

Rinnovabili, progetti in forte calo: flessibilità e accumuli ridisegnano il mercato

Giulio Meneghello

15 Ottobre 2026

5 min

PRO



Salva questo articolo nel tuo archivio personale:

CATEGORIE: Rinnovabili

Nel primo semestre 2026 le iniziative censite dall'Irex diminuiscono del 24% e la potenza del 46%. All'Italian Renewables Investment Forum le strategie delle utility tra difficoltà autorizzative, connessioni e domanda elettrica incerta. Crescono il peso degli accumuli e la necessità di nuovi modelli di remunerazione.

Le iniziative censite dall'**indice Irex** nel mercato delle rinnovabili sono diminuite nel primo semestre 2026: 495 operazioni, il **24% in meno** rispetto a un anno prima, per 9,5 GW complessivi (-46%), anche per l'attesa delle **aste Fer X** e del Macse.

Intanto il settore concentra sempre di più l'attenzione sulla questione della **flessibilità** e, a tal proposito, tra le novità emerse all'incontro, c'è quella che Edison sta sviluppando **cinque progetti di pompaggio** che si trovano nel Meridione.

Questi sono tra i molti elementi emersi il 13 ottobre, all'**Italian Renewables Investment Forum** di Roma, promosso da Green Horse Advisory e Althesys-TEHA.

“È in corso un **cambio di paradigma** per gli investimenti nelle energie rinnovabili in Italia”, ha osservato Alessandro Marangoni, ceo di Althesys, specificando che non basta più vendere l'elettricità nel momento in cui viene prodotta, perché crescono il peso della flessibilità e il ruolo di chi riesce a combinare tecnologie, gestire i portafogli e offrire **profili di fornitura** vicini alla domanda.

Sulla stessa linea l'intervento di Carlo Montella, managing partner di Green Horse: i **capitali** oggi ci sono, ma è difficile trasformare le pipeline in impianti connessi per gli annosi **colli di bottiglia** di rete e permitting.

Ritardi tra permessi e connessioni

Per Montella oggi “la **connessione** è diventata la risorsa più scarsa”. Per l'esperto, è benvenuta la riforma contro la **saturazione virtuale**, ma bisogna fare di più, ad esempio con autorizzazioni coordinate per impianti che combinino FV, eolico e batterie sullo stesso punto di rete.

Gli **accumuli** sono infatti fondamentali per supplire alle carenze della rete; nella sua valutazione potrebbero essere realizzati in **3-4 anni** assieme al solare, contro i 7-10 necessari per le grandi opere di rete; a questo proposito, Marangoni ha ricordato i tempi medi di fornitura dei grandi trasformatori, pressoché raddoppiati tra il 2021-22 e il 2023-24.

Resta poi la questione **autorizzativa**. Paolo Merli, amministratore delegato di Erg, ha portato il caso di un **repowering eolico** da 120 MW in Sardegna, per il quale riferisce **otto-nove anni di iter** e contenziosi, nonostante il sito fosse già occupato da turbine e il Comune favorevole.

Una vicenda che gli ha suggerito una frecciata sui tempi di un eventuale **nucleare italiano**. “Meno di **10 anni** è impossibile”, ha ammesso poi, rispondendo a distanza, Nicola Monti, ad di Edison, che vede un possibile contributo di questa tecnologia alla decarbonizzazione solo nell’orizzonte 2040-2050.

Una domanda elettrica che cresce meno

Altro tema che ha attraversato i panel è quello della **domanda elettrica**, dopo che **gli scenari di Terna e Snam** hanno ridotto le stime al 2030 da 362 a **338 TWh**, per un’elettrificazione più lenta del previsto, tagliando anche quelle sulla produzione da Fer, da 227 a 212 TWh.

Su questo aspetto però le valutazioni divergono. Per Paolo Merli di Erg, gli aumenti dei consumi estivi, trainati dalla climatizzazione, non indicano una ripresa strutturale; finora l’**elettrificazione** è rimasta sotto le attese e servono politiche che incentivino pompe di calore e auto elettriche.

