

 FEDERMANAGER

AIEE

ASSOCIAZIONE
ITALIANA ECONOMISTI
DELL'ENERGIA

LUGLIO/AGOSTO 2025

Focus energia

FEDERMANAGER - AIEE

LUGLIO/AGOSTO 2025

Focus energia

FEDERMANAGER - AIEE

INDICE

1. INFO ITALIA

- Il Testo Unico sulle Rinnovabili

2. INFO EUROPA

- L'Unione Europea verso una nuova fase: al via i contratti tripartiti per l'energia

3. APPROFONDIMENTI

- Il mercato europeo dei pannelli solari su tetto ad un bivio: come affrontare le sfide principali della sostenibilità
- Migliorare la tecnologia delle batterie: un obiettivo fondamentale per il futuro delle auto elettriche

4. NEWS DAL MONDO

1. INFO ITALIA

• Il Testo Unico sulle Rinnovabili

Il Testo Unico sulle Rinnovabili (FER), ossia il Decreto Legislativo 25 novembre 2024 n. 190 recante la disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili è entrato in vigore il 30 dicembre 2024 e nasce con l'obiettivo di semplificare le procedure burocratiche legate all'impiego degli impianti alimentati ad energia rinnovabile, in linea con la direttiva RePowerEU. L'obiettivo atteso è dunque quello di superare la frammentazione legislativa esistente in materia nel nostro sistema normativo, definendo i regimi amministrativi per la costruzione e l'esercizio degli impianti di generazione da fonti rinnovabili, nonché gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento e per le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dei medesimi impianti.

Il vantaggio del decreto è senz'altro quello di rappresentare un unico corpo normativo, essendo un Testo Unico, tale da permettere di superare la frammentazione esistente in materia e fornire così un testo organico a cui riferirsi attraverso la razionalizzazione e l'armonizzazione delle procedure di autorizzazione, nell'ottica di sbloccare il potenziale di investimento sulle fonti rinnovabili nel contesto italiano.

Il Testo Unico per le Rinnovabili assume la forma di un testo legislativo primario, che concentra e sintetizza tutte le regolamentazioni relative alle energie rinnovabili, sostituendo così la molteplicità di leggi esistenti su questo tema. Tuttavia, attribuisce un termine di 6 mesi di tempo (180 giorni, ossia fino al 28 giugno 2025) alle regioni e agli enti locali per adeguarsi alle nuove disposizioni potendo stabilire regole particolari per l'ulteriore semplificazione dei regimi amministrativi e/o nell'innalzamento delle soglie di potenza previste, in alternativa si sarebbe applicato quanto previsto dal decreto 190/2024.

Per ciascuna tipologia di intervento (costruzione, modifica o opere accessorie), il decreto prevede tre distinti regimi autorizzativi e nei suoi Allegati (Allegati A, B, C), che costituiscono parte integrante del decreto, sono individuati gli interventi realizzabili in ciascun regime autorizzativo:

- a. **attività libera** (definita nell'art. 7 del TU FER): si tratta di interventi non subordinati all'acquisizione di permessi, autorizzazioni o atti amministrativi di assenso, dove il soggetto proponente non è tenuto alla presentazione di alcuna comunicazione, certificazione, segnalazione o dichiarazione alle amministrazioni pubbliche. Gli interventi rientranti in questo regime autorizzativo devono essere compatibili con gli strumenti urbanistici approvati e i regolamenti edilizi vigenti fermo restando l'osservanza della disciplina di tutela ambientale, idrogeologica e sismica, ivi compresa la necessità di acquisire gli atti di assenso delle amministrazioni preposte alla gestione del vincolo, in conformità alla legislazione vigente. Gli interventi che rientrano in questo regime autorizzativo sono riportati nell'Allegato A del TU FER, e non si applica agli interventi ricadenti sui beni tutelati (ai sensi della parte II del [codice dei beni culturali e del paesaggio](#)), o in aree naturali protette come definite dalla Legge quadro sulle aree protette (L. 394/1991), o dalle leggi regionali, o all'interno di siti della rete Natura 2000, di cui alla direttiva 92/43/CEE.
- b. **procedura abilitativa semplice (PAS)** (definita nell'art. 8 del TU FER): si tratta di un regime di approvazione degli impianti in cui rientrano gli impianti contenuti nell'Allegato B del TU FER. Con riferimento a questo regime

