

EXECUTIVE SUMMARY

Il Renewable Energy Report 2018 si è posto un obiettivo ambizioso, ossia quello di valutare l'effettiva possibilità per il nostro Paese di raggiungere – con gli strumenti di supporto di cui si sta dotando (da quelli indicati nella Strategia Energetica Nazionale del 2017, a quelli previsti nell'approvando Decreto Rinnovabili) – gli obiettivi di produzione da rinnovabili che ci si è dati al 2030.

La conclusione cui si è arrivati, anticipando al lettore i dettagli che troverà nel *summary* ed ovviamente con maggiore profondità nel testo del Rapporto, è che c'è ancora un *gap* – purtroppo non piccolo – tra le aspettative concrete di installazioni e gli obiettivi che ci si è posti. Un *gap* che può essere colmato solo dalla volontà politica, ma anche degli operatori del settore e della *community* dell'energia, di adeguare gli strumenti di supporto. Anche in questo senso, una proposta concreta la si trova scritta in queste pagine.

Il mercato italiano delle Rinnovabili nel 2017

La nuova potenza installata nel corso del 2017 in Italia è stata di circa 900 MW, più di 120 MW superiore a quella installata nello stesso periodo del 2016 (+15%). Una crescita comunque sostenuta (a doppia cifra) nonostante la non facile situazione economica e politica che ha caratterizzato lo scorso anno. E' il fotovoltaico a guidare la classifica delle installazioni con 410 MW, seguito dall'eolico con 360 MW, e idroelettrico con 95 MW mentre sono le biomasse con soli 50 MW a chiudere la classifica.

Nel primo bimestre 2018 sono stati complessivamente installati 107 MW di nuova potenza, di cui 60 MW di fotovoltaico, 23 MW di eolico e 23 MW di idroelettrico. Rispetto al 2017, la crescita del nuovo installato del primo bimestre è cresciuta del 3%, pari a pochi MW aggiuntivi. Si mantiene comunque costante il passo di installazione anche per l'anno in corso.

Con il contributo delle installazioni 2017, complessivamente **la potenza installata da rinnovabili in Italia raggiunge quasi i 53 GW (36 GW se si esclude l'idroelettrico "storico" già installato nel nostro Paese prima degli anni '00), ossia più del 40% del parco di generazione italiano** (pari a circa 117 GW e che non ha visto nel corso dell'ultimo anno nessun incremento di potenza connesso a produzione da fonte tradizionale).

Nel 2017 le rinnovabili hanno contribuito al 36,2% della produzione e alla copertura del 32,4% della domanda elettrica nazionale che ha superato i 320 TWh (22,7% della domanda se si esclude ancora una volta l'idroelettrico "storico").

Se si vuole dare uno sguardo più approfondito alle diverse fonti è possibile ricostruire una situazione piuttosto variegata.

Il volume complessivo di potenza fotovoltaica installata è di circa 19.670 MW a fine 2017, grazie alla nuova potenza installata pari a circa 410 MW, in crescita di circa il 10,8% rispetto a quanto accaduto nell'anno precedente.

Il ritorno alla crescita delle installazioni, dopo il rallentamento del 2015, resta 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.**

Dopo la virata verso il settore residenziale verificatasi fino al 2015, è interessante sottolineare **l'inversione di tendenza che si è avuta a partire dal 2016, con il ritorno agli impianti di grande taglia**. Il dato del 2017 (16% della potenza installata in impianti oltre 1 MW) è però "falsato" dall'ingresso di un unico grande impianto fotovoltaico da 64 MW a Montalto. Nonostante questo il *sentiment* degli operatori è tornato ad essere positivo su questo tipo di installazioni ed è quindi più che plausibile ritornare a distribuzioni per taglia più «equilibrate».

Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari nel **2017** a circa **661 mln €**. Il **mercato residenziale ha pesato per circa 414 mln € (poco più del 60% del totale)**, rappresentando il **50%** della potenza installata con livelli di costo al kW nell'intorno **dei 2.000 €**, sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente. **Da sottolineare invece il calo dei costi per gli impianti di taglia più grande, scesi sotto la soglia del milione di € al MW.**

Il volume complessivo di potenza eolica installata è giunto a oltre 9.811 MW a fine 2017 con un valore di nuove installazioni pari a circa 359 MW (+23,8% rispetto al 2016). 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.**

Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari a poco più di **534 mln €**. **La larga maggioranza è rappresentata da impianti di taglia superiore ai 5 MW**, con un controvalore di oltre **280 mln € (circa il 54% del totale)**. Il costo in €/kW nel corso del 2017 si è attestato nel range compreso tra i **1.840 €** per gli impianti di piccola taglia e i **1.300 €** per gli impianti di taglia maggiore.

Il volume complessivo di potenza idroelettrica installata è di 18.702 MW a fine 2017 con un valore delle nuove installazioni pari a circa 95 MW, volumi lievemente superiori rispetto al 2016. Le **Regioni** che hanno installato di più nel 2017 sono le stesse del 2016, **la Lombardia (26,35 MW), il Piemonte (21,8 MW) e il Trentino (9,08 MW).**

Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari nel 2017 a circa **443 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 tutte le diverse tipologie di **biomassa** utilizzate per la produzione elettrica, **ha superato, al termine del 2017, i 4,2 GW**, con una **crescita complessiva quindi di «soli» 50 MW nel 2017**, rispetto ai **40 MW del 2016**. **Lo «stallo» delle nuove installazioni è quindi evidente e continua ormai dal 2014.** Sarà interessante vedere quali impatti produrrà il **nuovo decreto**, relativo al **supporto degli impianti per la produzione del biometano con destinazione d'uso trasporti** entrato in vigore a inizio marzo 2018, sulle future installazioni.

Visto nel suo insieme, **l'anno 2017 è stato quindi caratterizzato da una dinamica di nuove installazioni che ha ulteriormente rafforzato la tendenza «rialzista» del 2016.**

L'Italia messa "in prospettiva": il benchmark con l'andamento dei principali mercati

Nel 2017 sono stati investiti per la realizzazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili **circa 290 miliardi di € a livello globale**, in crescita **dell'11,5%** rispetto al **2016** ma inferiori del **7,6%** rispetto al **2015** che aveva invece segnato **investimenti record**, oltre i **300 miliardi di €**.

