di carica/scarica Tecnologia poco matura Alto costo per unità di energia 	<ul style="list-style-type: none"> N/A
Batterie ad alta temperatura (Sodio – Cloruro di Nickel)	<ul style="list-style-type: none"> Molto resistente agli sbalzi di temperatura esterna (non necessitano di un sistema di raffreddamento) Alta densità energetica Vita utile lunga Alta efficienza di carica/scarica 	<ul style="list-style-type: none"> Il materiale che costituisce gli elettrodi è poco inquinante Facilità di smaltimento (100% riciclabile) Assenza di emissioni ambientali Alta sicurezza Non si formano sostanze dannose per la cella (durante il funzionamento) 	<ul style="list-style-type: none"> Range limitato di taglie/capacità/applicazioni Necessitano di alte temperature di funzionamento Alto costo per unità di energia 	<ul style="list-style-type: none"> N/A

Le soluzioni di storage elettrochimico: un quadro d'insieme

- La tabella mostra i **principali vantaggi e svantaggi di natura tecnico-economico-ambientale delle diverse tecnologie di accumulo elettrochimico** per l'erogazione dei servizi precedentemente analizzati.

Tecnologia	Vantaggi Tecnico-economici	Vantaggi Ambientali	Svantaggi Tecnico-economici	Svantaggi Ambientali
Batterie al litio	<ul style="list-style-type: none"> Alta densità energetica Vita utile lunga Alta efficienza di carica/scarica Tempi di carica brevi Capacità di mantenere il livello di carica iniziale nel tempo Buona scalabilità della soluzione Versatilità di utilizzo 	<ul style="list-style-type: none"> La pericolosità effettiva delle materie contenute è bassa in quanto il solvente si volatilizza a contatto con l'aria Le batterie più moderne non presentano più le problematiche di sicurezza legate alle alte temperature e all'instabilità dei materiali 	<ul style="list-style-type: none"> Necessitano di un Battery Management System – BMS - per controllare la carica e la temperatura di esercizio Alto costo per unità di energia 	<ul style="list-style-type: none"> Il litio genera prodotti tossici quando entra in contatto con l'ossigeno L'elettrolita contiene prodotti tossici quali LiPF₆, LiClO₄, LiBF₄ che provocare effetti negativi se entrano in contatto con la pelle o all'intestino (se ingeriti) Smaltimento "critico"
Batterie con elettrolita acquoso (Pb/acido)	<ul style="list-style-type: none"> Ampio range di temperature di utilizzo Tecnologia matura Ridotta manutenzione necessaria Basso costo per unità di energia 	<ul style="list-style-type: none"> N/A 	<ul style="list-style-type: none"> Ridotta vita utile Bassa densità energetica Non adatta alla carica rapida Presenza di correnti di corto circuito che possono danneggiare la batteria Pericolo di surriscaldamento durante la carica Rischio di danneggiamenti irreversibili a causa della solfatazione 	<ul style="list-style-type: none"> Alto contenuto di sostanze tossiche (piombo, arsenico e antimonio) Smaltimento "critico" Molto inquinanti per suolo ed acqua Le sostanze sopraelencate se liberate sono molto pericolose per la salute

BOX 1 - Le soluzioni di storage di nuova generazione

- Ad oggi, la tecnologia al litio sembra essere quella destinata ad avere le maggiori quote di mercato nei prossimi anni, tuttavia appare interessante citare qui **possibili tecnologie alternative classificabili in 2 macro-categorie, attualmente in fase di test:**
 - **Tecnologia Silicio fuso:** elemento presente in **abbondanza in natura e basso costo**. Questa batteria, a differenza di quelle al litio non **immagazzina** elettricità ma **calore termico**, garantendo un notevole vantaggio di costo a parità di energia elettrica generata. Il calore può essere immagazzinato fino a due settimane ed utilizzato per generare elettricità in base alla richiesta dell'utente o della rete. Un ulteriore vantaggio si lega alla possibilità di **utilizzare la batteria senza limite di cicli** e poterla facilmente riciclare al termine della sua vita utile (circa 20 anni).
 - **Tecnologia al gel:** utilizza elementi quali lo zinco ed il bromuro, **più stabili** rispetto al litio e presenti in **abbondanza in natura**. Questo tipo di batterie funziona in modo simile a quelle al litio con però una **maggiore tolleranza alle alte temperature**. Inoltre mentre nel futuro, il costo del litio tenderà a crescere sul mercato a causa dell'incremento dei prezzi delle materie prime, i materiali utilizzati nelle batterie al gel saranno caratterizzati da un **calo dei prezzi dovuto all'aumento delle economie di scala**.

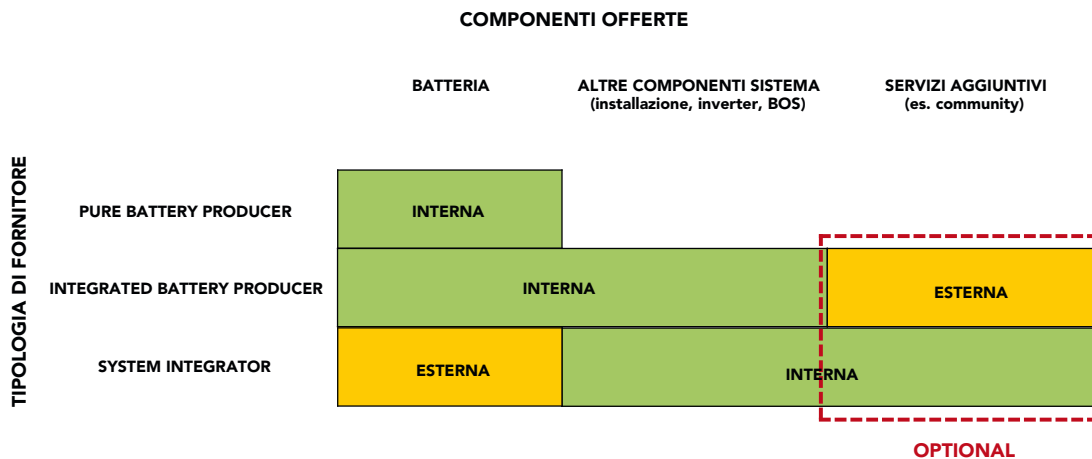
Le soluzioni di storage elettrochimico: lo stato dell'arte dei fornitori

- Il mercato delle soluzioni di energy storage può essere analizzando suddividendo le **tipologie di operatori in tre**:

TIPOLOGIA DI FORNITORE	DESCRIZIONE
Pure Battery Producer	Questa tipologia di operatori produce e fornisce al cliente la sola componente batteria (per energy storage) che necessita poi di essere integrata con il resto del sistema.
Integrated Battery Producer	Questa tipologia di operatori produce batterie per energy storage e fornisce sul mercato una soluzione integrata che può essere direttamente collegata all'impianto alimentato a fonti rinnovabili di proprietà del cliente fornendo una «soluzione chiavi in mano».
System integrator	Questa tipologia di operatori fornisce al mercato una soluzione di energy storage integrato avanzato che sviluppa utilizzando batterie fornite da produttori puri . Questi sistemi sono forniti con una soluzione chiavi in mano e possono garantire non solo servizi per l'autoconsumo ma anche servizi di rete con restrizioni in base ai paesi in cui si opera.

Le soluzioni di storage elettrochimico: lo stato dell'arte dei fornitori

- La figura rappresenta graficamente il **livello di integrazione verticale** di ciascuna tipologia di operatore che oggi opera nel mercato dello storage:



Le soluzioni di storage elettrochimico: lo stato dell'arte dei fornitori

- Di seguito sono riportati i **principali fornitori** di tecnologie di accumulo elettrochimico offerte sul mercato italiano declinate per tipologia di fornitore e tecnologia utilizzata (ordinati in base al fatturato):

TIPOLOGIA DI FORNITORE	TIPOLOGIA DI BATTERIA ENERGY STORAGE			
	Batteria al Litio	Batteria al Piombo	Batteria al Sale	Batteria al Vanadio
Pure Battery Producer	Sony, Panasonic, Hitachi, Hoppecke, LG Chem, Faam	Midac Batteries, Hoppecke, Panasonic, Full River***	–	Gildemeister, Sumitomo Electric, Schmid, Rongke Power, UET, RedT, H2, Gala
Integrated Battery Producer	Samsung SDI**, Nec, Saft, BYD ***, Varta, Toshiba	Fiamm	Fzsonick, NGK	–
System integrator	Sonnen, Tesla*	–	–	–

- La tabella evidenzia un **alto livello di specializzazione degli operatori**: sono pochi i player del mercato che sviluppano e commercializzano più di una soluzione di accumulo elettrochimico.

(*) Per approfondimenti caso Tesla vedere il relativo BOX 2

(**) In Germania opera come Integrated Battery Producer (***) La società non ha una sede in Italia

BOX 2 - Il caso Tesla

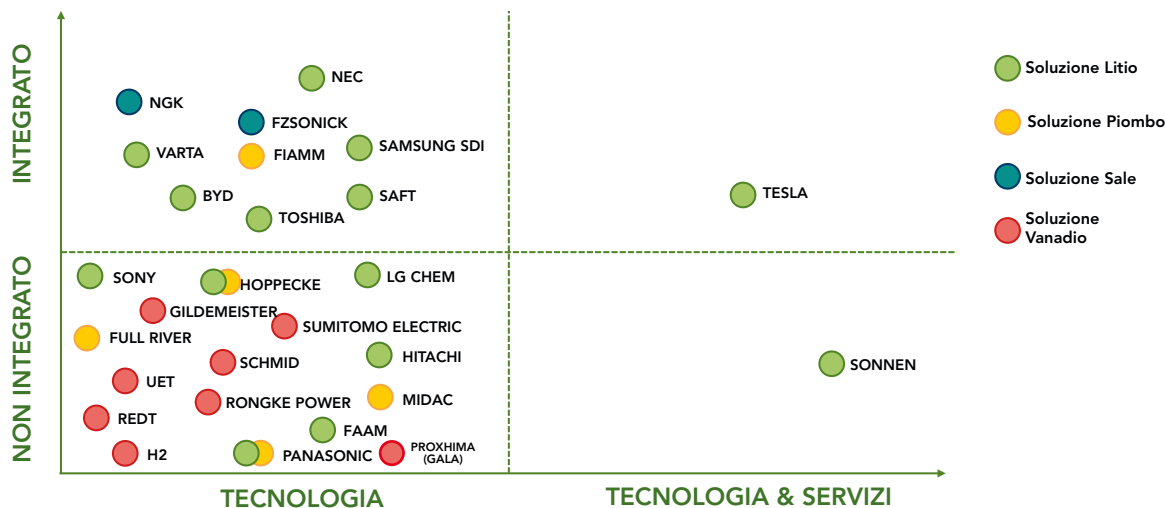
- **Tesla rappresenta un operatore un po' anomalo** del mercato che può essere collocato a **metà tra l'integrated battery producer e il system integrator**: Tesla è da un lato un **integrated battery producer** perché produce internamente tutte le componenti del sistema offerto sul mercato ed è **verticalmente integrata**, ma dall'altro lato può essere considerata **system integrator** dal momento che ha l'obiettivo di fornire insieme alla propria soluzione anche dei **servizi aggiuntivi**. Tesla ha investito e sta investendo moltissimo su soluzioni di storage applicabili in diversi ambiti:
 - nel **giugno 2014 ha avviato la Gigafactory in collaborazione con Panasonic e altri partner strategici, con l'obiettivo di produrre batterie a costi molto inferiori** grazie alle economie di scala raggiungibili, alla produzione innovativa, alla riduzione degli sprechi e all'ottimizzazione costituita dall'ubicare la maggior parte del processo di produzione sotto un unico tetto. Tesla prevedeva di riuscire a **ridurre il costo per kilowattora (kWh) del pacchetto batteria di oltre il 30 per cento**, diventando il player più competitivo sul mercato e applicando una **strategia di penetrazione** molto aggressiva. Nei prossimi anni, la società ha intenzione di espandere ulteriormente la propria capacità produttiva aprendo un'altra Gigafactory in territorio statunitense e altre 3 nel resto del mondo.
 - **A Novembre 2016, Tesla Motors, completa l'acquisizione di SolarCity, uno dei maggiori produttori di pannelli solari**. Comprando i prodotti SolarCity, Tesla inizia a produrre insieme alle auto elettriche e batterie, anche pannelli solari targati Tesla. L'obiettivo di questa acquisizione è diventare **il primo player del mercato a fornire un servizio integrato** creando prodotti residenziali, commerciali e di scala settoriale totalmente integrati e che potranno migliorare il modo in cui si genera energia, la si immagazzina e la si consuma.

4. I sistemi di storage a supporto dello sviluppo delle rinnovabili

- A seguito della fusione, Tesla ha iniziato a commercializzare una soluzione costituita da **due prodotti chiave in ambito fotovoltaico-residenziale: il SolarRoof**, il tetto solare per le abitazioni, e il **Powerwall2**, la batteria domestica che immagazzina l'energia solare. Queste due soluzioni permetteranno in futuro, quando la legge lo renderà ammissibile, di **slegare i privati dalla tradizionale rete elettrica** e, nel caso dei conduttori di auto elettriche, fornirgli una soluzione reale e alternativa alle infrastrutture, ancora scarse. Secondo Tesla, la combinazione della batteria domestica da 14 kWh e del tetto solare sarebbe sufficiente ad alimentare un'intera casa e le relative automobili con energia rinnovabile al 100%.
- Per riuscire a penetrare il mercato Tesla persegue una **strategia di costo basata su un prezzo altamente competitivo e di 2/3 inferiore** rispetto a quello dei competitor.
- Per garantirsi la leadership del mercato italiano, Tesla si sta muovendo proattivamente e ha iniziato a stringere partnership strategiche con alcuni operatori chiave del settore, primo tra tutti **Enel Green Power**. L'obiettivo è di testare l'**integrazione dei sistemi stazionari di accumulo** di energia Tesla negli impianti eolici e fotovoltaici di Enel Green Power. L'accordo mira ad aumentare la produzione degli impianti della società del gruppo ENEL e a fornire servizi avanzati per una migliore integrazione delle **energie rinnovabili con la rete**.

Le soluzioni di storage elettrochimico: lo stato dell'arte dei fornitori

- La figura evidenzia la distribuzione delle tipologie di operatori sul mercato italiano, con riferimento alla specifica offerta

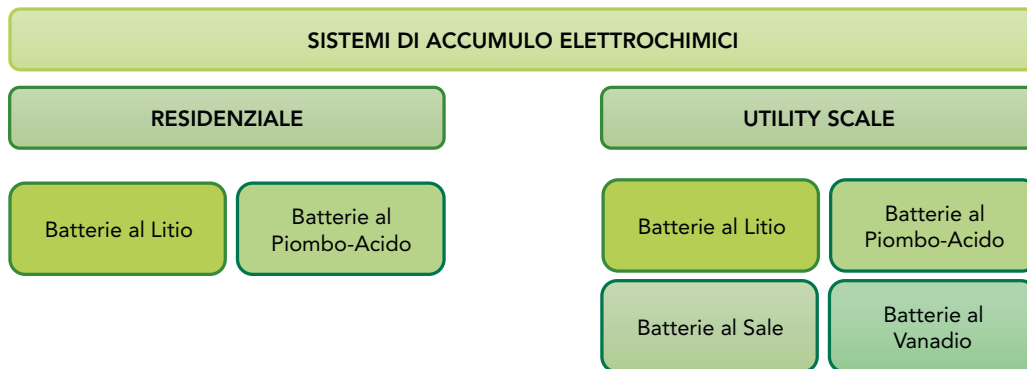


Le soluzioni di storage elettrochimico: lo stato dell'arte dei fornitori

- Le slide precedenti evidenziano come sul mercato italiano siano principalmente due, **Sonnen e Tesla**, le aziende in grado di fornire soluzioni di energy storage basate su tecnologia al litio, integrate e progettate per offrire servizi aggiuntivi (al momento di difficile applicazione in Italia a causa delle restrizioni normative).
- I fornitori di soluzioni di energy storage basate su tecnologia al **piombo, al sale e al vanadio non offrono servizi aggiuntivi** come invece fanno i fornitori di tecnologia al litio. **I fornitori di tecnologia al piombo** sono prevalentemente **disintegrati verticalmente, ad eccezione di Fiamm**, e specializzati nella produzione della batteria.

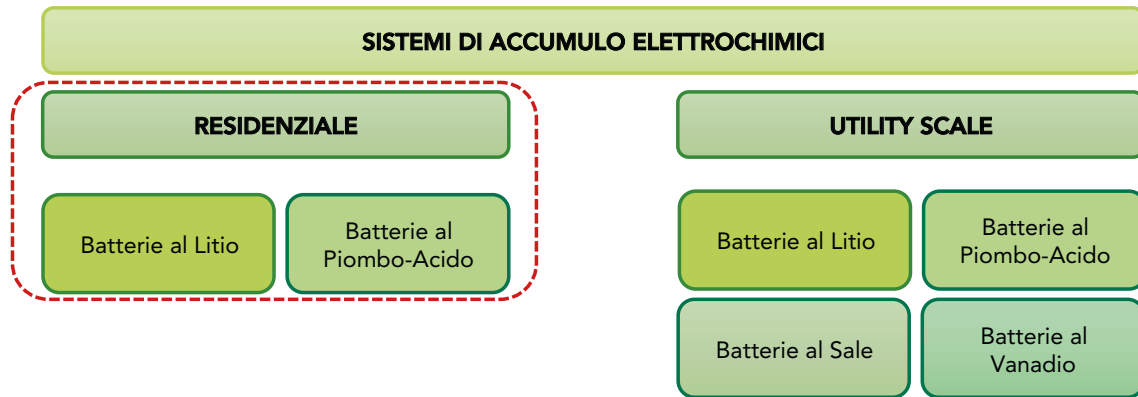
Le soluzioni di storage elettrochimico: gli ambiti di applicazione nelle rinnovabili

- Come detto in premessa, il presente capitolo analizza come i **sistemi di accumulo elettrochimici** si possano integrare con **impianti a energie rinnovabili**. In particolare è possibile considerare **due principali ambiti di applicazione: residenziale e utility scale**, definendo per ognuno le **principali tecnologie utilizzate**.



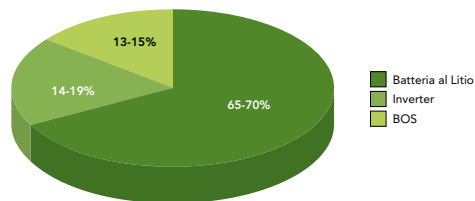
Le soluzioni di storage elettrochimico per le rinnovabili in ambito residenziale

- In ambito residenziale sono due le soluzioni di storage che possono essere impiegate in abbinamento ad impianti rinnovabili, le batterie al litio e le batterie al piombo.



Le Batterie al Litio nelle applicazioni residenziali

- La soluzione «chiavi in mano» per lo storage energetico basato sulla tecnologia delle **batterie al litio (4kWh)** ha oggi un **costo totale** che può variare, in base al player, da **1.500* €/kWh a 2.100 €/kWh**.
- Il range di costo è molto ampio dal momento che le **strategie di business adottate dai diversi player sono differenti**: Tesla è l'operatore che più di tutti sta puntando su una politica molto aggressiva in termini di prezzo, per poter conquistare una maggiore quota di mercato.



COMPONENTE	INCIDENZA [%]
Batteria al Litio	65-70
Inverter	14-19
BOS - balance of System	13-15

(*) Il prezzo della soluzione «chiavi in mano» offerto da Tesla è decisamente inferiore rispetto ai prezzi offerti dagli altri player del mercato. Per ulteriori informazioni vedi BOX 3 Tesla a seguire

BOX 3 - Il Powerwall 2 di Tesla

- In questo box analizzeremo l'**evoluzione del prodotto Powerwall** offerto da Tesla per la soluzione energy storage sia in termini di componenti offerte che in termini di prezzi offerti all'utente finale:

	POWERWALL	POWERWALL 2
CAPACITÀ BATTERIA [kWh]	7	14
COSTO SOLUZIONE [€]	8.500	7.450
INVERTER	Non incluso	Incluso
BOS/BMS	Non incluso	Incluso
INSTALLAZIONE	Non incluso	Incluso (1.050€*)
COSTO €/kWh SOLUZIONE	1.215	533

- La tabella evidenzia dei **notevoli cambiamenti**: primo tra tutti la **capacità della batteria che è stata raddoppiata e fornita all'interno di una soluzione unica**, che integra tutte le componenti necessarie al funzionamento di un sistema di energy storage. Si evidenzia il **drastico calo nel prezzo della soluzione offerta al mercato**, pari a meno della metà del prezzo della Powerwall di prima generazione.

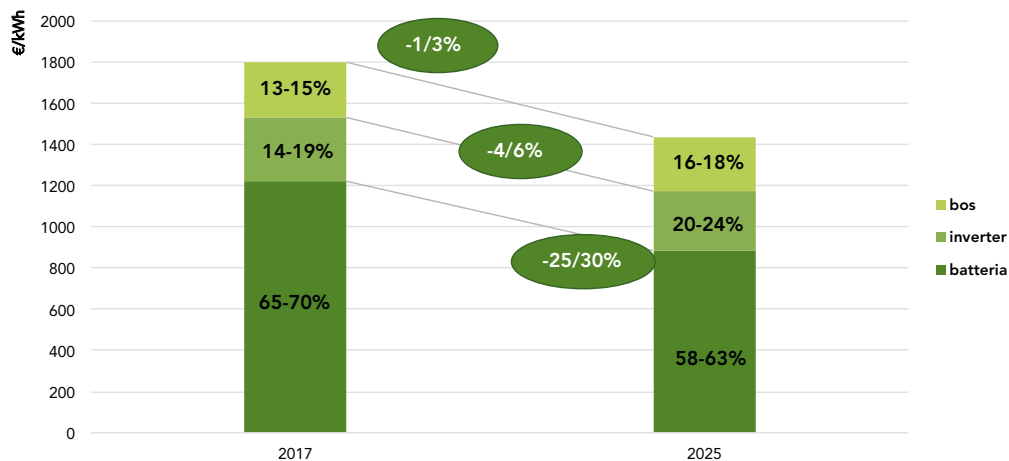
(*) Il costo di installazione considerato è quello compreso nella soluzione «chiavi in mano» pari a 1.050 €. Eventuali aumenti dei costi di installazione si ripercuoteranno linearmente sul costo della soluzione.

Le Batterie al Litio nelle applicazioni residenziali

- **La batteria vera e propria** è il componente della soluzione «chiavi in mano» che ha **un'incidenza maggiore**, in termini di costi. Il costo della batteria pesa infatti per il **65% - 70%** del costo totale. I player principali stanno proponendo sul mercato **soluzioni tecnologiche al litio fortemente integrate**, limitando la possibile personalizzazione da parte del cliente ma garantendo **standard qualitativi delle componenti interne molto elevati**.
- Per il **settore residenziale** è prevista una **caduta di prezzo delle batterie al litio del 25% - 30%**. In futuro il costo della batteria avrà quindi un'incidenza meno rilevante sul costo totale, assestandosi poco sopra il 50%.
- Ad oggi, **inverter e sistema BOS** (balance of system), pesano sul costo totale della soluzione per il **14% - 19%** il primo e per il **13% - 15%** il secondo.
- **Meno rilevanti saranno le cadute di prezzo legate a ad inverter e sistema BOS** che raggiungeranno rispettivamente il **4% - 6%** e **l'1% - 3%**, aumentando leggermente il loro peso percentuale sul costo della soluzione finale.

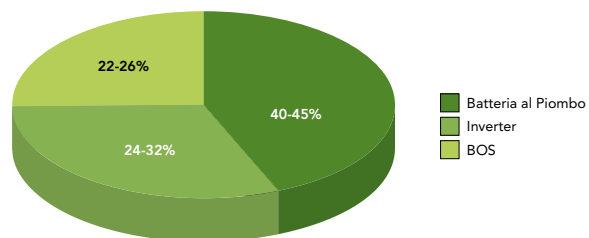
Le Batterie al Litio nelle applicazioni residenziali

- La figura mostra le **prospettive di sviluppo attese della tecnologia di accumulo elettrochimico al litio nel settore residenziale in termini di costi**, per l'erogazione dei servizi precedentemente analizzati, con particolare riferimento al **prezzo di vendita della componente batteria, inverter e sistema BOS espresso in €**.



Le Batterie al Piombo nelle applicazioni residenziali

- La soluzione «chiavi in mano» per lo storage energetico basato sulla tecnologia delle **batterie al piombo (4kWh)** ha un **costo totale** che può variare, in base al player, da **1.000 €/kWh a 1.300 €/kWh**.



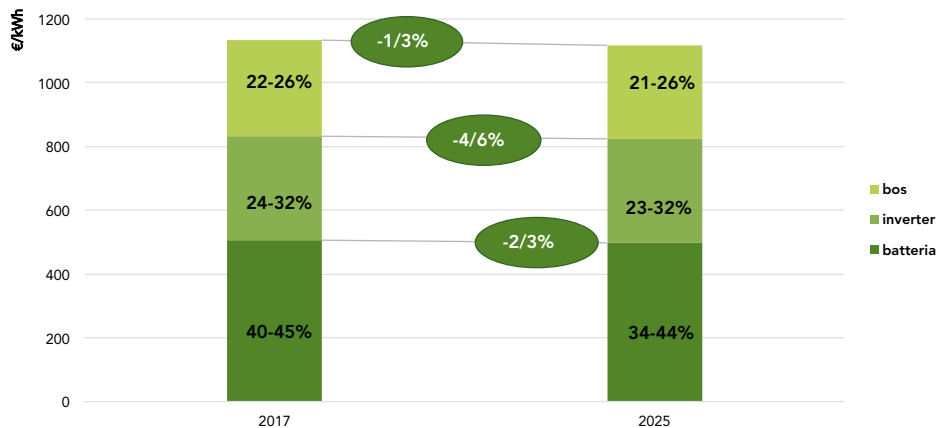
COMPONENTE	INCIDENZA [%]
Batteria al Piombo	40 - 45
Inverter	24 - 32
BOS - balance of System	22 - 26

Le Batterie al Piombo nelle applicazioni residenziali

- La **batteria vera e propria** è il componente della soluzione «chiavi in mano» che ha un'**incidenza**, in termini di costi, **maggiore**. Il costo della batteria pesa infatti per il **40% - 45 %** del costo totale. Dato che si tratta di una tecnologia ormai matura è possibile vedere come l'impatto percentuale sul costo totale sia inferiore rispetto a quello delle batterie al litio.
- Per il **settore residenziale** è prevista una **caduta di prezzo delle batterie al piombo molto ridotta, intorno al 2% - 3%**, dato il grado di maturità della tecnologia. In futuro, il costo della batteria sarà leggermente inferiore, non variando sensibilmente l'impatto percentuale attuale.
- Ad oggi, **inverter e sistema BOS** (balance of system), pesano sul costo totale della soluzione per il **24% - 32%** il primo e per il **22% - 26%** il secondo e le relative **cadute di prezzo** raggiungeranno rispettivamente il **4% - 6%** e l'**1% - 3%**.

Le Batterie al Piombo nelle applicazioni residenziali

- La figura mostra le **prospettive di sviluppo attese della tecnologia di accumulo elettrochimico al piombo nel settore residenziale in termini di costi**, per l'erogazione dei servizi precedentemente analizzati, con particolare riferimento al **prezzo di vendita della componente batteria, inverter e sistema BOS** espresso in €.



Le soluzioni di storage elettrochimico per le rinnovabili in ambito residenziale

- Nonostante le aspettative di riduzione dei costi (sintetizzati per una batteria da 4 kWh nella tabella seguente), è ancora limitata la redditività economica per questa tipologia di investimenti.

	TECNOLOGIA	COSTO CHIAVI IN MANO [€/kWh]	% INCIDENZA COSTO BATTERIA	% INCIDENZA COSTO INVERTER	% INCIDENZA COSTO BOS
AMBITO RESIDENZIALE AS IS	Batteria al Litio	1.500-2.100	65-70%	14-19%	13-15%
	Batteria al Piombo	1.000-1.300	40-45%	24-32%	22-26%
AMBITO RESIDENZIALE TO BE	Batteria al Litio	1.600-1.800	58-63%	20-24%	16-18%
	Batteria al Piombo	950-1.250	34-44%	23-32%	21-26%

- Appare evidente, tuttavia, come nell'ottica di una progressiva "elettrificazione" dei consumi (ad esempio anche a seguito della diffusione della mobilità elettrica) e della conseguente maggiore redditività dell'autoconsumo per i prosumer il potenziale per questo tipo di soluzioni appare destinato a crescere.
- Questo è ancora più vero se si pensa a possibilità di sviluppo di modelli di tipo "aggregatore"

Le soluzioni di storage elettrochimico per le rinnovabili in ambito residenziale

- Il concetto di **aggregatore virtuale** in ambito **energy storage** per il settore residenziale si lega alla possibilità di creare una sorta di “**centrale elettrica virtuale**” con centinaia di sistemi di accumulo connessi, monitorati centralmente e di continuo.
- L’obiettivo è sostituire una parte della capacità di riserva garantita dagli impianti fossili convenzionali e sviluppare **modelli di controllo della domanda elettrica**, aggregando diversi dispositivi di energy storage in grado di fornire servizi di vario tipo.
- Si tratta, di fatto, di un sistema di **energy storage distribuito**, abbinato alla generazione distribuita degli impianti fotovoltaici. Il vantaggio è duplice: da un lato, **incrementare l’autoconsumo** di elettricità, dall’altro contribuire ai **servizi di rete** tra cui la regolazione di frequenza e il *peak shaving*, riducendo la potenza impegnata e gli sbilanciamenti tra energia prodotta e consumata effettivamente in un dato periodo.