autorizzativo si dovrà fare ricorso alla piattaforma SUER – Sportello Unico delle Energie Rinnovabili, che sarà operativo entro 120 giorni dall'adozione dei modelli unici nazionali. Quando sarà attiva, il soggetto proponente presenta al comune, mediante la piattaforma SUER e secondo un modello unico adottato con decreto del MASE, il progetto corredato da una serie di documenti, tra cui le asseverazioni di tecnici abilitati attestanti la compatibilità degli interventi con gli strumenti urbanistici approvati e i regolamenti edilizi vigenti, il cronoprogramma di realizzazione dell'intervento, l'impegno al ripristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto, ecc. Qualora non venga comunicato al soggetto proponente un espresso provvedimento di diniego entro il termine di 30 giorni dalla presentazione del progetto, il titolo abilitativo si intende perfezionato senza prescrizioni (il termine può essere sospeso per necessità di integrazioni documentali), vigendo così il principio del silenzio/assenso a seguito del quale il soggetto proponente dovrà richiedere la pubblicazione sul Bollettino Ufficiale della regione interessata, dell'avviso di intervenuto perfezionamento del titolo abilitativo. In esso andrà indicato la data di presentazione del progetto, la data di perfezionamento del titolo, la tipologia di intervento e la sua esatta localizzazione. Dalla data di pubblicazione, il titolo abilitativo acquista efficacia, è opponibile ai terzi e decorrono i relativi termini di impugnazione.

- c. autorizzazione unica (AU)** (definita nell'art. 9 del TU FER): si applica per l'autorizzazione di impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili al di sopra di prefissate soglie di potenza contenuti nell'Allegato C del TU FER, ossia interventi assoggettati ad autorizzazione. Analogamente a quanto avviene per la PAS, anche qui la domanda va presentata al comune mediante modello unico e piattaforma SUER, a cui il proponente deve allegare la documentazione e gli elaborati progettuali previsti dalle normative di settore per il rilascio delle autorizzazioni, pareri, nulla osta e assensi, inclusi quelli per la valutazione di impatto ambientale (VIA), paesaggistica e culturale, e per gli eventuali espropri necessari alla realizzazione degli interventi, nonché l'asseverazione di un tecnico abilitato che dia conto della qualificazione dell'area. Esclusi i progetti sottoposti a valutazioni ambientali, l'amministrazione procedente convoca la conferenza di servizi entro 10 giorni dalla conclusione della fase di verifica della documentazione o dalla ricezione delle integrazioni. La determinazione motivata favorevole costituisce il provvedimento autorizzatorio unico e comprende tutti gli atti di assenso di competenza delle amministrazioni e dei gestori di beni o servizi pubblici, il provvedimento di VIA e costituisce, ove occorra, variante allo strumento urbanistico. Il provvedimento autorizzatorio unico è immediatamente pubblicato nel sito internet istituzionale dell'amministrazione procedente e ha efficacia temporale non inferiore a quattro anni. Regioni e Province autonome possono attivare il provvedimento autorizzatorio unico regionale (PAUR) per interventi sottoposti a valutazione di impatto ambientale, fatta salva la facoltà di far scattare il nuovo iter previsto da Testo unico: se sarà azionata la PAUR, il termine per la chiusura non potrà superare i due anni dal suo avvio o dall'avvio della verifica di assoggettabilità, se prevista, alla VIA. Sempre le Regioni potranno intervenire anche sulle pratiche di competenza statale soggette all'autorizzazione unica (a cominciare dagli impianti di potenza superiore ai 300 MW): servirà, dunque, l'intesa preventiva con il governatore o i governatori interessati per tutti i progetti, a eccezione degli impianti offshore.

Alle Regioni e alle Province è, infine, affidato il compito di adottare, entro il 21 febbraio 2026, i piani di individuazione delle cosiddette zone di accelerazione previste dalla direttiva UE Red III che andranno definite anche alla luce della partita sulle aree idonee e che beneficeranno di iter super celeri per i progetti.

Le zone di accelerazione individuate sono costituite da zone sufficientemente omogenee in cui la diffusione di uno o più tipi specifici di energia da fonti rinnovabili non comporti impatti ambientali significativi. Sono escluse dalle zone di accelerazione le aree a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione europea e internazionali, a eccezione delle superfici artificiali ed edificate esistenti situate in tali zone.

Si tratta di aree che devono essere ricomprese nell'ambito delle aree idonee già individuate della mappatura del territorio nazionale fornita dal GSE, per l'installazione di impianti di generazione da FER, infrastrutture connesse e sistemi di stoccaggio, che permetteranno così il raggiungimento degli obiettivi di energia rinnovabile fissati dal PNIEC al 2030.

Il contenuto minimo inderogabile di tali Piani, soggetti a Valutazione Ambientale Strategica (VAS), è fissato e le Regioni e le Province autonome dovranno dare priorità a superfici artificiali ed edificate, infrastrutture di trasporto e le aree adiacenti, parcheggi, aziende agricole, siti di smaltimento rifiuti, aree industriali attrezzate e siti industriali, miniere, corpi idrici interni artificiali, laghi o bacini artificiali, siti di trattamento delle acque reflue urbane, terreni degradati non utilizzabili per scopi agricoli. Dovranno inoltre essere incluse, in via prioritaria, le aree dove sono già presenti impianti rinnovabili o di stoccaggio.