Gli investimenti **nell'area EMEA** sono leggermente in **discesa** nel 2017 (-21,5%), con un valore pari a poco più di **60 mld €**, prevalentemente concentrati in Europa. Gli investimenti **nell'area Americana** (USA, America Centrale, America meridionale) sono rimasti pressoché stabili nel 2017, pari a circa **68 mld €**. **USA, Messico e Chile guidano il continente** per la quantità degli investimenti destinati alle energie rinnovabili. E questo nonostante la nuova politica del Governo USA sembri essere meno accomodante verso le forme di produzione di energia tradizionali al fossile. Gli investimenti **nell'area APAC** (163 mld €) sono ancora fortemente cresciuti rispetto al 2016. Gli investimenti effettuati nella zona asiatica sono fortemente trainati dalla **Cina**, che da sola ha investito circa il **70% del totale**. Ben oltre la metà degli investimenti cinesi è stata dedicata al **settore fotovoltaico**. **Non sembra quindi invertirsi la tendenza**, già osservata nel recente passato, **che sposta decisamente verso est il baricentro degli investimenti** e relega l'Europa, dove pure la base installata pari a oltre 540 GW complessivi, è stata superata dall'installato totale cinese pari a oltre 670 GW, ad un ruolo da comprimario.

La **produzione di energia elettrica in Europa nel 2017**, è stata pari a circa **3.200 TWh**, con un ruolo non ancora preponderante da parte delle **fonti rinnovabili**, che hanno pesato per circa il **30% della produzione elettrica totale**.

Un ruolo importante, in termini di produzione di energia elettrica, a livello europeo, è ancora ricoperto dalle **fonti tradizionali**, ed in particolare dal **gas naturale (20%)**, il **carbone (23%)** e il **nucleare (25%)**.

Nel complesso le rinnovabili pesano quindi «solo» per il 30% a livello europeo, con l'eolico a garantirsi la lion's share (quasi il 40% della quota di sole rinnovabili), seguito dall'idroelettrico e, con un certo distacco, dal fotovoltaico.

È evidente tuttavia che la «media» europea è il frutto di situazioni molto diverse tra loro.

La **produzione di energia elettrica in Germania nel 2017**, è stata pari a circa **654 TWh**, con un peso da parte delle **fonti rinnovabili** che ha raggiunto il **33% della produzione totale**. Tuttavia, **carbone e nucleare** hanno ancora un ruolo importante, in termini di produzione di energia elettrica, e contribuiscono rispettivamente per il **37%**, il primo, ed il **12%**, il secondo, sul mix di produzione nazionale.








L'anno 2017, ha visto la **Germania installare complessivamente circa 8,5 GW di nuova potenza da fonti rinnovabili** (contro i 900 MW dell'Italia).

La classifica delle installazioni è stata guidata dall'**eolico on-shore** con un contingente installato di circa **5,3 GW**, seguito dal **fotovoltaico** al secondo posto con **1,75 GW** di nuova potenza e dall'**eolico off-shore** al terzo con **1,3 GW installati**. Di poco rilievo sono state invece le nuove installazioni relative ai **settori idroelettrico, biomasse e geotermico**, che hanno visto, nel 2017, **installazioni molto contenute** e nell'**ordine della decina di MW**.

La **produzione di energia elettrica in Francia nel 2017**, è stata di poco oltre i **529 TWh**, con un peso da parte delle **fonti rinnovabili** che ha raggiunto solo il **18% della produzione totale, anche in conseguenza del ruolo ancora «fortissimo» esercitato dal nucleare (72% della produzione totale)**. L'anno 2017, ha visto in Francia **installazioni complessive per circa 2,7 GW di nuova potenza da fonti rinnovabili** (3 volte l'Italia). La classifica è stata guidata dall'**eolico** con un contingente installato di circa **1,7 GW**, seguito dal **fotovoltaico** al secondo posto con **0,9 GW** di nuova potenza. Anche qui, come in Germania, sono state di poco rilievo le nuove installazioni relative ai **settori idroelettrico e biomasse**, che hanno visto, nel 2017, **installazioni molto contenute** e nell'**ordine della decina di MW**.

La **produzione di energia elettrica in UK** nel 2017, è stata pari a circa **336 TWh**, con un peso da parte delle **fonti rinnovabili** che ha superato il **29% della produzione totale**. **Gas e nucleare** hanno ancora un ruolo importante, in termini di produzione di energia elettrica, e contribuiscono rispettivamente per il **41%** il primo ed il **21%** il secondo, e coprono una quota totale del **62%** sull'intera produzione. **L'anno 2017, ha visto il Regno Unito installare complessivamente oltre 5,3 GW di nuova potenza da fonti rinnovabili**. La classifica è stata guidata dall'**eolico** con un contingente installato di circa **4,3 GW**, di cui circa il **40% di eolico off-shore**, seguito dal **fotovoltaico** al secondo posto con **0,9 GW** di nuova potenza. Anche in questo caso sono state di poco rilievo le nuove installazioni relative ai **settori idroelettrico e biomasse**, che hanno visto, nel 2017, **installazioni molto contenute** e nell'ordine delle decine di MW.

Nonostante questi andamenti mettano chiaramente in luce come i numeri dell'Italia siano significativamente più contenuti (e maggiori però di Paesi come la Spagna, dove le rinnovabili sono in crisi ormai da un triennio, ed ovviamente di Paesi emergenti come la Polonia), **il quadro d'insieme del peso delle "rinnovabili" sulla produzione elettrica ci vede ancora in testa in Europa**. Segno questo inequivocabile che, al di là del dibattito sui costi delle rinnovabili, nel nostro Paese non è possibile prescindere da queste nuove forme di generazione di energia.