Le soluzioni di storage elettrochimico per le rinnovabili in ambito residenziale

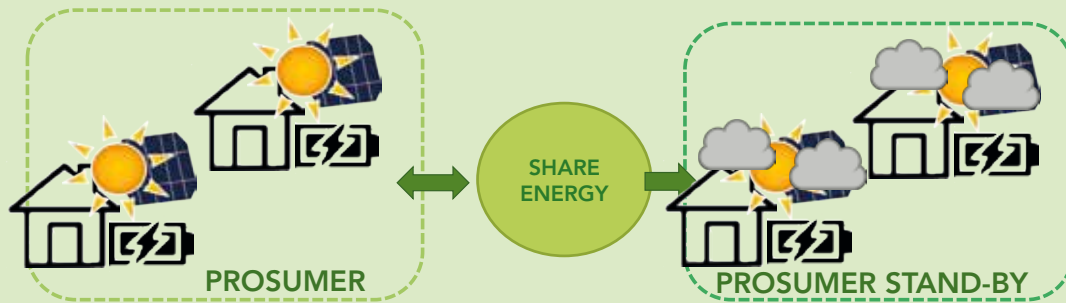
- Il concetto di **aggregatore virtuale** si lega quindi a **due concetti fondamentali**: la **creazione di una community peer to peer dell'energia** e alla possibilità di **fornire servizi di rete in maniera indipendente** dalla rete tradizionale.
- Si rivolge principalmente agli **utenti domestici che hanno già installato dei sistemi solari FV ai quali poter abbinare dei sistemi di accumulo**, che vogliono entrare nella community.
- Di seguito sono riportati **2 casi di aziende che hanno deciso di investire nella soluzione di aggregatore virtuale: Sonnen e Tesla**.

BOX 4 - L'aggregatore virtuale per il residenziale di Sonnen

- **Sonnen Group** è un produttore tedesco di sistemi di accumulo intelligenti agli ioni di litio ad utilizzo residenziale e **gestore della prima piattaforma online di condivisione dell'energia**.
- Ha creato una piattaforma online chiamata "**sonnenCommunity**", che permette agli autoproduttori di scambiare l'energia con altri consumatori domestici e divenire così totalmente indipendenti dai fornitori convenzionali.
- Si tratta di un'iniziativa che permette anche ai clienti che non possiedono un impianto fotovoltaico o che vivono in un condominio di trarre vantaggio dai **benefici dello storage di energia fotovoltaica** realizzato con una sonnenBatteria. Questi clienti possono inoltre usufruire di una **tariffa agevolata**, la sonnenFlat city.
- La Sonnen community si basa sull'utilizzo delle **sonnenBatterie**: un sistema integrato, pronto per essere installato senza modifiche all'impianto esistente, completo di batterie, elettronica di conversione, di misuratori di potenza che forniscono le informazioni per monitorare l'intero impianto, di display touch screen dal quale poter controllare l'intera gestione dell'energia e non ultimo di un intelligente Energy manager automatico.
- La **sonnenBatterie** può inoltre essere combinata con generatori di diversa natura, quali fotovoltaici, eolici o pompe di calore, per ottenere una più efficiente gestione dei consumi.

BOX 4 - L'aggregatore virtuale per il residenziale di Sonnen

- La **Sonnencommunity** è stata introdotta in **Germania nel 2015** e conta oggi **2.500 membri** che utilizzano questo servizio di energy sharing.
- Il servizio prevede che all'interno della community ci siano i **prosumer**, soggetti dotati di **impianto fotovoltaico** abbinato a una **sonnenBatterie** che **immettono energia in rete**. In base alle condizioni metereologiche i prosumer possono immettere energia nella rete perché stanno **producendo energia in eccesso** o nel caso di condizioni avverse diventare **Prosumer in stand-by e comprare energia dalla rete**.



BOX 4 - L'aggregatore virtuale per il residenziale di di Sonnen

- Dato che entrambi i soggetti fanno parte della community, i **Prosumer in stand-by** possono comprare l'energia dalla rete che viene prodotta e immessa in rete dai **Prosumer**.
- Chi fa parte della community può usufruire di alcuni **vantaggi** dal punto di vista del **costo dell'energia**:
 - chi **compra** energia dalla community la compra ad un **prezzo** che è del **25-30% più basso in termini di €/kWh rispetto alla media di mercato**.
 - chi **vende** energia alla community **riceve un contributo maggiore** rispetto a quello garantito dal sistema di incentivazione tedesco.
- Inoltre, la Sonnen community garantisce ai **membri della community** di avere degli **sconti sull'acquisto di estensioni di batteria** per aumentare la capacità netta della Sonnenbattery o di **accessori volti all'aumento della quota di autoconsumo**. Questo viene fatto con l'obiettivo di ridurre i costi non solo della parte elettrica ma anche della parte gas. Sonnen in Germania offre anche **servizi di rete**.
- Sonnen ha introdotto in **Italia** il servizio di energy sharing da fine 2016 utilizzando un **approccio differente** rispetto a quello utilizzato in Germania. **Il modello di business tedesco infatti, non può essere replicato in Italia** a causa di alcuni **vincoli normativi** dovuti al fatto che si dovrebbero utilizzare i SEU (Sistemi Efficienti di Utenza) e i REU (Reti Efficienti di Utenza).

BOX 4 - L'aggregatore virtuale per il residenziale di Eneco e Tesla

- Il programma **Crowdnett** sviluppato da **Eneco in collaborazione con Tesla** ha permesso al colosso americano di avvicinarsi al mercato del **nord Europa** con una soluzione tecnologica interessante e competitiva, attualmente in fase di pilota.
- Il **programma CrowdNett** si rivolge agli **utenti domestici che hanno già installato dei sistemi solari FV**, quindi potenzialmente circa 400.000 abitazioni in tutto il paese. Per invogliare le persone ad acquistare una batteria, entrando così nel programma, Eneco offre le Powerwall di Tesla al prezzo scontato di 4.500 euro anziché 7.000, installazione compresa.
- Inoltre, l'utente avrà diritto a un corrispettivo annuale di 450 euro per cinque anni, in cambio della sua autorizzazione a **prelevare fino al 30% dell'energia stoccata nella batteria**, in qualunque momento l'operatore lo ritenga necessario per bilanciare domanda e offerta sulle linee di trasmissione.
- In pratica, mettendo insieme 400 Powerwall con questa formula di scambio attivo utente/rete, Eneco avrebbe una **capacità di riserva superiore a 2 MW** interamente immagazzinata nelle case olandesi.

BOX 4 - L'aggregatore virtuale per il residenziale di Eneco e Tesla

- Si tratta di una sorta di **energy storage distribuito**, abbinato alla generazione distribuita degli impianti fotovoltaici, con un doppio vantaggio: da un lato, **incrementare l'autoconsumo** di elettricità, dall'altro contribuire ai **servizi di rete** tra cui la regolazione di frequenza e il *peak shaving*, riducendo la potenza impegnata e gli sbilanciamenti tra energia prodotta e consumata effettivamente in un dato periodo.
- La capacità di riserva assicurata dalle batterie, quindi, in futuro potrebbe sostituire parzialmente l'energia di backup proveniente dagli impianti convenzionali, rendendo il sistema elettrico più pulito, flessibile e con minori costi complessivi di gestione.
- Anche **TenneT**, recentemente, ha stretto accordi con diversi partner per testare, attraverso alcuni piani-pilota, il potenziale delle "nuove" tecnologie nell'ambito della capacità di riserva primaria: stazioni di pompaggio idrico, impianti di cogenerazione, batterie di accumulo, **stazioni di ricarica dei veicoli elettrici** e così via.

BOX 4 - L'aggregatore virtuale per il residenziale: I due casi a confronto

- Di seguito si evidenzia un **confronto** tra le **2 principali soluzioni di storage distribuito** a livello europeo:

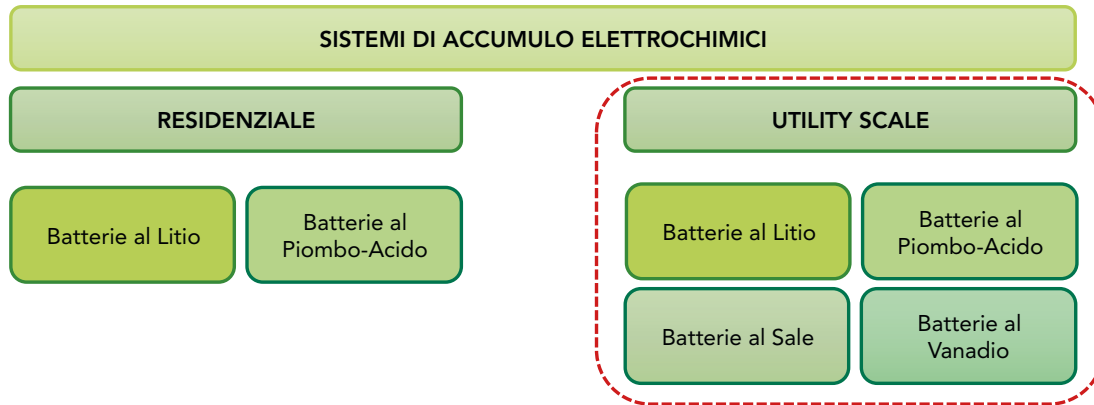
	SONNEN COMMUNITY	CROWDNETT (TESLA)
Soluzione	È una piattaforma online , che permette agli autoproduttori di scambiare l'energia con altri consumatori domestici e divenire così totalmente indipendenti dai fornitori convenzionali . Permette anche ai clienti che non possiedono un impianto fotovoltaico o che vivono in un condominio di trarre vantaggio dai benefici dello storage di energia fotovoltaica realizzato con una sonnenBatteria.	Si tratta di una sorta di energy storage distribuito, abbinato alla generazione distribuita degli impianti fotovoltaici. Con un doppio vantaggio: incrementare l'autoconsumo di elettricità e contribuire ai servizi di rete, riducendo la potenza impegnata e gli sbilanciamenti tra energia prodotta e consumata.
Utilizzatori	Utenti domestici che hanno già installato dei sistemi solari FV e hanno acquisito una sonnen batterie.	Utenti domestici che hanno già installato dei sistemi solari FV

BOX 4 - L'aggregatore virtuale per il residenziale: I due casi a confronto

	SONNEN COMMUNITY	CROWDNETT (TESLA)
Benefici	<p>Si garantisce la totale indipendenza dai combustibili fossili, a tariffe decisamente più basse (del 10% più basse sulla quota energia rispetto alla tariffa di maggior tutela pubblicata dall'Autorità per l'Energia). Inoltre, Invece di far sostenere al proprietario l'onere di avere un impianto fotovoltaico interno, la sonnenCommunity utilizza un fitto network di produttori e consumatori di elettricità rinnovabile, come fonte di generazione e condivisione di elettricità.</p>	<p>L'utente ha diritto a un corrispettivo annuale di 450 euro per cinque anni, in cambio della sua autorizzazione a prelevare fino al 30% dell'energia stoccata nella batteria, in qualunque momento l'operatore lo ritenga necessario per bilanciare domanda e offerta sulle linee di trasmissione.</p>
Status Progetto	<p>La soluzione è collaudata e attualmente disponibile su diversi mercati: chi possiede un sistema di storage sonnen è in grado di produrre e autoconsumare fino al 70-80% dell'energia necessaria. La parte residua, 20-30% può essere acquistata direttamente da Sonnen.</p>	<p>La soluzione è pronta per essere commercializzata sul mercato, tuttavia attualmente si trova in una fase di test pilota ai fini di studiare le modalità di utilizzo e i benefici della soluzione.</p>

Le soluzioni di storage elettrochimico per le rinnovabili in ambito utility

- In ambito *utility scale* è possibile – dal punto di vista teorico – applicare diverse tecnologie per lo storage elettrochimico



Le soluzioni di storage elettrochimico per le rinnovabili in ambito utility

- Le soluzioni **utility scale** si riferiscono alla possibilità di **integrare i sistemi di storage con impianti** a fonti rinnovabili di grande taglia, generalmente di dimensione **superiore ai 700 kW**.
- **Questa tipologia di soluzione è in grado di offrire – dal punto di vista teorico – una serie di servizi aggiuntivi** quali:
 - **Arbitraggio del prezzo dell'energia**: Acquistare energia per immagazzinarla nelle ore in cui i prezzi sono bassi, al fine di rivenderla nelle ore in cui i prezzi sono più elevati (logica trading e autoconsumo).
 - **Servizi di rete**: comprendono diversi servizi tra cui trasporto, distribuzione, gestione del contatore con l'obiettivo di bilanciare la quantità di energia richiesta dall'insieme dei consumatori e gestirne la trasmissione in modo che l'offerta e la domanda siano sempre in equilibrio, garantendo così la continuità e la sicurezza della fornitura del servizio. **SERVIZI NON AMMISSIBILI PER LEGGE**
 - **Correzione errori previsionali**: possibilità di correggere gli errori previsionali effettuati sul mercato del giorno prima grazie alla presenza di energia accumulata nei sistemi di storage energetico.

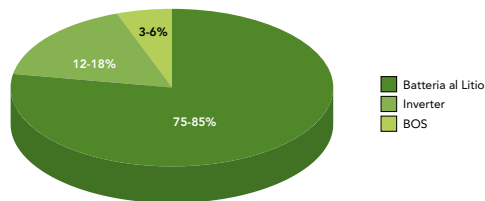
BOX 5 - I sistemi di storage ed i servizi di rete

- Il **servizio di dispacciamento**, svolto dal gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna), è la gestione coordinata delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale per garantire il **bilanciamento del sistema elettrico**.
- L'**energia elettrica**, di norma, non è un bene immagazzinabile. Per questo, è necessario produrre, istante per istante, la quantità di energia richiesta dall'insieme dei consumatori finali e gestirne la trasmissione in modo che **offerta e domanda** siano sempre **in equilibrio**, garantendo così la continuità della fornitura in condizioni di sicurezza.
- In tempo reale, **Terna** monitora i flussi elettrici e corregge i livelli di immissione e prelievo di energia, in modo che siano perfettamente bilanciati in ogni momento, inviando, ove necessario, ordini a ridurre o aumentare l'energia immessa in rete alle **unità di produzione**.
- **L' Autorità ha intenzione di porre in essere i primi interventi finalizzati a consentire la generazione distribuita, alla domanda e alle fonti rinnovabili non programmabili** di ogni taglia di **accedere al MSD**, ad oggi non ancora possibile per legge.

- Il MSD è attualmente regolato dalla **Delibera n. 111/06 s.m.i. della AEGGSI** (Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79) con l'obiettivo di:
 - a) assicurare l'imparzialità, la neutralità e la trasparenza del servizio di dispacciamento, erogato a tutti gli utenti delle reti con obbligo di connessione di terzi, ivi inclusi i clienti finali;
 - b) assicurare la parità di trattamento, ai fini del dispacciamento, degli acquisti e delle vendite concluse nel sistema delle offerte o al di fuori di esso;
 - c) promuovere un'efficiente utilizzazione delle risorse disponibili nel sistema elettrico, attraverso il dispacciamento delle unità di consumo e della rete rilevante;
 - d) promuovere lo sviluppo di mercati a termine per la compravendita di energia elettrica.
- Al mercato del dispacciamento possono partecipare solamente gli impianti **«abilitati», ossia unità di produzione o consumo che rispondono ai requisiti fissati** (in termini di potenza, tempi di riposta, variazioni di assetto, ...) **nelle regole per il dispacciamento** ai fini dell'abilitazione alla fornitura a Terna di risorse per il dispacciamento dell'energia elettrica.
- Le **unità abilitate (UA) ad oggi sono esclusivamente impianti programmabili. Sono quindi esclusi sia gli impianti alimentati a fonti rinnovabili non programmabili (quindi eolico e fotovoltaico) sia i sistemi di accumulo.**
- Per ulteriori dettagli si rimanda all'Energy Storage Report 2016.

Le Batterie al Litio nelle applicazioni utility scale

- La soluzione «**chiavi in mano**» per lo storage energetico basato sulla tecnologia delle **batterie al litio (1 MWh)** ha un costo totale variabile, a seconda del player, tra i **400€/kWh e i 700 €/kWh**.
-
- Analogamente al caso residenziale, questa **differenza si lega a differenti scelte strategiche** adottate dai diversi player del mercato.



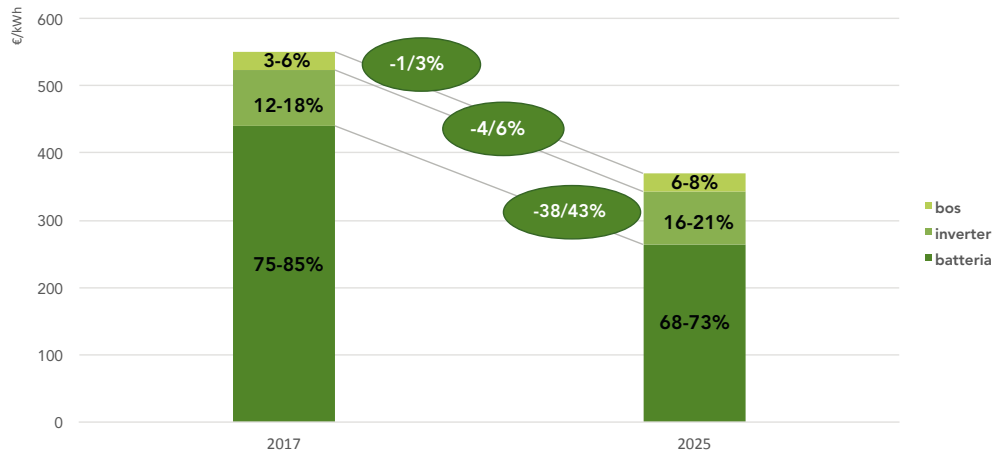
COMPONENTE	INCIDENZA [%]
Batteria al Litio	75 - 85
Inverter	12 - 18
BOS - balance of System	3 - 6

Le Batterie al Litio nelle applicazioni utility scale

- La **batteria al litio** è il componente della soluzione «chiavi in mano» che ha un'incidenza, in termini di costi, maggiore. Il costo della batteria pesa infatti per il **75% - 85%** del costo totale.
- Per il **settore utility scale**, come si vedrà nelle slide seguenti, è prevista una **caduta di prezzo delle batterie del 38% - 43%**, che diminuirà notevolmente l'impatto in termini di costo della batteria sulla soluzione chiavi in mano. Per gli operatori che già oggi stanno puntando molto **su strategie di differenziazione di costo, dove i margini sono già molto bassi**, questo valore sarà inferiore, assestandosi su un **15% - 20%**.
- Ad oggi, **inverter e sistema BOS** (balance of system), pesano sul costo totale della soluzione per il **12% - 18%** il primo e tra il **3% - 6%** il secondo.
- **Meno rilevanti** saranno invece **le cadute di prezzo legate ad inverter e sistema BOS** che raggiungeranno rispettivamente il **4% - 6%** e **l'1% - 3%** aumentando leggermente il loro peso percentuale sul costo della soluzione finale.

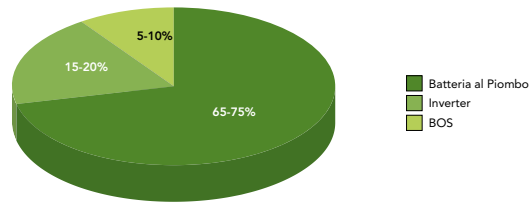
Le Batterie al Litio nelle applicazioni utility scale

- La figura mostra le **prospettive di sviluppo attese della tecnologia di accumulo elettrochimico al litio nel settore utility scale in termini di costi**, per l'erogazione dei servizi precedentemente analizzati, con particolare riferimento al **prezzo di vendita della componente batteria, inverter e sistema BOS** espresso in €.



Le Batterie al Piombo nelle applicazioni utility scale

- La soluzione «**chiavi in mano**» per lo storage energetico basato sulla tecnologia delle **batterie al piombo (1 MWh)** ha un costo totale variabile, a seconda del player, tra i **330€/kWh e i 380 €/kWh**.



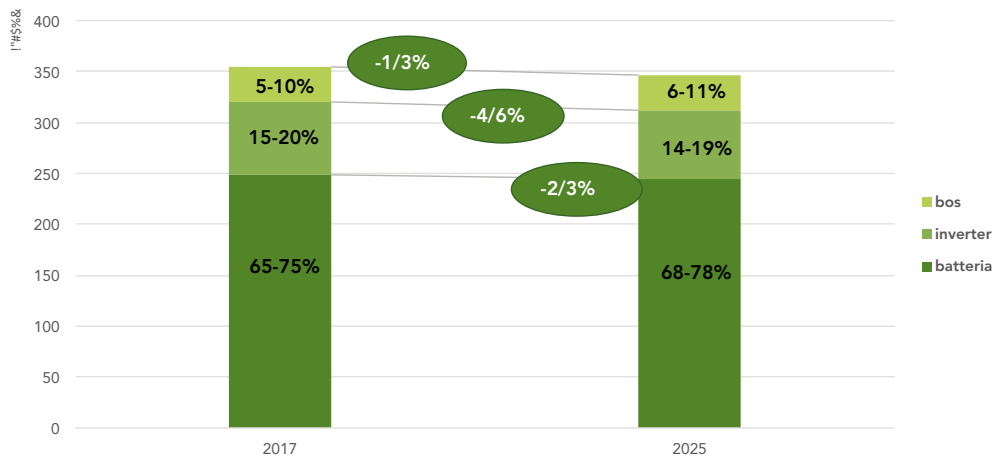
COMPONENTE	INCIDENZA [%]
Batteria al Piombo	65 - 75
Inverter	15 - 20
BOS - balance of System	5 - 10

Le Batterie al Piombo nelle applicazioni utility scale

- La **batteria al piombo** è il componente della soluzione «chiavi in mano» che ha un'**incidenza**, in termini di costi, **maggiore**. Il costo della batteria pesa infatti per il **65% - 75%** del costo totale. Dato che si tratta di una tecnologia ormai matura è possibile vedere come l'impatto percentuale sul costo totale sia inferiore rispetto a quello delle batterie al litio.
- Per il **settore utility scale**, come si vedrà nelle slide seguenti, è prevista una **caduta di prezzo delle batterie al piombo molto ridotta, intorno al 2% - 3%**, dato il grado di maturità della tecnologia. In futuro il costo della batteria sarà leggermente inferiore, non variando sensibilmente l'impatto percentuale attuale.
- Ad oggi, **inverter e sistema BOS** (balance of system), pesano sul costo totale della soluzione per il **15% - 20%** il primo e per il **5% - 10%** il secondo.
- **Poco rilevanti** saranno anche **le cadute di prezzo legate ad inverter e sistema BOS** che raggiungeranno rispettivamente un massimo del **6% e dell' 1% - 3%** aumentando leggermente il loro peso percentuale sul costo della soluzione finale.

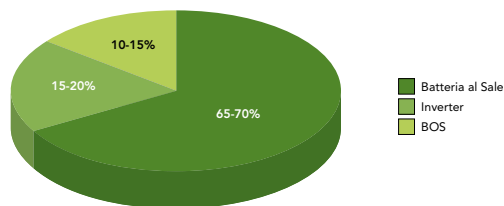
Le Batterie al Piombo nelle applicazioni utility scale

- La figura mostra le **prospettive di sviluppo attese della tecnologia di accumulo elettrochimico al piombo nel settore utility scale in termini di costi**, per l'erogazione dei servizi precedentemente analizzati, con particolare riferimento al **prezzo di vendita della componente batteria, inverter e sistema BOS** espresso in €.



Le Batterie al Sale nelle applicazioni utility scale

- La soluzione «**chiavi in mano**» per lo storage energetico basato sulla tecnologia delle **batterie al sale (1 MWh)** ha un costo totale variabile, a seconda del player, tra gli **800 €/kWh e i 1.000 €/kWh**.



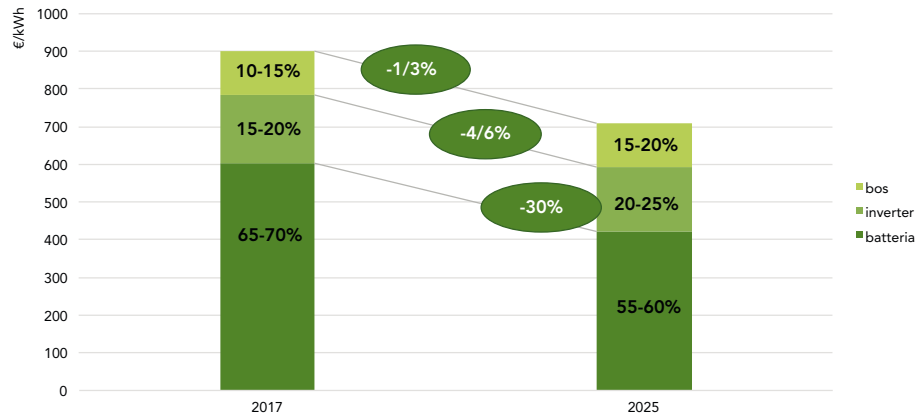
COMPONENTE	INCIDENZA [%]
Batteria al Sale	65 - 70%
Inverter	15 - 20%
BOS - balance of System	10 - 15%

Le Batterie al Sale nelle applicazioni utility scale

- La **batteria al sale** è il componente della soluzione «chiavi in mano» che ha un'**incidenza**, in termini di costi, **maggiore**. Il costo della batteria pesa infatti per il **65% - 70%** del costo totale.
- Per il settore utility scale, come si vedrà nelle slide seguenti, è prevista una **caduta di prezzo delle batterie al sale interessante, intorno al 30% al 2025**, dato il grado di maturità della tecnologia.
- Ad oggi, **inverter e sistema BOS** (balance of system), pesano sul costo totale della soluzione per il **15% - 20%** il primo e per il **10% - 15%** il secondo.
- Come nei casi precedenti, **le cadute di prezzo legate a ad inverter e sistema BOS** raggiungeranno rispettivamente un massimo del **4% - 6%** e del **1% - 3%**.

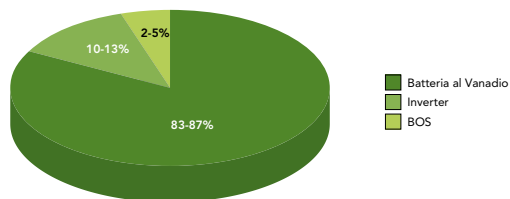
Le Batterie al Sale nelle applicazioni utility scale

- La figura mostra le **prospettive di sviluppo attese della tecnologia di accumulo elettrochimico al sale nel settore utility scale in termini di costi**, per l'erogazione dei servizi precedentemente analizzati, con particolare riferimento al **prezzo di vendita della componente batteria, inverter e sistema BOS** espresso in €.



Le Batterie Redox Vanadio nelle applicazioni utility scale

- La soluzione «**chiavi in mano**» per lo storage energetico basato sulla tecnologia delle **batterie al vanadio (1 MWh)** ha un costo totale variabile, a seconda del player, tra i **500€/kWh e i 700 €/kWh**.



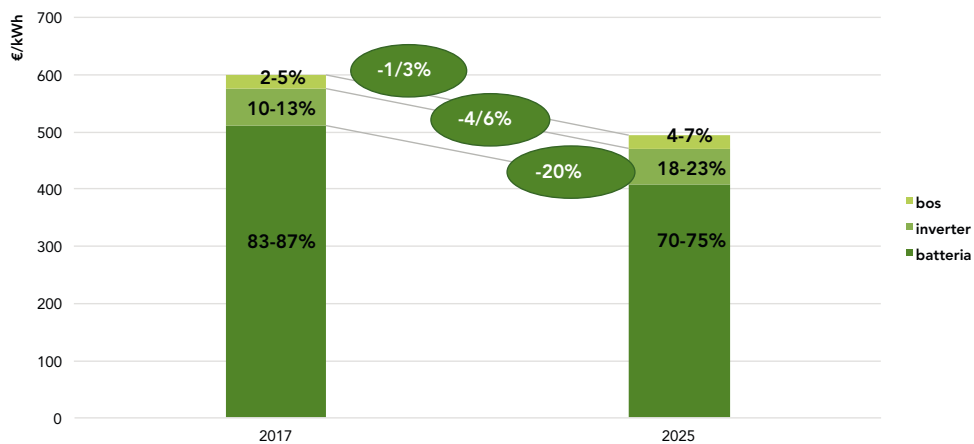
COMPONENTE	INCIDENZA [%]
Batteria al Redox Vanadio	83 - 87
Inverter	10 - 13
BOS - balance of System	2 - 5

Le Batterie Redox Vanadio nelle applicazioni utility scale

- La **batteria al vanadio** è il componente della soluzione «**chiavi in mano**» che ha un'**incidenza**, in termini di costi, **maggiore**. Il costo della batteria pesa infatti per l'**83% - 87%** del costo totale.
- Per il **settore utility scale**, come si vedrà nelle slide seguenti, è prevista una **caduta di prezzo delle batterie al Redox Vanadio pari a circa il 20%**, dato il grado di maturità della tecnologia. In futuro il costo della batteria sarà leggermente inferiore, non variando sensibilmente l'impatto percentuale attuale.
- Ad oggi, **inverter e sistema BOS** (balance of system), pesano sul costo totale della soluzione per il **10% - 13%** il primo e per il **2% - 5%** il secondo.
- Come nei casi precedenti, le **cadute di prezzo legate a ad inverter e sistema BOS** raggiungeranno rispettivamente un massimo del **6% e dell' 1% - 3%**.

