

Irex Annual Report: rinnovabili e accumuli soluzione a crisi energetica globale

L'industria italiana delle rinnovabili ha continuato a investire nel 2025, con gli impieghi arrivati a 51 miliardi di euro, seppur in fisiologico rallentamento dopo il picco toccato nell'anno precedente. In un quadro europeo con prezzi in aumento e costi delle rinnovabili stabili o in calo, l'Italia rimane il Paese con i costi dell'energia più alti. Ma non è solo a causa del peso del gas nel fuel mix, anche le rinnovabili (soprattutto l'eolico) hanno costi di generazione superiori alla media europea. L'accettabilità sociale, oltre alle ben note complessità dei processi autorizzativi, resta uno snodo cruciale per la transizione energetica.

È, in sintesi, il quadro delineato dall'Irex Annual Report 2026, lo studio di Althesys (TEHA Group) che, come ogni anno, monitora il settore elettrico, analizzando le strategie, delineando le tendenze future e suggerendo policy.

Il report è stato presentato martedì 19 maggio nel corso dell'evento 'Liberare l'energia. Rinnovabili, reti, accumuli oltre la crisi globale'. Nel 2025 il mercato italiano delle rinnovabili ha segnato un calo fisiologico dopo il boom del 2024, ma ancora numeri importanti: 1.365 operazioni, 37,1 GigaWatt e 51 miliardi di euro. I protagonisti sono le aziende con core rinnovabili, gli energetici ma anche operatori esterni al settore. Il fotovoltaico domina per numero di operazioni (761, pari al 56%), mentre l'eolico onshore (12 GW e 15 miliardi di euro) e gli accumuli guidano per valore. Lo storage registra la crescita più significativa: gli impianti stand alone triplicano (da 33 a 106), trainati dall'asta MACSE, con 9,2 miliardi di euro. Segno di grande vitalità è anche la forte presenza di investitori esteri, con 18,6 miliardi di euro (36% del totale) destinati a fotovoltaico, eolico onshore e storage. La presenza estera negli accumuli stand alone arriva addirittura al 41%. Al contrario, l'attività estera degli operatori italiani nel 2025 resta contenuta, con 17 operazioni concluse per il 56% dai grandi gruppi energetici. Cresce anche la presenza di operatori non energetici, che sono l'11% dei soggetti coinvolti (erano il 4% nel 2023), a riprova che le rinnovabili sono una via per superare i costi della crisi energetica e strumenti come l'Energy release possono allineare gli interessi di produttori e grandi consumatori.

Il permitting, nonostante i numerosi interventi normativi, resta un passaggio critico, avverte l'Irex Annual Report 2026. Nel 2025 sono stati autorizzati 915 impianti per 17,5 GigaWatt (+4% sul 2024), mentre i nuovi progetti in iter calano del 31%, soprattutto per eolico onshore e agrivoltaico. Le Regioni hanno autorizzato 790 progetti, per 7,8 GW totali. La Puglia è la prima con 2,8 GW, seguita da Sicilia (1,6 GW) e Campania (805 MegaWatt), confermando la concentrazione dei grandi impianti nel Sud. Lo storage registra una forte crescita con 148 operazioni per 13,4 GW (+ 116%) e una taglia media raddoppiata da 44 a 90 MW. L'eolico offshore resta, invece, in stallo con 18 GW in fase di Valutazione Impatto Ambientale, di cui solo 2,3 GW (4 progetti) hanno avuto esito positivo. L'idrogeno conta 10 operazioni per 379 MW, ancora lontano dalla scala industriale e con una pipeline frammentata. Oltre alle complessità autorizzative, i progetti sono frenati dall'accettabilità sociale, critica in vari territori. Il coinvolgimento delle comunità e la condivisione di valore a livello locale sono essenziali. Strumenti economici, come le compensazioni, il crowdfunding, la riduzione dei costi dell'energia (anche con un reale trasferimento ai consumatori dei prezzi zonali), sono alcune possibili vie, oltre alle mitigazioni ambientali. Il rapporto esamina le categorie e le dimensioni delle compensazioni, che variano dai circa 7.000 €/MW medi degli accumuli, ai 18.400 dell'agrivoltaico, fino agli oltre 55.000 €/MW dell'eolico, cioè dall'uno a oltre il 3% dell'investimento. L'aumento dei Capex e le difficoltà del permitting sono i fattori che hanno contribuito a rallentare le rinnovabili in Europa nel 2025 (installati 80,2 GW, -2% sul 2024). A dominare sono le aste, mentre cala l'interesse per i PPA. Per l'eolico a terra la crescita della tecnologia è stata più che compensata dalla discesa del costo del capitale, con un LCOE medio (ovvero il costo medio per unità di elettricità generata) di 72,1 euro/MegaWattora (-1% sul 2024). Il fotovoltaico utility scale ha un LCOE di 66,1 euro/MWh (+4% sul 2024). L'agrivoltaico avanzato ha un LCOE medio di 92,4 euro/MWh (-1,5% sul 2024), mentre per l'Italia meridionale è di 90,2 euro/MWh. Restano diversificati i costi tra i vari Paesi, con l'Italia che ha quelli più alti per l'eolico ed è competitiva solo nel fotovoltaico utility scale al Sud.