PAESE	FOTOVOLTAICO	EOLICO	IDROELETTRICO & POMPAGGI	BIOMASSE	GEOTERMICO	PETROLIO	CARBONE	GAS	NUCLEARE	
	9%	6%	14%	6%	2%	37%	6%	12%	45%	0%
	6%	16%	3%	8%	0%	33%	4%	37%	13%	12%
	5%	18%	8%	2%	0%	33%	13%	17%	16%	21%
	4%	11%	9%	6%	0%	30%	2%	23%	20%	25%
	3%	15%	3%	8%	0%	29%	1%	7%	41%	21%
	2%	5%	10%	2%	0%	19%	1%	1%	7%	72%
	0%	8%	1%	6%	0%	15%	3%	77%	5%	0%

Il futuro delle Rinnovabili in Italia secondo la Strategia Energetica Nazionale

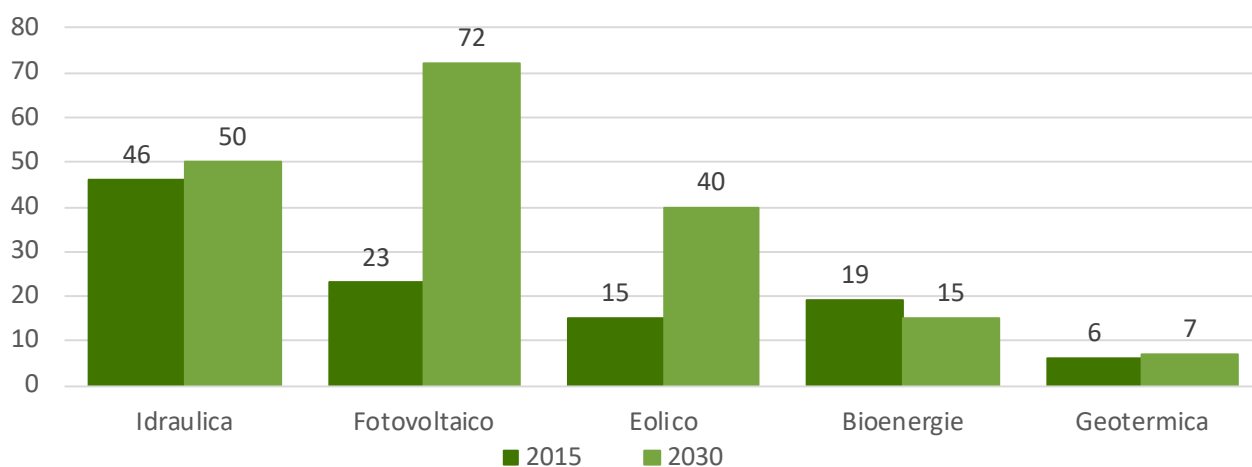
La **Strategia Energetica Nazionale 2017** – coerentemente con quanto previsto dal Renewable Energy Directive della UE, rispetto al quale rappresenta uno dei primi esempi di implementazione tra i Paesi europei – è stata emanata dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare nel **Novembre 2017** e costituisce l'ideale proseguimento della SEN 2013. La SEN 2017 traccia le linee guida riguardanti il comparto energetico italiano da qui al 2030 in termini di **fonti rinnovabili, efficienza energetica, phase out dal carbone, sicurezza energetica e competitività dei mercati energetici**.

Senza entrare nei dettagli, che sono comunque riportati nel testo del Rapporto, è qui rilevante sottolineare che **carbone e petrolio praticamente sono previsti scomparire già dal 2025 dal mix di generazione elettrica, sostituiti da un uso maggiore di gas e soprattutto FER.**

In particolare è previsto che le **FER aumentino del 70% il loro contributo rispetto al 2015.**

Tra le diverse fonti rinnovabili – come evidenziato nel grafico – vi è però una **grande differenza in termini di sviluppo atteso**: mentre **eolico e fotovoltaico sono previsti in grande aumento (x2,5 il primo, x3 il secondo rispetto ai dati odierni)**, **l'idroelettrico e il geotermico sono previsti pressoché costanti**, mentre le **biomasse addirittura (ma pare ovvio considerando il trend di mercato) in calo.**

Evoluzione generazione da fonti rinnovabili (TWh)



Il fotovoltaico è previsto arrivi nel 2030 a 72 TWh (partendo da 23 TWh del 2015, mentre l'eolico è previsto a 40 TWh (partendo dai 15 TWh del 2015).

Ma cosa vogliono dire questi obiettivi di produzione se tradotti in potenza installata, in numero e dimensione degli impianti? La SEN si limita infatti a parlare di generazione elettrica, senza dare ulteriori dettagli su come si pensa sia distribuita la capacità di generazione.

Complessivamente la nuova potenza fotovoltaica da installare da qui al 2030 per raggiungere gli obiettivi di produzione della SEN deve essere nell'intorno di 36 GW, ossia quasi 2 volte quella già presente alla fine del 2017.

Tradotto in obiettivi annuali si tratta di **2,8 GW all'anno** (circa **sette volte tanto le installazioni attuali**), di cui **1 GW da impianti utility scale (> 1 MW)** e **1,8 GW da impianti di piccola taglia (< 1 MW)**.

Si noti come **la generazione da impianti «utility scale» dovrà essere preponderante** rispetto alle altre, **con gli impianti residenziali (sotto 20 kW) che comunque dovranno crescere a ritmi di circa 850 MW l'anno** (rispetto ai 200 MW del 2017).

La nuova potenza eolica da installare da qui al 2030 per raggiungere gli obiettivi di produzione della SEN deve essere nell'intorno di 10 GW, ossia circa pari a quella presente alla fine del 2017. La generazione da impianti «utility scale» è ancor più importante che per il fotovoltaico con le ipotesi che si sono fatte, superando il **90%**. Per raggiungere questi obiettivi bisognerà installare circa **770 MW all'anno (più del doppio di ora)**, quasi totalmente riferiti a impianti di grande taglia.

In termini di investimenti – considerando la distribuzione per taglie che sia coerente con gli obiettivi e ipotizzando una ulteriore, ma limitata, riduzione dei costi di installazione – **il controvalore atteso si attesta nell'ordine dei 60 miliardi di €, circa 4,5 miliardi di € l'anno**, contro gli 1,6 miliardi di € investiti nel 2017.