Le Batterie Redox Vanadio nelle applicazioni utility scale

- La figura mostra le **prospettive di sviluppo attese della tecnologia di accumulo elettrochimico al vanadio nel settore utility scale in termini di costi**, per l'erogazione dei servizi precedentemente analizzati, con particolare riferimento al **prezzo di vendita della componente batteria, inverter e sistema BOS** espresso in €.



Le soluzioni di storage elettrochimico per le rinnovabili in ambito utility scale

- Di seguito riassumiamo quella che verosimilmente sarà l'**evoluzione dei costi** delle soluzioni di **energy storage in ambito utility scale**, considerando un impianto da 1MWh di capacità e 1 MW di potenza:

	TECNOLOGIA	COSTO CHIAVI IN MANO [€/kWh]	% INCIDENZA COSTO BATTERIA	% INCIDENZA COSTO INVERTER	% INCIDENZA COSTO BOS
AMBITO RESIDENZIALE AS IS	Batteria al Litio	400-700	75-85%	12-18%	3-6%
	Batteria al Piombo	330-380	65-75%	15-20%	5-10%
	Batteria al sale	800-1.000	65-70%	15-20%	10-15%
	Batteria al Vanadio	500-700	83-87%	10-13%	2-5%
AMBITO UTILITY SCALE TO BE	Batteria al Litio	350-450	68-73%	16-21%	6-8%
	Batteria al Piombo	315-360	68-78%	14-19%	6-11%
	Batteria al sale	600-800	55-60%	20-25%	15-20%
	Batteria al Vanadio	350-500	70-75%	18-23%	4-7%

Le soluzioni di storage elettrochimico per le rinnovabili in ambito utility scale

- Il quadro che ne esce – con la **fotografia scattata al momento attuale e riportata nella slide precedente** – è **piuttosto chiaro**. Le batterie al piombo godono oggi di un **notevole vantaggio di costo** (arrivando a livelli che sono circa ½ di quelli delle batterie agli ioni di litio), che deriva indubbiamente dalle **economie di scala e di esperienza** (nello sviluppo del processo produttivo) che le caratterizza.
- **Se si aggiunge la prospettiva di riduzione di costi** nell'orizzonte dei prossimi 10 anni (sino quindi al 2025) appare con ancora maggior evidenza come il **"testa a testa" tra Litio e Piombo, si volga a vantaggio del Litio**, con il Redox Vanadio a fare da "terzo".
- Diversi attori del mercato hanno **confermato questo trend** ed in particolare alcuni operatori legati alla tecnologia al piombo hanno evidenziato come **non escludano nel futuro di allargare la propria gamma di prodotti offerti inserendo anche soluzioni al litio**.
- E' interessante sottolineare come le previsioni – ottenute triangolando i dati di studi condotti a livello internazionale e le informazioni raccolte tramite le interviste dirette agli operatori del settore – abbiano un elevato grado di condivisione.

Le soluzioni di storage elettrochimico per le rinnovabili in ambito utility scale

- **Infatti, le batterie al piombo**, nonostante le attività di ottimizzazione del processo produttivo ancora in corso, **sono previste riuscire a limare ulteriormente il costo di investimento sino ad un “massimo” del 3%**. Per gli operatori che hanno già margini molto bassi dati dalla maturità della tecnologia la riduzione dei costi si assesta su un valore di circa **1/2 %**.
- **Le batterie redox al vanadio** possono invece vantare – soprattutto per effetto della riduzione della complessità dell’architettura della batteria – **riduzioni di costo attese anche nell’ordine del 20%**.
- **Le batterie sodio-nichel** sono previste con una **riduzione di costo che supera il 30%, ma per le batterie agli ioni di litio sono possibili modifiche del costo anche nell’ordine del 40%**.
- **Per effetto di queste riduzioni di costo:**
 - **Il differenziale di costo tra le batterie agli ioni di litio e le batterie al piombo dovrebbe scendere sino a toccare 20 €/kWh contro gli oltre 190 €/kWh attuali.**
 - **Le batterie all’elettrolita di vanadio dovrebbero divenire in prospettiva più convenienti**, restando su valori di costo compresi tra i **380 e i 430 €/kWh**.
- La “battaglia” quindi della generazione distribuita di energia pare doversi combattere tra le soluzioni a maggiore energia specifica. Sarà a queste tecnologie che ci si riferirà quindi in prima battuta e dove non diversamente specificato nei successivi capitoli di questo Rapporto.

Le soluzioni di storage elettrochimico per le rinnovabili in ambito utility scale : la sostenibilità economica?

- In questa parte del capitolo si analizzerà la situazione in cui un gestore di un **impianto eolico o fotovoltaico effettui un'offerta sul mercato MGP**, ma a causa di condizioni metereologiche avverse (assenza di vento/sole), **non è in grado di fornire tutta o una parte dell'energia da fonte rinnovabile a lui allocata**.
- In questo caso il gestore del mercato elettrico è **obbligato a coprire la mancanza di energia ricorrendo ad un altro produttore**, con un aumento dei costi.
- Questo problema ovviamente è **definitivamente più rilevante nel caso delle fonti rinnovabili**, rispetto alle altre realtà produttive convenzionali, per la maggior **aleatorietà** di tali sistemi che dipendono da fonti di alimentazione non programmabili come sole, vento, ed altre risorse.
- In questi casi si devono considerare gli **oneri di sbilanciamento** dell'energia elettrica che servono a **coprire i costi sostenuti dal gestore di rete quando c'è una differenza tra il programma di immissione e l'effettiva produzione** oraria di energia di un impianto.

Le soluzioni di storage elettrochimico per le rinnovabili in ambito utility scale : la sostenibilità economica?

- Agli impianti di produzione viene chiesto di effettuare una **previsione (programmazione) delle immissioni** il più possibile vicina al quantitativo di energia che sarà realmente reso disponibile in rete (dispacciato).
- La **differenza** tra programmazione, definita anche programma vincolante, e reale immissione in rete costituisce **la quantità di energia elettrica "sbilanciata"**.
- Quando l'unità di produzione immette più o meno energia rispetto a quanto dichiarato nel programma vincolante, il gestore di rete (Terna) applica i corrispettivi di sbilanciamento e cioè **attribuisce al quantitativo sbilanciato di ogni impianto un valore in euro**.
- Il **valore dell'energia sbilanciata**, in generale, non è uguale al valore dell'energia elettrica formata sul Mercato del giorno prima (MGP), in cui vengono negoziati i programmi. Pertanto, a parità di energia elettrica immessa, il ricavo derivante al produttore in presenza di sbilanciamenti è diverso (maggiore o minore) rispetto al ricavo derivante in assenza di sbilanciamenti.

Le soluzioni di storage elettrochimico per le rinnovabili in ambito utility scale : la sostenibilità economica?

- A seguito dell'impegno preso sul mercato del giorno prima, la «**correzione errori previsionali**», **possibile** nel caso in cui l'operatore disponga di un **sistema di energy storage**, prevede **2 casistiche principali** nel caso in cui l'operatore non riesca a far fronte ai quantitativi promessi:

CASO 1: SALVA PENALI (oneri di sbilanciamento)

- Acquisto di energia dalla rete
- Carica delle batterie
- Utilizzo dell'energia acquistata ed immagazzinata per far fronte all'impegno preso sul mercato del giorno prima



Possibilità di limitare l'esborso dovuto agli oneri di sbilanciamento generatosi nel caso in cui il soggetto non si attenga al programma di immissione definito sul mercato del giorno prima

CASO 2: ARBITRAGGIO E SALVA PENALI (oneri di sbilanciamento)

- Immagazzinamento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili generata in precedenza
- Vendita dell'energia immagazzinata e possibilità di far fronte all'impegno preso sul mercato del giorno prima



Possibilità di limitare l'esborso dovuto agli oneri di sbilanciamento generatosi nel caso in cui il soggetto non si attenga al programma di immissione definito sul mercato del giorno prima e possibilità di guadagno dalla vendita dell'energia attraverso attività di arbitraggio

Box 6 - Il calcolo degli sbilanciamenti

- Per il **calcolo degli oneri di sbilanciamento** si è fatto riferimento alle seguenti **delibere**:
 - **111/06**: questa delibera assicura l'imparzialità, la neutralità e la trasparenza del servizio di dispacciamento, la parità di trattamento, ai fini del dispacciamento, degli acquisti e delle vendite concluse nel sistema delle offerte o al di fuori di esso; promuove un'efficiente utilizzo delle risorse disponibili nel sistema elettrico, attraverso il dispacciamento e promuove lo sviluppo di mercati a termine per la compravendita di energia elettrica.
 - **522/2014/R/eel**: la delibera prevede un sistema di franchigie differenziate per fonte. L'energia elettrica oggetto di sbilanciamento al di fuori della franchigia sarà valorizzata con le modalità con cui attualmente vengono valorizzati gli sbilanciamenti delle unità di produzione non abilitate, mentre per l'energia all'interno delle fasce di franchigia viene applicato un corrispettivo unitario, al fine di allocare ai rispettivi utenti del dispacciamento la parte degli effetti degli sbilanciamenti all'interno della franchigia. Gli scaglioni di franchigia delle diverse fonti sono: eolico 49%, fotovoltaico 31%, l'idroelettrico ad acqua fluente 8%, altre rinnovabili non programmabili 1,5%. Questa opzione consente di promuovere la corretta previsione delle immissioni di energia elettrica, evitando che i corrispettivi di sbilanciamento siano allocati ai clienti finali.
 - **800/2016/R/EEL**: Il provvedimento proroga fino ad aprile 2017 il regime transitorio in vigore fino a dicembre 2016 e prevede a modificare la determinazione del segno zonale da maggio 2016 con ampliamento delle bande di applicazione dei prezzi duali di cui alla deliberazione 444/2016/R/eel.

- Come sono stati **valorizzati i corrispettivi di sbilanciamento**:
- A decorrere dal 1° gennaio 2015, la nuova disciplina degli sbilanciamenti per le fonti rinnovabili non programmabili prevede che gli utenti del dispacciamento possano scegliere, per ciascun punto di dispacciamento nella propria titolarità, e dandone comunicazione a Terna su base annuale solare, tra due modalità di applicazione del corrispettivo di sbilanciamento:
 1. **applicazione allo sbilanciamento effettivo di un prezzo di sbilanciamento pari a quello di cui al comma 40.31 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06**: Il comma 40.3 prevede che il prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità non abilitata è pari:
 - a) in ciascun periodo rilevante in cui lo **sbilanciamento aggregato zonale è positivo, al valore minimo** tra:
 - i) **il prezzo medio delle offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento** ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
 - ii) **il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima** nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;

4. I sistemi di storage a supporto dello sviluppo delle rinnovabili

- b) in ciascun periodo rilevante in cui lo **sbilanciamento aggregato zonale è negativo, al valore massimo** tra:
 - i) il **prezzo medio delle offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento** ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
 - ii) il **prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima** nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.
- 2. **somma algebrica di tre componenti** (articolo 40.5 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06, come modificato dalla deliberazione 522/2014/R/eel) date dalla:
 - applicazione allo sbilanciamento effettivo eccedente le bande di tolleranza di un prezzo di sbilanciamento pari a quello di cui al comma 40.3 dell'Allegato A della deliberazione 111/06;
 - applicazione allo sbilanciamento effettivo rientrante nelle bande di tolleranza di un prezzo di sbilanciamento pari a quello di cui al comma 30.4 lettera b)2 dell'Allegato A della deliberazione 111/06;
 - applicazione allo sbilanciamento effettivo rientrante nelle bande di tolleranza considerato in valore assoluto di un prezzo di sbilanciamento dato dalla quota perequativa zonale di cui al comma 40.5ter dell'Allegato A alla deliberazione 111/06, come modificato dalla deliberazione 522/2014/R/eel.

- Il comma 30.4, lettera b) prevede che il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica in ciascuna zona, salvo quanto previsto alla successiva lettera c), sia pari al minimo costo del soddisfacimento di un incremento unitario del prelievo di energia elettrica nella zona, compatibilmente con il rispetto dei limiti ammissibili di trasporto tra le zone di cui al comma 30.3 (c.d. prezzo zonale di vendita MGP).
- La suddetta **quota perequativa zonale** è da intendersi come rapporto tra:
 - la differenza tra il totale dei corrispettivi di sbilanciamento che sarebbero stati ottenuti applicando il comma 40.3 e il totale dei corrispettivi di sbilanciamento già allocati agli utenti del dispacciamento e
 - la somma dei valori assoluti degli sbilanciamenti rientranti all'interno delle bande di tolleranza.
- I **business case** presentati in seguito faranno **riferimento alla metodologia di valorizzazione dello sbilanciamento 1) precedentemente presentato**.

Le soluzioni di storage applicate all'eolico

- Di seguito sono riportati i dati che sono stati utilizzati nella simulazione di **un impianto eolico localizzato nell'area SUD in un giorno tipo dell'anno 2016**, supponendo di dotare l'impianto di un sistema di energy storage da 1 MW di potenza e 1 MWh di capacità, in grado di compiere 1 ciclo al giorno e il cui costo è pari a **700.000 €/MWh chiavi in mano**:

IMPIANTO EOLICO	DATI
POTENZA [MW]	20
ORE EQUIVALENTI [h]	2.500
PRODUZIONE ANNUALE[h/y]	50.000
ERRORE PREVISIONALE [%]	2
SEGNO SBILANCIAMENTO	+/-
PUN [€/MWh]	42,78
PMZ medio[€/MWh] ANNO 2016 SUD	42,62
PMSD ACQUISTO [€/MWh]	16,825
PMSD VENDITA [€/MWh]	123,7
PMZ MIN [€/MWh]	5
PMZ MAX [€/MWh]	150
TASSO DI ATTUALIZZAZIONE	8%

Le soluzioni di storage applicate all'eolico

Caso 1 – Salva Penali

CONFIGURAZIONE SBILANCIAMENTO

- Si è assunto di avere:
 - Uno sbilanciamento annuale pari al 2% della produzione annuale: 1.000 MWh di sbilanciamento annuale, che corrispondono ad uno sbilanciamento giornaliero di 3 MWh.
 - Non conteggiare come guadagno mancato l'ora durante la quale si carica la batteria.
 - Un sistema di energy storage da 1 MW di potenza e 1 MWh di capacità (CAPEX pari a 700 €/kWh chiavi in mano e OPEX pari all'1% del capex), in grado di compiere 1 ciclo al giorno e di coprire annualmente 365 MWh di sbilanciamento.
- In questa configurazione si sono poi considerate **2 casistiche principali**:
 - Caso sbilanciamento aggregato zonale **positivo**
 - Caso sbilanciamento aggregato zonale **negativo**
- In questa configurazione **non si prevede la possibilità di vendere l'energia ma solamente di poter salvare una parte delle penali** dovute alla mancata copertura della quota «biddata» sul mercato del giorno prima.

Le soluzioni di storage applicate all'eolico

Caso 1 – Salva Penali

- Le seguenti configurazione **non risultano essere convenienti** dal momento che il **PAYBACKTIME è maggiore rispetto alla vita utile** della soluzione e **l'IRR è notevolmente negativo**.

DATI	CONFIGURAZIONE SBILANCIAMENTO POSITIVO	CONFIGURAZIONE SBILANCIAMENTO NEGATIVO
COSTO SBILANCIAMENTO CASO BASE (NO STORAGE)	16.825 €	123.700€
COSTO SBILANCIAMENTO CASO STORAGE	10.684€	78.550€
GUADAGNO MANCATO SBILANCIAMENTO PARZIALE	6.141€	45.150€
TASSO DI ATTUALIZZAZIONE	8%	
PAYBACK TIME	> v.u	
IRR	N.D	-10%

Le soluzioni di storage applicate all'eolico

Caso 2 – Arbitraggio e Salva Penali

CONFIGURAZIONE SBILANCIAMENTO

- Si è assunto di avere:
 - Uno sbilanciamento annuale pari al 2% della produzione annuale: 1.000 MWh di sbilanciamento annuale, che corrispondono ad uno sbilanciamento giornaliero di 3 MWh.
 - Non conteggiare come guadagno mancato l'ora durante la quale si carica la batteria.
 - Un sistema di energy storage da 1 MW di potenza e 1 MWh di capacità (CAPEX pari a 700 €/kWh chiavi in mano e OPEX pari all'1% del capex), in grado di compiere 1 ciclo al giorno e di coprire annualmente 365 MWh di sbilanciamento.
- In questa configurazione si sono poi considerate **2 casistiche principali**:
 - Caso sbilanciamento aggregato zonale **positivo**
 - Caso sbilanciamento aggregato zonale **negativo**
- In questa configurazione **si prevede la possibilità di vendere l'energia e anche di poter salvare una parte delle penali** dovute alla mancata copertura della quota «biddata» sul mercato del giorno prima.

Le soluzioni di storage applicate all'eolico

Caso 2 – Arbitraggio e Salva Penali

CONFIGURAZIONE ARBITRAGGIO

- Si è assunto di:
 - Effettuare un'ora di arbitraggio al giorno, per tutti i giorni dell'anno.
 - Non conteggiare come guadagno mancato l'ora durante la quale si carica la batteria.
- Avere un sistema di energy storage da 1 MW di potenza e 1 MWh di capacità (CAPEX pari a 700 €/kWh chiavi in mano e OPEX pari all'1% del capex), in grado di compiere 1 ciclo al giorno e di coprire annualmente 365 h di arbitraggio.

Le soluzioni di storage applicate all'eolico

Caso 2 – Arbitraggio e Salva Penali

- Le seguenti configurazione **non risultano essere convenienti** dal momento che il **PAYBACKTIME** è **maggiore rispetto alla vita utile della soluzione** e l'**IRR** è **notevolmente negativo**.

DATI	CONFIGURAZIONE SBILANCIAMENTO POSITIVO	CONFIGURAZIONE SBILANCIAMENTO NEGATIVO	CONFIGURAZIONE ARBITRAGGIO
COSTO SBILANCIAMENTO CASO BASE (NO STORAGE)	16.825 €	123.700€	–
COSTO SBILANCIAMENTO CASO STORAGE	10.684€	78.550€	–
GUADAGNO SBILANCIAMENTO CASO STORAGE	15.557€	15.556€	–
GUADAGNO COMBINATO MANCATO SBILANCIAMENTO + VENDITA	21.698€	60.707€	–
GUADAGNO ARBITRAGGIO CASO STORAGE	–	–	3.497-35.639 €
TASSO DI ATTUALIZZAZIONE	8%		
PAYBACK TIME	> v.u		
IRR	-21,5	-5	N.D.

Le soluzioni di storage applicate al fotovoltaico

- Di seguito sono riportati i dati che sono stati utilizzati nella simulazione di **un impianto fotovoltaico localizzato nell'area SUD in un giorno tipo dell'anno 2016**, supponendo di dotare l'impianto di un sistema di energy storage da **0,4 MW** di potenza e **0,4 MWh** di capacità, in grado di compiere **1 ciclo al giorno** e il cui costo è pari a **700.000 €/MWh**.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO	DATI
POTENZA [MW]	5
ORE EQUIVALENTI [h]	1.300
PRODUZIONE ANNUALE[h/y]	6.500
ERRORE PREVISIONALE [%]	2
SEGNO SBILANCIAMENTO	+/-
PUN [€/MWh]	42,78
PMZ medio[€/MWh] ANNO 2016 SUD	42,62
PMSD ACQUISTO [€/MWh]	16,825
PMSD VENDITA [€/MWh]	123,7
PMZ MEDIO SUD [€/MWh]	52,36
PMZ MIN [€/MWh]	5
PMZ MAX [€/MWh]	150
TASSO DI ATTUALIZZAZIONE	8%

Le soluzioni di storage applicate al fotovoltaico

Caso 1 – Salva Penali

CONFIGURAZIONE SBILANCIAMENTO

- Si è assunto di avere:
 - Uno sbilanciamento annuale pari al 2% della produzione annuale che corrisponde a 130 MWh di sbilanciamento annuale.
 - Non conteggiare come guadagno mancato l'ora durante la quale si carica la batteria.
 - Un sistema di energy storage da 0,4 MW di potenza e 0,4 MWh di capacità (CAPEX pari a 700 €/kWh chiavi in mano e OPEX pari all'1% del capex), in grado di compiere 1 ciclo al giorno e di coprire annualmente fino ad un massimo di 365 MWh di sbilanciamento.
- In questa configurazione si sono poi considerate **2 casistiche principali**:
 - Caso sbilanciamento aggregato zonale **positivo**
 - Caso sbilanciamento aggregato zonale **negativo**
- In questa configurazione **non si prevede la possibilità di vendere l'energia ma solamente di poter salvare una parte delle penali** dovute alla mancata copertura della quota biddata sul mercato del giorno prima.

Le soluzioni di storage applicate al fotovoltaico

Caso 1 – Salva Penali

- Le seguenti configurazioni **non risultano essere convenienti** dal momento che il **PAYBACKTIME** è **maggiore rispetto alla vita utile della soluzione** e l'**IRR** è **notevolmente negativo**.

DATI	CONFIGURAZIONE SBILANCIAMENTO POSITIVO	CONFIGURAZIONE SBILANCIAMENTO NEGATIVO
COSTO SBILANCIAMENTO CASO BASE (NO STORAGE)	2.187€	16.081€
COSTO SBILANCIAMENTO CASO STORAGE	0 €	0 €
GUADAGNO MANCATO SBILANCIAMENTO PARZIALE	2.187€	16.081€
TASSO DI ATTUALIZZAZIONE	8%	
PAYBACK TIME	> v.u	
IRR	N.D	-12%

Le soluzioni di storage applicate al fotovoltaico

Caso 2 – Arbitraggio e Salva Penali

CONFIGURAZIONE SBILANCIAMENTO

- Si è assunto di avere:
 - Uno sbilanciamento annuale pari al 2% della produzione annuale che corrisponde a 130 MWh di sbilanciamento annuale.
 - Non conteggiare come guadagno mancato l'ora durante la quale si carica la batteria.
 - Un sistema di energy storage da 0,4 MW di potenza e 0,4 MWh di capacità (CAPEX pari a 700 €/kWh chiavi in mano e OPEX pari all'1% del capex), in grado di compiere 1 ciclo al giorno e di coprire annualmente fino ad un massimo di 365 MWh di sbilanciamento.
- In questa configurazione si sono poi considerate **2 casistiche principali**:
 - Caso sbilanciamento aggregato zonale **positivo**
 - Caso sbilanciamento aggregato zonale **negativo**
- In questa configurazione **si prevede la possibilità di vendere l'energia e anche di poter salvare una parte delle penali** dovute alla mancata copertura della quota biddata sul mercato del giorno prima.

Le soluzioni di storage applicate al fotovoltaico

Caso 2 – Arbitraggio e Salva Penali

- **CONFIGURAZIONE ARBITRAGGIO**
- Si è assunto di:
 - Effettuare un'ora di arbitraggio al giorno, per tutti i giorni dell'anno.
 - Non conteggiare come guadagno mancato l'ora durante la quale si carica la batteria.
 - Avere un sistema di energy storage da 0,4 MW di potenza e 0,4 MWh di capacità (CAPEX pari a 700 €/kWh chiavi in mano e OPEX pari all'1% del capex), in grado di compiere 1 ciclo al giorno e di coprire annualmente fino ad un massimo di 365 MWh di arbitraggio.

Le soluzioni di storage applicate al fotovoltaico

Caso 2 – Arbitraggio e Salva Penali

- Le seguenti configurazione **non risultano essere convenienti** dal momento che il **PAYBACKTIME** è **maggiore rispetto alla vita utile della soluzione** e l'**IRR** è **notevolmente negativo**.

DATI	CONFIGURAZIONE SBILANCIAMENTO POSITIVO	CONFIGURAZIONE SBILANCIAMENTO NEGATIVO	CONFIGURAZIONE ARBITRAGGIO
COSTO SBILANCIAMENTO CASO BASE (NO STORAGE)	2.187 €	16.081€	–
COSTO SBILANCIAMENTO CASO STORAGE	0€	0€	–
GUADAGNO SBILANCIAMENTO CASO STORAGE	5.541€	5.541€	–
GUADAGNO COMBINATO MANCATO SBILANCIAMENTO + VENDITA	7.728€	21.622€	–
GUADAGNO ARBITRAGGIO CASO STORAGE	–	–	1.245-13.939 €
TASSO DI ATTUALIZZAZIONE	8%		
PAYBACK TIME	> v.u		
IRR	-23,3%	-7%	N.D.

Le soluzioni di storage elettrochimico per le rinnovabili in ambito utility scale: la sostenibilità economica?

- Appare evidente che, **nonostante i passi avanti significativi già fatti (ed attesi) nelle tecnologie di storage per gli impianti utility scale, la sostenibilità economica sia ancora di là da venire se si considerano le opzioni di impiego oggi a disposizione nel mercato italiano.**
- La scelta, peraltro già fatta da altri Paesi, di **consentire anche alle rinnovabili (e a maggior ragione alle rinnovabili dotate di sistemi di storage) di partecipare al mercato dei servizi di rete appare essere l'unica via per garantire una opportunità di sviluppo di queste applicazioni anche nel nostro Paese.**
- **E' importante sottolineare come, in quel caso, l'effetto di "stabilizzazione" della produzione da rinnovabili – ed in un certo senso la loro maggiore programmabilità – potrebbe essere un side effect positivo.**
- In assenza di una simile apertura – a meno di impianti "pilota" o che abbiano un obiettivo peculiare di controllo di alcune zone particolarmente critiche – non pare ragionevole (anche a detta degli operatori) pensare all'esistenza di un vero mercato dello storage per queste taglie di impianti.



POLITECNICO
MILANO 1863

MP

POLITECNICO DI MILANO
GRADUATE SCHOOL
OF BUSINESS



Biogas e Biometano: una reale opportunità? 5

Scritto con Alessandro Casula, Gabriele Insabato,
Elena Orsi di GreenHeadLight

Partner



Con il patrocinio di



Obiettivi della sezione

- Si è già visto nel capitolo 1 come **il comparto delle biomasse sia sostanzialmente “fermo” ormai da alcuni anni**, e più precisamente dall’entrata in vigore del meccanismo di aste e registri a partire dal 2012.
- **Ciò nonostante** – soprattutto con riferimento agli **impianti a biogas** – sembra esserci al di sotto della superficie **una certa dinamicità**, che è stata ulteriormente acuita dalle **modifiche allo studio sulla normativa per la produzione di biometano**.

Le installazioni di impianti a biogas in Italia

- **Alla fine del 2016 erano circa 1 MW gli impianti a biogas attivi sul territorio nazionale (di cui poco più di 100 MW legati a biogas da discarica)** che hanno visto la propria realizzazione a partire dal 2008, vero e proprio anno di partenza delle rinnovabili nel nostro Paese.
- **La distribuzione temporale degli investimenti è però estremamente concentrata nelle prime fasi di sviluppo**, grazie alla presenza dei generosi incentivi garantiti dal meccanismo della tariffa onnicomprensiva. **A partire dal decreto ministeriale 6 luglio 2012, con la introduzione del meccanismo delle aste e dei registri**, la nuova potenza installata ammonta infatti a **“soli” 53 MW in 236 impianti, con una taglia media dell’impianto di poco superiore ai 230 kW (contro una media nel periodo precedente ben superiore ai 600 kW)**, cui si sommano poco più di 1,2 MW in 2 impianti biogas da discarica.
- **Sono le regioni del Nord a contare il maggior numero di nuovi impianti negli ultimi anni (169 su 236)**, seguito dal Sud (45 impianti, oltre i 2 impianti biogas da discarica) e dal Centro (22 impianti).

Le installazioni di impianti a biogas in Italia

- **E' evidente come il "blocco" degli investimenti abbia riguardato soprattutto i "grandi" impianti** che hanno drasticamente ridotto la loro redditività con il nuovo sistema di incentivi e che sono caratterizzati da una maggiore complessità per garantire il giusto approvvigionamento di materia prima.
- **Qualche interesse da parte degli investitori è rimasto invece per quanto riguarda le taglie medie** (con le richieste – come visto nel capitolo 1 – ai registri del DM 23 Giugno 2016 che hanno di gran lunga superato l'offerta, **233 impianti, per un totale di 115 MW contro gli 89 MW disponibili**) e **le taglie piccole**.
- Per gli **impianti ad accesso diretto**, cioè con potenza al di sotto dei 100 kWe si è osservato, negli ultimi anni, infatti un **trend di crescita positivo** relativamente agli impianti installati, anche in zone come il Sud Italia. Attualmente gli incentivi su questa tipologia di impianti, caratterizzati dall'assenza di costi di alimentazione e che utilizzano deiezioni o sottoprodotti di scarto, garantiscono **utili netti annuali intorno ai 50.000-60.000 €**, costituendo una buona integrazione al reddito agricolo. In realtà, frequentemente, le dimensioni degli allevamenti che potrebbero impiegare questi impianti sono tali da soddisfare anche il fabbisogno per taglie superiori a 150 kW, che tuttavia non rientrando nel meccanismo ad accesso diretto e vengono giudicate meno convenienti dagli investitori.