Come richiesto dal PNRR, per il conseguimento della milestone M7-2 Riforma 1 (Missione 7 – REPowerEU), il nostro Paese dovrà emanare norme che regolino, semplificandola, la disciplina per lo sviluppo delle energie rinnovabili, offrendo, al contempo, ai soggetti interessati, un testo che univocamente rappresenti il riferimento normativo per le procedure amministrative che riguardano la produzione di energia da fonti rinnovabili, in coerenza con l'organizzazione e i principi dettati in sede sovranazionale. Si è pertanto reso necessario procedere alla correzione e integrazione del TU FER da parte del Consiglio dei Ministri, avvenuta 11 settembre 2025. Come riportato da una nota del MASE, il lavoro correttivo è stato effettuato per garantire la coerenza della normativa nazionale in materia di regimi amministrativi per le FER con l'ordinamento europeo, essendo peraltro il testo unico un atto necessario al conseguimento di una specifica "milestone" del PNRR. Tra le principali novità del testo aggiornato sono:

- Rimozione di ostacoli procedurali per interventi che non richiedano nuovo consumo di suolo e per l'integrazione degli accumuli, elementi chiave per la stabilità della rete;
- Estensione del regime dell'attività libera ad alcune tipologie di interventi a impatto ambientale e paesaggistico zero o comunque minimale;
- Previsione di appositi meccanismi per la risoluzione extragiudiziale delle controversie relative alle procedure amministrative, gestiti da Acquirente unico sulla base delle direttive di Arera e a titolo gratuito per le parti interessate.

Lo schema di decreto legislativo così modificato ed integrato verrà trasmesso alla Conferenza unificata per l'acquisizione dell'intesa, per poi essere sottoposto all'esame del Consiglio di Stato e delle commissioni parlamentari competenti.

2. INFO EUROPA

• L'Unione Europea verso una nuova fase: al via i contratti tripartiti per l'energia

In occasione del "Consiglio informale sull'energia", tenutosi a Copenaghen lo scorso 4 settembre, la Commissione europea ha rilanciato il tema dei contratti tripartiti per l'energia, uno strumento concepito per facilitare l'accesso delle imprese a fonti energetiche pulite, a costi sostenibili.

Questa iniziativa, già introdotta pubblicamente nel mese di giugno dal Commissario europeo per l'Energia Dan Jørgensen, risulta ora essere al centro dell'azione politica dell'UE, con l'obiettivo di promuovere una cooperazione strutturata tra settore pubblico, industria e produttori di energia rinnovabile.

In questa modalità, i contratti tripartiti introdurranno un nuovo modello di cooperazione strutturata: i consumatori industriali potranno utilizzare energie rinnovabili a condizioni concordate, mentre i produttori si impegneranno a realizzare nuove infrastrutture per incrementare l'offerta di energia pulita.

Il settore pubblico, invece, con il supporto delle istituzioni finanziarie, garantirà un quadro normativo chiaro e strumenti di incentivo adeguati.

Durante l'incontro è emerso, inoltre, che, in un contesto globale sempre più segnato da una forte instabilità economica, le aziende europee dovranno riuscire a contare su un sistema di approvvigionamento energetico sicuro e competitivo; incrementando la diffusione delle rinnovabili, che ancora risentono della mancanza di un quadro di domanda solido.

In un contesto segnato da crescenti pressioni sull'economia energetica europea, i contratti tripartiti divengono dunque uno strumento strategico per rafforzare la cooperazione tra pubblico e privato e canalizzare investimenti rilevanti nella transizione verso un sistema energetico green.

Basati su un impegno condiviso e di lungo periodo, questi accordi mirano a costruire un'ecosistema in cui le sinergie tra attori istituzionali, imprese e fornitori energetici possano tradursi in infrastrutture concrete, innovazione tecnologica e competitività industriale.

La Commissione europea presenta dunque i contratti tripartiti come una risposta strutturale alle sfide attuali del mercato energetico, puntando su un approccio integrato e multilaterale.

Nello specifico, ad essere coinvolti sono, per l'appunto, tre pilastri fondamentali del sistema: i produttori di energia con le relative catene di fornitura, i grandi consumatori industriali, e il settore pubblico, supportato da istituzioni finanziarie come la Banca europea per gli investimenti (BEI).

Poiché ogni fonte di energia presenta caratteristiche operative, tecnologiche e regolatorie differenti, la Commissione ha scelto di sviluppare strumenti contrattuali *ad hoc* per ciascun settore.

I due ambiti prioritari individuati sono l'eolico offshore, assieme alle reti elettriche necessarie a integrarlo nel sistema, e lo stoccaggio dell'energia.

Nel caso dell'energia eolica offshore, gli obiettivi fissati dagli Stati membri sono particolarmente ambiziosi. Si prevede di raggiungere infatti gli 88 GW di capacità installata entro il 2030, con un'espansione fino a 360 GW entro il 2050.

