FEDERMANAGER

AIEE ASSOCIAZIONE ITALIANA ECONOMISTI DELL'ENERGIA

SETTEMBRE 2026

Focus energia

FEDERMANAGER - AIEE

FEDERMANAGER

AIEE ASSOCIAZIONE ITALIANA ECONOMISTI DELL'ENERGIA

SETTEMBRE 2026

Focus energia

FEDERMANAGER - AIEE

INDICE

1. INFO EUROPA

- Lo stoccaggio che il mercato non ha voluto riempire

2. INFO ITALIA

- La connessione ha un costo: la capacità di rete diventa il prezzo nascosto della transizione

3. APPROFONDIMENTI

- SOLiD: il progetto europeo per batterie al litio-metallo più sicure, efficienti e riciclabili

4. NEWS DAL MONDO

1. INFO **EUROPA**

• Lo stoccaggio che il mercato non ha voluto riempire

Al 20 settembre gli stoccaggi di gas dell'Unione europea erano al 69,94% della capacità, contro l'81,61% registrato alla stessa data del 2025; la Germania, primo mercato del continente, si fermava al 56,84%. Alla vigilia della stagione di prelievo il sistema europeo dispone così di circa 140 TWh di gas in meno rispetto a un anno fa. Il dato non segnala una carenza di infrastrutture, perché terminali di rigassificazione, interconnessioni e capacità di stoccaggio sono oggi più ampi che in qualunque inverno recente. Segnala piuttosto che, per l'intera estate, il mercato non ha offerto a nessuno una ragione economica per riempire i serbatoi.

Non è la prima volta. Nell'estate del 2021 lo spread tra le quotazioni estive e quelle per l'inverno successivo si era compresso fino quasi ad annullarsi, scoraggiando le iniezioni: al 20 settembre di quell'anno gli stoccaggi europei erano al 72%, il livello più basso del decennio precedente e la crisi dei mesi seguenti avrebbe mostrato quanto fosse costato quel vuoto. Fu quell'esperienza a indurre l'Unione a introdurre, nel 2022, obblighi vincolanti di riempimento. Oggi abbiamo scorte persino inferiori a quelle del 2021, e gli obblighi nati per evitare che la storia si ripetesse vengono resi più flessibili proprio mentre il segnale di allora si ripresenta.

Lo stoccaggio commerciale è, nella sostanza, un arbitraggio temporale: si acquista gas nei mesi estivi per rivenderlo in quelli invernali, e l'operazione è sostenibile solo se il differenziale tra i due prezzi copre i costi di iniezione, di detenzione e di prelievo. Nel 2026 questa condizione è venuta meno fin dalla primavera. A fine marzo il prodotto per l'estate 2026 quotava 50,345 €/MWh, quello per l'inverno 2026/27 49,810 €/MWh: la curva era già inclinata nel verso sbagliato e, secondo l'analisi dell'Oxford Institute for Energy Studies, gli spread stagionali sono rimasti costantemente negativi per tutta la stagione di iniezione, mentre nel 2025 si erano mantenuti positivi, tra 1,5 e 2 €/MWh.

All'origine, c'è il mercato globale del GNL. La crisi nel Golfo, che ha compresso di circa un quinto l'offerta mondiale di gas liquefatto, ha reso le consegne immediate più preziose di quelle future, spingendo i prezzi a pronti sopra le quotazioni invernali. In queste condizioni, chi inietta per stoccare compra una perdita attesa, e il comportamento razionale degli operatori è rinviare gli acquisti. Il mercato, in altri termini, non ha fallito: ha prezzato correttamente la scarsità di breve periodo. Ciò che non ha prezzato è il valore della sicurezza invernale, che per sua natura non si esaurisce nel differenziale tra due scadenze e che, essendo in larga parte un bene comune tra mercati interconnessi, nessun operatore è disposto a remunerare da solo.

Il costo della sicurezza, però, non scompare ma si trasferisce, dal prezzo ai bilanci pubblici e/o alle tariffe. Con la revisione del 2025, l'obiettivo europeo del 90% può essere raggiunto in qualsiasi momento tra il 1° ottobre e il 1° dicembre, con margini di riduzione, e la Commissione ha invitato gli Stati membri a valutare un obiettivo dell'80%. Il riempimento che il mercato non ha fatto è stato quindi coperto da

interventi nazionali, molto diversi tra loro. Nei Paesi Bassi una società pubblica è incaricata di riempire fino a 80 TWh, sostenuta da un prestito statale di 21,6 miliardi di euro le cui perdite saranno recuperate con un futuro prelievo sugli utenti della rete. L'Italia incentiva l'iniezione per compensare gli spread negativi. La Germania agisce sugli obblighi contrattuali di chi detiene capacità prenotata, fino a revocarla a chi non la utilizza.

Questa frammentazione nella risposta al problema ha una conseguenza che va oltre la sicurezza. In un mercato integrato, il gas stoccato in un Paese sostiene anche i prezzi dei vicini, mentre il costo resta a carico di chi ha riempito. Le imprese finiscono così per sopportare oneri di sicurezza diversi a seconda della giurisdizione in cui sono connesse, attraverso componenti tariffarie che compaiono in bolletta con uno sfasamento temporale e che raramente entrano nel confronto tra le diverse offerte di fornitura. Il mancato riempimento, poi, si somma a un approvvigionamento sempre più concentrato. Nel 2025 oltre metà del GNL importato in Europa proveniva dagli Stati Uniti, e secondo stime IEEFA nei primi otto mesi del 2026 tale quota è salita intorno al 60%, toccando il 70% ad agosto. Dal 1° gennaio 2027 entrerà inoltre in vigore il divieto di importare GNL russo anche nell'ambito dei contratti di lungo termine, sottraendo al sistema una fonte che, sempre secondo IEEFA, valeva circa il 19% del GNL europeo nel primo semestre del 2026. La campagna di riempimento dell'estate 2027 partirà dunque con un'opzione di fornitura in meno e con una dipendenza ancora più marcata da un singolo esportatore.