Le installazioni di impianti a biogas in Italia

- Se è vero quindi che il **potenziale di sviluppo si è sostanzialmente spostato sulle piccole taglie, è altrettanto vero che l'offerta impiantistica sembra non essersi ancora adeguata.** L'attuale tecnologia infatti, a livello di sezione di cogenerazione **non propone al di sotto dei 60 kWe prodotti con caratteristiche di efficienza e durata (e quindi costi e rendimenti) paragonabili agli impianti di maggiore dimensione.**
- **Si manifesta il bisogno – a livello di mercato – addirittura di “micro-impianti”** di taglia compresa tra 10 e 50 kW e con costi che variano tra i 6.000 e i 7.000 €/kWe per gli impianti da 50 kWe e tra i 12.000 e i 13.000 €/kWe per gli impianti da 10 kWe , costi ancora troppo elevati in molti casi per garantire una adeguata redditività degli investimenti.
- D'altra parte, **la riduzione delle taglie degli impianti presenta inoltre delle problematiche di redditività per le aziende impiantistiche più strutturate.** Queste infatti, a causa delle loro dimensioni e della loro natura organizzativa, non trovano adeguati margini di redditività nell'installazione di impianti di piccola taglia.
- **Il risultato di questo insieme di fattori “divergenti” è la situazione di stallo in cui versa il settore.** Situazione che – nei *rumors* degli operatori – parrebbe destinata a **modificarsi in conseguenza dell'introduzione di nuove e più favorevoli normative riguardo l'impiego del biogas nella produzione di biometano.**

Le installazioni di impianti a biometano in Italia

- **Al 2016 sono stati realizzati in Italia complessivamente solo 7 impianti che producono biometano**, di cui:
 - uno è ormai operativo da metà anni '90 e si trova presso la discarica di Malagrotta. È dotato di un sistema di upgrading con lavaggio ad acqua per una capacità di trattamento di circa 200 Smc/ora. Il biometano prodotto è destinato ai trasporti, con autoconsumo dei mezzi che eseguono la raccolta dei rifiuti.
 - gli altri impianti che risultano realizzati e/o attivi sul territorio italiano sono di tipo **dimostrativo**, cioè realizzati da impiantisti, società di *engineering* o soggetti che vogliono proporsi come partner tecnologici per altre realtà interessate a questa tecnologia. Sono impianti di piccole dimensioni, non connessi alla rete e caratterizzati da un funzionamento discontinuo in quanto assimilabili a dei "prototipi".
- **Un ulteriore impianto, realizzato nel mese di marzo 2017**, è quello di Iren a Roncocesi (Re), alimentato con i fanghi di depurazione dell'impianto di trattamento reflui. Anche in questo caso l'impianto è all'interno di un progetto europeo e ha ad oggi uno scopo dimostrativo.
- **Questa situazione certo non incoraggiante è comunque il frutto di un percorso normativo lungo e assai articolato che si è cercato di riassumere nelle slide seguenti.**

La normativa sul biometano senza specifica indicazione di utilizzo... sino ad oggi

- La prima indicazione circa l'**incentivazione al biometano** risale al **Decreto Legislativo 28 del 2011**, in cui si cita questa fonte e la necessità di emanare appositi Decreti attuativi per il suo sostegno e la normazione degli ambiti accessori, funzionali al pieno sviluppo del settore.
- Il **primo Decreto di incentivazione** è arrivato solamente a **fine 2013**, con il **DM 5 dicembre 2013**. Questo decreto si focalizzava quasi interamente sulle forme di sostegno, senza considerare aspetti necessari, non normati, come la connessione in rete degli impianti o la qualità del biometano.
- Solo più tardi – e dopo diverse pressioni su SNAM Reta Gas da parte del legislatore e degli operatori – si è arrivati a definire più compiutamente questo aspetto. L'aggiornamento del Codice di Rete che indica le modalità di richiesta e la documentazione da produrre per la connessione alla rete, necessario per il recepimento della delibera 46/2015/R/gas dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, è stato infatti approvato solo nel 2016 mediante la delibera 204/2016/R/gas dell'Autorità stessa.

La normativa sul biometano senza specifica indicazione di utilizzo... sino ad oggi

- **Un'ulteriore aspetto di questo decreto riguarda l'incentivazione, in quanto prevista solamente per l'immissione in rete del biometano per usi tradizionali e per l'utilizzo dedicato agli autotrasporti, mentre l'incentivazione per la Cogenerazione ad Alto Rendimento risulta residuale e quindi non particolarmente interessante.**
- **L'incentivo poi risulta interessante nel caso in cui siano rispettati alcuni criteri, tra cui la totale alimentazione dell'impianto mediante rifiuti biodegradabili o sottoprodotti, non contemplando quote a prodotti vegetali e quindi di fatto rendendo assai difficile l'applicazione agli impianti "agricoli".**

La normativa sul biometano senza specifica indicazione di utilizzo... sino ad oggi

- Le modalità previste dalla norma per la produzione e l'immissione sul mercato del biometano sono due:
 - **Modalità "in rete"**: con la quale si intende la connessione fisica dell'impianto di biometano alla rete di tubazioni che assicurano il trasporto e la distribuzione del gas naturale. Il **vantaggio delle reti di trasporto (si veda il box) risiede sostanzialmente nel fatto che queste siano dotate di una certa flessibilità nella capacità di accogliere il biometano prodotto**, al contrario delle reti di distribuzione che sono invece più rigide a causa di limitazioni delle portate o stagionalità dei consumi. **Le reti di distribuzione sono però più facili da individuare sul territorio e sono pertanto caratterizzate da costi di connessione inferiori.** Nonostante ciò, si riscontrano dei limiti nel fatto che il gas debba essere odorizzato (*) e che le pressioni di consegna possano essere anche molto basse, con necessità di riduzione in fase di immissione.
 - **Modalità "extra rete"**: con la quale si intende la distribuzione del gas attraverso soluzioni alternative, quali ad esempio il carro bombolaio. La **connessione extra-rete rappresenta la soluzione tipicamente adottata per gli impianti di produzione distanti dalla rete di trasporto e distribuzione** o che non hanno nelle immediate vicinanze delle utenze con cui creare una rete privata utilizzabile al fine di recapitare il biometano prodotto.

(*) Il Codice in termini di qualità e odorizzazione si rifà al Decreto Ministeriale 19 febbraio 2007 e al rapporto tecnico UNI/TR 11537

BOX 1 - La rete di trasporto e distribuzione del gas in Italia

- In Italia, l'**operatore principale** per il trasporto del gas naturale è **Snam Rete Gas**, che possiede la quasi totalità dei circa 10.000 Km della rete nazionale e di circa 25.000 Km della rete regionale.
- A **livello locale** esistono **230 operatori della distribuzione**, i quali possiedono e gestiscono le infrastrutture necessarie al prelievo del gas dalle reti di trasporto e alla riconsegna ai clienti finali.
- Le reti sono classificate in base alla diversa pressione che le contraddistingue, come è evidenziato nella tabella seguente:

TIPOLOGIE DI RETI		
Reti di trasporto	1 ^a specie	Impianti con pressione massima di esercizio $P > 24$ bar
	2 ^a specie	Impianti con pressione di esercizio $12 \text{ bar} < P \leq 24$ bar
	3 ^a specie	Impianti con pressione di esercizio $5 \text{ bar} < P \leq 12$ bar
Reti di distribuzione	4 ^a specie	Impianti con pressione di esercizio $1,5 \text{ bar} < P \leq 5$ bar
	5 ^a specie	Impianti con pressione di esercizio $0,5 \text{ bar} < P \leq 1,5$ bar
	6 ^a specie	Impianti con pressione di esercizio $0,04 \text{ bar} < P \leq 0,5$ bar
	7 ^a specie	Impianti con pressione di esercizio $P \leq 0,04$ bar

BOX 2 - I costi delle modalità di immissione del biometano

- Alle due soluzioni di immissione in rete illustrate precedentemente, si associano diversi corsi infrastrutturali e di gestione, che vengono riportati nella tabella seguente.

	IMMISSIONE IN RETE	IMMISSIONE EXTRA-RETE
COSTI DI INVESTIMENTO	Costi relativi alla strumentazione di misura del volume e della qualità del biometano prodotto: 200.000 -250.000€	Costi relativi alla strumentazione di misura del volume e della qualità del biometano prodotto: 200.000 -250.000€
	Costi di connessione fisica alla rete di trasporto o distribuzione: circa 100.000 € a km di linea	Costi di acquisto di un carro bombolaio: 100.000 -150.000 €
COSTI DI GESTIONE ORDINARI	Costi di compressione del biometano prodotto: fino a 0,045 €/Smc, variabile in funzione del sistema di upgrading adottato, della tipologia di rete in cui si immette o del mezzo di trasporto utilizzato	Costi di compressione del biometano prodotto: fino a 0,045 €/Smc, variabile in funzione del sistema di upgrading adottato, della tipologia di rete in cui si immette o del mezzo di trasporto utilizzato
	Costi di utilizzo della rete di trasporto nazionale e regionale	Costi di trasporto su gomma: circa 2,5 € al kilometro percorso
	Costi di manutenzione degli impianti tra cui quello di misura del biometano	Costi di manutenzione degli impianti tra cui quello di misura del biometano

La normativa sul biometano per i trasporti ... sino ad oggi

- Sempre il medesimo Decreto ha introdotto **una linea di incentivazione specifica per gli autotrasporti, basata sui Certificati di Immissione in Consumo – CIC**, che certificano la produzione e l'utilizzo del biometano negli autotrasporti. Il sistema è del tutto analogo a quello dei Certificati Verdi per il settore elettrico.
- I **CIC hanno un valore unitario di 10 Gcal**. I biocarburanti immessi al consumo ricevono un Certificato CIC quantitativo degli stessi che ha contenuto energetico pari a 10 Gcal. Per i cosiddetti **“biocarburanti avanzati”**, ossia quelli per cui è prevista una **matrice organica in ingresso** (ad esempio la frazione biodegradabile dei rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata) esiste invece **una premialità che consiste nel rilascio di un CIC per ogni 5 Gcal di carburante immesso al consumo**. Questo meccanismo è denominato **“double counting”**.
- I CIC vengono rilasciati entro il 31 marzo di ogni anno, sulla base dei dati verificati di immesso al consumo di biocarburante e possono essere scambiati entro il 31 dicembre dell'anno successivo. Oltre tale termine i CIC non utilizzati decadono.

La normativa sul biometano per i trasporti ... sino ad oggi

- I **soggetti obbligati**, nel caso specifico i **venditori e distributori di carburanti fossili** (circa 50 in Italia), devono rifornire gli autoveicoli necessariamente con combustibili rinnovabili per una quota crescente nel tempo e proporzionale all'immesso al consumo. Per questi soggetti i target da raggiungere sono i seguenti:
 - 6,5% nel 2017;
 - 7,5% nel 2018 (di cui almeno l'1,2% di biocarburanti "avanzati");
 - 9% nel 2019 (almeno l'1,2% avanzati);
 - 10% nel 2020 e 2021 (almeno l'1,6% avanzati);
 - 10% (almeno il 2% avanzati) nel 2022.
- **Una criticità relativa all'incentivazione per l'autotrasporto consiste nel valore del CIC, il quale non è predefinito ma varia nel tempo sulla base del mercato dei Certificati stessi.** Inizialmente il valore di questi certificati era **stimato dagli operatori del biogas/biometano in circa 500 €/CIC, ma il mercato ha invece valorizzato questi Certificati a prezzi decisamente più bassi, intorno a 300 €/CIC, rallentando di fatto gli investimenti nel settore.**
- Anche su questo fronte quindi, **nonostante delle premesse apparentemente favorevoli, non si è innescata una dinamica di crescita apprezzabile.**

La nuova normativa attesa sul biometano nei trasporti: una concreta opportunità?

- Il legislatore, al fine di evitare la sostanziale immobilità del settore e per raggiungere l'obiettivo di aumentare la quota di energia rinnovabile negli autotrasporti, ha modificato la normativa di incentivazione, introducendo una sezione totalmente dedicata all'utilizzo del biometano negli autoveicoli.
- Attualmente vi è una **bozza di normativa, che è stata pubblicata dal Ministero dello Sviluppo Economico per le consultazioni pubbliche a fine 2016. La pubblicazione definitiva è attesa per Luglio o Settembre 2017, terminata la fase di valutazione dell'Unione Europea.**
- I punti salienti del Decreto, attualmente in bozza sono:
 - La **disponibilità di incentivi fino al 31-12-2022 o al raggiungimento del tetto di 1,1 miliardi di metri cubi di biometano incentivati.** L'attuale Decreto prevede il termine per l'entrata in esercizio e l'accesso agli incentivi per Dicembre 2018;
 - I CIC, e quindi **l'incentivazione, sono rilasciati per 20 anni dall'entrata in esercizio dell'impianto. L'alimentazione dell'impianto può essere mista a prodotti e sottoprodotti/rifiuti, fino ad un limite del 30% dei primi in peso sul totale dell'alimentazione. L'opzione del "double counting", in questo caso, viene riconosciuta al 70% della produzione di biometano;**

La nuova normativa attesa sul biometano nei trasporti: una concreta opportunità?

- La bozza di Decreto di incentivazione, attualmente in fase di realizzazione, prevede **l'incentivazione per due tipologie di impianti che possono essere utilizzati per chiudere la filiera di produzione e utilizzo del biometano, ovvero:**
 - **I distributori di carburanti**
 - **Gli impianti per liquefare il biometano**
- La prima soluzione è rivolta all'utilizzo del gas in autotrazione, con la realizzazione o l'adeguamento di un impianto di distribuzione di carburanti. La legislazione prevede che un impianto di distribuzione debba essere nuovo, che possa utilizzare gas compresso e gas liquido e che sia composto almeno dalle opere di scarico, stoccaggio e distribuzione al consumo del biometano. Può essere anche realizzato presso un impianto esistente come espansione dello stesso.
- La seconda, invece, riguarda la riduzione alla fase liquida del biometano per facilitarne il trasporto dal luogo di produzione a quello di utilizzo. Questi possono essere di natura differenziata, civile, industriale, per autotrasporti o navale. L'impianto di liquefazione è invece una struttura dedicata a rendere liquido il biometano prodotto che deve necessariamente essere destinato al settore dei trasporti.
- **Entrambe le soluzioni devono essere realizzate da uno o più produttori di biometano con una partecipazione ai costi realizzativi pari almeno al 51% dei costi pertinenti alla costruzione.**

La nuova normativa attesa sul biometano nei trasporti: una concreta opportunità?

- **In caso si realizzi un proprio distributore, il CIC è valorizzato in via standardizzata a 375 €/certificato** e per i primi 10 anni di esercizio dell'impianto viene riconosciuta una **maggiorazione del 50% per coprire i costi di investimento sostenuti per la realizzazione del distributore**, fino ad un massimo del 70% del costo, **entro un valore massimo di 600.000 €**.
- **Nel caso in cui, all'impianto a biometano ne sia affiancato anche uno per la liquefazione del gas**, il CIC è valorizzato in via standardizzata a 375 €/certificato e per i primi 10 anni di esercizio dell'impianto viene riconosciuta una maggiorazione del 50% per coprire i costi di investimento sostenuti per la realizzazione del distributore, fino ad un massimo del 70% del costo, **entro un valore massimo di 1.200.000 €**.
- **Appare evidente, per le taglie in gioco (si veda anche il box 3) che la bozza di decreto sembra ancora una volta privilegiare gli impianti di medie e grandi dimensioni**, tipicamente quelli da FORSU, mentre rappresentano una **opportunità piuttosto remota per i produttori di biogas di piccole e medie dimensioni**.

BOX 3 - I costi per un distributore a biometano

- **costi di realizzazione di un distributore di carburante si aggirano intorno ai 700.000 - 800.000 €**, comprensivi di una doppia pompa, le strutture edilizie e gli impianti accessori necessari al funzionamento della stazione di rifornimento. I **costi di gestione sono invece molto variabili sulla base del quantitativo di gas venduto e delle soluzioni tecnologiche adottate per il rifornimento del carburante** (rete, pressione della rete, carro bombolaio, personale necessario).
- È necessario sottolineare come attualmente, **il venduto medio di gas metano di un distributore di carburante, sia pari a circa 1.000.000 di Smc all'anno.**
- Se si considera che **la produzione di biometano da un impianto di taglia medio grande può essere pari a 2.000.000 SMC all'anno**, è evidente come il distributore non riesca ad assorbire tutta la produzione. I gestori di impianti di produzione di biometano che vogliono dotarsi di distributori di carburante dedicati dovranno pertanto **individuare altre forme di cessione del biometano complementari da integrare alla vendita tramite distributore.**

BOX 4 - I costi per un impianto di liquefazione del biometano

- La soluzione della liquefazione rappresenta una tecnologia interessante, non solo per trasportare quantitativi molto maggiori di biometano rispetto alla semplice compressione, ma anche per generare gas naturale liquefatto da utilizzare come carburante.
- **I costi di realizzazione di un impianto di liquefazione sono di circa 1,5 milioni di euro, per una taglia di trattamento conforme ai 250 Smc/h. I costi di gestione di un impianto di liquefazione sono invece variabili** sulla base della tecnologia scelta per il raffreddamento e la compressione del gas e delle configurazioni di dettaglio date agli impianti.
- Anche in questo caso è evidente il discorso della “taglia” degli impianti, considerando l’ammontare degli investimenti in gioco.

La nuova normativa attesa sul biometano nei trasporti: una concreta opportunità?

- E' poi importante sottolineare come, per gli impianti biogas che vogliono convertirsi alla produzione di biometano sono previste delle restrizioni e che soprattutto è necessario **riconvertire gli impianti mediante soluzioni di upgrading.**
- **Gli impianti esistenti a biogas possono accedere al sistema di incentivazione del biometano se subiscono una riconversione totale, parziale o un potenziamento della produzione.** L'incentivo riconosciuto è pari al 100% di quanto prima presentato e viene mantenuto anche l'incentivo per la produzione elettrica, a patto che questo sia il 70% di quanto percepito mediamente negli anni precedenti a tale riconversione. **L'incentivo al biometano è rilasciato per:**
 - 20 anni nel caso l'impianto non abbia mai percepito incentivi;
 - Gli anni rimanenti per l'incentivazione elettrica, incrementati di 10 anni, senza comunque superare i 20;
 - 10 anni, nel caso che all'entrata in vigore del Decreto l'impianto abbia terminato il periodo di incentivazione elettrica;
 - 10 anni con riduzione al 70% degli incentivi biometano spettanti, nel caso che successivamente all'entrata in vigore del Decreto l'impianto abbia terminato il periodo di incentivazione elettrica.

Le tecnologie per l'upgrade da biogas a biometano

- A livello di **tecnologia** proposta per **l'upgrade dell'impianto** le attuali proposte tecnologiche si concentrano su:
 - **Membrane;**
 - **Lavaggio fisico con acqua;**
 - **Lavaggio chimico con ammine** o altri fluidi in corso di sviluppo/sperimentazione.
- La valutazione dei sistemi proposti mette in evidenza i vantaggi e le criticità elencati nella seguente tabella:

TECNOLOGIA	VANTAGGI	CRITICITÀ
UPGRADING A MEMBRANE	<ul style="list-style-type: none">• Flessibilità nella taglia• Disponibilità anche per piccole taglie• Semplicità di upscale o downscale• Biometano già in parziale pressione all'uscita dell'impianto• Funzionamento semplice• Assenza di consumi termici	<ul style="list-style-type: none">• Possibilità di impaccamento o di rovina con particolari biogas• Costi elettrici elevati• Costi di investimento quasi totalmente imputabili alle membrane• Impianti a più stadi per purezza maggiore
UPGRADING A LAVAGGIO	<ul style="list-style-type: none">• Maggior insensibilità alle caratteristiche del biogas• Bassi consumi elettrici• Possibilità di parziale recupero dell'energia termica di rigenerazione• Elevata purezza del biometano	<ul style="list-style-type: none">• Necessità di calore per la rigenerazione del fluido (se a ciclo chiuso)• Necessità di trattamento effluenti (se a ciclo aperto)• Processo più complesso• Sviluppo in altezza dell'impianto con forte percezione visiva

Le tecnologie per l'upgrade da biogas a biometano

- **Le membrane risultano la scelta più comune per la loro flessibilità e facilità di impiego**, in quanto grazie alla possibilità di dimensionamento customizzato, possono essere proposte anche per le taglie medio-piccole di impianti. Le membrane possono però presentare importanti problemi nel caso in cui il biogas trattato non sia stato depurato da alcuni composti che potrebbero limitarne l'efficienza o addirittura rovinarle in modo irreparabile, comportando quindi la sostituzione delle membrana. **Il cambio della membrana è una eventualità che comporta costi molto elevati e che solitamente viene svolta come manutenzione ordinaria una o due volte nell'arco dei venti anni del periodo di incentivazione.**
- **Gli impianti a lavaggio** sono invece **proposti su taglie di maggiori dimensioni** o quando la qualità del gas non è sempre certa e costante, avendo infatti una **minore sensibilità alle impurità presenti.**
- **Inoltre**, ulteriore tecnologia presente sul mercato, seppur in quota minoritaria, è quella **dell'adsorbimento ad alta pressione – PSA in misura minore rispetto le precedenti".**

Le tecnologie per l'upgrade da biogas a biometano

- I costi di investimento per l'upgrading degli impianti, rimangono elevati.

COSTI DI INVESTIMENTO	UPGRADING A MEMBRANE [€/Smc/h biometano]	UPGRADING A LAVAGGIO [€/Smc/h biometano]
100 Smc/h	6.000	9.000 – 10.000
250 Smc/h	4.500	5.000 – 5.500
500 Smc/h	3.500	3.500

- Un impianto da 1MWe dovrebbe sostenere costi pari a 1,1-13 milioni di € in base alla tecnologia di upgrading scelta.
- A questi costi di investimento vanno poi aggiunti costi di gestione non trascurabili se si considera che anche i costi di manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti variano tra i 9 e i 12 c€/Smc (180.000€ - 240.000 € anno per un impianto da 1MWe) ed i consumi elettrici possono toccare 0,5 kWh/Smc (1.000 MWh anno per un impianto da 1MWe).
- Anche in questo caso quindi è plausibile sia la **taglia degli impianti – e quindi la disponibilità di investimento – a fare la differenza.**

La nuova normativa attesa sul biometano nei trasporti: una concreta opportunità?

- **Gli operatori del settore si attendono per il 2018 una ripresa delle crescita delle installazioni**, dal momento che l'interesse dimostrato dai possibili investitori è alto.
- Il nuovo decreto darà **una spinta però soprattutto all'upgrade e/o alla realizzazione di impianti a biometano di media e grande taglia**. La maggior parte di questi impianti si attende sarà **collegata a impianti biogas da FORSU**. Infatti, il ritiro della FORSU genera già di per se un ricavo, rendendo quindi relativamente più remunerativo un ulteriore investimento per la realizzazione di un impianto per biometano. I soggetti che svolgono raccolta rifiuti hanno inoltre una maggiore facilità di collocazione del biometano, sia per uso interno, presso le loro flotte di automezzi, sia perché in diversi casi (soprattutto nelle piccole e medie città) sono anche multi-utilities che operano nel settore della distribuzione del gas naturale.
- Solo in seconda battuta, potrebbero intervenire operatori industriali che abbiamo a disposizione sottoprodotti per la digestione anaerobica e che potrebbero utilizzare internamente e/o per le proprie flotte di mezzi il biometano prodotto.

BOX 5 - Le opportunità per il biometano da FORSU

- Particolarmente interessante risulta lo sviluppo di impianti a biometano focalizzati sull'utilizzo della FORSU, in quanto la bozza di Decreto attualmente in discussione, e che ha orizzonte fino a fine 2022, prevede un limite di incentivazione per 1,1 miliardi di metri cubi annui di biometano.
- Ipotizzando la completa saturazione del plafond di incentivazione messo a disposizione e un funzionamento pari a 8.500 ore annue, è possibile definire il numero di impianti che potrebbero essere incentivati:
 - Ipotizzando impianti con una taglia di **250 Smc/h**, taglia paragonabile all'impianto tipico da 1 Mwe a biogas, potrebbero aderire all'incentivo **515** impianti.
 - Ipotizzando impianti con una taglia di **1.000 Smc/h**, la quale rappresenta la massima taglia installabile in funzione del contesto tecnologico, potrebbero aderire all'incentivo **130** impianti.
- Analizzando la FORSU attualmente disponibile sul territorio nazionale è possibile rilevare come sono raccolti in modo indifferenziato 6.000.000 di tonnellate l'anno di rifiuti biodegradabili, dei quali è possibile ipotizzare che almeno il 70% (4.200.000 tonnellate) possa essere utilizzato per la produzione di biometano. Sfruttando i dati di letteratura sulla produzione di biometano per tonnellata di rifiuti (compresa tra 55 e 85 Smc/tonnellata), è possibile osservare come il biometano che sarebbe producibile tramite FORSU, sarebbe compreso tra 231 e 357 milioni di Smc/anno. Questa produzione risulta pari alla metà di quella finanziabile tramite gli incentivi.

La nuova normativa attesa sul biometano nei trasporti: una concreta opportunità?

- **Discorso quasi speculare per il comparto del biogas "agricolo".** In ambito agricolo esistono maggiori difficoltà nello sviluppo di impianti a biometano, a causa di una ridotta sostenibilità a livello **economico**, in quanto il maggiore incentivo previsto è quello per l'utilizzo del biometano nei trasporti o per le produzioni di biometano totalmente, o quasi, sostenute da rifiuti o sottoprodotti.
- **I sottoprodotti utilizzati nel settore agricolo, costituiti dalle deiezioni zootecniche, caratterizzate da basso contenuto energetico a parità di peso e volume con altre matrici, o da scarti agricoli di difficile digestione, come ad esempio le paglie, comportano per gli impianti a biometano la necessità di utilizzare altri prodotti per sostenere la digestione.** Questo determina **un costo di approvvigionamento, oppure la necessità di realizzare impianti di piccole dimensioni, che fanno risultare l'attuale offerta tecnologica limitata e costosa.**
- A livello agricolo, **l'utilizzo del biometano per autoconsumo non appare percorribile in quanto i mezzi agricoli possono anche non essere utilizzati per lunghi periodi, producendo quindi delle eccedenze che dovrebbero essere gestite in una via alternativa.**

La nuova normativa attesa sul biometano nei trasporti: una concreta opportunità?

- Nonostante quindi il possibile prolungamento della vita dell'incentivo sulla parte elettrica (ad oggi quello utilizzato da questi operatori) appare **assai difficile prevedere una diffusione massiccia di impianti a biometano nel settore agricolo.**
- **Il Decreto è ancora in bozza e quindi le considerazioni qui contenute vanno opportunamente confrontate con il dettato finale del dispositivo legislativo.**
- E' però plausibile sostenere che – **se di rilancio si può parlare** – lo si deve circoscrivere alle **applicazioni del biometano da FORSU**, mentre bisognerà probabilmente attendere nuovi sviluppi tecnologici per la produzione di biometano (come visto all'inizio del capitolo) per poter riavviare investimenti di **"produzione distribuita"** quali quelli che nei primi anni, dal 2008 al 2012, avevano tanto fatto crescere le rinnovabili **nel mondo agricolo.**



POLITECNICO
MILANO 1863

MP

POLITECNICO DI MILANO
GRADUATE SCHOOL
OF BUSINESS



La filiera delle rinnovabili in Italia: la fotografia dello stato di salute degli operatori **6**

Partner



Con il patrocinio di



Obiettivi della sezione

- Questa sezione si pone l'obiettivo – attraverso **una campionatura delle imprese appartenenti alle diverse fasi della filiera** – di **valutare lo stato di salute, misurato attraverso la redditività del core business (EBITDA %), degli operatori delle rinnovabili in Italia.**
- I dati raccolti permettono **di scattare diverse fotografie** – anche per **taglia dimensionale delle imprese** – e **di confrontare i dati lungo il periodo 2008-2012** (quello della grande espansione delle rinnovabili) e quello **2012-2015** (quello invece della grande crisi e del tentativo di ripresa).
- **Il quadro che ne esce, con le sue luci e le sue ombre,** dovrebbe essere tenuto – anche a detta degli operatori – in **debita considerazione nel momento in cui si decidano modifiche al contesto normativo e regolatorio entro cui opera il comparto.**

Il campione di analisi

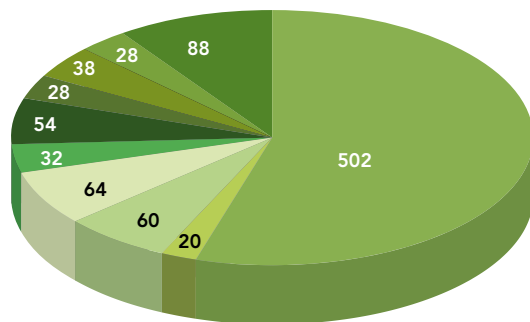
- Il campione d'analisi per la filiera delle rinnovabili è stato costruito **utilizzando le imprese presenti all'interno delle liste dei soci delle maggiori associazioni di categoria del settore a cui si aggiungono le imprese presenti all'interno del database proprietario di Energy & Strategy.**
- Al fine di avere una migliore stratificazione del campione di analisi, sulla base del quale identificare il livello di performance delle singole filiere, sono state identificate 3 macro-categorie ovvero:
 - **Componentistica elettrica per le rinnovabili:** all'interno della quale si inseriscono sia i fornitori di materiale elettrico "generici" (quali ad esempio fornitori di cavi e di quadri elettrici oppure fornitori di inverter), sia i fornitori di componentistica specifica per ciascuna delle filiere delle rinnovabili prese in considerazione, ovvero quella del fotovoltaico, dell'eolico, dell'idroelettrico e delle biomasse.
 - ...