Grazie alla capacità intrinseca dell'eolico offshore di generare grandi quantità di energia elettrica a costi competitivi, molte aziende industriali europee stanno già avviando accordi a lungo termine per l'acquisto diretto di energia con i parchi eolici in mare: i cosiddetti Power Purchase Agreement (PPA).

Tuttavia, affinché questi investimenti possano essere realmente sbloccati su larga scala, è considerato fondamentale il sostegno da parte dei governi, proprio attraverso l'implementazione di strumenti di questo tipo in grado di offrire maggiore stabilità e certezza economica.

Come dichiarato anche da WindEurope, per le imprese coinvolte nella transizione energetica, risulta fondamentale disporre di una chiara visione sui volumi di capacità che verranno messi all'asta e sulle tempistiche previste per tali gare.

Proprio per questo motivo, il settore dell'eolico offshore ha avanzato la proposta di un vero e proprio *New Deal*, che prevede un impegno formale da parte dei governi europei a sviluppare 15 gigawatt all'anno di nuova capacità eolica in mare aperto tra il 2031 e il 2040.

In cambio, l'industria si impegna a ridurre i costi del 30%, contribuendo così a rendere nel lungo periodo l'intera filiera più efficiente, competitiva e sostenibile.

Sarà inoltre necessario intervenire parallelamente sul potenziamento delle reti e sull'infrastruttura di stoccaggio, considerata essenziale per garantire l'equilibrio tra produzione e consumo.

Lo stoccaggio di energia, infatti, non solo consente un impiego più proficuo ed efficiente delle fonti rinnovabili, ma contribuisce anche a ottimizzare l'uso delle reti elettriche oltre che a contenere le oscillazioni dei prezzi dell'energia. A livello europeo, si stima che entro il 2030 saranno necessari circa 200 GW di capacità di stoccaggio: un traguardo ambizioso che richiederà forti investimenti, che proprio i contratti tripartiti mirano a facilitare e concretizzare.

Sebbene l'attenzione iniziale si concentri su eolico e storage, la Commissione ha già avviato valutazioni per estendere il modello anche ad altri comparti strategici per la transizione energetica europea.

Tra questi figurano il biometano, l'efficienza energetica, l'energia nucleare e l'integrazione energetica di infrastrutture critiche come i data center.

Attraverso questi nuovi meccanismi, l'Unione Europea punta, pertanto, non solo a superare le criticità strutturali del mercato dell'energia, ma anche a stimolare una crescita industriale più sostenibile, resiliente e orientata alla creazione di posti di lavoro qualificati nei settori chiave della transizione verde.

3. APPROFONDIMENTI

- **Il mercato europeo dei pannelli solari su tetto ad un bivio: come affrontare le sfide principali della sostenibilità**

Negli ultimi anni il solare fotovoltaico, che 20 anni fa era insignificante nel mix elettrico dell'Unione Europea, ha registrato una notevole crescita, rappresentando nel 2024 circa l'11% dell'approvvigionamento energetico dell'UE. Ad oggi, la maggior parte della capacità solare installata nell'UE è sui tetti degli edifici, sia commerciali che residenziali. Tuttavia, il fotovoltaico sui tetti, pur essendo una soluzione vantaggiosa per i prosumer, presenta delle problematiche, come la congestione della rete e l'aumento dei costi per i gestori delle reti di distribuzione.

Un recente studio di Enerdata esamina le possibili soluzioni a questi problemi e il ruolo a lungo termine che l'energia solare sui tetti potrebbe svolgere nel raggiungimento di un sistema energetico a zero emissioni nette in Europa.

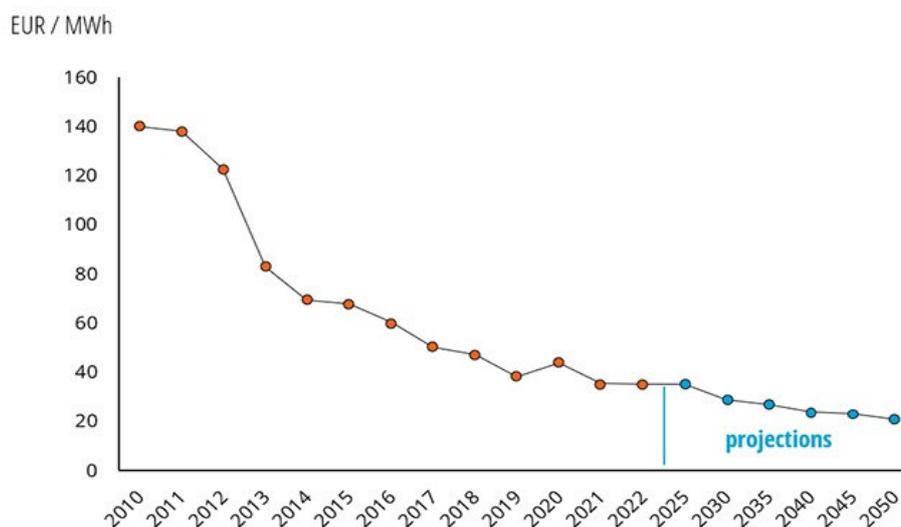
Sviluppi recenti nel mercato solare fotovoltaico nell'UE

