



Al Key di Rimini, Althesys con Marangoni ha presentato un'analisi del «sistema elettrico tra scenari di sviluppo rinnovabili e criticità geopolitiche emergenti»

4 Marzo 2026



La nuova crisi, determinata dal conflitto in Iran e Medio Oriente, si riflette rapidamente sui mercati, aumentando volatilità dei prezzi e pressione sui costi per imprese e sistemi produttivi e richiedendo politiche adeguate in grado di consentire un accesso stabile a fonti, infrastrutture e tecnologie energetiche.



A delineare gli scenari e le criticità emergenti in un quadro così complesso, e enormi le sfide che il mercato energetico è chiamato ad affrontare per traghettare l'Italia nell'attuale momento di grande incertezza, è lo studio **«Transizione energetica, tra scenari globali, tecnologie e governance»** presentato da

Alessandro Marangoni, CEO di Althesys (gruppo TEHA) oggi alla sessione inaugurale di Key alla Fiera di Rimini. Per l'economista *"L'instabilità geopolitica in Medio Oriente introduce incertezza nei mercati energetici globali, coinvolgendo aree chiave per la produzione e il transito di petrolio e gas e incidendo sulla volatilità dei prezzi. Le tensioni geopolitiche legate all'Iran alimentano un premio di rischio sui mercati energetici, sostenendo i prezzi del petrolio e mantenendo l'Europa esposta a potenziali shock di offerta e a maggiori costi di approvvigionamento. Un accesso stabile a fonti, infrastrutture e tecnologie energetiche è una componente essenziale per l'autonomia strategica e resilienza di Italia ed Europa. Questa situazione non solo non può farci dimenticare gli obiettivi sfidanti di decarbonizzazione al 2030 ma anzi deve essere completato e accelerato per ridurre i costi e aumentare la sicurezza"*.

Il documento presentato stamani offre un'analisi organica del **sistema elettrico europeo**. Anzitutto la politica energetica, elemento centrale per lo sviluppo economico e industriale. Lo studio evidenzia l'**evoluzione del mercato**, compreso l'impatto dei prezzi negativi nei principali mercati europei, con incidenze che vanno del 7% al 9% delle ore, ma anche il disaccoppiamento tra prezzo del gas e prezzo unico nazionale elettrico, tema centrale per l'Italia. Un altro fattore analizzato è quello delle **tecnologie** di generazione rinnovabile: se fotovoltaico ed eolico sono ormai maturi, altre tecnologie (eolico *off-shore*, agrivoltaico, idrogeno) hanno ancora ampi spazi di ottimizzazione. È fondamentale – sostiene l'analisi – aiutarne la crescita in modo organico e in ottica di sistema. Infine, le **infrastrutture**. Grazie al raddoppio dei limiti di trasporto delle principali connessioni elettriche per 29 GW (+107%), migliora la capacità di assorbimento della rete con le ore di congestione previste in diminuzione.

Target rinnovabili

Lo studio evidenzia che per cogliere i target di rinnovabili al 2030 – anche in uno scenario di transizione energetica più prudente (PNIEC Slow) – serve **un’accelerazione in particolare per l’eolico, che deve crescere tra gli 1,6 e i 2,9 GW annui rispetto a uno storico recente di 0,4-0,7 GW l’anno**. Nello scenario Slow, il fotovoltaico mostra un ritmo di crescita coerente con gli obiettivi; l’eolico invece è in ritardo con tassi storici di installazione ampiamente insufficienti. Nello scenario Policy, sia fotovoltaico che eolico devono accelerare rispetto al ritmo del periodo 2024–2025. Lo sviluppo delle rinnovabili, anche nello scenario PNIEC Slow, si stima porterà un **eccesso di produzione elettrica del 2,2% della domanda**: accumuli, idrogeno e nucleare sono possibili elementi mitiganti.

La corsa dei consumi e l’impatto dei data center

Capitolo domanda elettrica. Riuscirà l’intelligenza artificiale con il suo surplus di energia richiesta nei data center ad essere il driver energetico che la mobilità elettrica, le pompe di calore, l’idrogeno, e più in generale l’elettrificazione non sono riuscite ad essere? È questo il grande tema per il futuro, per alcuni una sfida dall’enorme impatto energetico, per altri l’ennesima bolla destinata a esplodere prima o poi. Dopo oltre un decennio di stagnazione dei consumi elettrici, la domanda in Italia è stimata in crescita; gli scenari al 2030 indicano tra 342 e 347 TWh, riportando i consumi su valori 2008. Le previsioni Snam-Terna del 2019 (pre-Covid) stimavano per il 2025 consumi di circa 332 TWh, risultando oggi sovrastimate di circa 21 TWh. Per i *data center*, oggi ci sono richieste di connessione per 69 GW, ma ne saranno realizzate solo una parte, difficile da stimare. In Italia nel 2024 i **data center** hanno consumato meno del 2% della domanda elettrica, mentre le stime al 2035 prevedono tra il 7,4%-12,7% dei consumi elettrici finali (dati Snam-Terna 2024).

Accumuli, idrogeno e nucleare

Tra le tecnologie emergenti ci sono gli accumuli, l’idrogeno e il nucleare. **Lo storage deve crescere tra 44 GWh (Pniec Slow) e 71 GWh (Pniec Policy) al 2030**: in questa configurazione le BESS sposterebbero circa il 10% della produzione del fotovoltaico. A giugno 2025 sono installati 6,8 GWh di accumuli e rispetto ai piani Terna restano da installare tra 37 GWh e 54 GWh al 2030. L’ultima asta MACSE di novembre scorso ha assegnato 9.968 MWh di capacità, con un prezzo medio di 12.959 euro per MWh l’anno con un forte ribasso rispetto alla base di 37.000 euro per MWh l’anno e una partecipazione quadrupla rispetto al contingente.

Infine, lo sviluppo dell’idrogeno che in Italia richiede ancora chiare indicazioni regolatorie: nel PNIEC Slow il consumo di elettricità per produrre idrogeno passerebbe dal 2% del 2030 al 6% del 2040, fornendo una soluzione all’*overgeneration*. Quanto poi alla progressione del nucleare (0,4 GW al 2035, 2 GW al 2040 e 8 GW al 2050) aiuterebbe a coprire il carico di base, riducendo l’installato rinnovabile di circa 30 GW rispetto allo scenario senza nucleare.