Per chi gestisce l'energia in azienda l'esposizione al rischio si articola su tre orizzonti. Il primo è il prezzo dell'inverno in corso: con scorte basse, il TTF dovrà attrarre carichi di GNL in concorrenza con gli acquirenti asiatici. Negli scenari di ENTSOG, con offerta di GNL scarsa le scorte europee scendono sotto il 15% a fine marzo 2027, rendendo necessaria una riduzione della domanda. Un primo trimestre 2027 ad alta volatilità è il rischio più immediato, sia per i contratti gas indicizzati sia per i consumi elettrici nei mercati in cui il gas fissa il prezzo marginale.

Il secondo orizzonte è quello dei costi differiti. Prelievi sulle reti e componenti tariffarie destinate a coprire i riempimenti pubblici arriveranno dopo l'inverno e si distribuiranno su più esercizi. Andranno trattati come una voce strutturale di budget, non come uno shock da assorbire una tantum. Il terzo orizzonte è l'estate 2027, quando l'assenza del GNL russo e un mercato globale ancora teso potrebbero riproporre lo stesso disallineamento tra prezzi estivi e invernali. Le scelte di copertura per il prossimo anno, a partire dalla quota di volumi da fissare e dalle scadenze su cui farlo, andrebbero impostate il prima possibile. Il caso italiano conferma che il rischio non si distribuisce in modo uniforme. Gli stoccaggi nazionali, con una percentuale piuttosto alta di riempimento, non riparano l'industria italiana dall'esposizione di prezzo il costo della molecola resta agganciato a un mercato europeo sotto tensione.

L'inverno 2026-27 mette in evidenza un limite di disegno del mercato europeo del gas: la sicurezza degli approvvigionamenti è un servizio che il mercato non remunera quando lo spread stagionale si inverte, e che l'Unione europea ha finora compensato con obblighi e interventi nazionali che ne frammentano e ne occultano il costo. Per il manager ne discende un'indicazione operativa. La flessibilità della propria domanda, cioè la capacità di ridurre, interrompere o spostare i consumi quando il sistema è sotto pressione, ha un valore che nei prossimi mesi diventerà visibile nei prezzi e che conviene misurare per tempo, tanto nei contratti di fornitura quanto nella pianificazione produttiva. Sarebbe utile, al tempo stesso, che questo valore fosse riconosciuto in modo esplicito anche nelle regole europee, invece di emergere soltanto nei momenti di crisi.

2. INFO **ITALIA**

• La connessione ha un costo e la capacità di rete diventa il prezzo nascosto della transizione

L'8 settembre il Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha firmato il decreto n. 291, entrato in vigore il giorno successivo, che ridefinisce i criteri con cui Terna determina e assegna la capacità di connessione alla rete di trasmissione nazionale per gli impianti rinnovabili e per i sistemi di accumulo. Dietro un testo squisitamente tecnico si compie un cambio di regime economico cui le imprese dovranno prestare molta attenzione. La capacità di rete cessa di essere un diritto prenotabile in anticipo, a prescindere dalla maturità del progetto, e diventa una risorsa scarsa, attribuita a chi per primo ottiene un'autorizzazione.

Si tratta di un problema noto da tempo agli operatori e che, anche se talvolta male interpretato, è spesso comparso anche sulla stampa generalista, in particolare nei momenti più critici del mercato di quest'ultimo anno. A fine gennaio 2026 le richieste di connessione alla rete di trasmissione sommavano circa 326 GW di impianti rinnovabili e circa 310 GW di accumuli, a fronte di un fabbisogno che Terna stima in circa 65 GW di nuova capacità rinnovabile da installare entro il 2030 rispetto al 2023, in accordo alle indicazioni del PNIEC.

Nello stesso momento, i progetti rinnovabili giunti alle fasi finali dell'iter non superavano gli 11 GW. Una coda di queste proporzioni non misura progetti, ma prenotazioni: è la cosiddetta saturazione virtuale che il decreto-legge 21/2026 ha chiesto di superare. Poiché la soluzione di connessione si otteneva prima e indipendentemente dal titolo autorizzativo, la rete risultava piena sulla carta, mentre iniziative realizzabili restavano in attesa dietro richieste che non sarebbero mai diventate impianti.

Il decreto interviene su questo meccanismo da più lati. Impone anzitutto a Terna di rendere disponibile una capacità di connessione complessiva pari almeno al 150% degli obiettivi di potenza al 2030, ripartita per microzone di rete e aggiornata con cadenza almeno trimestrale. Stabilisce poi che la soluzione di connessione individuata in esito alla procedura non costituisce più un'assegnazione ma tale capacità viene riservata in via definitiva soltanto quando il progetto ottiene il titolo autorizzativo, seguendo l'ordine cronologico di pubblicazione dei titoli. Prevede infine che, nella fase transitoria, perdano efficacia le soluzioni già rilasciate in passato, con la sola eccezione di quelle che contano su opere di rete già validate o autorizzate, e che Terna, per ampliare l'offerta di capacità, possa tener conto anche della riduzione della produzione rinnovabile laddove i flussi tra microzone risultino congestionati. Il calendario attuativo è ravvicinato: la metodologia delle microzone deve essere proposta da Terna entro trenta giorni dall'entrata in vigore e poi approvata dal Ministero, sicché le prime mappe sono attese tra la fine di quest'anno e l'inizio del prossimo.