Senza contare il tema del consumo di suolo. **Il fotovoltaico ha una densità di circa 30 - 40 MW/km²** e l'attuale normativa non consente un accesso di quello installato su aree agricole alle tariffe di supporto. **L'eolico ha una densità energetica maggiore guardando alla singola turbina**, ma necessita di grande spazio tra di esse, che porta questo valore intorno ai **7 - 8 MW/km²**; tuttavia questo consente l'utilizzo anche agricolo del territorio tra gli aerogeneratori, **comportando un effettivo "consumo di suolo" nettamente inferiore al fotovoltaico.**

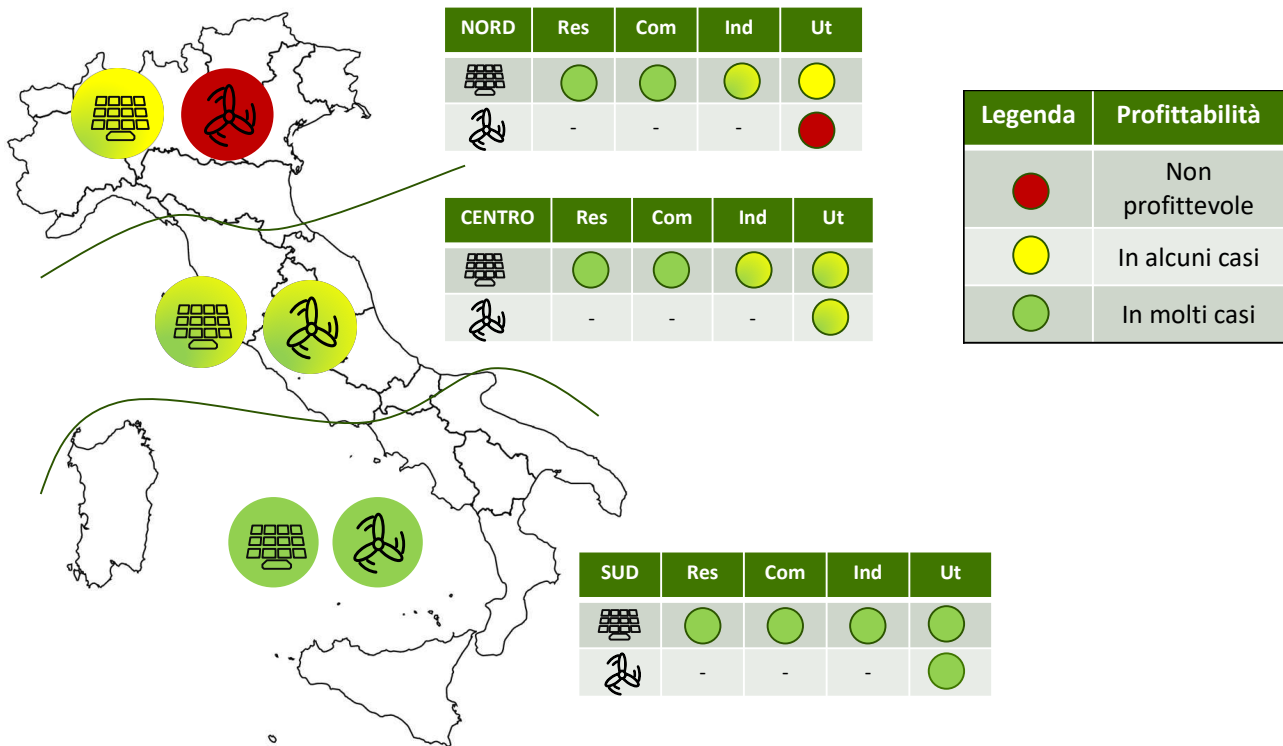
Per quanto riguarda il **fotovoltaico** nella SEN si fa riferimento allo sfruttamento in primo luogo delle **aree industriali dismesse**. Queste, secondo **un'indagine ISTAT del 2011**, hanno una superficie pari a **9.000 km²**. Considerando un consumo di suolo indicato in precedenza, pari a **30 – 40 MW/km²** e il totale delle installazioni «utility scale» previste, pari a **15 GW**, **l'area totale necessaria è di circa 375 – 500 km², ovvero il 4 – 5% di questa superficie.**

Per quanto riguarda **l'eolico** invece **l'area necessaria**, considerando le ipotesi fatte in precedenza e **10 GW** da installare, è **pari a circa 1.250 – 1.400 km²**. Come detto, l'eolico non è incompatibile con i terreni agricoli, quindi quest'area può essere confrontata con questa tipologia di terreni. Utilizzando i valori **ISTAT** dell'ultimo censimento del **2010** possiamo notare come **la superficie agricola non utilizzata (SANU) sia pari a circa 6.000 km²**, e quindi l'area occupata da impianti eolici sarebbe il **21 - 24%** di tale superficie, mentre rispetto a quella **agricola totale (SAT) è pari allo 0,7% circa**. Ovviamente diverso è il discorso per quanto riguarda il **repowering**, che non richiederebbe ulteriore consumo di suolo.

In assenza di stimoli al mercato, appare quindi assai difficile arrivare a questi livelli di crescita, che peraltro sono indispensabili se si vuole centrare l'obiettivo della SEN (obiettivo che è bene ricordarlo però è solo indicativo e non vincolante per il nostro Paese). **In parte l'atteso «Decreto Rinnovabili» può rappresentare una prima risposta**, forse però non sufficiente e sicuramente non esaustiva per il periodo considerato.

La Strategia Energetica Nazionale "messa in pratica": fattibilità e costi per lo Stato ... ed una proposta di strumento alternativo

Nel Rapporto si è analizzata con grande dettaglio la sostenibilità economica degli investimenti in impianti rinnovabili fotovoltaici ed eolici, in diverse configurazioni di taglia e di posizionamento geografico (e di conseguenza irraggiamento e ventosità). Rimandando al testo esteso per la valutazione delle singole configurazioni, **è tuttavia interessante in questa sede presentare il grafico complessivo a livello italiano.**



Nel complesso la situazione appare positiva, anche se più per il fotovoltaico che per l'eolico. Entrambe tuttavia hanno compiuto **un miglioramento significativo** rispetto a qualche anno fa, grazie al progresso delle tecnologie **sia in termini di performance che di riduzione dei costi**, e alla maturazione del settore.