La capacità solare installata totale nell'UE che era di soli 1,3 GW alla fine del 2004, nel 2024 ha raggiunto circa 338 GW (e un CAGR del 32% in 20 anni). Oggi, la Germania rappresenta la quota maggiore della capacità installata con quasi 100 GW, seguita da Spagna, Italia e Paesi Bassi, rispettivamente con 47 GW, 36 GW e 26 GW. Inoltre, nel 2024, nonostante una crescita più lenta rispetto al 2023, il tasso di installazione annuale ha raggiunto il massimo storico nell'UE con 65,5 GW. Di questi, la Germania ha rappresentato 16,1 GW, la Spagna 9,3 GW, l'Italia 6,4 GW e i Paesi Bassi 3,0 GW. Inoltre, la quota di solare fotovoltaico nell'approvvigionamento elettrico dell'UE è aumentata da quasi zero nel 2004 a circa l'11% nel 2024. Se il consumo di elettricità nell'UE continua a crescere lentamente, a circa l'1-2% all'anno, e se gli Stati membri mantengono un tasso di installazione annuale di circa 60 GW, è altamente probabile che entro il 2030 l'energia solare coprirà tra il 20- 25% del consumo di elettricità dell'UE, un livello attualmente raggiunto solo dall'Ungheria.

Negli ultimi 20 anni il tasso di installazione nell'UE non è rimasto stabile. Negli anni 2000 e nei primi anni 2010, si è verificata una crescita esponenziale, trainata da tariffe feed-in (FIT) relativamente generose in diversi paesi, che hanno contribuito alla maturazione della tecnologia fotovoltaica e a una significativa riduzione dei costi.

Con qualche eccezione, il costo di questi incentivi ha avuto un impatto limitato sulla spesa pubblica, poiché la filiera era ancora agli inizi e relativamente limitata in termini di dimensioni. Lo sviluppo del solare in questo periodo non ha avuto conseguenze fisiche significative sulla rete, poiché la generazione è stata "diluata" in un mix ampiamente dominato da generatori tradizionali come centrali termoelettriche, nucleari e idroelettriche. I picchi di produzione non hanno causato cali significativi dei prezzi spot, perché il leggero aumento della produzione ha potuto essere compensato adeguando le altre fonti.

Il costo totale dell'energia (LCOE) dell'energia solare fotovoltaica su scala industriale in Europa



Fonte Enerdata

La tecnologia fotovoltaica ha da tempo raggiunto livelli di prezzo competitivi in Europa e il costo totale dell'energia (LCOE) degli impianti a terra è diminuito drasticamente nel corso degli anni.

Il solare su tetto ha generalmente un costo totale dell'energia più elevato rispetto agli impianti a terra di grandi dimensioni, con una tendenza al ribasso, soprattutto per le grandi installazioni di impianti di produzione di energia per le aziende commerciali e industriali (C&I).

In termini di suddivisione tra installazioni su scala industriale a terra e installazioni su tetto, i pannelli su tetto hanno a lungo dominato il mercato europeo sia in termini di numero di installazioni che di capacità totale aggiunta. Tra il 2020 e il 2024, circa il 60% della nuova capacità è stata installata su tetti, sebbene il costo per unità di capacità fosse superiore rispetto alle installazioni a terra.

Panorama attuale e futuro del mercato del solare su tetto in alcuni paesi dell'UE

Sebbene il solare a terra offra il vantaggio di consentire un'installazione più semplice e rapida, alcuni paesi dell'UE hanno espresso l'ambizione di dare priorità agli impianti fotovoltaici su tetto e di limitarne l'uso su terreni, al fine di ridurre gli impatti sul territorio e non interferire con l'agricoltura.

La logica di tale politica è supportata anche da altri fattori. L'installazione di pannelli sui tetti di edifici residenziali e industriali, riduce la necessità di costosi ammodernamenti delle reti di trasmissione e distribuzione, che in alcuni paesi possono richiedere diversi anni. Inoltre, l'autoconsumo dell'energia prodotta sul tetto può ridurre le tasse per gli utenti finali, con dei vantaggi economici derivanti dall'elusione delle tariffe di rete.

Tuttavia, il raggiungimento di elevati tassi di autoconsumo può comportare costi aggiuntivi, come l'acquisto di batterie stazionarie. Alcuni paesi che hanno registrato un'importante diffusione del fotovoltaico negli anni precedenti sembrano ora raggiungere un punto di saturazione in cui la crescente congestione della rete ostacola lo sviluppo di nuovi progetti.