Lo stesso spostamento di valore, da chi richiede a chi è in condizione di costruire e di accedere alla remunerazione, si osserva nei sistemi di accumulo. Le nuove installazioni sono in netta contrazione, con un calo del 58% della capacità installata negli ultimi dodici mesi e dell'82% nel secondo trimestre del

2026 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, mentre il segmento residenziale registra l'undicesimo trimestre consecutivo di flessione. La capacità su larga scala, intanto, transita per le aste del nuovo meccanismo MACSE: la prima, svolta il 30 settembre 2025, ha assegnato 10 GWh con consegna nel 2028 a un premio medio di 12.959 €/MWh-anno; la seconda, per 16 GWh con consegna nel 2029, è in calendario il 24 novembre, e secondo il parere dell'ARERA sul fabbisogno quella capacità dovrà collocarsi tra Centro-Sud, Sud e isole, con un fabbisogno nullo al Nord e al Centro-Nord. La flessibilità del sistema elettrico, in altre parole, non si forma dove la domanda di piccoli sistemi è diffusa, ma si concentra dove convergono disponibilità di rete, esito d'asta e contratto di lungo periodo.

Per l'impresa il decreto non è un adempimento da seguire, ma un fattore che modifica il valore e il rischio di scelte energetiche già in agenda. Va precisato che le nuove regole riguardano la rete di trasmissione, e dunque impianti di taglia medio-grande, mentre buona parte dell'autoproduzione industriale si collega alle reti di distribuzione e ne resta fuori in via diretta. L'esposizione passa tuttavia per tre canali precisi. Il primo è il contratto di acquisto di lungo termine: chi sottoscrive un PPA con un impianto ancora da realizzare acquista, insieme all'energia, il rischio di connessione di quell'impianto, la cui data di entrata in esercizio dipende ormai dal titolo autorizzativo e dalla posizione nella sequenza cronologica, ed è quindi opportuno che lo stato autorizzativo e l'eventuale riserva di capacità siano verificati prima della firma e non scoperti dopo. Il secondo canale riguarda i volumi. Se una parte della capacità offerta poggia sulla possibilità di ridurre la produzione nei tratti congestionati, un contratto che remunera l'energia effettivamente prodotta può consegnarne meno proprio nelle ore e nelle aree a più alta penetrazione rinnovabile, e la ripartizione di questo rischio tra produttore e acquirente va chiarita in sede contrattuale. Il terzo canale riguarda la scelta del sito per gli investimenti in autoproduzione di grande taglia o in sistemi di accumulo connessi alla rete di trasmissione. Prima dell'apertura di ciascuna procedura, Terna dovrà pubblicare, per ogni punto di connessione, la capacità disponibile senza nuove opere di rete e quella che lo diventerà solo dopo interventi da realizzare, con l'indicazione del loro stato di avanzamento; e dove la connessione richiede nuove infrastrutture, l'allacciamento definitivo dell'impianto resta subordinato al loro completamento. La capacità di rete disponibile in un determinato punto diventa così un criterio di localizzazione da valutare al pari dei fattori tradizionali, perché incide direttamente sui tempi di entrata in esercizio. Per i fornitori della filiera degli accumuli, infine, conta lo spostamento della domanda già in atto: mentre le installazioni distribuite si riducono, la nuova capacità su larga scala viene assegnata attraverso le aste MACSE, e per il 2029 il fabbisogno indicato dall'ARERA si colloca interamente tra Centro-Sud, Sud e isole.

Il decreto non aggiunge un solo megawatt di rete ma rende visibile quanta capacità esiste e stabilisce chi abbia titolo a utilizzarla. Nei prossimi mesi, la pubblicazione delle microzone, le prime procedure di assegnazione e l'asta di novembre mostreranno con maggiore precisione dove la transizione potrà effettivamente atterrare. Per il manager cambia, di conseguenza, la domanda da porsi: non più solo quanta energia rinnovabile sia possibile acquistare, ma da quale impianto, connesso in quale punto della rete ed entro quale data. Chi saprà porla per primo, nei contratti come nelle scelte di investimento, potrà trasformare un vincolo di sistema in un vantaggio negoziale.

3. APPROFONDIMENTO

• SOLiD: il progetto europeo per batterie al litio-metallo più sicure, efficienti e riciclabili

Nel percorso verso un futuro a impatto climatico zero, poche tecnologie sono importanti quanto le batterie. Dai dispositivi elettronici ai veicoli elettrici (EV), sono ormai al centro della transizione energetica. Con l'aumento della domanda, tuttavia, crescono anche le preoccupazioni legate alla sostenibilità, ai costi e ai limiti tecnologici delle attuali batterie agli ioni di litio.

SOLiD è un progetto finanziato dall'Unione europea che punta a innovare i processi di produzione delle batterie. Avviato nel settembre 2022, riunisce 13 partner di otto Paesi ed è coordinato dal VTT Technical Research Centre of Finland. La partecipazione di università, piccole e medie imprese e industria riflette la consapevolezza europea che la transizione energetica rappresenta una sfida non soltanto tecnologica, ma anche economica e sociale.
L'obiettivo è sviluppare un processo produttivo sostenibile, su scala pilota, per una nuova generazione di batterie allo stato solido al litio-metallo, caratterizzate da maggiore densità energetica, sicurezza, durata e facilità di riciclo.
A quattro anni dall'avvio, il progetto si avvicina alla conclusione.