Le differenze si avvertono maggiormente per impianti **di grande taglia**:

- Il **fotovoltaico al Nord** è profittevole solamente in **pochi casi**, con CAPEX bassi e alto PMZ; al **Centro** la situazione migliora lievemente, mentre al **Sud** lo è anche per **prezzi dell'energia più bassi**;
- L'**eolico** ha una suddivisione ancora più marcata: per l'assenza di siti adeguati al **Nord** non è **mai conveniente**; al **Centro** lo è in certe zone e con un prezzo dell'energia favorevole, mentre al **Sud** lo è **più frequentemente**.

Bisognerà poi valutare l'immissione di una tale quantità di energia da fonti non programmabili sia in termini di stabilità del sistema che per quanto riguarda il prezzo a cui verrà transata l'elettricità. La situazione attuale – con la cartina certo non tutta colorata di verde acceso – non è tuttavia **sufficiente** a garantire l'ammontare di **installazioni previsto nella SEN**, visto che permangono diverse zone di criticità.

Vi è poi il tema non affatto banale del costo per lo Stato dei nuovi strumenti di supporto previsti per favorire le installazioni. Nella SEN e nella nuova bozza del decreto relativo alle rinnovabili sono stati ipotizzati invece **contratti per differenza (CFD) "a due vie"**.

Nel Rapporto sono stati analizzati due casi di questi contratti: uno in cui il prezzo fisso è stato posto pari a **50 €/MWh**, molto competitivo, il secondo in cui è stato posto pari a **60 €/MWh**, più conservativo.

L'analisi è stata effettuata solamente per gli impianti di taglia maggiore, pari a **30 MW**, sia eolici che **fotovoltaici**, questi ultimi solo nella configurazione con tracker, e a **CAPEX intermedi (800 €/kW per il FV e 1.200 €/kW per l'eolico)**. Per quanto riguarda il **fotovoltaico l'analisi è stata fatta per zona**

(Nord, Centro e Sud) con i rispettivi irraggiamenti; per quanto riguarda l'eolico si è ipotizzato un solo valore di ore di funzionamento annuale, pari a 2.400 ore annue.

		CFD a due vie					
		Strike price 50 €/MWh			Strike price 60 €/MWh		
Scenario di prezzo	Impianto	IRR Levered	PBT	Costo a Impianto per lo Stato* (€)	IRR Levered	PBT	Costo a Impianto per lo Stato* (€)
PUN stabile	FV Nord	1,3%	> VU	2.940.083	6,2%	> VU	- 2.195.698
	FV Centro	4,4%	> VU	1.060.498	10,9%	10	- 4.717.256
	FV Sud	8,1%	23	1.860.185	16,0%	7	- 4.559.542
	Eolico	4,2%	> VU	4.248.187	7,8%	24	- 3.913.442
PUN in crescita	FV Nord	3,6%	> VU	7.217.571	7,7%	26	2.081.790
	FV Centro	6,2%	> VU	5.742.660	11,8%	10	- 35.094
	FV Sud	9,7%	22	7.716.222	16,5%	7	1.296.495
	Eolico	5,1%	> VU	11.011.302	8,5%	24	2.849.674

		CFD a due vie	
		Strike price: 50 €/MWh	Strike price: 60 €/MWh
Scenario di prezzo	Impianto	Costo Tot per lo Stato* (M€)	Costo Tot per lo Stato* (M€)
PUN stabile	FV Nord 155 impianti 	456	- 340
	FV Centro 129 impianti 	137	- 609
	FV Sud 160 impianti 	289	- 730
	Eolico 303 impianti 	1.394	- 1.285
	TOT  	2.275	- 2.963
PUN in crescita	FV Nord 155 impianti 	1.119	323
	FV Centro 129 impianti 	741	- 5
	FV Sud 160 impianti 	1.235	207
	Eolico 303 impianti 	3.614	935
	TOT  	6.709	1.461

I casi analizzati conducono a **risultati profondamente diversi**:

- Nel caso in cui il CFD sia fissato su uno **strike price di 50 €/MWh** entrambi gli scenari di prezzo sono **molto sfavorevoli ai proprietari di impianti**, producendo un **surplus per lo Stato di 2,3 miliardi di €** nel primo caso e di **6,7 miliardi di € nel secondo**. Considerando i **20 anni di contratto** si tratta di circa **115 M€/anno**, nel primo caso, e di **335 M€/anno**, nel secondo, dovuto al fatto che **il PUN rimane sempre oltre tale «strike price»** e gli operatori restituiscano l'extra-profitto;
- Nel caso in cui il CFD sia fissato su uno **strike price di 60 €/MWh** gli impianti ottengono **rendimenti accettabili** (escluso un impianto fotovoltaico nella zona del Nord), mentre **la spesa per lo Stato è profondamente diversa nei due scenari**: nel caso di PUN stabile l'esborso è di **quasi 3 miliardi di €**, mentre se il PUN aumentasse avrebbe un **surplus di 1,5 miliardi di €**. In termini di costo o surplus annuale si avrebbe una spesa di **150 M€/anno** nel primo caso e un risparmio di **75 M€/anno** nel secondo.

Per dare un'idea del «peso» di questo meccanismo si pensi che il **V Conto Energia** ha un **costo annuale di 700 M€**.

La dipendenza così forte dall'andamento del prezzo dell'energia, anche se intrinseca nel modello, **appare come un ulteriore e significativo fattore di rischio** (a ben vedere per entrambe le parti, sia gli investitori privati che lo Stato).

E' indispensabile infine sottolineare come lo strumento di PPA (Power Purchase Agreement) **che è individuato dalla SEN come l'ideale prosecuzione dei CFD**, facendo entrare in gioco la controparte privata e quindi **lasciando al mercato di adeguare caratteristiche contrattuali e tariffe, non sia ancora "maturo" per le caratteristiche del mercato Italiano**.

In buona sostanza, appare **necessario trovare un meccanismo più efficace** o in alternativa rivedere le previsioni di sviluppo.