Situazione nei Paesi Bassi

Un esempio lampante in Europa sono i Paesi Bassi, dove possono essere necessari fino a 10 anni per connettere nuovi progetti alla rete. In questo Paese, i vantaggi delle installazioni su tetto hanno portato a una crescita signifi-

cativa, sia su edifici residenziali con livelli di potenza relativamente bassi (inferiori a 15 kWp) sia su grandi edifici commerciali o industriali con capacità di produzione che raggiungono decine di MW.

Tuttavia, dopo anni di crescita esponenziale, il mercato solare olandese ha registrato una stagnazione nel 2024, con un calo delle installazioni da quasi 5 GW nel 2022 e 2023 a 3,5 GW aggiunti nel 2024. In particolare, le installazioni residenziali sui tetti si sono dimezzate, passando da 2,4 GW nel 2023 a poco più di 1 GW nel 2024. Anche le installazioni fotovoltaiche commerciali sono diminuite. Però, la riduzione è stata limitata (da 2,6 GW nel 2020 a circa 2,4 GW nel 2024).

Il calo del mercato residenziale è stato attribuito da diversi esperti alla fine del sistema di Scambio sul posto prevista per gennaio 2027, che ha generato incertezza e potrebbe portare ad un cambiamento strutturale del mercato. Un altro fattore è che una parte significativa dei tetti non può essere dotata di pannelli fotovoltaici standard, perché la struttura del tetto non è in grado di supportare il peso aggiuntivo dei pannelli.

Per affrontare queste limitazioni strutturali vengono studiate soluzioni innovative, come i moduli fotovoltaici leggeri che potrebbero rappresentare in futuro circa un terzo del potenziale di copertura di edifici commerciali e industriali, con buone opportunità di crescita per gli sviluppatori.

Situazione in Spagna

In Spagna, gli impianti solari sui tetti sono molto dinamici, sebbene abbiano subito un rallentamento nel 2023 e nel 2024 rispetto al ritmo sostenuto registrato negli anni precedenti.

Nel 2024 sono stati installati 6 GW di solare fotovoltaico di cui circa il 20% (1,18 GW) impianti solari su tetti, la maggior parte su edifici industriali (674 MW), seguiti da impianti residenziali (275 MW) e commerciali (207 MW). Nel 2023 sono stati installati 7,5 GW complessivi (inclusi gli impianti a terra), di cui 1,7 GW di capacità fotovoltaica autoconsumata, che hanno causato problemi di congestione della rete e una lunga coda di connessione. I nuovi impianti sui tetti solitamente vendono l'energia in eccesso alla rete, tramite un sistema di remunerazione basato sulla fatturazione netta, con rendimenti molto bassi agli attuali prezzi dell'elettricità. Anche se il rapido sviluppo delle batterie stazionarie e la maggiore flessibilità della domanda di energia elettrica contribuiranno progressivamente ad alleviare tali problemi, il ritmo delle installazioni potrebbe non aumentare vertiginosamente nel prossimo futuro. Nell'aggiornamento del PNEC del 2023, il governo spagnolo ha annunciato piani ambiziosi per lo sviluppo del solare fotovoltaico con l'obiettivo di installare 76 GW di fotovoltaico entro il 2030, di cui 19 GW destinati all'autoconsumo.



Impianto fotovoltaico da 4.600 kW, realizzato in Spagna, in un sito industriale presso il porto di Sagunto (Valencia), dotato di 8.800 moduli fotovoltaici che coprono 48.400 metri quadrati di tetto, l'equivalente di 10 campi da calcio. Con una produzione annua di 7 GWh, questo progetto contribuirà a evitare l'emissione di oltre 800 tonnellate di CO2 equivalente all'anno.

Situazione in Francia

In Francia, gli scenari più ambiziosi per il solare fotovoltaico prevedono una produzione annua compresa tra 150 TWh e 250 TWh/anno, che richiederebbe una capacità installata di 100-200 GW, considerando l'attuale rapporto medio di produzione di 1.300 kWh/kWp/anno.

Sebbene ciò sia relativamente in linea con le attuali ambizioni del Governo (100 GW entro il 2050), è interessante notare che in futuro almeno la metà di questa produzione, se non la maggior parte, potrebbe essere fornita da impianti solari sui tetti, circa 125 TWh rispetto ai circa 14 TWh generati dai 13,5 GW di fotovoltaico su tetto nel 2024.

In Francia la crescita del solare fotovoltaico iniziata 15 anni fa è stata trainata nel tempo principalmente dal solare su tetto, ma oggi la situazione è più equilibrata, con le centrali elettriche fotovoltaiche a terra che rappresentano una quota pressoché equivalente. Il terzo PPE (*Programmazione Pluriannua dell'Energia*), attualmente nella sua fase di consultazione finale, mira a installare il 57% della nuova capacità fotovoltaica sui tetti e prevede che il 41% proverrà da impianti sui tetti di piccole e medie dimensioni, mentre il 16% dovrebbe provenire da installazioni su larga scala su edifici industriali, logistici e commerciali.