I progressi nella lavorazione a secco degli elettrodi, nella formulazione degli elettroliti polimerici e nei sistemi digitali di controllo qualità stanno contribuendo a superare il divario tra ricerca di laboratorio e produzione industriale. L'ambizione è realizzare batterie più sicure e leggere, prodotte con maggiore efficienza energetica, rafforzando al contempo l'autonomia europea in un settore strategico.

Oltre gli ioni di litio: perché serve una nuova generazione di batterie
Le batterie agli ioni di litio hanno sostenuto finora la rivoluzione dell'elettrificazione. Alimentano milioni di veicoli elettrici sulle strade europee e svolgono un ruolo fondamentale nello stoccaggio dell'energia rinnovabile. Presentano, tuttavia, alcuni limiti: gli elettroliti liquidi possono essere infiammabili, gli anodi in grafite condizionano la densità energetica e la dipendenza da materie prime critiche, come il cobalto, solleva questioni di approvvigionamento e sostenibilità.

Le batterie allo stato solido al litio-metallo (*Solid-State Batteries*, SSB) rappresentano una possibile

alternativa. Questa tecnologia consente di utilizzare materiali catodici come l'NMC811[1], sostituire gli elettroliti liquidi con polimeri solidi e impiegare anodi in litio-metallo al posto della grafite. Secondo le prospettive tecnologiche descritte dal progetto, queste soluzioni potrebbero immagazzinare fino al 70% di energia in più a parità di volume, riducendo il rischio di incendio e offrendo prestazioni migliori ad alte tensioni. La maggiore densità energetica consentirebbe inoltre di progettare batterie più leggere e compatte.

L'impiego di strati protettivi avanzati e di rivestimenti più sottili degli elettrodi può contribuire a ridurre il ricorso al cobalto e a ottimizzare l'utilizzo del litio.

La sfida principale resta però la produzione su larga scala. Molte ricerche sulle batterie allo stato solido sono ancora concentrate in laboratorio, dove è possibile realizzare celle in condizioni controllate, ma ottenere risultati riproducibili in un contesto industriale è più complesso. SOLiD affronta questo problema integrando fin dalle prime fasi la scalabilità dei processi produttivi, la progettazione orientata al riciclo e il controllo digitale della qualità.

Uno degli obiettivi del progetto è rendere la produzione delle batterie più semplice, economica e sostenibile.
I metodi tradizionali possono richiedere l'impiego di solventi e processi di asciugatura ad alto consumo energetico. La lavorazione a secco sviluppata nell'ambito di SOLiD punta invece a eliminare l'uso di solventi, ridurre gli sprechi e velocizzare la produzione, senza necessità di impianti dedicati all'asciugatura.

Il progetto ha inoltre sviluppato un metodo per applicare sottili strati protettivi sul litio. Questi rivestimenti migliorano l'interazione tra i materiali e contribuiscono a limitare la formazione di minuscole strutture che possono danneggiare la batteria e provocare cortocircuiti.

Un altro risultato riguarda gli elettroliti polimerici, materiali che consentono il movimento degli ioni all'interno della batteria. A metà del 2025, il gruppo di ricerca ha presentato una nuova soluzione a base di poliestere (PESDA), descritta come più resistente e performante rispetto alle precedenti.

Nei prototipi, la batteria ha conservato il 95% della capacità iniziale dopo 120 cicli di carica e scarica.

Dal laboratorio alla linea pilota
SOLiD ha avviato la produzione su scala pilota, passando dai test di laboratorio alla realizzazione di materiali per batterie in quantità maggiori. I primi risultati evidenziano miglioramenti nella regolarità e nel controllo dello spessore degli strati degli elettrodi. Sono stati inoltre testati i materiali separatori, che mantengono distinti i componenti interni della cella, e sviluppati rivestimenti protettivi per migliorare le prestazioni dei materiali attivi.

Parallelamente, sono stati introdotti sistemi automatici di controllo in grado di individuare particelle, analizzare le superfici e verificare il comportamento dei materiali. Questi strumenti consentono di moni-

1. Una batteria NMC811 (o NCM811) è una tipologia avanzata di batteria agli ioni di litio in cui la sigla indica la composizione chimica del catodo, strutturato con l'80% di nichel, il 10% di manganese e il 10% di cobalto.

torare la qualità della produzione quasi in tempo reale, facilitando l'individuazione delle anomalie.

Un ulteriore elemento di innovazione è il *gemello digitale*: un sistema che raccoglie i dati del processo produttivo e li utilizza per ottimizzarne progressivamente il funzionamento. L'obiettivo è individuare più rapidamente i problemi, ridurre difetti e sprechi e contenere i costi. Il risultato atteso è un modello produttivo efficiente e sostenibile, potenzialmente trasferibile anche ai grandi impianti industriali.

La sovranità strategica europea nel settore delle batterie

Dietro i progressi tecnologici di SOLiD si trova un obiettivo strategico più ampio: rafforzare l'autonomia europea in un settore fondamentale per la transizione energetica. La produzione mondiale di batterie avanzate è fortemente concentrata in Asia, dove Cina, Corea del Sud e Giappone occupano posizioni di primo piano lungo la catena del valore. Questa situazione espone l'Europa a rischi di approvvigionamento e limita il suo controllo su una filiera essenziale per la competitività industriale.
Attraverso progetti come SOLiD, l'Unione europea punta a sviluppare competenze, tecnologie e capacità produttive proprie. L'innovazione non riguarda soltanto le prestazioni delle batterie, ma anche la possibilità di costruire un'industria europea competitiva, capace di crescere riducendo l'impatto ambientale.

