

# Rinnovabili e mercato elettrico, dove siamo e dove stiamo andando

Redazione QualEnergia.it

Con la transizione verso le rinnovabili, in Italia abbiamo nuove sfide, sia nel disegno dei mercati che nell'assicurare l'adeguatezza del sistema nel medio e lungo periodo. Un'analisi tratta dall'ultimo Irex report di Althesys permette di capire meglio quello che sta succedendo e cosa potrebbe accadere.



CONDIVIDI

[f](#) [v](#) [G+](#) [in](#)

PDF

Le fonti rinnovabili non programmabili in questi anni hanno cambiato il sistema elettrico italiano e continueranno a farlo.

Davanti abbiamo **nuove sfide**, sia nel disegno dei mercati che nell'**assicurare l'adeguatezza** del sistema nel medio e lungo periodo.

Un buon punto di partenza per capire cosa sta succedendo e cosa potrebbe accadere è l'ultima edizione dell'**Irex report**, che al tema dedica un intero capitolo.

La capacità di fronteggiare condizioni di carico crescente alla punta (adeguatezza a salire) e la flessibilità del parco impianti (adeguatezza a scendere) – è la premessa – sono condizioni chiave per la sostenibilità del sistema.

A riguardo i ricercatori di Althesys hanno ipotizzato **tre scenari** rispettivamente su breve (2021), medio (2026) e lungo periodo (2030), esaminando **due ipotesi** (base e sviluppo) di evoluzione della potenza installata, del fabbisogno e della domanda in potenza, in coerenza con le proiezioni del Piano di Sviluppo (PdS) 2017 di Terna e del piano decennale 2016 e 2018 (TYNDP) di Entso-e.

## Le ipotesi di evoluzione

Le proiezioni sull'installato **termoelettrico** considerano, in entrambi gli scenari, **10 GW di dismissioni al 2021** rispetto al 2016 e ulteriori 2 GW negli anni successivi, scendendo a 50 GW di potenza al 2026, mantenuta invariata al 2030.

Per l'**eolico** si assume una crescita che porta la capacità **tra gli 11,9 e i 16,2 GW** nel periodo 2021-2030 nello scenario "base" e **tra i 13,4 e i 19 GW** in quello "sviluppo".

Per il **fotovoltaico**, invece, si prevede un installato oscillante tra i 21,4 e i 25,2 GW nel periodo 2021-2030 nello scenario "base" e tra i 24,6 e i **38,4 GW** in quello "sviluppo". **Invariati**, rispetto al 2016 per ogni scenario, l'**idroelettrico** e il **geotermico** con un contributo totale di circa 23 GW.

Per il **fabbisogno alla punta** si sono assunti i valori del **PdS 2017 di Terna** di 61,9 GW al 2021 e 62,8 GW al 2026 nello scenario "base", e di 64,1 e 66,3 GW rispettivamente al 2021 e 2026 nel caso "sviluppo". I valori al 2030 sono stati invece stimati in 64,15 (base) e **67,5 GW** (sviluppo).

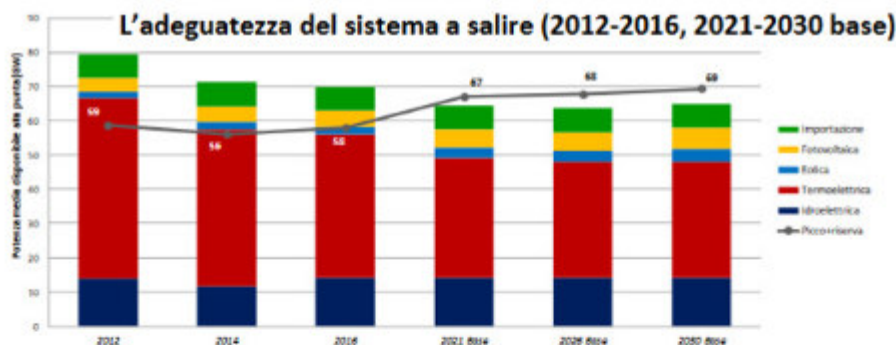
### L'adeguatezza a salire

Per valutare l'adeguatezza del sistema elettrico "a salire" nel 2016 e alle altre date considerate, lo studio valuta l'**andamento della capacità** media disponibile alla punta (incluso l'import) rispetto all'evoluzione del picco (compresa la riserva).