Più ottimista Stefano Goberti ceo di Plenitude, secondo cui la domanda potrebbe crescere più delle previsioni ufficiali, grazie alla climatizzazione domestica, alla diffusione della **mobilità elettrica**, dove l’Italia è ancora molto indietro rispetto ad altri Paesi, e poi per lo sviluppo dei **data center**.

Su questi ultimi, però, Alessandro Marangoni di Althesys invita alla prudenza: le **richieste di connessione** hanno raggiunto **101 GW**, ma nel Dds Terna-Snam i consumi previsti passano da circa 5 TWh nel 2025 a **15 nel 2030**. Ricorda inoltre che anche in passato alcuni fattori di crescita della domanda non si sono concretizzati come sperato.

Fiduciosa in un’accelerazione dell’elettrificazione Emanuela Trentin, ceo di Veolia, che vede nuove opportunità soprattutto nell’integrazione tra generazione locale, efficienza e gestione flessibile dei consumi di edifici e industrie.

Edison punta sui pompaggi

Nel corso dell’evento di Roma, come anticipato, Monti ha reso noto che Edison sta lavorando a **cinque progetti** di pompaggio idroelettrico nel **Mezzogiorno**. La società ha mappato oltre cento bacini, molti dei quali a uso irriguo, e ne ha studiati circa cinquanta. Per due dei progetti, ha riferito, c’è già in corso la valutazione ambientale.

Rispetto alle batterie, i pompaggi possono conservare energia più a lungo e hanno vite operative molto maggiori, “ma richiedono **formule di remunerazione diverse**”, ha sottolineato.

Per questo motivo Edison chiede una disciplina di sostegno dedicata: la struttura attuale del **Macse**, secondo Monti, non è adatta ai pompaggi e l’utility starebbe parlando con il Mase di quel **Macse per i bacini idroelettrici** di cui si sono perse le tracce.

Per lo **storage elettrochimico** l’utility percorre anche la strada dei **contratti privati**. Monti ha riferito di accordi sulla capacità fino a 15 anni con investitori che non hanno ottenuto spazio nelle aste Macse, con la solidità delle grandi utility che può aiutare la finanziabilità dei progetti, ha sottolineato.

Prezzi e remunerazioni

Il settore elettrico potrebbe mobilitare fino a **200 miliardi di euro di investimenti** nei prossimi dieci anni, ha fatto presente nel suo intervento Giorgio Boneschi, direttore generale di Elettricità Futura; ma è necessario accelerare autorizzazioni e strumenti di contrattualizzazione, visto che per attrarre capitale è determinante la **stabilità delle regole**.

Sul **caro energia** Boneschi propone di utilizzare **Ppa di medio-lungo termine**, anche con garanzie pubbliche, per gli impianti esistenti e CfD per la nuova capacità (si veda **l’annuncio del Gse sul portale**).

“Il **disaccoppiamento** c’è già e lo stiamo realizzando”, afferma il dg di Elettricità Futura. Si tratta di stabilizzare il prezzo pagato per i volumi contrattualizzati, non di cambiare la formazione del prezzo sul mercato spot, ma resta comunque da capire quanta produzione esistente possa essere coinvolta e con quali benefici immediati per le imprese.

Anche Merli di Erg si è detto **contrario** a **price cap** e **prelievi sugli extraprofitti**, che a suo giudizio scoraggiano gli investitori. Allo stesso tempo, però, ci si domanda se il *marginal pricing*, nato per un mercato dominato da centrali alimentate da fonti fossili, sia ancora il modello più adatto con una quota crescente di solare ed eolico.

L’Italia rimane attrattiva proprio grazie ai **prezzi elettrici elevati**, quelli stessi che pesano sulla competitività industriale, mentre la Spagna, dove le Fer sono riuscite ad abbassare sensibilmente i costi del MWh in borsa, è diventata un mercato molto difficile per chi fa rinnovabili proprio per l’effetto **cannibalizzazione da fotovoltaico**, ha fatto notare il ceo di Erg.