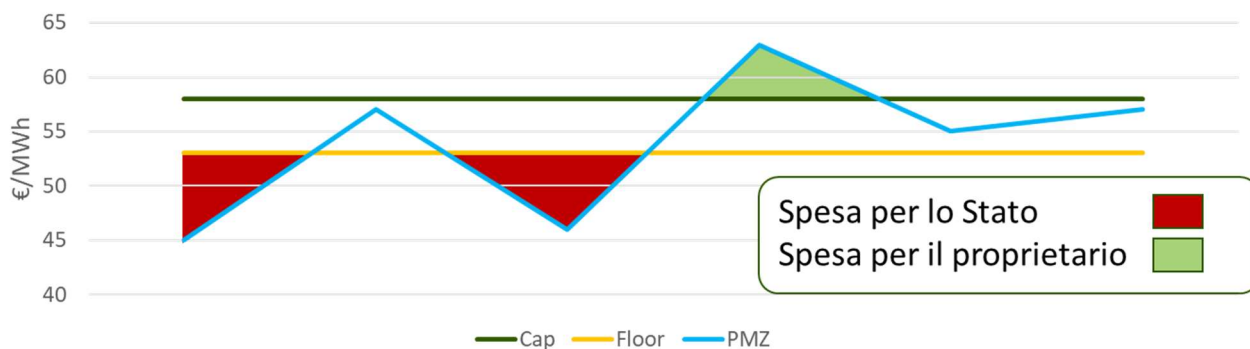
Se si vuole perseguire la prima strada, ovvero la definizione di un meccanismo di accompagnamento più efficace, la **discussione con gli operatori del settore e partner della ricerca**, ci ha permesso di **formulare una ipotesi di strumento alternativo**.

Questa ipotesi – che in realtà ha già degli antecedenti ad esempio nel sistema australiano – **ha le caratteristiche di un CFD a due vie «con banda di oscillazione»**.

Un CFD con banda è assimilabile a un contratto a due vie, ma **vengono definiti due valori** invece che fissare uno *strike price*: il **prezzo inferiore, floor**, e il **prezzo superiore, cap**:

- **PUN < floor**: la controparte, ipotizziamo lo Stato, paga la differenza
- **Floor < PMZ < cap**: il proprietario riceve il PMZ
- **PUN > cap**: il proprietario dell'impianto restituisce la differenza

Contract for difference con banda



Scenario di prezzo	Impianti	CFD a due vie semplice		CFD a due vie con banda
		Strike price 50 €/MWh	Strike price 60 €/MWh	Floor = 53 €/MWh Cap = 58 €/MWh
		Costo Tot per lo Stato (M€)	Costo Tot per lo Stato (M€)	Costo Tot per lo Stato (M€)
PUN stabile	FV Nord 155 impianti	456	- 340	48
	FV Centro 129 impianti	137	- 609	- 181
	FV Sud 160 impianti	289	- 730	- 198
	Eolico 303 impianti	1.394	- 1.285	- 55
	TOT	2.275	- 2.963	- 386
PUN in crescita	FV Nord 155 impianti	1.119	323	583
	FV Centro 129 impianti	741	- 5	288
	FV Sud 160 impianti	1.235	207	560
	Eolico 303 impianti	3.614	935	1.740
	TOT	6.709	1.461	3.171

Appare evidente che il CFD «con banda di oscillazione» ha l'effetto di mitigare il rischio tra le due parti: se fissata adeguatamente, la «banda» può portare a risultati positivi sia per lo Stato che per i proprietari di impianti e può quindi più facilmente portare il mercato verso la necessaria maturità dei PPA Corporate (dove peraltro potrebbe usarsi il medesimo sistema, volendo). Bisogna inoltre considerare che i risultati sono fortemente «ancorati» alla situazione attuale di costi: una riduzione dei CAPEX nelle due tecnologie può portare i risultati entro la soglia di accettabilità.

Il CFD «con banda di oscillazione» è una possibile risposta, certo non l'unica, al tema sollevato. Di certo è però necessario che una soluzione venga trovata, attraverso il coinvolgimento di tutti gli attori e stakeholder del mercato. La posta in gioco – non solo la SEN ma evidentemente anche il rilancio dell'intero sistema economico connesso alle rinnovabili – è troppo alta perché non vi sia la volontà di raggiungere l'obiettivo.

La propensione al revamping/repowering: una possibilità concreta di valorizzazione del parco installato in Italia

Nel Rapporto si è dato ampio spazio – **attraverso una estensiva indagine empirica che ha coinvolto oltre 300 operatori** – anche alla tematica del revamping/repowering del parco installato, come possibilità concreta di valorizzazione del parco installato.

Complessivamente il 41% degli operatori dichiara di avere già effettuato interventi di ammodernamento, ed un ulteriore 20% dichiara di averli in programma. Ne consegue che – generalizzando i risultati – **più della metà del parco rinnovabile italiano (per potenza installata) è stato o sarà soggetto ad interventi di revamping/repowering.**

La propensione agli interventi di ammodernamento è però piuttosto variegata se si guarda alle diverse fonti, **passando dal caso delle biomasse che** – nonostante la citata crisi degli investimenti nel mercato primario – **sembra catalizzare gli interessi di revamping/repowering soprattutto alla luce del nuovo decreto che incentiva il biometano per uso nei trasporti, sino al caso dell'idroelettrico dove l'oltre 60%** dichiara di aver già fatto o ha intenzione di effettuare interventi di ammodernamento.

Laddove sono stati effettuati gli interventi, gli **incrementi di prestazione a valle dell'ammodernamento sono evidenti e significativi.** Se appare abbastanza scontato che una grande percentuale (quasi il 75%) del campione abbia riscontrato aumenti di performance, è interessante notare che **più di metà di questi abbia registrato incrementi superiori al 5%.**

Gli interventi effettuati sono stati anche – con una certa cautela a dire il vero, con la grande maggioranza (più del 75%) che si pone su posizioni più intermedie – supportati dalla possibilità di preparare il proprio impianto allo sfruttamento delle potenzialità del Mercato dei Servizi di Dispacciamento, ossia il mercato dove Terna si approvvigiona delle risorse necessarie per il bilanciamento dei flussi energetici sulla rete elettrica nazionale.