Il campione di analisi

- ...
- **Vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili:** all'interno delle categoria si collocano tutti i player che possiedono un asset nel settore delle rinnovabili e che traggono profitto da esso vendendo l'energia prodotta alla rete. Al fine di effettuare una analisi di maggior dettaglio i player presenti in questa macro-categoria sono stati ulteriormente classificati sulla base della filiera di appartenenza ottenendo quindi 5 sottocategorie, ovvero: **Vendita di energia elettrica da impianti fotovoltaici, Vendita di energia elettrica da impianti eolici, Vendita di energia elettrica da impianti idroelettrici, Vendita di energia elettrica da impianti a biomassa e teleriscaldamento e Vendita di energia elettrica da proprietari multiasset nel settore delle rinnovabili.** All'interno della categoria **Vendita di energia elettrica da proprietari multiasset nel settore delle rinnovabili** sono stati collocati tutti player che detengono asset rilevanti in più di una delle filiere.
- **Progettazione e O&M:** all'interno della categoria si collocano tutti i player che hanno come attività principale la progettazione di impianti a fonte rinnovabile oppure la gestione e manutenzione degli stessi. Come per la macro-categoria precedente anche in questo caso è stata svolta una ulteriore analisi volta a classificare i player sulla base della filiera dei appartenenza, generando quindi 4 sottocategorie: **Progettazione e O&M fotovoltaico, Progettazione e O&M eolico, Progettazione e O&M idroelettrico, Progettazione e O&M biomasse.**

Il campione di analisi

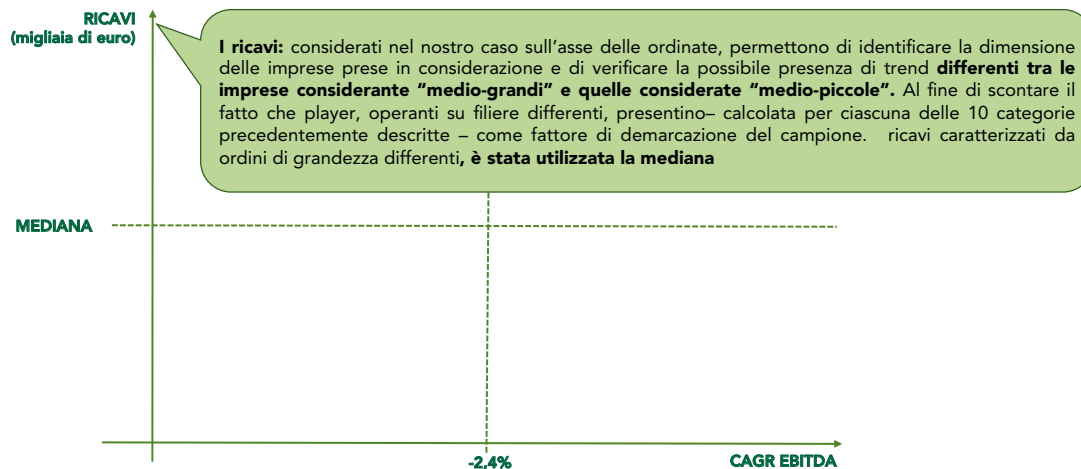
- Il campione di analisi è risultato quindi complessivamente formato da **914 imprese**, secondo la distribuzione indicata nel grafico.



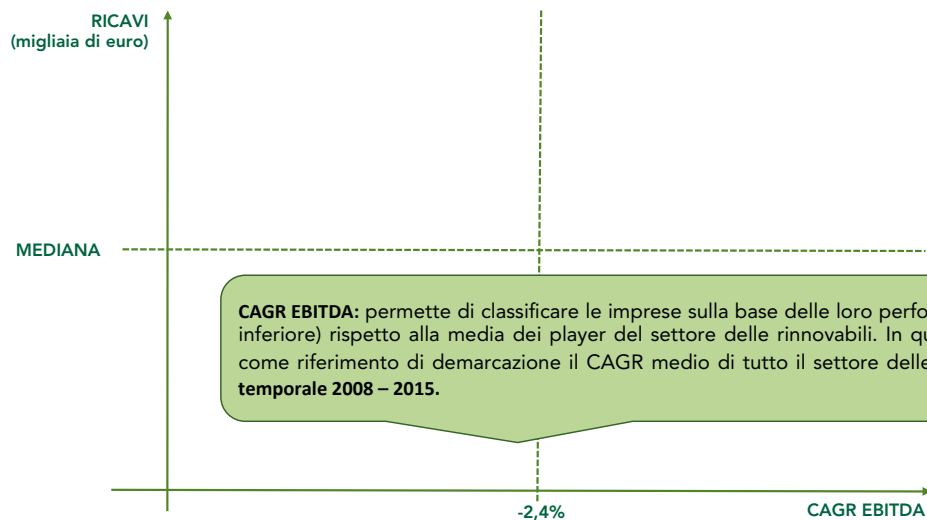
- Componentistica elettrica per la filiera delle rinnovabili
- Vendita di energia elettrica da impianti fotovoltaici
- Vendita di energia elettrica da impianti eolici
- Vendita di energia elettrica da impianti idroelettrici
- Vendita di energia elettrica da impianti di biomassa e teleriscaldamento
- Vendita di energia elettrica dai proprietari multiasset nel settore delle rinnovabili
- Progettazione e O&M fotovoltaico
- Progettazione e O&M eolico
- Progettazione e O&M idroelettrico
- Progettazione e O&M biomasse

La matrice di classificazione dei risultati

- Al fine di valutare le performance di ciascuna delle filiere analizzate, rispetto alla media del settore delle rinnovabili è stata sviluppata una **matrice di analisi** caratterizzata da due dimensioni di analisi:

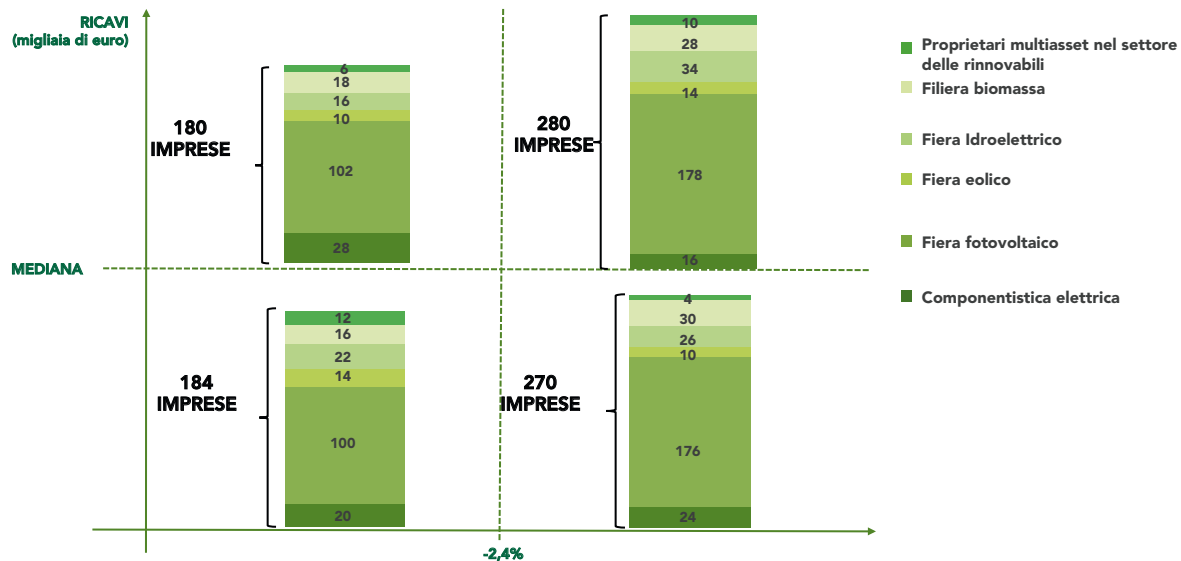


La matrice di classificazione dei risultati



6. La filiera delle rinnovabili in Italia: la fotografia dello stato di salute degli operatori

La fotografia della filiera italiana delle rinnovabili 2008-2015



La fotografia della filiera italiana delle rinnovabili 2008-2015

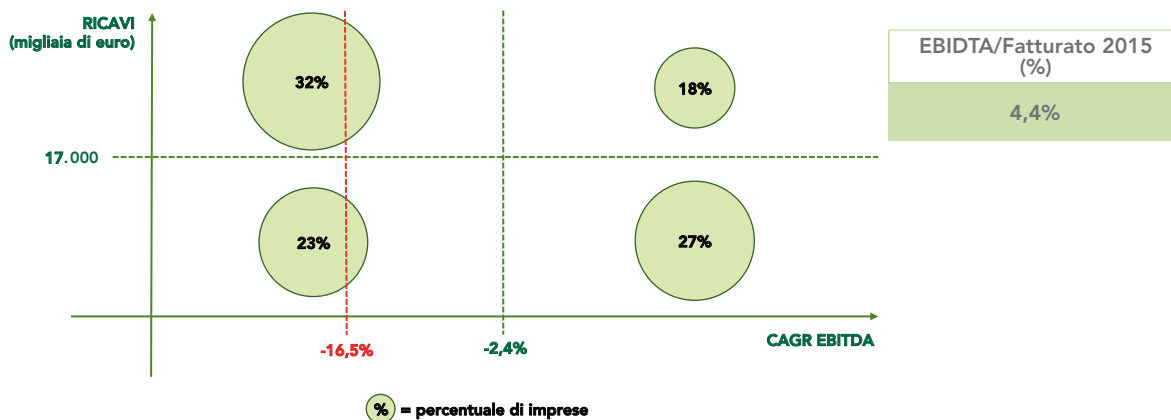
- La fotografia scattata all'insieme della filiera permette di fare sin da subito qualche riflessione:
 - **Innanzitutto il CAGR medio di tutto il settore delle rinnovabili tra il 2008 ed il 2015 è pari a -2,4% annuo, segno quindi di un comparto che si trova oggi in una condizione "peggiore"**, per quanto riguarda la **redditività del core business**, rispetto all'anno 2008, in cui ha cominciato ad affermarsi nel panorama nazionale.
 - E' un dato su cui riflettere e al quale **si è giunti attraverso un processo "pesante" di razionalizzazione del comparto che ha lasciato sul terreno diversi operatori, ma che fa sì che oggi delle 914 imprese analizzate, ben 550 (il 60%) si trovi in una situazione di prestazione superiore alla media** (ossia al -2,4% annuo).
 - E' un dato interessante quello della **sostanziale equivalenza nelle prestazioni (almeno a livello aggregato) tra imprese di dimensioni diverse**, segno forse del fatto che il **mercato italiano**, dove opera in maniera esclusiva la maggior parte di queste imprese, **ha comunque una taglia "media" rispetto al comparto delle rinnovabili**.

La fotografia della filiera italiana delle rinnovabili 2008-2015

- E' un dato interessante se si considera che la **scomposizione della prestazione di marginalità nei due sotto-periodi temporali** mette in evidenza come **alla fase di crescita (con un CAGR medio tra il 2008 e il 2012 del 7,5% annuo)** è seguita una **fase di calo "drammatico" (con un CAGR medio tra il 2012 ed il 2015 di -14,2% annuo)** che ha sostanzialmente **vanificato l'effetto degli anni precedenti**.
- Calo "drammatico", dovuto alla incertezza e alle modifiche repentine del quadro normativo e regolatorio, che **tuttavia ci lascia come visto, una filiera per certi versi più "solida"**, avendo più che assorbito l'effetto "drogante" dell'eccesso di incentivi dei primi periodi.
- **Nelle slide successive per ciascuna delle 10 sotto-categorie di operatori viene riportato il quadro delle prestazioni, con la redditività del core business per l'anno 2015 e la sua "evoluzione" attraverso tre fotografie:** quella "complessiva" 2008-2015, quella della fase di "crescita" 2008-2012 e quella della fase di "crisi e post-crisi" 2012-2015.
- All'interno delle matrici sviluppate è stato segnalato inoltre tramite una **linea tratteggiata rossa** il valore del CAGR dell'EBITDA della **specifica categoria** considerata lungo l'orizzonte temporale preso in considerazione. Esso permetterà di identificare visivamente, lungo ciascun orizzonte temporale, le performance di quella specifica categoria rispetto al CAGR medio dell'EBITDA di tutto il settore delle rinnovabili.

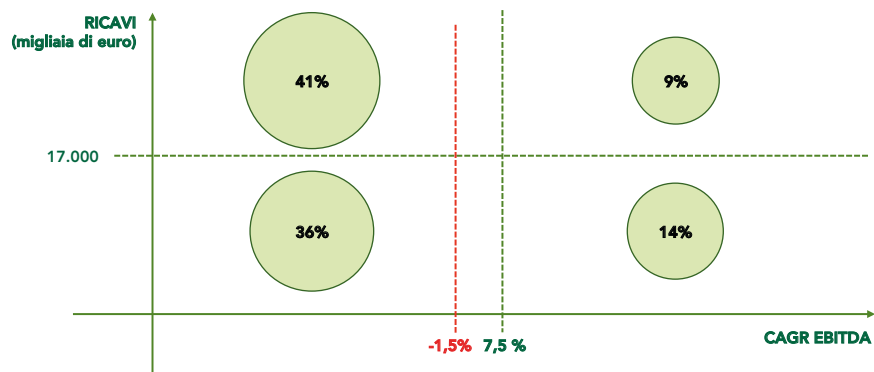
(1) Componentistica elettrica per la filiera delle rinnovabili 2008-2015

- L'analisi della categoria **"Componentistica elettrica per la filiera delle rinnovabili"** è stata effettuata su un campione composto da 88 imprese. **Complessivamente il CAGR è risultato pari a -16,5% annuo, contro una media dell'intero comparto di -2,4%**. Sono soprattutto le **grandi imprese a soffrire** in questo comparto, dove la redditività media misurata nell'anno 2015 è pari solo al 4,4%.



Componentistica elettrica per la filiera delle rinnovabili 2008-2012

- Rispetto al periodo 2008-2015, è possibile osservare come, nel periodo 2008-2012, la percentuale delle imprese medio-grandi che stanno "over-performando" rispetto alla media del settore delle rinnovabili, sia in calo dal 18% al 9% del campione totale. E' interessante sottolineare come, anche in questa fase di crescita, le imprese di questa categoria non siano riuscite ad esprimere variazioni positive nei valori dell'EBITDA.



⊙ = percentuale di imprese

1) Componentistica elettrica per la filiera delle rinnovabili 2012-2015

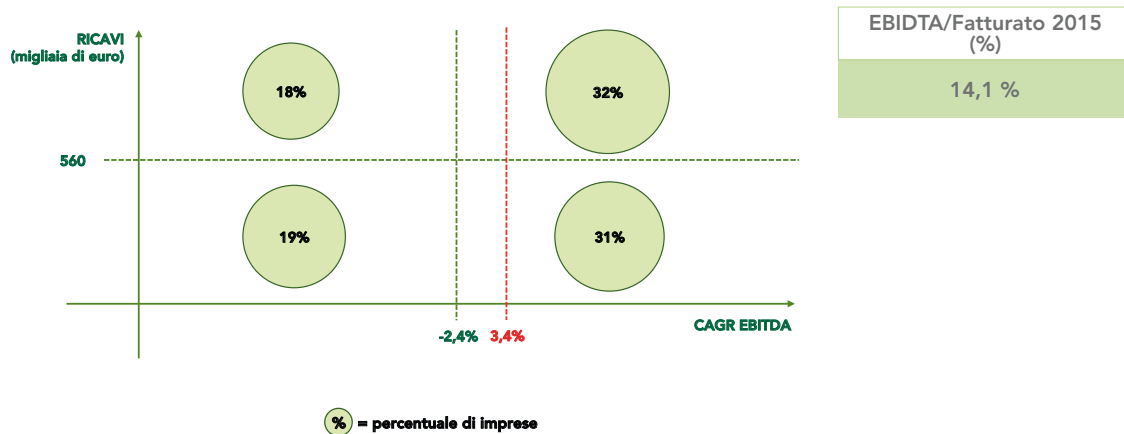
- Nel periodo della crisi la redditività media di questo comparto è calata di oltre il 33% annuo.



⊙ = percentuale di imprese

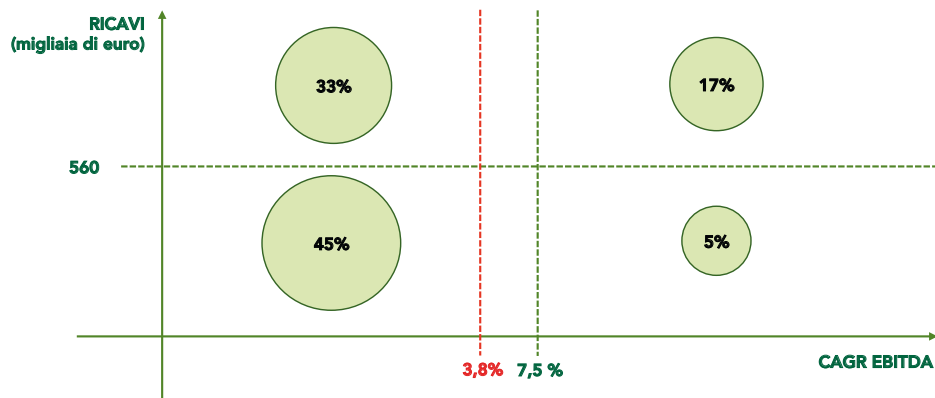
(2) Vendita di energia elettrica da impianti fotovoltaici 2008-2015

- L'analisi della categoria *"Vendita di energia elettrica da impianti fotovoltaici"* è stata effettuata su un campione composto da 502 imprese. La matrice sottostante permette di osservare come esso stia ancora oggi *"over-performando"* rispetto alla media del settore delle rinnovabili. **Complessivamente il CAGR è risultato pari a +3,4% annuo, contro una media dell'intero comparto di -2,4%.** Non sembrano emergere invece particolari differenze di performance tra imprese *"medio-grandi"* e imprese *"medio-piccole"*.



(2) Vendita di energia elettrica da impianti fotovoltaici 2008-2012

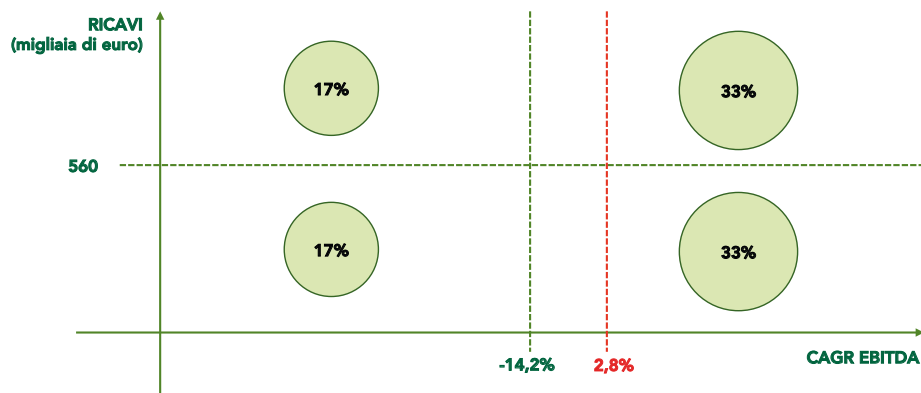
- E' interessante sottolineare come nel periodo di "crescita" delle rinnovabili, questi operatori abbiano mantenuto un livello di crescita della redditività piuttosto livellato, con un numero minore di soggetti (probabilmente i più professionali) a "overperformare".



(%) = percentuale di impresa

2) Vendita di energia elettrica da impianti fotovoltaici 2012-2015

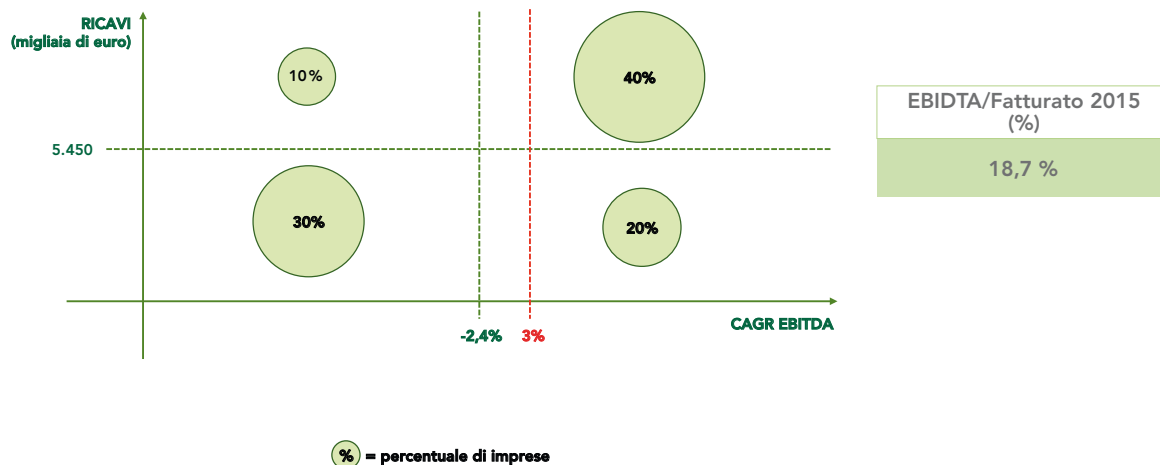
- La stessa "stabilità" mostrata nel periodo precedente si riflette anche nella fase di crisi, dove appare evidente come questi operatori siano stati in grado – scaricandolo su altri soggetti della filiera – di limitare gli scostamenti rispetto al periodo precedente (+2,8% annuo contro +3,8%), nonostante le revisioni della normativa e l'introduzione di normative come lo "spalma incentivi".



⊙ = percentuale di imprese

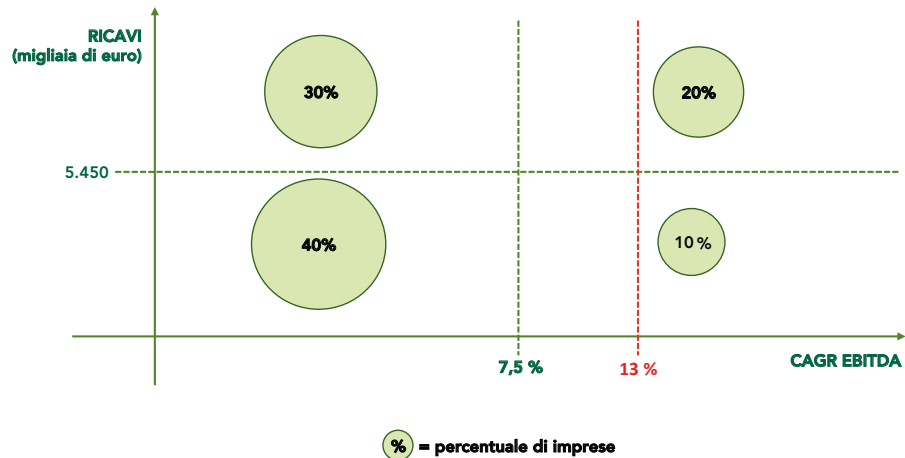
(3) Vendita di energia elettrica da impianti eolici 2008-2015

- L'analisi della categoria "Vendita di energia elettrica da impianti eolici" è stata effettuata su un campione composto da 20 imprese. La matrice sottostante permette di osservare come, anche in questo caso, esso stia **over-performando rispetto alla media del settore delle rinnovabili**. Interessante sottolineare come, **a differenza di quanto visto in precedenza**, in questo caso – **dove la redditività media misurata è del 18,7%** - le imprese grandi siano decisamente più performanti di quelle di piccole dimensioni.



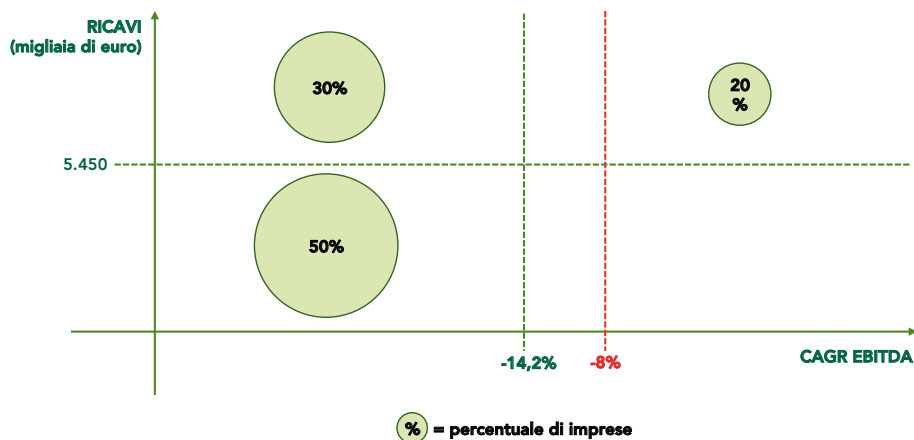
(3) Vendita di energia elettrica da impianti eolici 2008-2012

- Molto più volatili dal punto di vista della crescita della redditività sono i risultati per questi operatori, che hanno fatto segnare un CAGR medio del 13% annuo nel periodo 2008-2012, presumibilmente grazie all'incremento del livello tecnologico delle installazioni e all'incremento delle competenze di progettazione da un lato e gestione dall'altro.



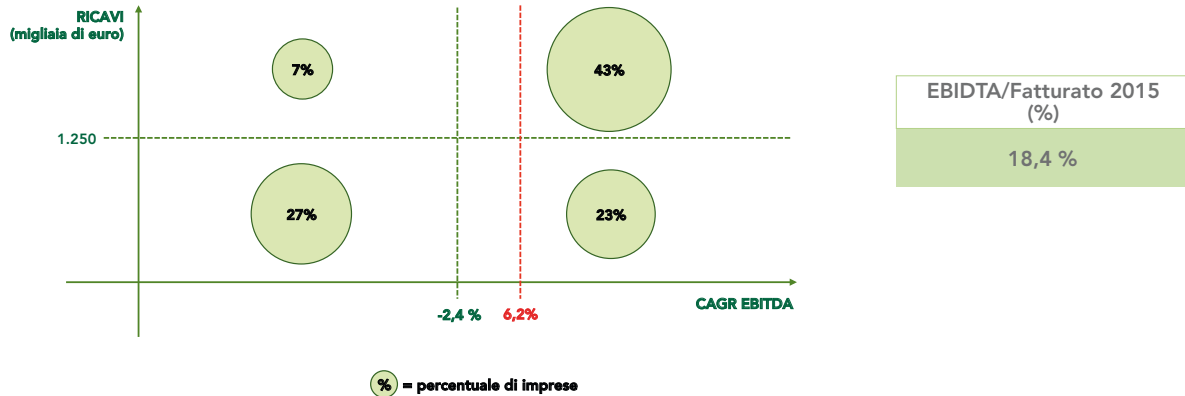
(3) Vendita di energia elettrica da impianti eolici 2012-2015

- Negativa, anche se meno della media dell'intero comparto, la prestazione del periodo 2012-2015, che ha fatto segnare cali medi della redditività nell'ordine dell'8% annuo, con ancora una differenza marcata tra piccole (più colpite) e grandi imprese. I nuovi impianti entrati in funzione con il meccanismo – indubbiamente meno remunerativo – delle aste e dei registri sono alla base di questo calo di redditività.



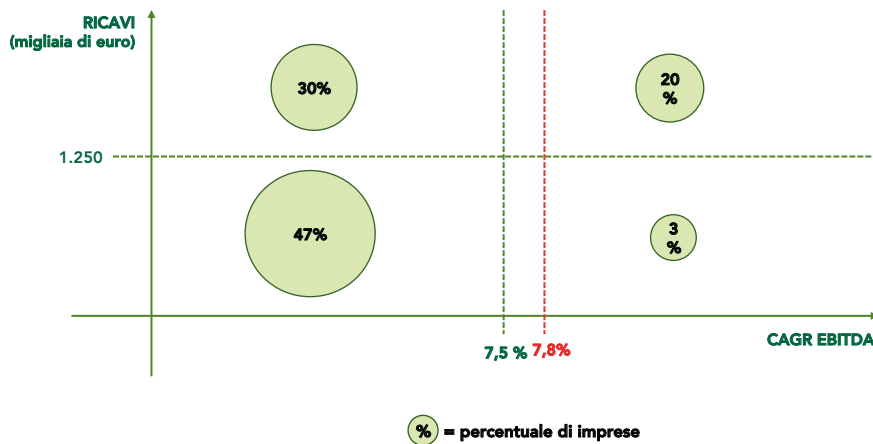
(4) Vendita di energia elettrica da impianti idroelettrici 2008-2015

- L'analisi della categoria "**Vendita di energia elettrica da impianti idroelettrici**" è stata effettuata su un campione composto da 60 imprese. La matrice sottostante permette di osservare come esso stia "over-performando" rispetto alla media del settore delle rinnovabili, infatti il 66% delle imprese considerate presenta un CAGR relativo all'EBITDA maggiore di -2,4%. **La redditività media nel 2015 ha fatto segnare un valore pari al 18,4%** (in linea con quello dell'eolico e superiore al caso del fotovoltaico), con una **prevalenza anche in questo caso di prestazioni più positive da parte degli operatori di maggiori dimensioni**.



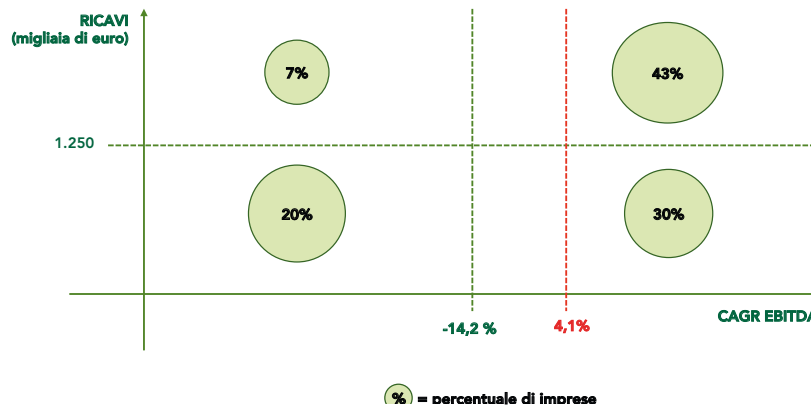
(4) Vendita di energia elettrica da impianti idroelettrici 2008-2012

- Rispetto al periodo 2008-2015, è possibile osservare come, nel periodo 2008-2012, sia in calo dal 43% al 20% del campione totale, la percentuale di imprese medio-grandi che "over-performano" rispetto alla media del settore delle rinnovabili. La prestazione media è tuttavia sostanzialmente in linea con quella del comparto delle rinnovabili.