La potenza efficiente **al 2016** è di **112,7 GW**, di cui: 20% idroelettrica, 55% termoelettrica, 8% eolica e 17% FV. In base ai coefficienti di disponibilità alla punta per ogni tecnologia, risultano **62,9 GW disponibili al picco** di potenza, che nel 2016 è stato di 53,3 GW.

Considerando 4,6 GW di riserva, il fabbisogno alla punta è stato di 57,9 GW. Pertanto nel 2016 – emerge dall'analisi dell'Irex report – **il margine è stato di 11,9 GW**, comprensivo di 6,9 GW di import.

La situazione cambierebbe nel futuro, qualora la crescita della potenza elettrica rallentasse: le proiezioni di Althesys, **nello scenario base**, al 2021, 2026 e 2030 mostrano **un deficit di capacità di 2,6 GW al 2021**, e circa 4,2 GW al 2026 e al 2030.



Il quadro migliora nello **scenario "sviluppo"**, "pur registrando ancora margini non adeguati a fronteggiare l'evoluzione del carico alla punta", osservano gli autori del report. Al 2021, infatti, il margine è **negativo per 1,5 GW**, 2,5 GW al 2026 e poco più di 450 MW al 2030.

Per tali date, tuttavia, si osserva, dovrebbero essere realizzati i progetti esistenti di **interconnessione**, per 3 GW di capacità, riducendo così lo squilibrio del sistema.

### La flessibilità del sistema

Per valutare l'adeguatezza del sistema nel suo complesso – sottolineano gli analisti di Althesys – non si può prescindere dall'esaminare la flessibilità del parco impianti in condizioni di basso carico e **alta generazione rinnovabile**.

Nel 2016 il carico residuo (differenza tra fabbisogno e generazione incompressibile) ha toccato il suo minimo il 25 aprile (ore 13), con un valore di 4.882 MWh.

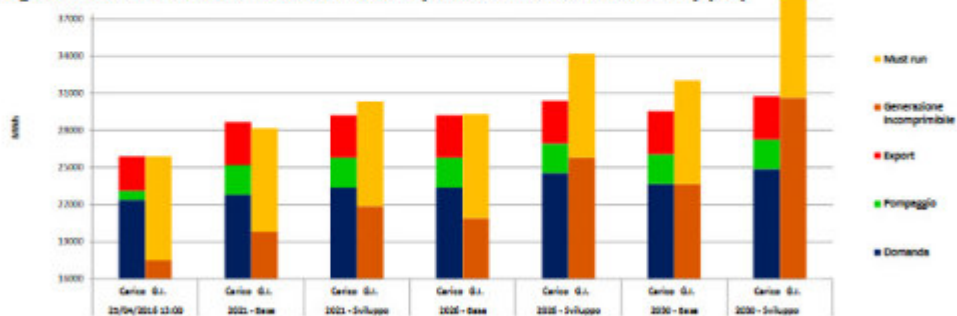
In tale condizione, grazie all'attuale capacità di pompaggio (5.070 MW) e a quella di esportazione (3.460 MW nel periodo estivo) **il sistema è riuscito a far fronte** all'immissione in rete di energia incompressibile (compreso tutto l'idroelettrico) unita alla produzione "*must run*" (computata come la generazione termoelettrica registrata nell'ora di carico minimo in esame).

Sulla base delle possibili evoluzioni del parco di generazione viste in precedenza, sia per lo scenario "base" che per quello "sviluppo", si è valutata l'adeguatezza a scendere, partendo dalle condizioni attuali, su tre orizzonti temporali (vedi grafico sotto - proiezioni del carico minimo elaborate in base agli scenari di crescita della domanda di Terna - PdS 2017).

**Nello scenario "base"** il grado di flessibilità del nostro sistema **risulta adeguato** a fronteggiare giornate di basso carico sia nel breve (2021) che nel medio periodo (2026), contrariamente a quanto si registra per il 2030.