In termini concreti, ciò significa diminuire la dipendenza dalle importazioni, rafforzare le competenze tecnologiche e creare opportunità occupazionali qualificate nei centri di ricerca e negli stabilimenti industriali. Per raggiungere gli obiettivi del Green Deal e mantenere una posizione competitiva nella corsa globale alle tecnologie pulite (*clean-tech*), rafforzare la filiera europea delle batterie rappresenta quindi una priorità strategica.

Le prospettive: scalabilità e impatto industriale

Negli ultimi mesi del progetto, l'attenzione si concentra sull'applicazione industriale delle innovazioni e sulla realizzazione di una linea pilota economicamente sostenibile, efficiente e rispettosa dell'ambiente, con l'obiettivo di trasferire i risultati ai partner industriali.

Se gli obiettivi saranno raggiunti, i benefici potenziali riguarderanno l'intera catena del valore.

- **Per gli automobilisti**, una maggiore densità energetica potrebbe tradursi in veicoli elettrici con più autonomia e batterie più compatte.
- **Per i produttori**, i processi a secco e il monitoraggio in linea potrebbero ridurre i costi e migliorare la sicurezza e l'affidabilità della produzione.
- **Per l'ambiente**, una migliore gestione delle materie prime e una progettazione orientata al riciclo potrebbero contribuire a ridurre l'impatto della filiera.
- **Per il sistema energetico**, batterie più sicure ed efficienti potrebbero favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili e lo sviluppo dello stoccaggio elettrico.

Il passaggio dal prototipo di laboratorio alla produzione industriale è una sfida complessa. SOLiD punta ad affrontarla combinando ricerca sui materiali, processi produttivi innovativi e principi di sostenibilità in un percorso unitario.

Il progetto non mira quindi soltanto a sviluppare una nuova batteria, ma anche a definire un modello produttivo per la fabbrica del futuro, in cui efficienza, controllo digitale e sostenibilità siano parte integrante del processo industriale.

4. NEWS **DAL MONDO**

L'Arabia Saudita ripristina i flussi dell'oleodotto Est-Ovest a 5,8 milioni di barili al giorno

Il ministro dell'Energia saudita ha annunciato che i flussi di petrolio attraverso il principale oleodotto Est-Ovest del Paese sono stati ripristinati e hanno raggiunto 5,8 milioni di barili al giorno (mb/g). L'infrastruttura era stata chiusa all'inizio di settembre in seguito a un attacco con droni lanciati dall'Iraq, che aveva interrotto la principale rotta di esportazione saudita dopo che le tensioni tra Stati Uniti e Iran avevano compromesso il traffico marittimo attraverso Hormuz.

Entrato in funzione nel 1981, l'oleodotto si estende per 1.200 km e collega i principali giacimenti petroliferi dell'Arabia Saudita orientale al porto di Yanbu, sul Mar Rosso. L'infrastruttura ha una capacità massima di 7 mb/g e consente di esportare greggio e rifornire raffinerie, centrali elettriche e impianti di desalinizzazione lungo la costa occidentale. Il greggio trasportato può essere imbarcato a Yanbu senza attraversare lo Stretto di Hormuz, anche se le petroliere dirette in Asia devono comunque transitare per lo Stretto di Bab el-Mandeb. Pur non compensando interamente i volumi che transitavano per Hormuz prima del conflitto, l'oleodotto ha contribuito ad attenuare le pressioni sui mercati petroliferi globali.

L'Arabia Saudita è il primo esportatore mondiale di greggio, con 294 milioni di tonnellate esportate nel 2024. Secondo i dati disponibili, nello stesso anno il 77% delle esportazioni era destinato all'area Asia-Pacifico, di cui il 25% alla Cina, mentre il 12% raggiungeva l'Europa.

Google si assicura 3,6 GW di capacità nucleare dalla flotta di Constellation Energy negli Stati Uniti

Google ha siglato un accordo strategico di lungo periodo con la società energetica statunitense Constellation Energy per assicurarsi quasi 3,6 GW di capacità nucleare dalla flotta dell'azienda collegata alla rete PJM Interconnection.

L'intesa comprende un contratto di fornitura energetica della durata di 15 anni per 2.700 MW di capacità nucleare e un secondo accordo ventennale per ulteriori 890 MW, provenienti da diverse centrali di Constellation Energy nell'area PJM. Questi ultimi impianti saranno sottoposti a interventi di potenziamento per rispondere alla crescita della domanda e migliorare l'affidabilità della rete.

Secondo Constellation Energy, il contratto ventennale finanzierà investimenti in nuove apparecchiature e tecnologie presso 11 unità nucleari situate in Illinois, Pennsylvania e New Jersey. Gli interventi miglioreranno l'efficienza termica ed elettrica degli impianti, rendendo disponibile ulteriore energia affidabile e continua e aumentando la capacità di generazione complessiva nell'area servita da PJM.

Il primo potenziamento dovrebbe essere completato entro il 2028.