Meccanismi di mercato e implicazioni economiche

All'inizio della diffusione dell'energia solare fotovoltaica in Europa, molti paesi utilizzavano sistemi di remunerazione basati sullo Scambio sul Posto (SSP) per l'energia in eccesso immessa nelle reti pubbliche di distribuzione elettrica, un meccanismo che permetteva ai proprietari di impianti fotovoltaici di immettere l'energia in eccesso in rete e di prelevarla in un momento successivo, usufruendo di una "compensazione" per l'energia scambiata. Quando il consumo netto di energia e la produzione di energia sono positivi la differenza, proviene dalla rete e dovrà essere pagata dal cliente. Al contrario, quando il consumo netto di energia è negativo, ovvero quando il consumo è inferiore a quanto prodotto dai pannelli solari, la differenza viene immessa in rete e il cliente viene rimborsato.

Questo modo di remunerare l'energia immessa in rete si è dimostrato vantaggioso per i produttori, che possono in un certo senso utilizzare la rete come una sorta di sistema di accumulo, in grado di assorbire la produzione in eccesso nelle ore centrali della giornata e di restituirla nelle ore meno luminose.

Nella maggior parte dei paesi europei, con l'aumento dei prosumer di energia solare fotovoltaica (i consumatori che producono anche parte della propria elettricità con pannelli fotovoltaici installati sui tetti) negli ultimi anni, la quantità di energia elettrica da solare in eccesso, immessa in rete durante le ore di punta, ha iniziato a rivelarsi svantaggiosa per i gestori delle reti di distribuzione, poiché l'immissione in rete non risponde ai segnali di mercato (prezzo SPOT dell'elettricità). In un paese con molti prosumer remunerati da una tariffa feed-in tramite un sistema di scambio sul posto (in cui lo Stato garantisce ai produttori di energia elettrica una remunerazione fissa e predefinita per ogni kWh immesso nella rete elettrica, per un certo numero di anni), questi ultimi tendono a essere sovrappagati.

Una soluzione a questo problema, adottata da diversi paesi europei, è stato il sistema di remunerazione basato sulla fatturazione netta, in cui i prosumer che immettono energia in eccesso nella rete elettrica vengono remunerati con il valore di mercato di tale energia, ovvero il prezzo corrente di mercato (SPOT). L'idea è quella di allineare gli interessi dei prosumer con quelli dei gestori di rete e della comunità in generale, acquistando l'elettricità in eccesso al prezzo SPOT, al fine di incentivare l'accumulo o l'utilizzo dell'elettricità prodotta dal fotovoltaico sui tetti nelle ore centrali della giornata e quindi massimizzare la tariffa di autoconsumo.

Uno degli svantaggi del sistema di fatturazione netta è che, senza un adattamento del comportamento di consumo da parte dei prosumer, la redditività dell'impianto fotovoltaico diminuirà drasticamente. Ciò potrebbe quindi rallentare il ritmo di diffusione del fotovoltaico sui tetti nei mercati che non hanno ancora un'ampia diffusione di batterie stazionarie o in quelli in cui l'uso dell'energia non è ancora flessibile. Nel lungo termine, il sistema di remunerazione basato sulla fatturazione netta sembra tuttavia essere una condizione sine qua non per una generalizzazione dell'energia solare sui tetti che non metta a repentaglio la stabilità delle reti a bassa tensione e fornisca i giusti incentivi agli operatori economici.

Il futuro ruolo del solare fotovoltaico su tetto in un'Europa decarbonizzata

Dopo aver soddisfatto circa l'11% del consumo energetico nell'UE, la capacità fotovoltaica totale (inclusa quella a terra) dovrebbe raggiungere circa il 14% della fornitura nel 2025. Alla fine del 2024, il solare integrato negli edifici – la stragrande maggioranza del quale è installato sui tetti – rappresentava circa i due terzi della capacità cumulativa, per un totale di 220 GW. Inoltre, sebbene il solare a terra sembri guadagnare terreno, le nuove installazioni nel 2024

erano ancora costituite per il 60% da impianti su tetto. Combinando questi dati, è probabile che, entro la fine del 2025, il solare sui tetti fornirà quasi l'8% del consumo totale di elettricità nell'Unione Europea – nonostante abbia in genere un fattore di capacità inferiore rispetto al fotovoltaico a terra - e avrà un enorme potenziale a lungo termine. Secondo le stime del Centro Comune di Ricerca (JRC) il potenziale a lungo termine dell'energia solare sui tetti nell'UE è a 1,1 TW, che, al livello attuale di consumo di elettricità nell'UE, potrebbero coprire circa il 40% della domanda. Anche con un raddoppio del consumo di elettricità nell'UE, nei prossimi 25 anni, trainato dall'elettrificazione di vari settori, come il riscaldamento, i trasporti e l'industria, l'energia solare fotovoltaica sui tetti potrebbe comunque soddisfare oltre il 20% della domanda totale di energia.