Diversa la situazione **nel caso "sviluppo"**, in cui il sistema presenta diverse criticità su tutto l'arco temporale considerato, anche se va fatto notare che l'analisi "in un'ottica prudentiale" **non considera la capacità di interconnessione** in progetto.

### L'adeguatezza del sistema a scendere (2016-2030 base, sviluppo)



Altro motivo per non preoccuparsi troppo è che ci stiamo attrezzando a questo cambiamento, ad esempio con l'apertura di MSD avviata proprio in questi giorni: "gli squilibri ipotizzati nel medio e lungo periodo - si legge nel rapporto - potranno, peraltro, essere gestiti con un diverso assetto del mercato dei servizi di dispacciamento."

Il fatto che le rinnovabili possano partecipare a MSD, infatti, si spiega, "ridurrà di fatto il peso della generazione incompressibile computata nelle simulazioni". Nel lungo periodo, infatti, si prevede che molti impianti rinnovabili, non godendo più di incentivi, potrebbero trovare remunerativo offrire riserva a scendere.

#### Gli impatti sui prezzi di mercato

Nonostante nel 2016 la generazione fotovoltaica sia scesa dell'1,7%, persiste il suo **effetto calmierante** sui prezzi di mercato nelle ore diurne di picco della domanda. Il valore del **peak shaving**, secondo la stima del nuovo Irex report, è stato di **402 milioni di euro nel 2016**, a fronte dei 586 dell'anno precedente, con un calo del 31,4%.

Nelle fasce di alto carico la differenza di prezzo tra le ore diurne e serali è variata tra 2,4 e 21,7 €/MWh.

"Sebbene le dimensioni del fenomeno si siano ridotte, l'impatto economico della produzione fotovoltaica nelle ore diurne di punta della domanda è ancora significativo, considerati il calo dei consumi e la contestuale diminuzione dei prezzi elettrici", commentano gli analisti.

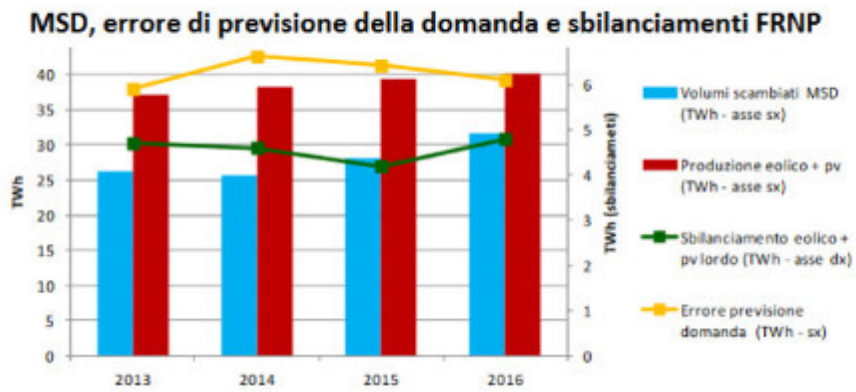
**Nel 2016**, infatti, la domanda è stata di 310.251 GWh contro i 316.897 dell'anno precedente (-2,1%). Il valore medio del PUN nel 2016, invece, è stato di 42,8 €/MWh, calato del 18% sul 2015.

#### Rinnovabili e dispacciamento

La quantificazione dell'impatto delle rinnovabili non programmabili (FRNP) sui volumi del MSD fatta dallo studio considera lo **scostamento tra previsione e consuntivo** di eolico e fotovoltaico, al netto dell'errore di previsione della domanda (dati di fonte Terna).

Nel 2016, emerge, ci sono stati **sbilanciamenti per 3.134 GWh**, pari al **9,9% dei volumi transitati sul MSD** (9,7% nel 2015). Nel 2016 si è verificato il simultaneo aumento degli sbilanciamenti di eolico

e FV (16%) e dei volumi movimentati sul MSD (+12%).



Nello stesso anno la generazione da FRNP è aumentata di 735 GWh. La crescita dei volumi sul MSD - va detto - è stata influenzata anche dal verificarsi di eventi straordinari, tra i quali la **crisi del nucleare francese** e i **comportamenti anomali** di alcuni operatori, finalizzati a trarre beneficio dai differenziali di prezzo tra MGP e MSD.