La Russia proroga il divieto di esportazione di diesel per i produttori diretti, tra i timori globali per l'offerta

Il governo russo ha prorogato fino al 31 ottobre 2026 il divieto temporaneo di esportazione di diesel, carburante marino e gasolio da parte dei produttori diretti. Secondo il governo, la misura mira a preservare la stabilità del mercato interno dei carburanti, a fronte di una maggiore domanda di carburanti per autotrazione durante la stagione del raccolto agricolo. Un divieto più ampio sulle esportazioni di carbu-

ranti rimane in vigore fino al 31 gennaio 2027. La restrizione specifica rivolta ai produttori diretti sarebbe dovuta scadere inizialmente il 30 settembre 2027.
La Russia ha registrato carenze di carburante in seguito agli attacchi dei droni ucraini contro le raffinerie di petrolio e altre infrastrutture energetiche, che hanno perturbato le forniture interne. Di conseguenza, il Paese è stato costretto a importare carburante dall'India, per contribuire a mitigare il deficit.
Inoltre, la nuova restrizione arriva a un mese dalle elezioni di metà mandato negli Stati Uniti, in un clima di crescente preoccupazione per i prezzi del diesel nel Paese. Tali timori hanno spinto l'amministrazione statunitense a valutare un divieto di esportazione di diesel dagli USA, nel tentativo di arginare un'impennata dei prezzi già in atto in vista delle elezioni. Gli Stati Uniti sono il maggiore esportatore mondiale di diesel. Nel 2025, il Paese ha esportato 62,5 milioni di tonnellate (Mt) di diesel, mentre la Russia ne ha esportate 34,2 Mt. Trump ha recentemente esortato l'Ucraina a interrompere gli attacchi contro le raffinerie russe, affermando che tali azioni «danneggiano il mondo» limitando le esportazioni di diesel.
I prezzi del diesel hanno destato preoccupazione anche in Europa, in seguito alle dichiarazioni di Trump su un possibile divieto di esportazione statunitense. Dopo lo scoppio della guerra in Ucraina, l'Europa ha sostituito il diesel russo principalmente con importazioni dal Medio Oriente, integrate da forniture provenienti dall'India e dagli Stati Uniti. Con l'intensificarsi delle perturbazioni nel Golfo causate dalla guerra in Iran, la quota degli Stati Uniti nelle importazioni di diesel extra-UE ha continuato a crescere. Poiché l'Europa è già priva di diesel russo, rimane parzialmente dipendente dalle forniture statunitensi di distillati medi. Una restrizione simultanea da parte di Russia e Stati Uniti rappresenterebbe quindi un grave scenario di stress per le forniture europee.

Gli Stati Uniti autorizzano l'uso temporaneo di gasolio esentasse per impieghi non stradali da parte di tutti gli utenti

Il governo statunitense ha autorizzato l'uso temporaneo di gasolio esentasse – destinato normalmente a veicoli e macchinari agricoli o per impieghi non stradali – anche per i veicoli stradali, fino alla fine del 2026. La decisione è stata presa in risposta alle scarse scorte di gasolio e agli elevati prezzi del carburante in tutto il Paese.
Il provvedimento consente la vendita per uso stradale del gasolio solitamente riservato ad applicazioni agricole, edili e industriali senza l'applicazione dell'accisa federale. L'iniziativa mira ad aumentare la disponibilità di carburante in vista della stagione del riscaldamento invernale.
Secondo l'amministrazione, la misura di emergenza è valida su tutto il territorio nazionale ed è volta ad alleviare le criticità nell'approvvigionamento che interessano i mercati del gasolio. Le scorte statunitensi di gasolio si sono mantenute al di sotto delle medie storiche.

Il G7 concorda il rilascio di 100 milioni di barili dalle riserve petrolifere strategiche

Il Gruppo dei Sette (G7), composto da Canada, Francia, Germania, Italia, Giappone, Regno Unito e Stati Uniti, ha concordato il rilascio di 100 milioni di barili di greggio e gasolio dalle riserve di emergenza, attraverso l'Agenzia internazionale dell'energia (IEA). L'intervento, da attuare nei prossimi mesi, punta a contenere la forte crescita dei prezzi energetici.
L'accordo prevede inoltre il coordinamento dei calendari di manutenzione delle raffinerie per evitare interruzioni simultanee della capacità produttiva e, ove possibile, un aumento temporaneo dei tassi di utilizzo degli impianti.

Il G7 invita anche gli altri Paesi dotati di una significativa capacità di raffinazione ad aumentare la produzione di prodotti petroliferi, con particolare attenzione al gasolio, il cui mercato resta sotto pressione. Il Gruppo ha ribadito l'impegno a evitare restrizioni alle esportazioni di energia tra i Paesi membri, esortando tutti i produttori a non introdurre divieti che potrebbero aggravare le tensioni sui mercati. La dichiarazione arriva mentre gli Stati Uniti, primo esportatore mondiale, valutavano un possibile blocco delle esportazioni di gasolio.
All'aumento dei prezzi globali di petrolio e gasolio hanno contribuito sia il conflitto tra Stati Uniti e Israele contro l'Iran sia la guerra russa in Ucraina.
Il rilascio coordinato partirà immediatamente e durerà quattro mesi, con una quota significativa di gasolio prevista nei primi 20 giorni, anche da parte dei partner del G7. Nei prossimi giorni, i membri dell'IEA discuteranno inoltre l'eventuale messa a disposizione di ulteriori volumi di gasolio, qualora necessario.
Nel marzo 2026, i Paesi membri dell'IEA avevano già concordato di rendere disponibili 400 milioni di barili dalle riserve strategiche per contrastare le interruzioni delle forniture legate al conflitto in Medio Oriente. Finora ne sono stati rilasciati circa 325 milioni, pari a oltre l'80% del totale inizialmente previsto.