Non è un caso, infatti, che ben il **60% degli intervistati abbia risposto positivamente** alla volontà di **inserire sistemi di accumulo/storage dell'energia e pompaggi all'interno di parchi di generazione di energia rinnovabile.**

Un segno che i sistemi di accumulo stanno iniziando ad interessare gli operatori, anche se ancora due terzi di questi pensino che l'implementazione avverrà nel medio-lungo termine.

Coloro che invece non hanno effettuato e non hanno in piano interventi di ammodernamento (il 40% complessivo del campione) hanno indicato la bassa sostenibilità economica come il maggior elemento di criticità, seguito però da problematiche a livello legislativo: queste riguardano la **complessità degli iter legislativi, l'elevato potere in mano alle PA locali e la mancanza di iter ad hoc per impianti già operativi.**

Nel fotovoltaico, **l'intervento di revamping/repowering più diffuso ha riguardato la sostituzione di moduli deteriorati oltre le previsioni iniziali riguardo il loro decadimento prestazionale (il 40% del campione).** La principale **causa scatenante** è stata, per il **24%** degli interventi di ammodernamento la **correzione di errori progettuali** commessi durante la fase di corsa **agli incentivi dei vari conti energia.** I risultati degli interventi sono stati decisamente positivi, con il **61% degli intervistati che dichiara aumenti del performance ratio.** Viceversa, il maggior freno agli interventi di ammodernamento è stata la **bassa sostenibilità economica dell'intervento (per il 35%**

del campione) che non ha peraltro particolarmente beneficiato dei supporti del Piano Industria 4.0 (con solo il 17% del campione che dichiara di avervi avuto accesso).

Nell'**eolico** vi è una netta prevalenza degli interventi di **revamping «light»**, indicati dal **61%** del campione come l'operazione maggiormente effettuata. Il principale motivo dietro gli interventi è da ricercarsi nell'**evoluzione tecnologica dei componenti (39%)**. Ben **l'83% degli intervistati ha registrato un aumento del PR**, e per molti di loro **superiore al 5% (63%)**. Diversamente dal fotovoltaico, la principale barriera è stata la **manca di iter autorizzativi ad hoc (46%)**.

Per quanto riguarda l'**idroelettrico** è l'**installazione dei sistemi di monitoraggio** l'intervento più «gettonato» tra gli operatori (**40%**), causato da un'evoluzione dei sistemi di automazione e monitoraggio (**26%**). Anche in questo caso **circa il 64%** degli intervistati ha registrato incrementi nel PR e più della metà di essi (**54%**) **superiori al 5%**. Come per l'eolico, **la maggior barriera è stata normativa: il 45% vede gli iter autorizzativi troppo lunghi e complessi** come la più grande difficoltà per poter implementare interventi di revamping/repowering.

Le biomasse mostrano una predilezione per l'installazione **di sistemi di monitoraggio avanzati (48%)** che permettono una gestione oculata della produzione grazie al controllo simultaneo di numerose variabili che agiscono sul *digestore*. Proprio **l'evoluzione di questi sistemi** è stata indicata come la causa maggiore di implementazioni di azioni correttive (**21%**). È comunque da rilevare una buona percentuale di risposte (**19%**) che indicano nell'upgrade a biometano una buona opportunità per il futuro in seguito all'approvazione del decreto, che potrebbe fungere da volano per il settore. La percentuale di coloro che hanno registrato un aumento del PR è inferiore rispetto alle altre fonti, ma comunque pari al **50%**. La maggiore barriera è in questo caso la **bassa sostenibilità economica** degli interventi (**43%**).

È però interessante anche focalizzare l'analisi sui *player* più «rappresentativi» del mercato, ovvero sui **proprietari di asset che «pesano» con i loro impianti per diverse decine o centinaia di MW l'uno sul mercato e che rimangono nella «top 10» per base installata in Italia nella loro categoria**. Se si limita l'analisi a questi operatori, il quadro che esce è ancora più interessante per quanto riguarda la propensione agli interventi di revamping/repowering.

Il 55% dei principali operatori di mercato ha effettuato, o effettuerà a breve, interventi di revamping/repowering, ed un ulteriore 10% lo sta pianificando. Questo è ancor più vero per il **fotovoltaico e l'eolico** dove la **quasi totalità dei soggetti intervistati** o ha già fatto interventi, o pianifica di mettere «mano» ai propri impianti nel breve termine, mentre per **le biomasse oltre l'80%** riferisce che ad oggi non ha ancora effettuato interventi ma **che li prevede di fare nei prossimi 2 anni**.

Considerando il **parco installato** sotto il controllo di questi operatori, **la potenza complessivamente soggetta a revamping/repowering arriva a circa 3.000-3.500 MW** da fonte rinnovabile, ovvero il **6% del totale del parco installato italiano**.

Anche con riferimento alle **principali barriere** legate all'implementazione di interventi di ammodernamento **le differenze rispetto all'analisi generale sono evidenti**. La bassa sostenibilità economica è ancora presente, ma in misura inferiore. **Ciò che invece appare molto più problematico sono le tematiche legislative e in particolare gli iter autorizzativi, considerati troppo lunghi e complessi da oltre il 70% del campione**.

Il mercato atteso nel periodo 2018-2020: le previsioni di Energy & Strategy

Il mercato atteso delle installazioni da rinnovabili, così come delineato nelle slide precedenti, può essere quindi stimato nel prossimo triennio tra gli 8 ed i 10 GW complessivi, di cui circa il 25% (una quota quindi comunque non trascurabile) derivante da interventi di *revamping/repowering*.