L'evoluzione della struttura industriale del settore, con le possibili dismissioni future di capacità flessibile, metterà a rischio l'adeguatezza del sistema elettrico italiano? Le simulazioni, spiega l'Irex Annual Report 2026, indicano un rischio di uscita dal mercato di 26,3 GigaWatt termoelettrici entro il 2030, perché non più economicamente sostenibili, rendendo determinante il capacity market. Il

marginale minimo di adeguatezza stimato da Terna scende a 0,3 GigaWatt nel 2025, ma l'analisi dell'IREX, che ne considera anche la durata, restituisce una fotografia migliore. A fronte di un margine minimo nella prima settimana di luglio 2025, quello medio è di 25,4 GW, mentre il 98,5% delle ore esaminate ha una riserva di almeno 10 GW e il resto tra i 5 e i 10 GW. L'evoluzione industriale, con la crescita delle rinnovabili, e infrastrutturale del settore elettrico sta cambiando anche il funzionamento del mercato, con l'emergere dei prezzi negativi. A maggio 2025 il 58% dell'energia venduta su MGP è stato offerto a prezzo nullo e il 7,8% a prezzi negativi. La novità è che il fenomeno non è concentrato nelle sole zone meridionali e insulari ma ora è più diffuso e compare anche al Nord. I prezzi risentono però anche della scarsità della capacità di trasmissione che può separare le zone di mercato e generare rendite di congestione, che nelle interconnessioni con l'estero hanno raggiunto 1,4 miliardi di euro nel 2025. 'In sostanza, il settore elettrico italiano sta cambiando sempre più rapidamente e la transizione verso le rinnovabili è la via per assicurare competitività e sicurezza in un contesto geopolitico e macroeconomico sempre più incerto e volatile- riassume l'Irex Annual Report 2026- Il mercato italiano continua ad attrarre investitori, oggi in particolare nelle batterie, ma la sfida è accelerare, non solo mettendo in campo rapidamente strumenti come le aste del Fer-X e Fer-Z, ma migliorando ancora il permitting e l'accettabilità sociale degli impianti. L'adeguatezza del sistema, investendo nelle reti e negli accumuli, resta un elemento chiave per abilitare la trasformazione'.

"L'Irex Annual Report- dice l'amministratore delegato di Althesys Alessandro Marangoni, a capo del team di ricerca- mostra che l'attuale difficile congiuntura non frena la transizione energetica, con i costi delle rinnovabili sempre competitivi. Mentre il percorso di decarbonizzazione vede l'elettrificazione al palo in Italia, il sistema elettrico evolve, rendendo la flessibilità, le reti e gli accumuli sempre più strategici. Strumenti come il capacity market, il MACSE, il FER-X e il FER-Z saranno essenziali per una transizione sostenibile che contribuisca alla competitività e alla supply security". "L'Irex Annual Report conferma un punto essenziale: lo sviluppo delle rinnovabili non è solo una leva ambientale, ma una scelta strategica per rafforzare la sicurezza energetica del Paese e ridurre progressivamente il costo dell'energia per imprese e famiglie- aggiunge l'amministratore delegato del GSE, Vinicio Vigilante- In uno scenario internazionale ancora segnato da instabilità e tensioni sui prezzi, accelerare su nuova capacità rinnovabile, reti e accumuli significa rendere il sistema elettrico

più efficiente, meno esposto alla volatilità dei combustibili fossili e più competitivo. Il GSE è impegnato a sostenere questo percorso attraverso strumenti concreti, capaci di accompagnare investimenti, territori e imprese verso una transizione energetica sempre più accessibile, sostenibile e condivisa". 'Il vero collo di bottiglia oggi - rileva il direttore generale di Irena, Francesco La Camera - non è più la produzione di energia rinnovabile. Sono le reti, la flessibilità e la velocità delle decisioni. Senza investimenti adeguati, le code per gli allacci si allungano e l'energia pulita viene sprecata, persino nel bel mezzo di una crisi globale'.

(Agenzia Dire)