La Lituania pianifica una rete di trasporto dell'idrogeno da 1,2 miliardi di euro entro il 2035

Amber Grid, l'operatore del sistema di trasporto del gas in Lituania, ha approvato un piano di sviluppo della rete che prevede investimenti per 1,2 miliardi di euro nelle infrastrutture per l'idrogeno e 438 milioni di euro nel sistema di trasporto del gas naturale nel periodo 2026-2035.
Per la prima volta, Amber Grid e Litgrid, l'operatore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica, hanno elaborato congiuntamente uno scenario di sviluppo integrato che comprende le infrastrutture elettriche, del gas e dell'idrogeno. Il piano prevede la realizzazione di una rete regionale per l'idrogeno che collegherà sei Paesi entro il 2035. Gli investimenti nel settore potrebbero salire a 1,7 miliardi di euro in caso di realizzazione di un ulteriore gasdotto nazionale.
Secondo le stime di Amber Grid, entro il 2035 la produzione di idrogeno verde in Lituania potrebbe raggiungere i 2,3-10,7 TWh all'anno. Il biometano dovrebbe coprire fino al 10% del consumo nazionale di gas, mentre la domanda annua di gas è stimata tra 16 e 20 TWh e i volumi di trasporto intorno a 40 TWh.
Per quanto riguarda la rete del gas naturale, gli investimenti principali saranno destinati alla ricostruzione dei gasdotti Panevėžys-Šiauliai e Vilnius-Kaunas e all'ammodernamento delle stazioni di compressione di Jauniūnai e Panevėžys.

La Germania avvia una gara per 2,5 GW di nuova capacità eolica onshore

L'Agenzia federale tedesca per le reti (BNetzA) ha indetto una nuova gara per sostenere lo sviluppo di 2.495 MW di nuovi progetti eolici onshore. Tra i progetti ammissibili figurano anche quelli che hanno già ottenuto le autorizzazioni e sono stati registrati nel Registro dei dati anagrafici del mercato (Market Master Data Register), nonché quelli già risultati aggiudicatari in gare precedenti, a condizione che la loro capacità installata venga incrementata di almeno il 15%. Gli interessati possono presentare le proprie offerte entro il 2 novembre 2026.
Il valore massimo consentito è pari a 7,25 centesimi di euro/kWh.
La precedente gara per l'eolico onshore ha assegnato 237 progetti, per una capacità complessiva di 2.523 MW, con prezzi compresi tra 4,49 e 4,98 centesimi di euro/kWh e un prezzo medio ponderato per volume delle aggiudicazioni pari a 4,79 centesimi di euro/kWh.

Nel 2025 la capacità eolica onshore rappresentava quasi un quarto della capacità installata in Germania, attestandosi a 64 GW.

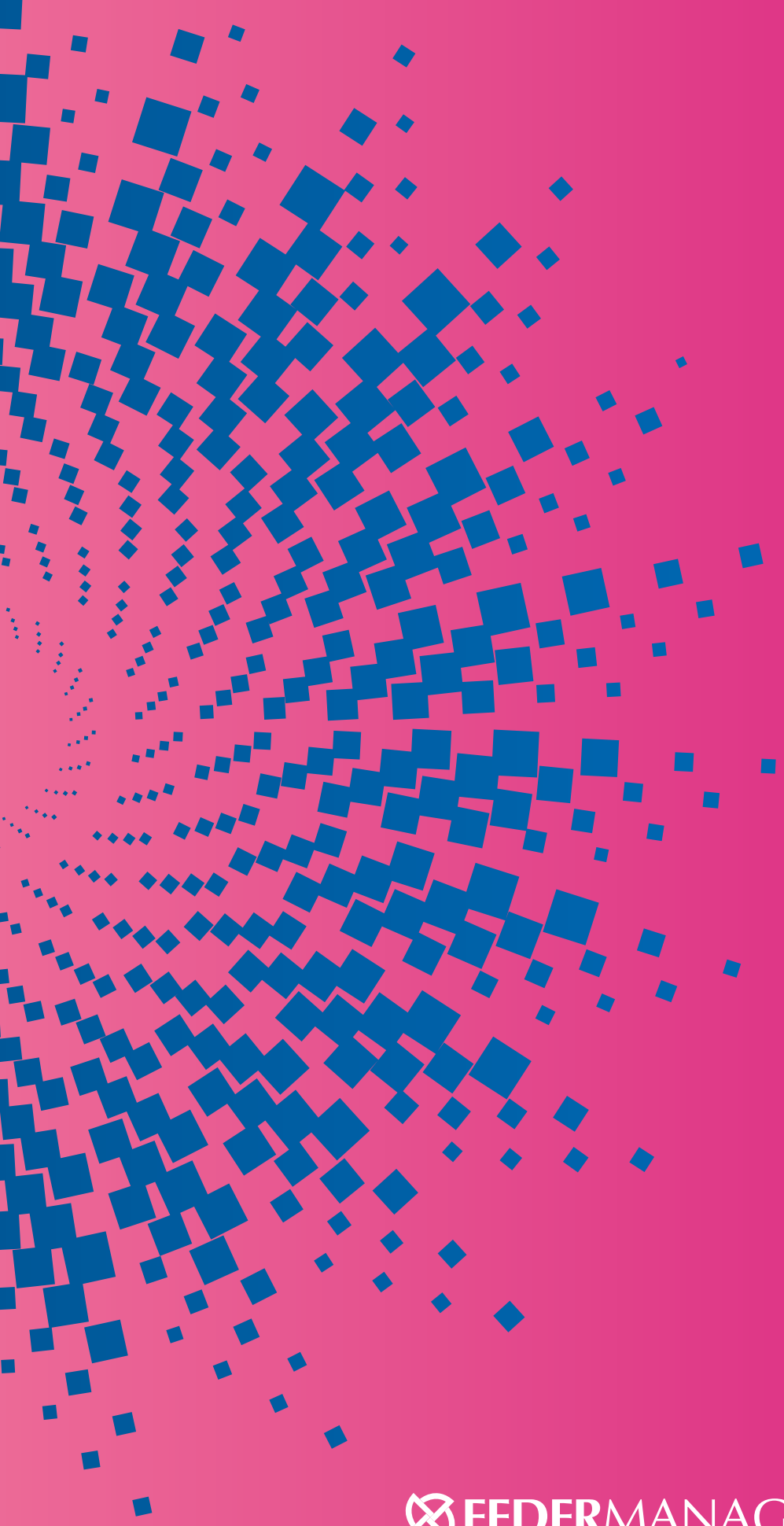
Il Regno Unito lancia la "Great British Grid" per accelerare l'espansione della rete