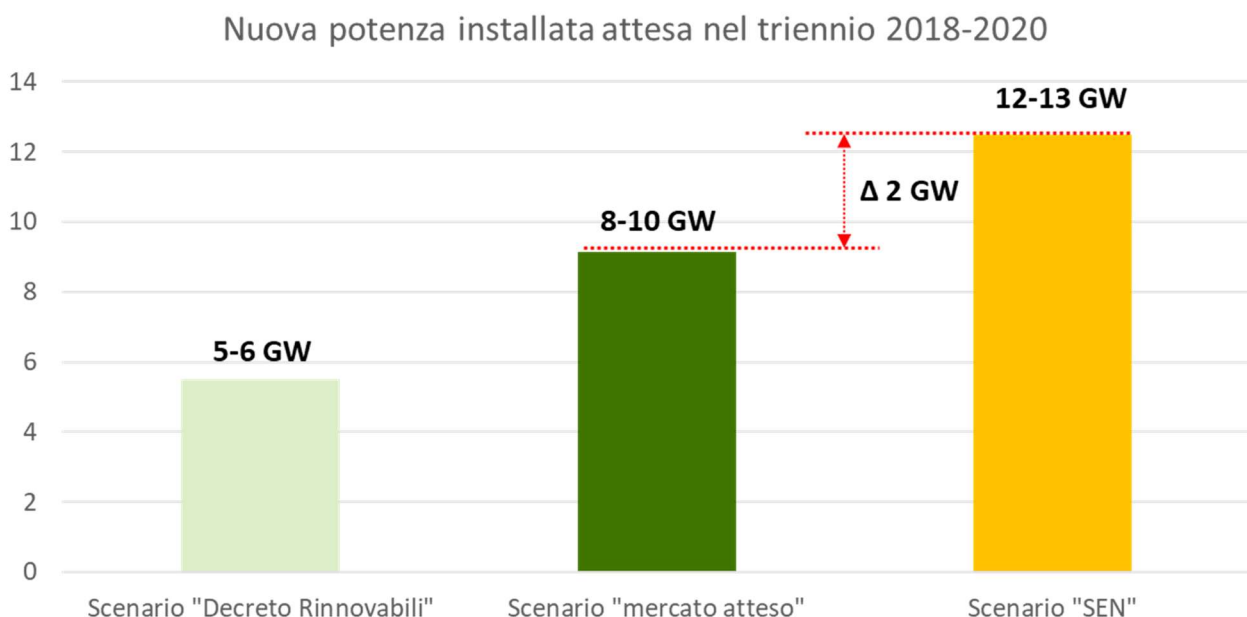
Il fotovoltaico rappresenterà oltre il 55% del totale del nuovo installato, seguito dall'eolico con il 35%. Rispetto a quanto osservato quindi rispetto al triennio trascorso ci si attende un ulteriore «sbilanciamento» a favore della fonte solare. Sbilanciamento che, come accennato in precedenza, sarà anche probabilmente il frutto della competizione diretta (sulla stessa quota di contingente) prevista dal nuovo Decreto Rinnovabili.

Nel complesso per il fotovoltaico pare ragionevole attendersi installazioni nell'ordine dei 4,5 – 5 GW nel triennio (pari a circa a circa 1,5 GW all'anno). Di questi la grande parte è ascrivibile ad impianti di taglia medio-grande (sopra 1 MW) con oltre 3,5 GW costituiti da impianti che probabilmente non avranno nemmeno bisogno di sistemi di supporto.

Nel caso dell'eolico invece pare ragionevole attendersi installazioni nell'ordine di 1,5 – 2,2 GW nel triennio (pari a circa 600 MW all'anno). Largamente minoritario il ruolo del mini-eolico, mentre saranno i parchi di medie e grandi dimensioni a catturare l'interesse degli investitori.

Idroelettrico, geotermico e impianti alimentati da gas provenienti dalle discariche esaurite (secondo la classificazione del Decreto Rinnovabili) giocheranno – almeno per tutto il prossimo triennio - un ruolo da «gregario», contribuendo nel complesso per una nuova potenza installata che non andrà oltre i 400 MW (ad un passo quindi tra i 100 ed i 130 MW complessivi all'anno, in linea con quanto osservato nel recente passato).

Se si confronta l'andamento atteso dal mercato con quanto previsto – per il medesimo periodo – dal Decreto Rinnovabili e dalla SEN, si ottiene il grafico seguente.



Il bicchiere “mezzo pieno” riguarda la distanza (tra i 2 ed i 4 GW) tra la somma dei contingenti previsti dal Decreto nel periodo 2018-2020 ed il mercato atteso. Segno comunque inequivocabile del fatto che esiste – ed è comunque significativo – un mercato delle nuove installazioni da fonti rinnovabili che **non dipende da sistemi di supporto** ed è quindi in grado di esplicitare una domanda autonoma anche nel nostro Paese.

Il bicchiere “mezzo vuoto” riguarda invece la distanza, o meglio sarebbe a dire il ritardo di quasi 2 GW che si accumulerebbe nel prossimo triennio rispetto agli obiettivi SEN, considerando quindi la distanza tra il «passo» atteso delle installazioni e quello che si dovrebbe invece tenere per centrare gli obiettivi della SEN.

Se è vero quindi che ci si attende un «salto» nelle installazioni annuali (3.000 MW contro i quasi 900 del 2017, + 330%), non è ancora sufficiente a garantirci il raggiungimento dell’ambizioso scenario SEN.

Quali le strade per aumentare le installazioni?

Sicuramente vi è un tema – ampiamente dibattuto nel capitolo 4 – relativo a come **garantire in maniera più efficace di come si sia ipotizzato sino ad ora l’accompagnamento di fotovoltaico ed eolico verso forme pure di mercato.**

Vi è poi la **delicata questione delle aste neutre**, che pare come visto privilegiare il fotovoltaico, ma che forse non tiene in debito conto la diversità tra le diverse fonti e la loro capacità di distribuire la produzione (che impatto avremmo sul prezzo dell’energia nelle ore centrali della giornata in una condizione “teorica” in cui tutto il contingente vada appannaggio del fotovoltaico?)

Vi è infine - **e va ancora ricordato nonostante sia una costante ormai da quasi un decennio – l’impatto dell’incertezza politica e legislativa**, che ci fanno commentare una SEN ed un Decreto Rinnovabili (peraltro ancora in bozza) elaborate da un Governo non più in carica e con una elevata probabilità di essere riviste (anche pesantemente) da chi ne prenderà il posto.