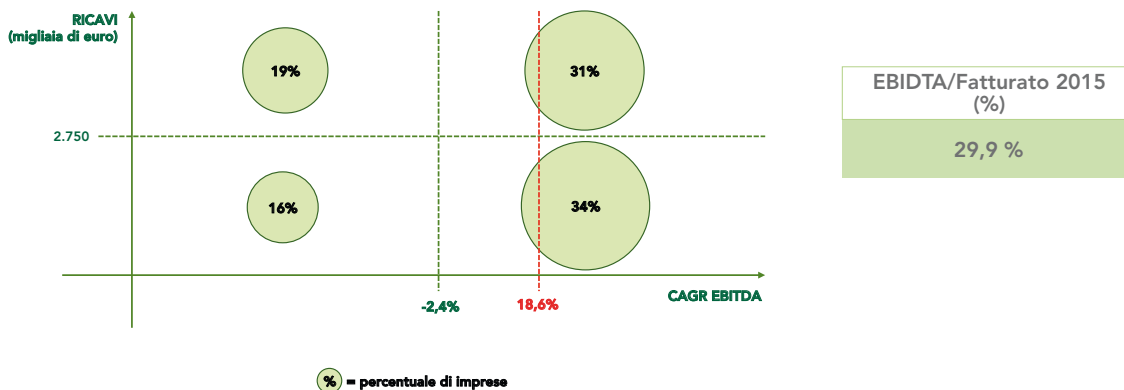
(4) Vendita di energia elettrica da impianti idroelettrici 2012-2015

- La tenuta di questi operatori anche nella fase di "crisi" (con una crescita del 4,1% annuo contro una media del comparto a -14,2%) si deve – come nel caso di fotovoltaico ed eolico – alla evidente maggiore "stabilità" garantita dalla proprietà degli asset. Sono soprattutto le piccole imprese, alle prese con investimenti in impianti da "registro" a subire il periodo 2012-2015.



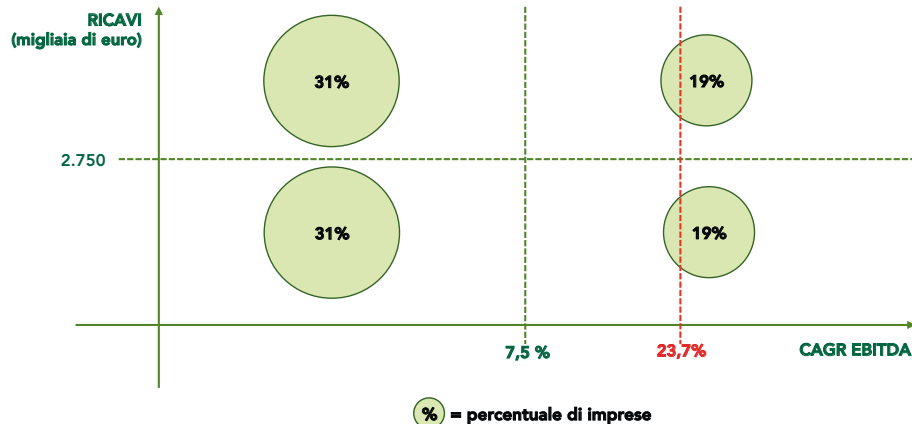
(5) Vendita di energia elettrica da impianti a biomassa e teleriscaldamento 2008-2015

- L'analisi della categoria **"Vendita di energia elettrica da impianti a biomassa e teleriscaldamento"** è stata effettuata su un campione composto da 64 imprese. La matrice sottostante permette di osservare come esso stia **"over-performando" rispetto alla media del settore delle rinnovabili**, infatti il 66% delle imprese considerate presenta un CAGR relativo all'EBITDA maggiore di -2,4%. Non sembrano emergere invece particolari differenze di performance tra imprese "medio-grandi" e imprese "medio-piccole", e la **redditività media è certamente di tutto rispetto con quasi un 30% di EBITDA % registrato nel 2015**.



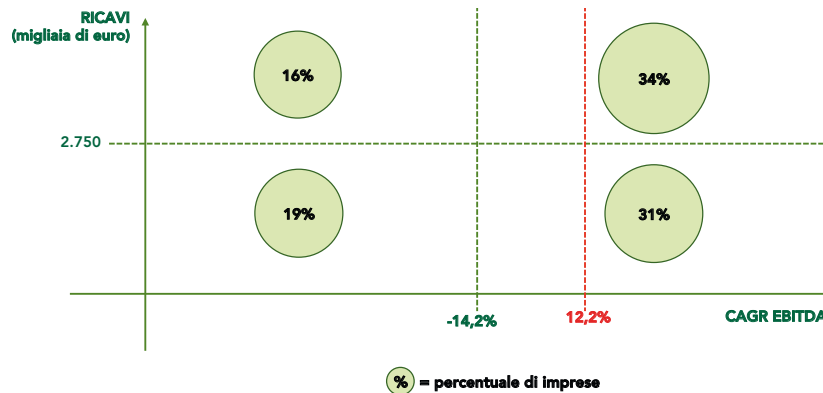
(5) Vendita di energia elettrica da impianti a biomassa e teleriscaldamento 2008-2012

- La stabilità nella vendita dell'energia e soprattutto del calore, unito al fatto che le realtà sopravvissute nel 2015 (e quindi inserite nel campione) sono quelle con la maggior capacità di reperimento di materia prima, si conferma alla base di una prestazione superiore alla media anche nel periodo 2008-2012.



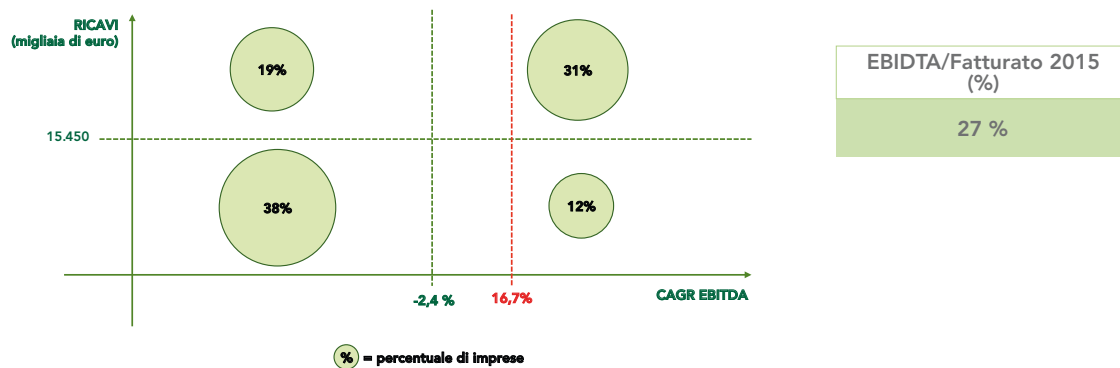
(5) Vendita di energia elettrica da impianti a biomassa e teleriscaldamento 2012-2015

- Prestazione superiore alla media che si conferma, anche se su valori più ridotti, anche nel periodo 2012 – 2015, dove pare essere non così “pesante” l’effetto dell’introduzione dei nuovi meccanismi di incentivazione.



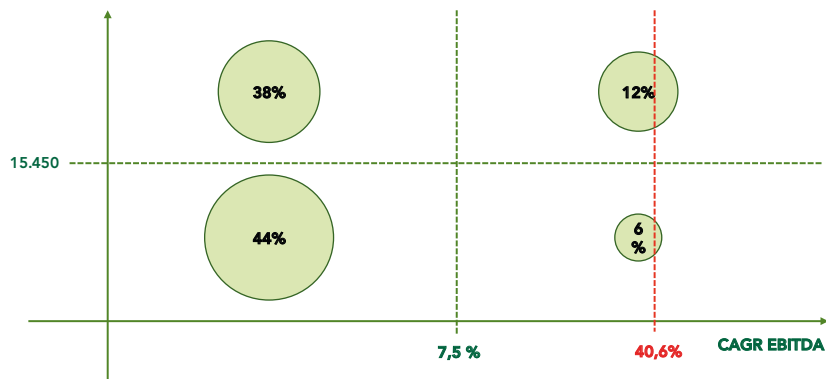
(6) Vendita di energia elettrica da proprietari multiasset nel settore delle rinnovabili 2008-2015

- L'analisi della categoria "Vendita di energia elettrica da proprietari multiasset nel settore delle rinnovabili" è stata effettuata su un campione composto da 32 imprese. Rispetto al resto degli operatori nella macro-categoria "vendita di energia" questi sono **gli operatori con la redditività più elevata (27% di EBITDA % medio nel 2015)** e che hanno fatto segnare **crescite nell'ordine del 16,7% annuo nel periodo 2008-2015**. **Le grandi imprese sono quelle che performano relativamente meglio**, anche perché sono certamente quelle in grado di sfruttare al meglio gli effetti di scala e di scopo in un *business multiasset*.



(6) Vendita di energia elettrica da proprietari multiasset nel settore delle rinnovabili 2008-2012

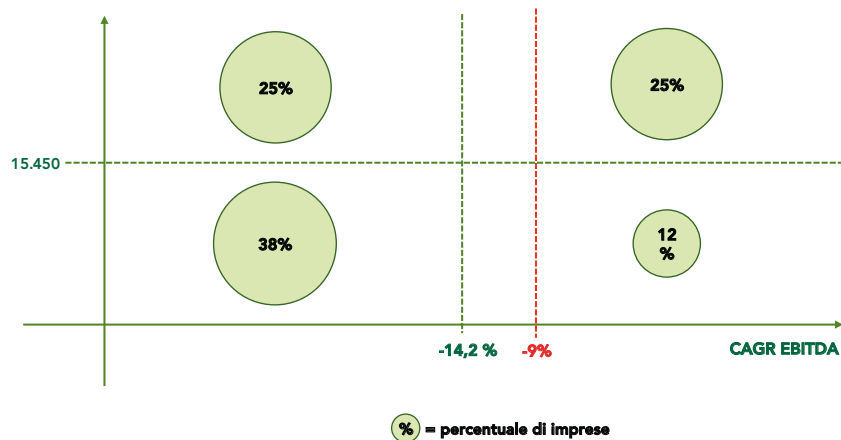
- La crescita nel periodo 2008-2012 è stata, anche in questo caso, più che amplificata dalla caratterizzazione multiasset del portafoglio di questi operatori, che evidentemente sono stati in grado di leggere i fenomeni di crescita delle diverse fonti nel migliore dei modi.



⊙ = percentuale di imprese

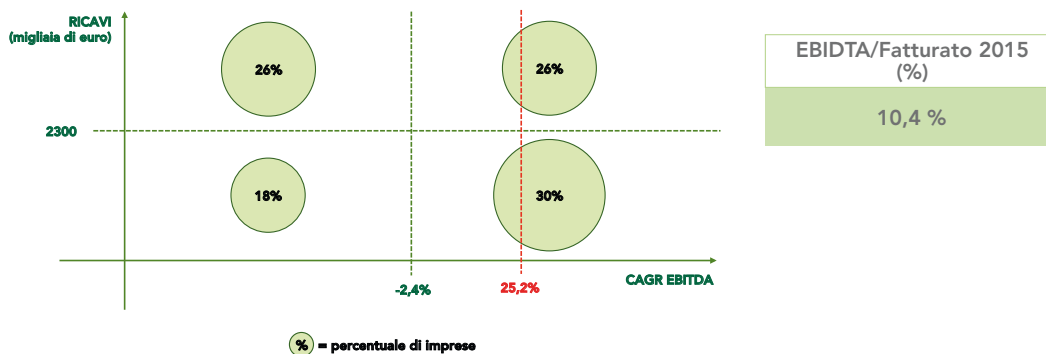
(6) Vendita di energia elettrica da proprietari multiasset nel settore delle rinnovabili 2012-2015

- La "crisi" del 2012-2015 ha certamente pesato, facendo segnare un -9% medio, anche se applicata a valori di partenza come visto molto lusinghieri. Anche in questo caso va segnalata la prestazione relativamente migliore delle imprese di maggiori dimensioni.



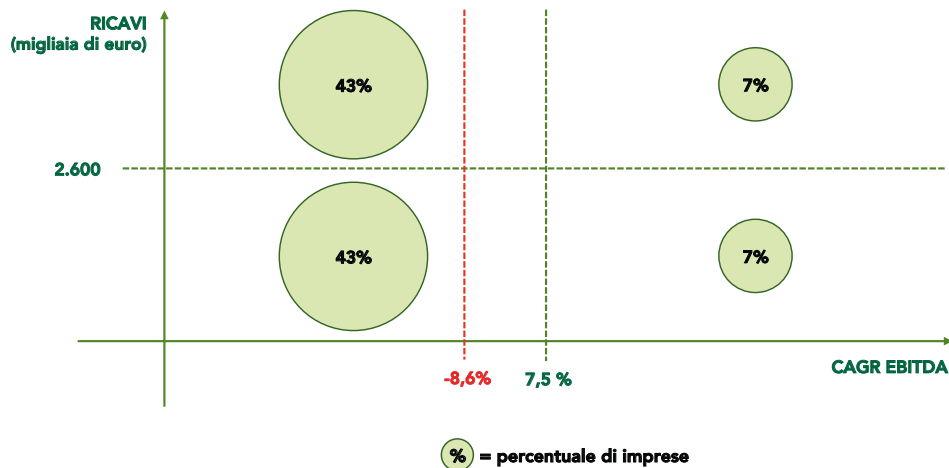
(7) Progettazione e O&M fotovoltaico 2008-2015

- L'analisi della categoria **"Progettazione e O&M fotovoltaico"** è stata effettuata su un campione composto da 54 imprese. **La redditività media misurata nel 2015 è pari al 10,4%**, su livelli più bassi quindi dei detentori di asset, ma comunque di un qualche interesse. Complessivamente questi operatori, che **però sono stati soggetti ad un periodo di forte concentrazione che ha visto l'uscita dal mercato di numerose imprese**, hanno fatto segnare un **tasso di crescita dell'EBITDA del 25,2% medio annuo**, decisamente superiore rispetto all'intero comparto. **Sono le imprese di piccole e medie dimensioni, con portafogli ed attività più localizzate, a performare meglio.**



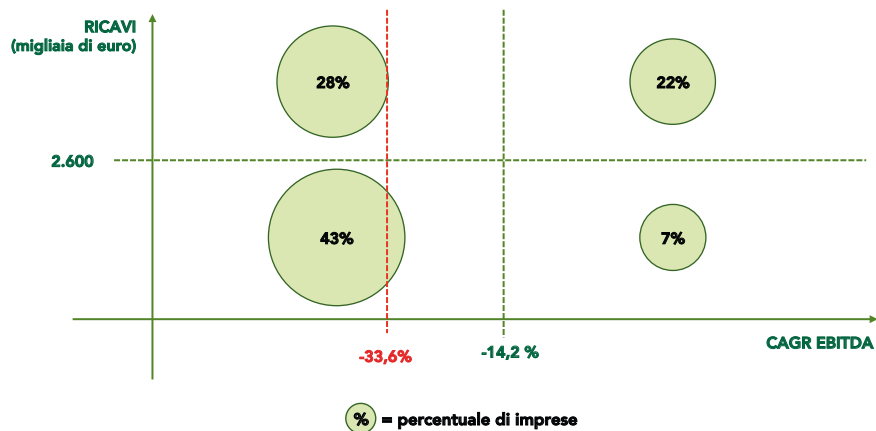
(7) Progettazione e O&M fotovoltaico 2008-2012

- E' evidente la grande volatilità dei risultati di questa categoria di operatori, che ha evidentemente benefciato del periodo di sviluppo del fotovoltaico, ...



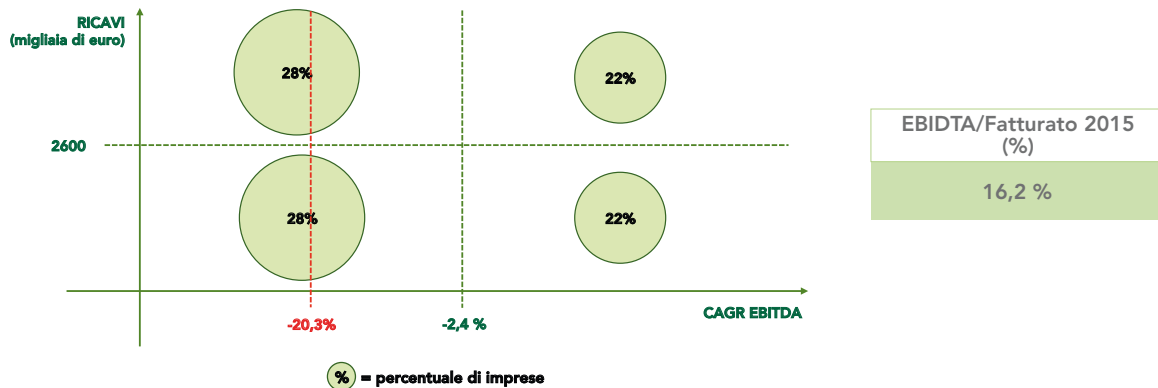
(7) Progettazione e O&M fotovoltaico 2012-2015

- ... ma che nel periodo di "crisi" ha subito un calo decisamente più rilevante della media, per effetto soprattutto – come già commentato in precedenza – della capacità dei gestori di asset di scaricare (con riduzione dei prezzi dei servizi di O&M) le loro problematiche di redditività verso le fasi più a monte della filiera.



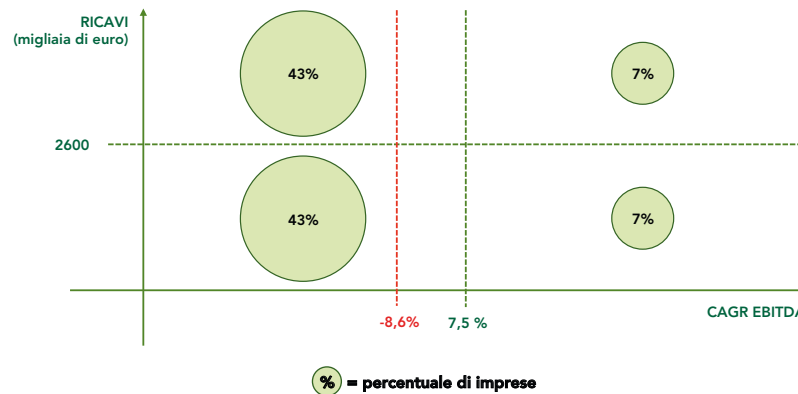
(8) Progettazione e O&M eolico 2008-2015

- L'analisi della categoria **"Progettazione e O&M eolico"** è stata effettuata su un campione composto da 28 imprese. A differenza di quanto visto per gli operatori del fotovoltaico **nel caso dell'eolico** – dove peraltro si è assistito anche ad **operazioni significative di internalizzazione di questi servizi da parte dei proprietari di asset** – la redditività complessiva è calata ad una media del **20,3% annuo**, pur lasciando alla fine del 2015 un **EBITDA % medio del 16,2%**.



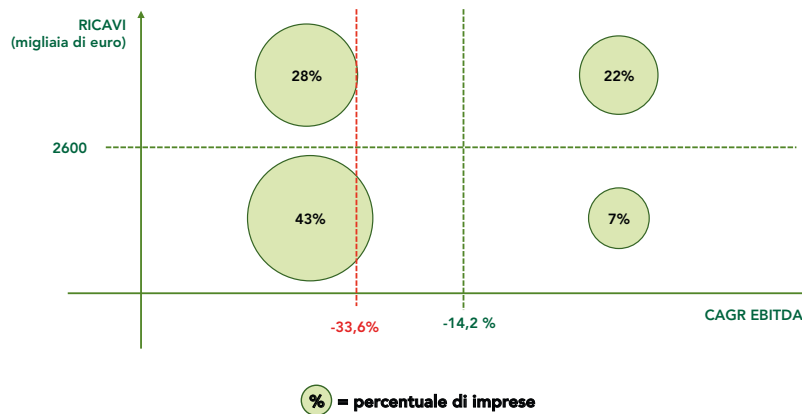
(8) Progettazione e O&M eolico 2008-2012

- Il calo della redditività comincia già nel periodo 2008-2012, soprattutto a causa della aumentata competizione collegata all'ingresso di operatori specializzati che hanno insidiato la posizione dei produttori di aerogeneratori, tradizionalmente impegnati in questo tipo di attività.



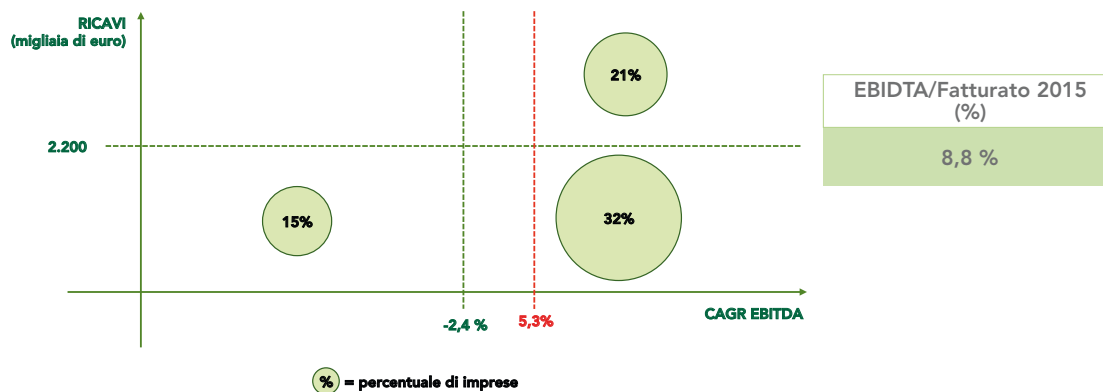
(8) Progettazione e O&M eolico 2012-2015

- Il calo della redditività ovviamente continua anche nel periodo 2012-2015, per via del già citato effetto di "scarico" delle problematiche di redditività da parte dei detentori di assets.



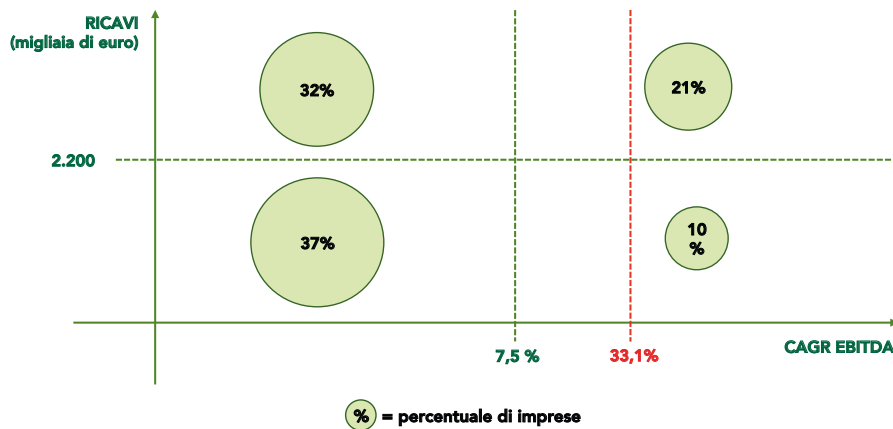
(9) Progettazione e O&M idroelettrico 2008-2015

- L'analisi della categoria **"Progettazione e O&M idroelettrico"** è stata effettuata su un campione composto da 38 imprese. La matrice sottostante permette di osservare come esso stia **ancora oggi sovraperformando rispetto alla media del settore delle rinnovabili**. Sono soprattutto le piccole imprese, anche in questo caso a causa della migliore presenza sul territorio, ad avere le migliori prestazioni. La marginalità media registrata nel 2015 è stata pari all'**8,8%**, tra le più basse tra i fornitori di servizi di O&M.



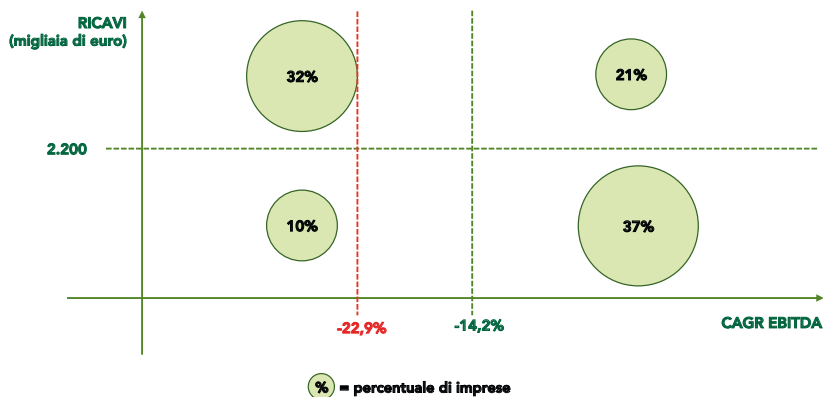
(9) Progettazione e O&M idroelettrico 2008-2012

- Nel periodo 2008-2012, in linea con la crescita della redditività dei detentori di asset idroelettrici, anche le imprese appartenenti a questa categoria hanno beneficiato di variazioni estremamente positive dell'EBITDA ...



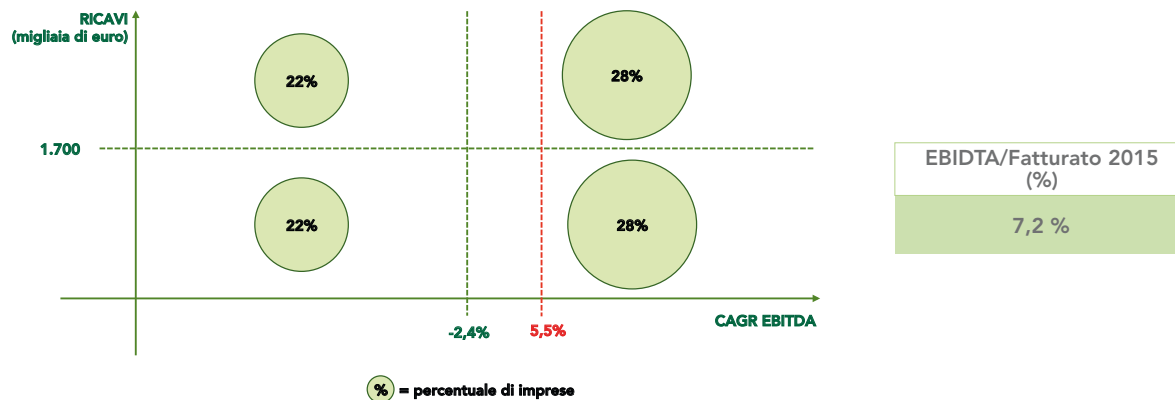
(9) Progettazione e O&M idroelettrico 2012-2015

- ... che si sono invece "invertite" di segno nel periodo successivo, quando la frenata nella redditività degli impianti ha costretto i proprietari a rivedere i contratti di O&M. Interessante sottolineare anche in questo periodo la performance relativa delle imprese di più piccole dimensioni.



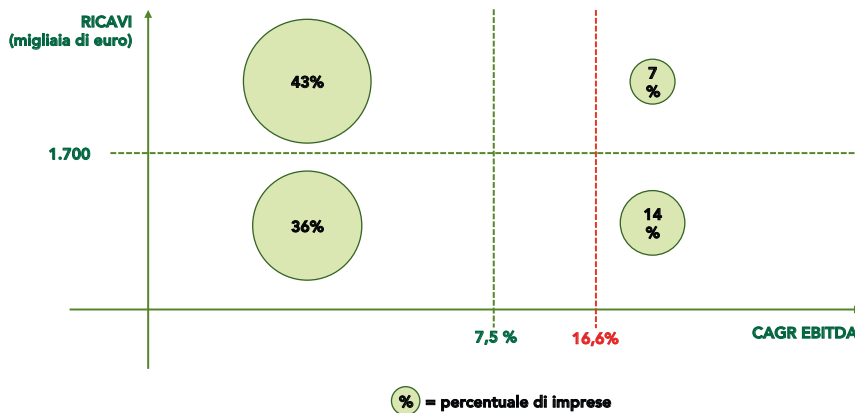
(10) Progettazione e O&M biomasse 2008-2015

- L'analisi della categoria **"Progettazione e O&M biomasse"** è stata effettuata su un campione composto da 28 imprese. La **marginalità media registrata nel 2015, pari al 7,2%**, è la **più bassa dell'intera categoria degli O&M**, nonostante l'EBITDA sia mediamente cresciuto nel periodo 2008-2015 ad un tasso medio del 5,5% annuo, "over-performando" il dato dell'intero comparto.



(10) Progettazione e O&M biomasse 2008-2012

- Anche in questo caso, nel periodo di crescita delle installazioni l'EBITDA è cresciuto a tassi estremamente sostenuti, ben superiori alla media del comparto ...



(10) Progettazione e O&M biomasse 2012-2015

- ... per poi frenare decisamente nel periodo 2012-2015.