Il governo del Regno Unito ha annunciato la creazione della "Great British Grid" (GBG), un nuovo ente a capitale pubblico che opererà nell'ambito di "Great British Energy", con l'obiettivo di accelerare la realizzazione delle infrastrutture della rete elettrica. L'iniziativa comprende un pacchetto di riforme volte a semplificare e velocizzare l'accesso alla rete per progetti e imprese. Il governo intende inoltre accelerare le procedure di gara competitiva per i progetti di trasmissione, consentendo a una più ampia gamma di soggetti, inclusa la Great British Grid, di competere per la realizzazione di nuove infrastrutture di rete.
Parallelamente, il governo sta già collaborando con NESO e Ofgem per riformare radicalmente il quadro normativo relativo alle connessioni alla rete. Secondo la dichiarazione ufficiale, le misure comprendono una riforma della coda delle connessioni e la rimozione di oltre 300 GW di capacità speculativa. Il governo ha aggiunto che accelerare le connessioni realizzate direttamente dai proponenti (self-build connections) ha portato notevoli benefici a livello internazionale; riforme analoghe in Irlanda hanno ridotto i tempi di connessione fino a 11 mesi.
Il lancio della GBG si inserisce in un più ampio sforzo di modernizzazione delle procedure di connessione alla rete. I vincoli di rete continuano a rappresentare uno dei principali ostacoli al raggiungimento degli obiettivi britannici in materia di energia pulita. Sebbene la capacità di generazione eolica e solare sia aumentata significativamente, le infrastrutture di trasmissione non si sono sviluppate allo stesso ritmo. Inoltre, nel luglio 2026, NESO ha pubblicato un'edizione aggiornata delle proprie raccomandazioni "Beyond 2030", delineando il fabbisogno di investimenti per il sistema elettrico della Gran Bretagna. Secondo NESO, il Paese dovrà stanziare circa 89 miliardi di sterline (104 miliardi di euro) nel corso degli anni Trenta per potenziare e modernizzare la propria rete elettrica.
Eventuali ritardi in tali investimenti potrebbero comportare maggiori inefficienze e un aumento dei costi per i consumatori. Questa stima aggiornata rappresenta un incremento del 53% rispetto al piano pubblicato nel 2024. Gli interventi di potenziamento proposti mirano a soddisfare una domanda di energia elettrica che, secondo le previsioni, aumenterà di oltre il 30% entro la metà degli anni Trenta.

La Spagna propone un investimento di 17 miliardi di euro nella rete elettrica entro il 2030

Il governo spagnolo ha proposto un piano di sviluppo da 17 miliardi di euro per la rete di trasmissione elettrica fino al 2030, definendolo il «*più grande investimento nelle reti elettriche nella storia del Paese*»
L'investimento proposto rappresenta un aumento del 30% rispetto al budget iniziale di 13,6 miliardi di euro e un incremento del 144% rispetto allo stanziamento attuale per la rete elettrica nazionale. Tale aumento è stato deciso in risposta alle osservazioni ricevute dopo la sottoposizione del piano a consultazione pubblica.
Si prevede che l'investimento soddisfi il fabbisogno di elettrificazione dei settori industriale e residenziale del Paese e consenta di raggiungere gli obiettivi del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima 2023-2030. Secondo il Ministero spagnolo per la Transizione ecologica e la Sfida demografica, il piano aggiornato mira a sostenere la produzione di energia da fonti rinnovabili e a promuovere l'elettrificazione dei porti, delle industrie e del patrimonio edilizio residenziale.

Il piano prevede fondi aggiuntivi fino a un massimo di 10,2 miliardi di euro per le reti di distribuzione, mentre le reti di trasmissione gestite da Red Eléctrica de España (REE) dovrebbero ricevere risorse supplementari fino a 7,7 miliardi di euro, dopo l'approvazione definitiva del piano da parte del governo. Complessivamente, è prevista la costruzione di oltre 6.700 km di nuove linee e il potenziamento di quasi 8.200 km di reti esistenti.
La Spagna punta a raggiungere entro il 2030 una quota di energia rinnovabile pari al 48% del consumo finale di energia e una riduzione del 32% delle emissioni di gas serra.



FEDERMANAGER

AIEE ASSOCIAZIONE ITALIANA ECONOMISTI DELL'ENERGIA