La fotografia della filiera italiana delle rinnovabili 2008-2015

- I dati di dettaglio presentati nelle slide precedenti ci forniscono ulteriori spunti di riflessione:
 - **E' la categoria dei detentori di asset quella che ad oggi** (o meglio con il dato di riferimento del 2015) **esprime ancora la maggiore redditività, con un EBITDA % che varia dal 14% circa del fotovoltaico sino al 27% (migliore prestazione) dei detentori di portafogli multi-fonte.** E' un dato interessante, indubbiamente, ma che non deve trarre eccessivamente in inganno circa l'entità, giacché sono questi operatori quelli **maggiormente gravati dagli ammortamenti (appunto per gli asset) e per il servizio del debito, con la conseguenza che la redditività finale scende abbondantemente sotto il *double digit***
 - **E' la categoria dei detentori di asset quella che ha "resistito" meglio alla volatilità del mercato delle rinnovabili,** soprattutto perché è evidentemente stata in grado di "scaricare" la volatilità sul resto della filiera.
 - **Sono gli operatori di O&M quelli invece che hanno sopportato la maggior accelerazione (+68,5% annuo dell'EBITDA nel periodo 2008-2012 per il fotovoltaico) e decelerazione (-33,6% annuo dell'EBITDA nel periodo 2012-2015 per l'eolico) sulle "montagne russe" delle rinnovabili.**
 - ...

La fotografia della filiera italiana delle rinnovabili 2008-2015

- ...
- Nonostante questo, anzi forse proprio a causa di questo, **gli operatori di O&M rappresentano oggi operatori "solidi" con una redditività, misurata con l'EBITDA % medio, compresa tra i 7,2% delle biomasse ed il 16% dell'eolico**. La filiera che è rimasta a seguito della contrazione del mercato è costituita dai soggetti più strutturati e organizzati, che esprimono redditività quindi coerenti con una attività industriale che si svolge in un mercato che ha raggiunto un maggior grado di maturità.
- **La componentistica elettrica gioca invece il ruolo della "cenerentola" della filiera, con una redditività media del 2015 con un EBITDA % pari a solo il 4,4%**. Non è stato sufficiente, evidentemente, il balzo delle rinnovabili del periodo 2008-2012 a controbilanciare la crisi che in quegli anni ha colpito il settore dell'impiantistica e dell'edilizia (principale "motore" per questo tipo di operatori), soprattutto se si considera la repentina frenata che si è ovviamente scaricata sulla componentistica, dopo aver passato gli operatori di O&M. Le ridotte prospettive del mercato primario (discusse nel Capitolo 1) chiudono ovviamente la rappresentazione di un contesto non favorevole.
- ...

La fotografia della filiera italiana delle rinnovabili 2008-2015

- ...
- Un'ultima considerazione appare doverosa. **Se si provasse ad applicare alla redditività misurata nel 2015 per le varie categorie lo stesso stress (in termini di riduzione dell'EBITDA) sperimentato nel periodo 2012-2015 tutti gli operatori di O&M, per non parlare della componentistica elettrica, si troverebbero proiettati verso situazioni difficilmente sostenibili** (con EBITDA% nell'intorno del 3%).
- Se si può quindi considerare la "prova" sino ad ora superata dagli operatori più forti, è decisamente auspicabile – se si vuole mantenere una filiera delle rinnovabili nel nostro Paese – evitare di replicare le azioni "forti" del periodo appena trascorso.
- ...



POLITECNICO
MILANO 1863

MP

POLITECNICO DI MILANO
GRADUATE SCHOOL
OF BUSINESS



Le previsioni per il mercato delle rinnovabili in Italia **7**

Partner



Con il patrocinio di



Obiettivi della sezione

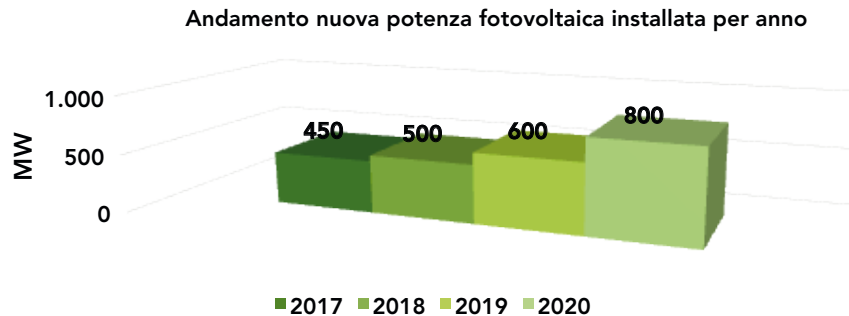
- Il presente capitolo si pone l'obiettivo – sulla base delle analisi condotte e presentate nel resto del Rapporto – di fornire delle stime sull'andamento atteso del mercato delle rinnovabili nel nostro Paese.
- In particolare, anche attraverso il confronto con gli operatori, si sono costruite e sono discusse in questo capitolo:
 - le **stime sull'andamento del mercato "primario" (ossia delle nuove installazioni) sull'orizzonte temporale 2017-2020.**
 - le **stime sull'andamento del mercato degli interventi di revamping/repowering**, come visto una sorta di mercato "alternativo" per i produttori di impianti e componentistica, oltre che ovviamente per EPC e O&M delle rinnovabili, con la necessità in questo caso di **ampliare l'orizzonte temporale, ipotizzando perciò una distribuzione degli interventi sulla base installata ad oggi che va dal 2017 al 2025.**

Il mercato “primario” del fotovoltaico tra il 2017 ed il 2020

- Per un settore come quello del fotovoltaico, ormai affrancato dal tema degli incentivi, le stime sulle nuove installazioni si sono basate sulle seguenti assunzioni:
 - **la diffusione dei sistemi di storage** e la possibile partecipazione ai servizi di rete una volta «aperti» alle rinnovabili (vedi Energy Storage Report 2016, E&S).
 - **La abilitazione degli SDC multi-utenza**, reti elettriche private che permettono di scambiare energia, prodotta soprattutto da rinnovabili, verso più clienti.
 - **l'effetto del super-ammortamento** che potrebbe, come visto nel capitolo 3, dare nuovo slancio anche ai “grandi” impianti grazie ai costi ridotti della tecnologia e all’elevata affidabilità dei componenti oggi presenti sul mercato. Alcune avvisaglie di questo fenomeno sono già presenti almeno tra i rumors del mercato (si veda il box1).
 - **La crescita del PUN** attesa da più operatori nel prossimo quinquennio e che potrebbe quindi rendere più interessante per gli impianti di taglia maggiore la vendita di energia e, per gli impianti di taglia inferiore, l’utilizzo in autoconsumo.

Il mercato “primario” del fotovoltaico tra il 2017 ed il 2020

- Nel periodo 2017-2020 si prevede quindi la possibilità di **installare complessivamente 2,35 GW di nuovi impianti**, secondo la **distribuzione riportata in figura**, portando il totale installato a **21,6 GW**.
- **Rispetto al quadriennio precedente (2013-2016)** ci si attende quindi una decrescita delle installazioni complessive **del 8%**. Dato comunque **confortante** perché dovuto alle forti installazioni nel 2013 del 5° conto energia; perciò stiamo parlando di un mercato, senza incentivi, che compete in termini di MW installati con gli ultimi anni dei conti energia.



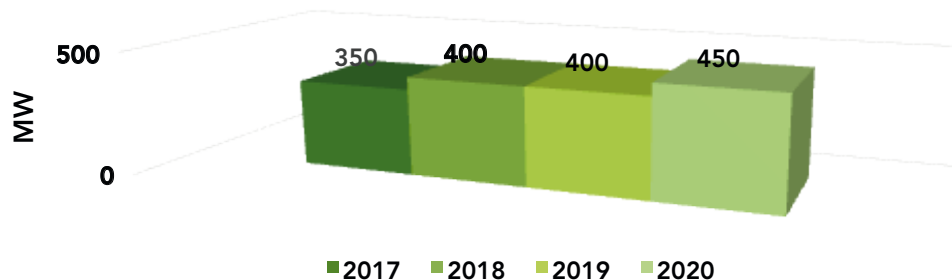
BOX 1 - Fotovoltaico: i rumors sulla realizzazione di impianti utility scale

- Nei mesi conclusivi dell'anno passato si sono rincorse numerose dichiarazioni da parte di grandi operatori, per l'installazione di grandi centrali fotovoltaiche.
- **ENI**, ha annunciato di voler installare ben **200 MW di nuovi impianti sui terreni di sua proprietà**, da poco bonificati ed ex sedi di siti petrolchimici, difficilmente quindi riconvertibili ad attività non prettamente industriali. Un portafoglio di impianti che oggi rappresenterebbe **oltre il 50% del mercato primario annuale**.
- Il gestore della rete elettrica nazionale **Terna e la Rete Ferroviaria Italiana (RFI)** hanno siglato una lettera d'intenti per la realizzazione di **impianti fotovoltaici fino a una potenza massima di 200 MW** che serviranno per garantire a RFI energia pulita per circa 300 GWh l'anno.
- Potrebbero essere le avisaglie – ed in questo potrebbe influire l'introduzione del super ammortamento – di un ritorno alla realizzazione di grandi impianti che operino in un contesto di 'grid parity', anche se la maggior parte degli operatori attende l'effettiva realizzazione per "scogliere la prognosi" su quella che potrebbe invece essere una operazione commerciale, le cui logiche (legate alla sostenibilità ambientale o al rilancio di aree dismesse) potrebbero non essere necessariamente spiegabile con i razionali economici degli investimenti con cui si confronta il mercato.

Il mercato “primario” dell’eolico tra il 2017 ed il 2020

- Per quanto riguarda l’eolico è plausibile aspettarsi per il prossimo quadriennio la **realizzazione (con una certa gradualità come mostrato in figura) degli 800 MW di impianti che si sono aggiudicati l’ultima asta.**
- A questi è **ragionevole considerare si aggiungeranno** (a valle della prossima asta che potrebbe vedere la luce entro la fine del 2017) **almeno altri 800 MW**, ossia quelli esclusi dall’ultima asta per eccesso di richieste, ma che avevano comunque predisposto una offerta al massimo ribasso.

Andamento nuova potenza eolica installata per anno



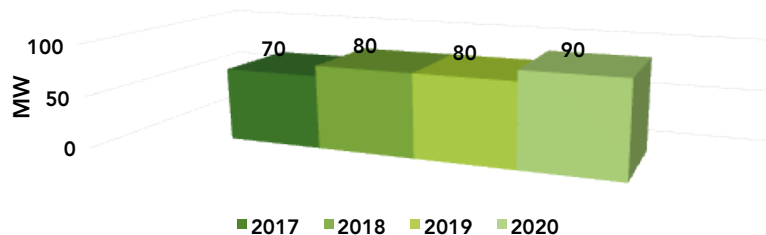
Il mercato “primario” dell’eolico tra il 2017 ed il 2020

- Complessivamente quindi nel quadriennio 2017-2020 **si può ritenere ragionevole** – anzi forse “conservativo” considerando il fatto che la richiesta all’ultima asta è stata di oltre 2.000 MW – che **vengano realizzati 1,6 GW di impianti**, portando il totale installato a poco **più di 11 GW**.
- **Rispetto al quadriennio precedente (2013-2016)** ci si attende quindi una **crescita** delle installazioni complessive **del 20%**. Importante risultato raggiungibile dal settore dell’eolico nazionale, che si porta sempre più vicino alla **grid parity** (a conferma di questo c’è il valore con cui sono state aggiudicate le aste 66 €/MWh), **soprattutto se comparato con l’incentivo garantito** agli impianti entrati in funzione con il precedente decreto (più alto mediamente del **20%-25%**).

Il mercato "primario" dell'idroelettrico tra il 2017 ed il 2020

- Per l'idroelettrico si prevede ancora un mercato "piatto" **anche per il prossimo quadriennio** che si aggiri **sui 70-100 MW** di nuove installazioni come accade negli ultimi anni. Nel periodo 2017-2020 si prevede quindi la possibilità di **installare complessivamente 320 MW di nuovi impianti**, secondo la **distribuzione riportata in figura**, portando il totale installato del "nuovo" idroelettrico a **quasi 19 GW**.
- Infatti, per questa tipologia di **fonte l'incentivo continua ad avere un ruolo fondamentale** in quanto i costi di installazioni non sono più comprimibili per le seguenti ragioni:
 - i **costi dovuti alla tecnologia** e le componenti ricoprono una **quota marginale** dell'investimento complessivo e comunque riguardano una tecnologia matura che non prevede un'ulteriore riduzione dei costi;
 - i costi per le **opere civili**, che sono molto *site-specific*, e soprattutto non comprimibili nel futuro.

Andamento nuova potenza idroelettrica installata per anno



Il mercato “primario” delle rinnovabili tra il 2017 e il 2020

- Complessivamente – come riportato in tabella – **le nuove installazioni previste nel prossimo quadriennio sono pari a 4,4 GW, con il fotovoltaico a prendersi la lion’s share con 2,3 GW, seguito dall’eolico (1,6 GW)** e – notevolmente staccato – **dall’idroelettrico (320 MW)**. Le **altre fonti** (biomasse, geotermia, CSP) potrebbero quindi cubare complessivamente, guardando anche in questo caso agli andamenti delle ultime aste come *proxy* delle future installazioni, per **200 MW**.

Fonte	Potenza attesa tra il 2017-2020
Fotovoltaico	2.300 MW
Eolico	1.600 MW
Idroelettrico	320 MW
Biomasse	130 MW
Geotermico	50 MW
CSP	20 MW
TOTALE	4.420 MW

- **Rispetto al quadriennio 2013-2016 le previsioni di mercato sono quindi nel complesso più favorevoli**, facendo pensare definitivamente all’uscita dalla “crisi” (come peraltro discusso anche nel precedente capitolo sullo stato della filiera) delle rinnovabili del nostro Paese e ad una **fase di “crescita moderata” del mercato**.

Il mercato del revamping/repowering delle rinnovabili tra il 2017 ed il 2025

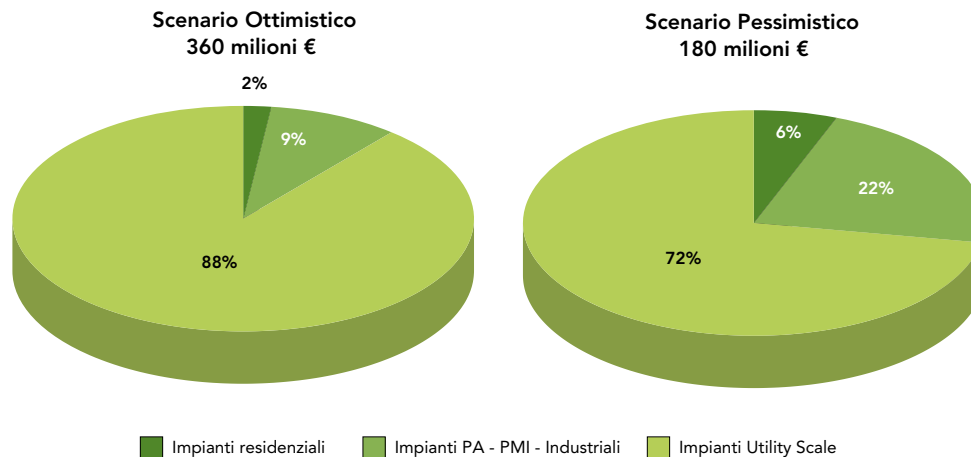
- **Nel capitolo 3 si è dedicato ampio spazio alla discussione dei razionali economici ed energetici**, oltre che alle condizioni di contesto di natura normativa, sul mercato del revamping/repowering delle rinnovabili (in particolare fotovoltaico, eolico, idroelettrico) nel nostro Paese.
- **Partendo da quelle considerazioni e dalla fotografia** – sempre scattata nel capitolo 3 – **dello “stato” del parco installato è possibile stimare l’andamento atteso di questi interventi.**
- L’orizzonte di riferimento scelto è più ampio, ed arriva sino al 2025, proprio perché più tortuoso è il processo decisionale e – spesso – l’iter autorizzativo che contraddistingue questo tipo di interventi.
- **Per ciascuna fonte si è scelto poi di presentare due scenari, uno ottimistico ed un pessimistico**, tenendo conto della possibile “forchetta” nella valutazione del mercato.

Il mercato del revamping/repowering nel fotovoltaico tra il 2017 ed il 2025

- Nonostante – come visto nel capitolo 3 – la base installata di impianti che necessiterebbero di interventi di revamping/repowering è nell'intorno dei **4 GW**, è ragionevole ipotizzare che **gli impianti effettivamente oggetto di intervento siano compresi tra 1,5 GW** (scenario pessimistico) e **3 GW** (scenario ottimistico).
- Un valore pertanto paragonabile (se non superiore) alle attese del mercato primario, che nel periodo 2017-2020 è previsto installare 2,3 GW di nuovi impianti.
- **Il controvalore economico degli interventi di revamping/repowering per il fotovoltaico è compreso tra 180** (scenario pessimistico) e **350 milioni di €** (scenario ottimistico), ossia un valore paragonabile alla installazione di **150 - 300 MW** di nuovi impianti.

Il mercato del revamping/repowering nel fotovoltaico tra il 2017 ed il 2025

- La figura riporta la distribuzione degli interventi attesi per taglia. Si nota come nello scenario ottimistico sia più significativa la quota di impianti **utility scale** soggetti a revamping, mentre nello scenario pessimistico l'ammontare ascrivibile agli impianti industriali raddoppia la quota sugli investimenti totali rispetto allo scenario ottimistico.

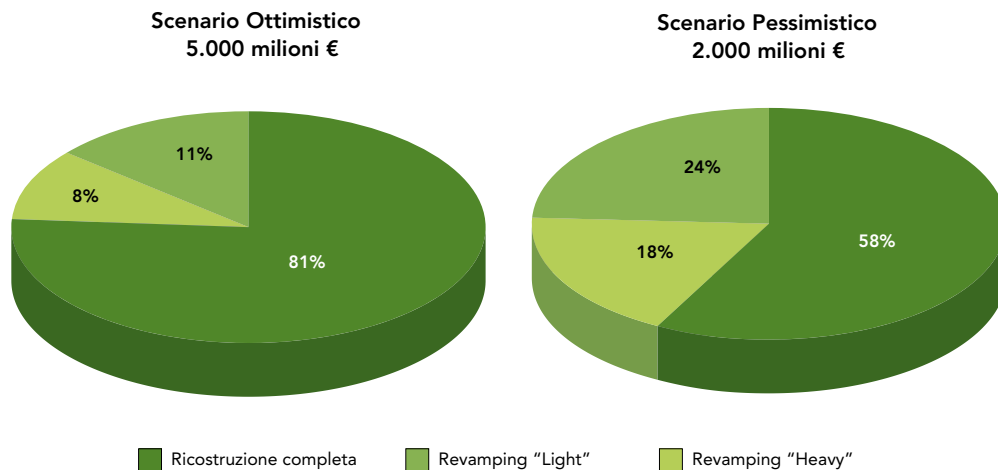


Il mercato del revamping/repowering nel fotovoltaico tra il 2017 ed il 2025

- **Nonostante** – come visto nel capitolo 3 – **vi siano diversi vincoli normativi a questo tipo di operazioni, il rationale economico “chiaro” degli interventi** su questo tipo di impianti porta a pensare che, in un **orizzonte sufficientemente lungo** come quello qui preso in considerazione, possano effettivamente trovare uno **spazio di investimento**. Spazio che **peraltro si deve trovare se non si vuole incorrere nel fermo degli impianti (si veda il box 2)**.
- Gli impianti che si attende possano subire interventi nel periodo considerato sono pari, nello **scenario ottimistico, a quasi 1,5 GW (che con la ricostruzione completa potrebbero diventare 3,7 GW grazie all'impiego di turbine di taglia maggiore)** a cui si aggiungono **1.200 MW e 2.450 MW** rispettivamente per interventi di **revamping “Heavy” e “Light”**.
- **Nello scenario pessimistico, invece, i numeri di modificano in circa 1 GW (che con la ricostruzione completa potrebbero diventare 1,1 GW grazie all'impiego di turbine di taglia maggiore),** a cui si aggiungono **1.100 MW e 2.200 MW** rispettivamente per interventi di **revamping “Heavy” e “Light”**.
- **Numeri decisamente importanti se si considera che nel periodo 2017-2020 le attese del mercato “primario” si fermano a 1,6 GW.**

Il mercato del revamping/repowering nell'eolico tra il 2017 ed il 2025.

- La figura riporta la distribuzione degli interventi attesi per tipologia. Il **controvalore economico complessivo** è compreso tra i 2 mld. € dello scenario pessimistico e i quasi 5 mld. € di quello ottimistico.



BOX 2 - Il rischio fermo impianti per l'eolico

- Al 2010 il parco eolico italiano aveva circa 1.400 ore (nel 2016 1.950 ore circa) equivalenti l'anno di funzionamento. Dato allora sostenibile grazie agli incentivi presenti per l'energia prodotta. Alla fine del periodo di incentivazione è però ragionevole attendersi che gli impianti che si trovano in siti con ventosità al di sotto delle 1750 ore l'anno non avranno i requisiti minimi economici per proseguire l'attività.
- Questi sono impianti ben lontani dall'essere in *grid parity*, ma soprattutto non esiste evoluzione tecnologica ad oggi che possa renderli efficienti dal punto di vista economico e quindi il rischio del fermo impianti è decisamente elevato. Questa «fetta» di impianti ammonta a poco meno di 2 GW.
- Un numero impressionante se confrontato con gli 1,6 GW di nuove installazioni nel periodo 2017-2020 e che rende gli interventi di revamping/repowering indispensabili per mantenere attivo almeno il parco di generazione attuale.

	Impianti entrati in esercizio tra il 1997-2004	Impianti entrati in esercizio tra il 2005-2010	TOTALE
Totale potenza a «rischio» [MW]	420 - 525	1.260 - 1.372	1.680 - 1.897

Il mercato del revamping/repowering nell'idroelettrico tra il 2017 ed il 2025

- Nel capitolo 3 si è visto che **il razionale economico degli interventi sugli impianti idroelettrici non è, nella larga maggioranza dei casi, sufficiente a garantire l'investimento**, con la parziale eccezioni degli interventi in automazione.
- **Ciò nonostante gli operatori ritengono che alcuni interventi** – soprattutto quello di **sostituzione delle turbine** – **si renderanno necessari** per garantirne il corretto funzionamento **in un numero di impianto compreso tra 100 MW** (scenario pessimistico) e **300 MW** (scenario ottimistico).
- **Il controvalore monetario di questi interventi** (ai quali sarebbero accoppiati con elevata probabilità anche quelli di automazione e sostituzione del generatore) **potrebbe quindi essere nel range 70 - 140 mln. €.**
- Anche in questo caso, se si confronta il dato con il mercato "primario" atteso (320 MW) ci si rende conto della importanza relativa di questo mercato.

Il mercato del revamping/repowering delle rinnovabili tra il 2017 ed il 2025

- Sono **oltre 9 GW (il 17% del parco installato attuale, escluso l'idroelettrico "storico")** nello scenario ottimistico **gli impianti che si stima saranno oggetto di interventi di efficientamento** nell'orizzonte di tempo considerato, per un **controvalore di investimenti pari a circa 5,5 mld. €**.
- Numeri che scendono rispettivamente a 5,8 GW e 2,3 mld. € nello scenario pessimistico.

Fonti	Scenario ottimistico	Scenario pessimistico
	Mln €	Mln €
Fotovoltaico	369	194
Eolico	4.940	1.960
Idroelettrico	140	70
Totale	5.452	2.282

Il mercato del revamping/repowering delle rinnovabili tra il 2017 ed il 2025

- Sono **numeri "importanti"** alla stessa stregua di quelli del mercato "primario" e sono numeri che hanno **ricadute economiche e occupazionali estremamente significative sulla filiera impiantistica, dell'EPC e degli O&M delle rinnovabili.**
- Sono numeri **"importanti"** anche per il **"mercato elettrico"** perché vanno a **consolidare ed efficientare una parte ormai imprescindibile del nostro parco di generazione e che deve cominciare a ragionare – ed essere esercita e mantenuta – secondo ottiche proprie di chi si occupa della produzione di energia.**
- Sono numeri che richiedono però uno sforzo di **coordinamento tra operatori, proprietari di impianti, ed ovviamente il regolatore (a livello nazionale ma anche locale).** Insomma uno sforzo di **"sistema"** che forse – nella fase di **"post crisi"** – il mercato delle rinnovabili in Italia è finalmente pronto a fare.

Gruppo di lavoro

Vittorio Chiesa - *Direttore Energy & Strategy Group*

Davide Chiaroni - *Responsabile della Ricerca*

Federico Frattini - *Responsabile della Ricerca*

Damiano Cavallaro - *Project Manager*

Cristian Pulitano

Giovanni Toletti

Francesca Capella

Laura Casolo Ginelli

Marco Chiesa

Melinda Farina

Simone Franzò

Marco Guiducci

Vito Manfredi Latilla

Davide Perego

Anna Temporin

Andrea Urbinati

La School of Management

La School of Management del Politecnico di Milano è stata costituita nel 2003. Essa accoglie le molteplici attività di ricerca, formazione e alta consulenza, nel campo del management, dell'economia e dell'industrial engineering, che il Politecnico porta avanti attraverso le sue diverse strutture interne e consortili. Fanno parte della Scuola: il Dipartimento di Ingegneria Gestionale, i Corsi Undergraduate e il PhD Program di Ingegneria Gestionale e il MIP, la Business School del Politecnico di Milano che, in particolare, si focalizza sulla formazione executive e

sui programmi Master. La Scuola può contare su un corpo docente di più di duecento tra professori, lettori, ricercatori, tutor e staff e ogni anno vede oltre seicento matricole entrare nel programma undergraduate. La School of Management ha ricevuto, nel 2007, il prestigioso accreditamento EQUIS, creato nel 1997 come primo standard globale per l'auditing e l'accREDITAMENTO di istituti al di fuori dei confini nazionali, tenendo conto e valorizzando le differenze culturali e normative dei vari Paesi.



POLITECNICO
MILANO 1863



L'Energy & Strategy Group



L'Energy & Strategy Group della School of Management del Politecnico di Milano è composto da docenti e ricercatori del Dipartimento di Ingegneria Gestionale e si avvale delle competenze tecnico-scientifiche di altri Dipartimenti, tra cui in particolare il Dipartimento di Energia.

L'Energy & Strategy Group si pone l'obiettivo di istituire un Osservatorio permanente sui mercati e sulle filiere industriali delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica e della sostenibilità ambientale d'impresa in Italia, con l'intento di censirne gli operatori,

analizzarne strategie di business, scelte tecnologiche e dinamiche competitive, e di studiare il ruolo del sistema normativo e di incentivazione.

L'Energy & Strategy Group presenta i risultati dei propri studi attraverso:

- rapporti di ricerca "verticali", che si occupano di una specifica fonte di energia rinnovabile (solare, biomasse, eolico, geotermia, ecc.);
- rapporti di ricerca "trasversali", che affrontano il tema da una prospettiva integrata (efficienza energetica dell'edificio, sostenibilità dei processi industriali, ecc.).

Le Imprese Partner

ABB

ACEA

CVA

EDISON

EDP RENEWABLES

EF SOLARE ITALIA

ENEL GREEN POWER

ENERGY INTELLIGENCE

ENI

ERG POWER GENERATION

FONDAZIONE SILVIO TRONCHETTI PROVERA

IDM SUDTIROL ALTO ADIGE

INNOGY ITALIA

MEDIOCREDITO ITALIANO

WIDE GROUP



La necessità di trovare nuovi modi per migliorare la qualità della vita umana si traduce nella realizzazione di tecnologie sostenibili, e le fonti rinnovabili di energia sono parte della soluzione.

ABB lavora costantemente per ampliare e gestire l'uso di queste tecnologie e poter vivere il pianeta, insieme, senza esaurire le risorse a disposizione, focalizzando la propria ricerca nello sviluppo di sistemi efficienti e sostenibili per la generazione, la trasmissione, la distribuzione e l'impiego dell'energia elettrica.

ABB sfrutta le proprie tecnologie e competenze per aiutare le aziende a migliorare la produttività del 200%, diminuire i costi di manutenzione della metà e ridurre i consumi energetici di quasi un terzo grazie ad ABB Ability™, l'offerta di soluzioni digitali industriali all'avanguardia che consente di aumentare l'efficienza, la produttività e la velocità, migliorare la qualità e la sicurezza e ridurre l'impatto ambientale. Poiché il numero di fonti rinnovabili intermittenti e le risorse energetiche distribuite o DER (come il solare installato su tetto e i sistemi di accumulo di energia) integrate nelle reti è in costante aumento, le soluzioni digitali avanzate sono vitali per affrontare le sfide poste dalla sempre maggiore complessità della rete e dalla variabilità dei carichi. DERMS (Distributed Energy Resources Management System) è un sistema che aggrega e gestisce le risorse distribuite, interfacciandosi con i sistemi esistenti a livello di rete e di operazioni di mercato, consentendo il bilanciamento e la flessibilità della rete nazionale.

Le microreti - piccole reti autosufficienti con generazione da rinnovabili o ibrida, con accumulo di energia tramite batterie, con ricarica di auto elettriche, con inverter e con la domotica nelle case - sono una delle visioni alternative che

si profilano nel mondo dell'energia. L'innovazione non è soltanto tecnologica, perché integrare fonti di generazione diverse e utilizzi diversi dell'energia richiede anche nuove norme, in particolare in Italia, dove tuttora esistono molti vincoli. Ma questo è il futuro. ABB non si limita alla fornitura di componenti all'interno delle microreti ma offre gli strumenti per gestirle, con sistemi che ne supervisionano e controllano il funzionamento e che permettono di collegarle o staccarle dalla rete secondo necessità. Un altro esempio sono le sottostazioni digitali, basate su approccio non più gerarchico ma a intelligenza distribuita.

Fondamentale il supporto di ABB alle utility nel raggiungimento dell'obiettivo della creazione di una rete sempre più digitale per gestire le complessità di generazione, trasmissione e distribuzione integrando al contempo le energie rinnovabili, che rendono sempre più concreta la realizzazione di sotto reti autonome in aree remote o isolate. Le numerose innovazioni nella tecnologia dell'accumulo di energie permetteranno di espandere sensibilmente gli spettri di applicazione delle microreti, per elettrificare zone remote del mondo, dove migliaia di persone non hanno ancora oggi accesso all'elettricità pur avendo abbondante disponibilità di generazione da fonti rinnovabili.

ABB è un leader tecnologico all'avanguardia nei prodotti per l'elettrificazione, nella robotica e nel controllo di movimento, nell'automazione industriale e nelle reti elettriche al servizio dei clienti nelle utility, nell'industria, nei trasporti e nelle infrastrutture a livello globale. Continuando una storia di innovazione lunga più di 125 anni, oggi ABB sta scrivendo il futuro della digitalizzazione industriale e guidando la quarta rivoluzione industriale ed energetica. ABB opera in oltre 100 paesi con circa 132.000 dipendenti. (www.abb.it)

Acea Produzione SpA è una società del Gruppo Acea, multiutility attiva nella gestione e nello sviluppo di reti e servizi nei business dell'energia, dell'acqua e dell'ambiente, quotata alla Borsa di Milano dal 16 luglio 1999, è uno dei principali operatori nazionali di servizi di pubblica utilità.

Acea Produzione, all'interno del Gruppo, opera nel settore della produzione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali e nel settore della produzione e vendita di calore. Il sistema di produzione della Società è oggi costituito da un insieme di impianti di generazione, con una potenza installata complessiva di 226,40 MW,

composto da cinque centrali idroelettriche (tre delle quali situate nel Lazio, una in Umbria e una in Abruzzo), due impianti c.d. "mini idro", 8.5 MWp di potenza fotovoltaica installata e da due centrali termoelettriche.

Una delle centrali termoelettriche è asservita all'alimentazione delle reti di teleriscaldamento di alcuni quartieri della zona sud-ovest di Roma; rete che si estende per circa 40 km per un numero di abitanti serviti di poco inferiore a 40.000. Attualmente tale sito produttivo è oggetto di un'importante attività di repowering che prevede l'installazione di un nuovo impianto di cogenerazione ad alto rendimento.





Produrre energia pulita e sostenibile da fonti rinnovabili. E' questa la mission di Compagnia Valdostana delle Acque – CVA, società partecipata indirettamente dalla Regione Autonoma Valle d'Aosta e nata nel 2000, proprietaria di 32 centrali idroelettriche, caratterizzate da 906 MW di potenza nominale complessiva e una producibilità media annua di circa 2.800 milioni di kWh.

Il costante reinvestimento degli utili ha formato una delle più solide aziende del settore, non solo italiana ma anche europea, ponendo le solide premesse per la realizzazione di nuovi impianti finalizzati ad aumentare la capacità produttiva, sia utilizzando l'acqua, sia sperimentando la valorizzazione delle altre fonti rinnovabili come il sole e il vento.

Sono stati realizzati tre impianti fotovoltaici: due in Piemonte ed uno in Valle d'Aosta per complessivi 12 MW ed una produzione di circa 15 milioni di kWh annui. Nel 2012 è stato inoltre realizzato il primo parco eolico della Valle d'Aosta, con una potenza di 2,5 MW, ed è stato acquisito il parco eolico di Pianzano in provincia di Viterbo (potenza installata di 42 MW). Nel 2015 è stato acquistato il parco eolico di Ponte Albanito (FG) per una potenza di 22,8 MW, mentre nel 2016 e nel 2017 altri due parchi eolici sono entrati a far parte della forza produttiva del Gruppo CVA: rispettivamente Laterza (TA) con 22,2 MW di potenza installata, e Tarifa (LE), anch'esso con 22 MW di potenza.

La potenza eolica installata complessiva del Gruppo si attesta quindi a 110 MW.

Idroelettrico, fotovoltaico ed eolico sono quindi i campi di azione che l'azienda, holding del Gruppo CVA, ha declinato in questi anni su due assi principali, innovazione e investimento, rafforzando la sua immagine di compagine solida e capace di guardare al futuro, con una particolare attenzione all'ambiente e al territorio.

Le tre fonti rinnovabili, insieme, hanno una produzione media annua di circa 3.000 GWh, per una potenza installata complessiva di 1.057 MW.

La scelta di un'energia in armonia con l'ecosistema si sposa con l'esigenza di ridurre le emissioni d'inquinanti immesse annualmente nell'atmosfera, di contribuire all'utilizzo e allo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile, di preservare il territorio e i suoi equilibri per le generazioni presenti e future. A tale scopo CVA s'impegna al rispetto di una politica ambientale e di specifiche procedure che consentono di ottenere ogni anno la certificazione ISO 14001 di tutti i suoi impianti. Inoltre l'azienda ha ottenuto la certificazione di qualità ISO 9001 e la 18001 relativa alla salute e sicurezza sul lavoro.

Le centrali e tutti gli altri luoghi di produzione hanno una valenza non solo produttiva, ma anche paesaggistica e culturale, diventando patrimonio universale, meta di piacevoli escursioni e strumento di apprendimento sul campo, in occasione di viste guidate aperte al pubblico.

Maggiori informazioni su tutto quanto riguarda il Gruppo CVA e la sua capogruppo su www.cvaspa.it

Costruiamo insieme un futuro di energia sostenibile: questa è l'essenza del nostro brand.

Una nuova visione e una nuova missione, al passo con il cambiamento che sta vivendo il settore dell'energia, un nuovo posizionamento di business, che mette al centro la sostenibilità e il cliente.

Oggi più che mai i clienti vogliono soluzioni energetiche intelligenti in grado di ottimizzare i benefici legati all'energia sostenibile. Il nostro compito è mettere l'innovazione e la competenza a loro disposizione per supportare le loro attività ed esigenze quotidiane.

Una sfida che l'azienda energetica più antica d'Europa vuole cogliere in coerenza con la propria storia di primati industriali e commerciali.

Edison, infatti, vuole essere un operatore di riferimento del settore energetico italiano con un ruolo attivo nel processo di consolidamento del mercato retail e dell'efficienza energetica. Attualmente opera in Italia, Europa e nel Bacino del Mediterraneo impiegando circa 5.000 persone, anche attraverso Fenice, acquisita nel corso dell'anno.

Edison vende energia elettrica e gas naturale ai clienti finali come pure servizi energetici e ambientali, in particolare alle realtà industriali. Inoltre, è fortemente impegnata ad aumentare nei prossimi anni, tramite crescita organica e acquisizioni, la propria base clienti pari ad oltre 1 milione di utenze

in Italia.

Grazie al parco centrali tra i più efficienti e sostenibili del Paese, che comprende impianti a gas (CCGT), idroelettrici, eolici, solari e a biomassa, Edison, nel 2016, ha generato 20,4 TWh di elettricità, il 7,4% della produzione elettrica italiana.

Sul fronte idrocarburi, Edison è presente in Italia, nel Mediterraneo e nel Nord Europa, con oltre 100 concessioni e permessi di esplorazione e produzione di gas naturale e greggio, con riserve pari a 248,4 milioni di barili di petrolio equivalenti.

Nel 2016, ha importato 14,6 miliardi di metri cubi di gas coprendo così il 22,5% del totale importazioni gas in Italia e contribuendo alla sicurezza del sistema energetico nazionale.

Il Gruppo è inoltre impegnato nella diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento di gas per la transizione e la sicurezza del sistema energetico nazionale. La società ha allo studio la realizzazione di nuove infrastrutture per l'importazione di gas per l'Italia e l'Europa e, attraverso proprie controllate, gestisce il trasporto, lo stoccaggio e la distribuzione del gas. Edison opera anche nei mercati all'ingrosso di energia elettrica, gas e, più in generale, delle commodity.

Dal 2012 Edison è controllata da EDF. Le azioni di risparmio sono la sola categoria di azioni negoziata sul mercato gestito da Borsa Italiana Spa.





EDPR, società del gruppo EDP, è un'azienda leader nel settore dell'energia rinnovabile, specializzata nel settore dello sviluppo, della costruzione e della gestione di parchi eolici e fotovoltaici.

Costituita nel 2007 con il chiaro obbiettivo di produrre energia rinnovabile e carbon free per un sempre maggior numero di Paesi, EDPR è diventata rapidamente una multinazionale capofila nel settore delle energie rinnovabili. Con una potenza installata di 10,4 GW (1Q2017), 24,5TWh generati nel 2016 e oltre 1.000 dipendenti di 28 differenti nazionalità, si afferma come uno dei maggiori produttori di energia da fonte eolica nel mondo.

Le attività di EDPR sono organizzate su tre piat-

taforme (Europa, Nord America e Brasile) e sono presenti in 12 Paesi. Tali piattaforme sono supportate da una rete di business units nazionali (in Italia EDP Renewables Italia Holding srl) e regionali che forniscono competenze "on the ground", a stretto contatto con gli "stakeholders" del mercato. Questo connubio crea un equilibrio perfetto tra la visione globale, necessaria al continuo sviluppo di EDPR nel settore delle energie rinnovabili, e l'approccio locale, fondamentale per la corretta gestione dei nostri parchi eolici e fotovoltaici. Le relazioni con i proprietari terrieri, con le municipalità, con gli enti regolatori e con altri "stakeholders", sono un elemento essenziale per il successo di EDPR.

EF Solare Italia è la joint venture paritetica tra Enel Green Power e F2i. Primo operatore di fotovoltaico in Italia nasce con l'obiettivo di diventare leader di mercato e sicuro protagonista del processo di consolidamento del settore fotovoltaico in Italia.

EF Solare Italia opera nel mercato secondario con approccio industriale, come soggetto aggregatore in grado di offrire opportunità a piccoli e medi proprietari di impianti fotovoltaici attraverso efficientamento operativo e l'evoluzione tecnologica del settore.

Il suo portafoglio, composto in origine da 65 impianti in 12 differenti regioni (102 MW circa apportati dal EGP e 163 MW circa apportati da F2i), ad oggi è composto da 106 impianti con una capacità installata in Italia di circa 360 MW.

Ogni giorno il team di EF Solare Italia lavora per ricercare soluzioni tecniche e gestionali volte all'ottimizzazione e all'industrializzazione del settore FTV. L'attività di ricerca parte dal territorio luogo in cui le sinergie tra università, enti di ricerca, società di

O&M, partnership pubblico/privato sono più radicate e fruttuose.

La strategia di EF Solare Italia si sviluppa su tre assi:

1. acquisizione di impianti in esercizio, facendo leva sull'elevata frammentazione del mercato e sulla disponibilità di impianti in vendita;
2. miglioramento delle Operations e delle Performance degli impianti grazie allo sviluppo tecnologico e alla crescita dimensionale, che consentiranno da un lato di valorizzare le sinergie legate alle economie di scala e alla gestione degli asset con un approccio per area geografica, dall'altro di evolvere i modelli di Asset Management e O&M mediante un approccio innovativo legato alla specializzazione delle competenze e allo sviluppo di un modello gestionale basato sulla Digital Energy e sull'efficientamento di struttura e risorse;
3. ottimizzazione finanziaria del portafoglio impianti, sfruttando le opportunità legate al fattore dimensionale e all'utilizzo di forme di finanziamento alternative.





Enel Green Power è la società del Gruppo Enel nata nel dicembre 2008 e dedicata allo sviluppo e alla gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili a livello internazionale, è presente in Europa, nel continente americano e recentemente è in espansione anche in Africa e Asia.

È tra i principali operatori a livello internazionale nel settore della generazione di energia da fonti rinnovabili: EGP opera circa 37 GW di capacità installata suddivisa in un mix di tecnologie green ben calibrato, cioè eolico, solare, idroelettrico, geotermico e biomassa per una produzione totale di oltre 89 TWh prodotti nel 2016 (dati al 31 dicembre 2015).

Contribuiamo con il nostro impegno ad uno svi-

luppo sostenibile. Riteniamo che le fonti rinnovabili costituiscano uno strumento importante per promuovere la competitività del sistema produttivo dei diversi Paesi e per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento delle fonti di energia: la produzione diffusa di elettricità da acqua, sole, vento e calore della terra contribuisce infatti a una maggiore autonomia energetica delle nazioni, e allo stesso tempo sostiene la salvaguardia dell'ambiente.

L'obiettivo di Enel Green Power è quello di crescere incrementando notevolmente la capacità installata e ottimizzando, per ogni Paese, il mix delle tecnologie, in un'ottica di valorizzazione delle caratteristiche specifiche dei territori e facendo leva sulle competenze acquisite da Enel nel settore.

Energy Intelligence nasce dall'incontro di due percorsi imprenditoriali nei settori Energia ed ICT, con l'obiettivo di fornire servizi ad alto valore aggiunto nel campo dell'efficienza energetica e della produzione di energia da fonti rinnovabili.

La graduale transizione verso i nuovi paradigmi di produzione distribuita, di autoconsumo e di accumulo dell'energia portano alla affermazione del ruolo dei Prosumer (contemporaneamente produttori e consumatori di energia) con la necessità di affrontare nuove complessità e nuove opportunità.

Obiettivo della società è essere un punto di riferimento in questo nuovo paradigma puntando su competenze di eccellenza sul fronte energetico e su una piattaforma tecnologica propria per il monitoraggio e il controllo dei flussi energetici di produzione e di consumo.

Il Laboratorio di sperimentazione EnergyLab.

Energy Intelligence, può contare su un proprio laboratorio di sperimentazione sul fotovoltaico realizzato con il patrocinio delle Istituzioni e dell'Università. Dal laboratorio, tra i pochi in Italia, è nata la tecnologia per il controllo e l'analisi dei flussi energetici. Nel laboratorio viene portato avanti un costante processo di innovazione, testando nuove tecnologie e nuovi metodi di diagnostica.

Energy Intelligence IoT Platform

Soluzione proprietaria di Energy Intelligence disponibile in Cloud a supporto dell'utilizzo intelligente dell'energia. L'architettura IoT (Internet Of Things) permette di gestire un portafoglio di

impianti intelligenti ed interconnessi al sistema: dal censimento degli impianti/siti al monitoraggio continuativo dei dati di produzione e di consumo di energia il sistema fornisce indicatori prestazionali ed economici (KPI), report periodici ed alert utili al processo di gestione e manutenzione efficiente.

Fotovoltaico.

Con una esperienza maturata nella gestione di un Asset composto da oltre 335MWp su 370 impianti, Energy Intelligence è oggi leader nella gestione efficiente di impianti fotovoltaici per i quali fornisce servizi di Asset & Risk Management, Operation & Maintenance e Due diligence anche per il mercato secondario. L'esperienza accumulata consente ai consulenti di Energy Intelligence di offrire servizi di monitoraggio avanzati, progettazione e realizzazione di interventi di revamping e repowering.

Efficienza energetica.

Grazie alla propria piattaforma tecnologica, alla metodologia e alle competenze dei propri consulenti, Energy Intelligence fornisce servizi per l'efficienza energetica in ambienti industriali e building complessi. L'obiettivo è quello in primo luogo di monitorare i flussi energetici per poi individuare interventi di efficientamento, progettarne e gestirne la realizzazione e misurare progressivamente i miglioramenti conseguiti.

La società è in grado di effettuare auditing energetici e servizi di temporary energy management.





Eni è un'impresa dell'energia, attiva in 73 Paesi con più di 33.000 dipendenti, in particolare nell'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale, principalmente in Italia, Algeria, Angola, Congo, Egitto, Ghana, Libia, Mozambico, Nigeria, Norvegia, Kazakhstan, Regno Unito, Stati Uniti e Venezuela.

Eni commercializza gas, energia elettrica, GNL e prodotti in Europa e in mercati extraeuropei grazie anche alle attività di trading; le disponibilità sono assicurate dalle produzioni di petrolio e gas upstream, da contratti long-term, da un parco di centrali elettriche cogenerative, dal sistema di raffinazione Eni e dagli impianti chimici Versalis.

Eni vanta un solido posizionamento competitivo grazie alle competenze e ai successi dell'esplorazione, all'elevata incidenza delle riserve gas, alla riduzione del full-cycle cost del barile prodotto compatibile con scenari depressi, alla sostenibilità dei business mid e downstream e, nel lungo termine, alla possibilità di crescere nelle rinnovabili grazie alle sinergie con gli asset industriali Eni, che favoriranno l'evoluzione del business model verso uno scenario low carbon.

L'Exploration & Production (E&P) è il principale business di Eni; presente in 42 paesi, opera nella ricerca e produzione di gas e petrolio. Obiettivo strategico del business è la crescita organica della produzione,

sfruttando un portafoglio di asset di elevata qualità e consolidate relazioni con i paesi produttori. La nostra strategia abbina la diversificazione geografica con economie di scala e sinergie tra i progetti mentre la nostra produzione on-shore o da shallow water permetterà di mantenere un basso profilo di rischi e costi operativi.

La divisione Gas & Power (G&P) è coinvolta in tutte le fasi della catena del valore del gas: fornitura, commercio e vendita di gas ed elettricità, infrastrutture per il gas, fornitura e vendita di GNL. Eni vende oltre il 60% del suo gas al di fuori dell'Italia e la sua posizione leader nel mercato europeo del gas è garantita da un combinazione di vantaggi competitivi, fra cui il suo approccio multinazionale, la disponibilità di gas a lungo termine, l'accesso alle infrastrutture, la conoscenza del mercato e una solida base di clienti. La divisione Refining & Marketing (R&M) raffina e vende carburanti e altri prodotti petroliferi principalmente in Italia. Rispetto alle altre compagnie petrolifere internazionali, la presenza di Eni nel segmento R&M è relativamente ridotta, pur confermandosi leader in Italia sia nella raffinazione che nella distribuzione di carburanti, con una quota di mercato di circa il 25.5%. La strategia di Eni nell'R&M punta al miglioramento dell'efficienza operativa e all'ottimizzazione dei margini per recuperare redditività.

ERG, quotata alla Borsa di Milano, nei suoi quasi 80 anni di attività ha sempre orientato le proprie scelte industriali a sostegno dello sviluppo e della crescita del business nel lungo periodo, modificando e ampliando la propria mission in funzione delle evoluzioni e delle opportunità offerte dal mercato.

Questa strategia ha consentito ad ERG, nell'arco di pochi anni, di trasformarsi da primario operatore petrolifero a produttore indipendente di energia elettrica, leader nel settore delle rinnovabili: oggi ERG è il primo produttore di energia eolica in Italia e fra i primi dieci in Europa (presente in Germania, Francia, Polonia, Romania, Bulgaria), con 1.768 MW di potenza totale installata. Lo sviluppo nell'eolico, seguito alla definitiva uscita dal settore della raffinazione, ha rappresentato il passo fondamentale che ha portato ERG a mutare radicalmente il proprio portafoglio di attività; un processo che si è completato nel 2015 con l'acquisizione del complesso idroelettrico di Terni (16 centrali, 527 MW di potenza). Questa operazione, oltre a sancire la definitiva trasformazione in operatore industriale nel settore

dell'energia elettrica, ha anche garantito un'importante diversificazione delle fonti di produzione.

Completa il portafoglio di asset l'impianto termoelettrico cogenerativo ad alta efficienza alimentato a gas naturale da 480 MW, localizzato in Sicilia.

L'evoluzione industriale di ERG è andata sempre in parallelo con un'attenta politica di sostenibilità ambientale e di responsabilità sociale: il portafoglio di attività, concentrato principalmente nel settore delle rinnovabili, non solo è coerente con le scelte di politica energetica a livello nazionale ed europeo (Accordo di Parigi-COP21), ma ha permesso di incrementare il contributo in tema di lotta ai cambiamenti climatici: grazie alla produzione di energia da fonti rinnovabili, nel corso del 2016 le emissioni evitate di CO2 sono state 2.993 kt.

Il XIX secolo è stato il secolo del carbone, il XX quello del petrolio, il XXI sarà il secolo dell'energia rinnovabile. Un cambiamento epocale e una sfida che trova ERG preparata per cogliere le grandi opportunità di sviluppo e crescita che si presenteranno in questo settore.





La Fondazione Silvio Tronchetti Provera, costituita il 12 giugno 2001, da statuto promuove attività di sostegno alla ricerca nei settori dell'economia, della scienza, della tecnologia, del management e della formazione. Dalla data della sua costituzione ad oggi la Fondazione ha attivato più di 200 borse di studio nei settori dei tyre systems, delle energie rinnovabili, dei materiali avanzati, delle nanotecnologie, della fotonica, della meccanica avanzata, delle green technologies e di quelle della scienza della vita.

Nel campo delle nuove energie la Fondazione ha avviato parecchie ricerche con varie Università e centri di ricerca tra cui le più significative sono:

- Microgenerazione (Micro combined heat and power) basata sulle fuel cell per basse poten-

ze elettriche (1-3 KW) e Termiche (8-10 KWTH)

- Sistemi di energy saving basati su green IT e Green Software
- Fotonica per energia

Il progetto ha come obiettivo generale lo sviluppo di nuove tecnologie atte ad aumentare l'efficienza dei pannelli per la produzione di energia solare fotovoltaica e ridurre i costi di produzione con lo scopo ultimo di aumentare la competitività di questa fonte sul mercato dell'energia.

- Minienergie: la Fondazione ha definito nuove piattaforme per:
 - Mini Hydro
 - Mini Eolico
 - Mini solare termo dinamico

IDM Südtirol-Alto Adige, è l'Agenzia della Camera di Commercio e della Provincia Autonoma di Bolzano che sovrintende al marketing territoriale e allo sviluppo delle aziende altoatesine in termini di innovazione e internazionalizzazione.

IDM Alto Adige ha 180 collaboratori, amministra un budget di 42 milioni di euro e funge da punto di riferimento gratuito per tutte le questioni inerenti l'avvio di progetti aziendali sul territorio altoatesino: consulenze di scenario, messa in rete con i partner pubblici e privati più indicati, individuazione delle aree produttive e degli immobili più idonei.

Da anni l'Alto Adige investe in maniera mirata nel campo delle tecnologie alpine e green, nelle tecnologie alimentari e nelle soluzioni intelligenti in ambito IT. Nel 2017 aprirà a Bolzano il Parco tecnologico NOI (Nature Of Innovation) che, su 13 ettari di superficie, rappresenterà un avveniristico punto di incontro e scambio tra aziende e ricercatori.

Le iniziative di IDM possono contare su una grande visione: l'Alto Adige dovrebbe diventare uno degli spazi vitali più ambiti d'Europa e, in tal modo, in grado di assicurare un futuro alle prossime generazioni.

Quella di Bolzano è la provincia italiana che in questi anni ha messo in campo le più efficaci politiche e ha disegnato la più chiara prospettiva di innovazione con l'obiettivo di uscire dalle energie fossili. Il 39% dell'energia totale (elettrica, termica, traffico) consumata in Alto Adige è già rinnovabile, contro un 15% in Italia e un 13% nell'UE. Ma il 75% del fabbisogno energetico dell'Alto Adige sarà coperto da fonti rinnovabili entro il 2020, e si arriverà al 90% entro il 2050.

L'Alto Adige ha insomma una chiara visione del proprio futuro, e intende condividerla con le aziende più innovative del panorama nazionale e internazionale.

IDM
SÜDTIROL
ALTO ADIGE



innogy Italia SpA, Società interamente controllata dal Gruppo energetico tedesco innogy SE, opera attualmente tre parchi eolici in Sardegna, Molise e Basilicata, per una capacità installata totale di 67MW. Grazie alla produzione di energia pulita dai nostri impianti viene soddisfatto il fabbisogno energetico di 47mila famiglie Italiane risparmiando al contempo l'emissione di 62 mila tonnellate di CO2 all'anno. L'eolico onshore rappresenta al momento il core business di innogy Italia SpA, seguito dalle altre fonti di produzione di energia rinnovabile già ben radicate in innogy SE quali eolico offshore, fotovoltaico ed idroelettrico, ed il percorso di posizionamento è orientato anche ad integrare la proposizione di servizi energetici evoluti per un mercato nazionale in continuo sviluppo. Soluzioni e-mobility e SmartHome sono esempi tra i servizi e i prodotti offerti nel costante impegno a creare un sistema energetico innovativo e sostenibile.

La capogruppo innogy SE è stata creata ad aprile 2016 come sussidiaria di RWE AG da cui ha incorporato le attività maggiormente orientate alla trasformazione energetica sostenibile ("Energiewende"); da ottobre 2016 è quotata al DAX di Francoforte. Innogy SE è attiva in più di venti Paesi, e con i suoi

40.000 dipendenti serve 23 milioni di clienti finali in undici Paesi, produce energia da fonte rinnovabile per oltre 3.500 MW di potenza installata, opera una rete energetica di quasi seicentomila chilometri e in qualità di Gruppo leader nel settore energetico a livello europeo ha come obiettivo il miglioramento della qualità della vita delle persone attraverso un utilizzo innovativo dell'energia: sostenibilità, efficienza e velocità di azione sono gli elementi fondamentali ed indispensabili per un adeguato servizio ai propri clienti.

L'integrazione dei tre segmenti di business Grid & Infrastructure, Retail and Renewables risponde alle esigenze di un universo energetico moderno ed efficiente, in cui decarbonizzazione, decentralizzazione e digitalizzazione rappresentano le sfide per un futuro sostenibile ed in costante evoluzione, che permetta alle future generazioni di vivere in un mondo nel quale davvero valga la pena abitare.

"Our planet will be a better place, when we create a sustainable world, in which innogy inspires how people live and work."

(Peter Terium, Chief Executive Officer)

Mediocredito Italiano costituisce, all'interno del Gruppo Intesa Sanpaolo, la banca dedicata al sostegno degli investimenti strategici, allo sviluppo e all'ottimizzazione del capitale circolante delle imprese.

Specializzato nel credito industriale, nel leasing e nel factoring, riunisce tutte le competenze e le esperienze di un grande Gruppo per supportare le imprese che vogliono crescere e restare competitive sul mercato: 43.000 clienti serviti, 40,8 miliardi di euro di impieghi, 57,7 miliardi di crediti gestiti nel 2016 danno un'idea del suo ruolo nell'economia.

Mediocredito Italiano può contare sulla professionalità di ca 900 risorse ed opera al servizio di tutto il gruppo Intesa Sanpaolo affiancando la rete bancaria costituita da circa 4.000 filiali ed assicurando così un forte radicamento sul territorio.

Il servizio offerto è caratterizzato da un elevato livello di competenze e specializzazione:

- finanziamenti a medio lungo termine, dal credito ordinario e agevolato al sostegno dell'innovazione fino alla finanza strutturata;
- leasing strumentale, immobiliare ed auto;
- factoring, dove Mediocredito italiano è il primo operatore europeo: dallo smobilizzo dei crediti a servizi di valutazione dei debitori, di gestione e incasso dei crediti, di protezione di rischio insolvenza e ritardato pagamento, fino al credito di fornitura ed al confirming.

Inoltre, Mediocredito Italiano ha costituito dei desk specialistici che operano nei settori cosiddetti ritenuti strategici per il nostro Paese. La finalità è quella di rispondere alle peculiarità delle filiere che operano

nei principali distretti quali Energia, Turismo, Media & Entertainment, Navale, Alimentare, Meccanica, Innovazione e Pubblica Amministrazione.

I desk garantiscono un'approfondita e puntuale analisi dei progetti di maggiore complessità, un continuo aggiornamento sull'andamento e le tendenze dei mercati specifici.

In particolare, per il settore dell'energia, l'attività del Desk specialistico si pone nell'ottica di un servizio completo di assistenza e consulenza rispetto a tutte le problematiche che riguardano soprattutto lo sviluppo di energie da fonti rinnovabili e progetti di efficienza energetica. Il Desk Energia si compone di un team di professionisti del settore dedicato a esaminare la sostenibilità dei progetti e a ricercare le soluzioni più idonee a supporto delle diverse iniziative d'investimento.

Gli specialisti del Desk mettono a disposizione della clientela le loro competenze sia in sede di valutazione delle caratteristiche progettuali sia di costruzione della struttura finanziaria. Il supporto consulenziale è mirato inoltre a illustrare agli imprenditori i migliori percorsi di accesso alle agevolazioni di volta in volta disponibili.

Il Desk Energia fa ricorso a modelli di analisi e di valutazione creati ad hoc che tengono conto, oltre che degli elementi economico-patrimoniali delle aziende investitrici, anche delle caratteristiche tecnologiche e ambientali più specifiche dei progetti e della loro capacità di generare flussi di cassa, consentendo un esame accurato del merito complessivo delle iniziative.



Wide Group è una società di brokeraggio assicurativo nata nel 2016 dall'unione di tre punte d'eccellenza del settore. Brokerstudio, Eurobroker e Venice Broker hanno oltre 40 anni di esperienza, storie diverse e competenze specifiche.

Ma hanno anche molto in comune: vantano nomi riconosciuti ovunque, una visione internazionale del brokeraggio e un impegno concreto nei confronti dei clienti e dei collaboratori. Qualità che Wide Group esalta e moltiplica ogni giorno.

Note

Note

Lined area for notes or text.



Note

Note



Copyright 2015 © Politecnico di Milano - Dipartimento di Ingegneria Gestionale
Collana Quaderni AIP
Registrazione n. 433 del 29 giugno 1996 - Tribunale di Milano

Direttore Responsabile: Umberto Bertelè

Progetto grafico e impaginazione: Ntounas Stefano
Stampa: Tipografia Litografia A. Scotti Srl

ISBN: 978-88-98399-20-8

Partner



Con il patrocinio di



STAMPATO SU
CARTA RICICLATA

ISBN: 978-88-98399-20-8