Questi dati tendono a indicare che il fattore limitante per l'implementazione del fotovoltaico non è tanto la disponibilità di spazio sui tetti nell'Unione Europea, quanto piuttosto la nostra capacità di gestire i limiti della rete e l'intermittenza dell'energia solare, sfide per le quali si stanno ora implementando soluzioni tecniche efficaci su larga scala. La principale preoccupazione dell'industria del solare fotovoltaico è la rapida crescita della sua capacità, che si scontra con i limiti dell'integrazione nella rete. Per risolvere la strozzatura della rete è necessario studiare soluzioni di accumulo dell'energia e liberalizzare il mercato; per consentire un consumo significativo di energia solare, l'industria deve restituire i benefici alla rete; proporre attivamente le tariffe di connessione alla rete è particolarmente importante poiché i costi della generazione domestica distribuita tendono a essere relativamente elevati, mentre reindirizzare questi benefici verso la costruzione di infrastrutture di accumulo dell'energia è essenziale per aumentare le percentuali di utilizzo dell'elettricità solare.

In Ue mancano anche politiche chiare e soprattutto un quadro normativo coerente per l'espansione del solare fotovoltaico sui tetti degli edifici. È quanto emerge da un recente rapporto, che evidenzia come le barriere amministrative, politiche ed economiche stanno bloccando la transizione verso un futuro rinnovabile e socialmente equo.

Se si affrontano i vincoli attuali, il fotovoltaico su tetto ha un forte potenziale per continuare a crescere in modo significativo e avvicinarsi al suo potenziale tecnico nei prossimi anni.



3. APPROFONDIMENTI

- **Migliorare la tecnologia delle batterie: un obiettivo fondamentale per il futuro delle auto elettriche**

Un team di ricercatori coreani del Frontier Research Laboratory (FRL) insieme con la LG Energy Solution, hanno presentato una svolta nella tecnologia delle batterie per veicoli elettrici, risolvendo l'annoso problema dei dendriti, nelle batterie al litio metallico.

Le batterie agli ioni di litio convenzionali hanno un'autonomia massima di 600 km, mentre la nuova batteria può raggiungere un'autonomia di 800 km con una singola carica, una durata di oltre 300.000 km e un tempo di ricarica superveloce di soli 12 minuti.

Le batterie al litio metallico sostituiscono l'anodo di grafite, un componente chiave delle batterie agli ioni di litio, con il litio-metallo. Tuttavia, il litio metallico presenta una sfida tecnica nota come dendrite, che rende difficile garantire la durata e la stabilità



della batteria. Le dendriti sono strutture aghiformi e ramificate che si formano sulla superficie dell'anodo durante la carica, soprattutto in caso di sovraccarico o deposizione irregolare di ioni di litio, influenzando negativamente sulle prestazioni e sulla stabilità della stessa.

Questo fenomeno delle dendriti si aggrava durante la carica rapida e può causare un cortocircuito interno, rendendo molto difficile l'implementazione di una batteria al litio-metallo che possa essere ricaricata in queste condizioni.

Il team di ricerca ha identificato che la causa fondamentale della formazione di dendriti durante la carica rapida è dovuta alla coesione interfacciale non uniforme sulla superficie del litio metallico. Per risolvere questo problema, hanno sviluppato una nuova soluzione elettrolitica liquida con una struttura anionica che presenta una debole affinità di legame per gli ioni di litio. Ciò consente una deposizione uniforme del litio sull'anodo e impedisce la formazione di dendriti anche durante la carica rapida.

Questa tecnologia supera la lenta velocità di carica, che rappresenta un importante limite delle batterie al litio metallico esistenti, mantenendo al contempo un'elevata densità energetica, consente un'ampia autonomia e un funzionamento stabile anche con una carica rapida.

In laboratorio, la batteria è stata caricata da 5 % a 70 % in soli 12 minuti, con oltre 350 cicli. Modelli ad alta densità energetica (386 Wh/kg) hanno dimostrato la capacità di caricare da 10 % a 80 % in 17 minuti. Se commercializzata,

la tecnologia potrebbe aumentare l'autonomia dei veicoli, superando il principale ostacolo all'introduzione delle batterie al litio-metallo nei veicoli elettrici.

Un altro esperimento scientifico che mira a migliorare le batterie è stato condotto dai ricercatori presso l'Oak Ridge National Laboratory (ORNL) del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti, che hanno sviluppato un nuovo materiale che impedisce alle batterie agli ioni di litio di prendere fuoco.

In una batteria agli ioni di litio, un sottile strato di plastica separa i due elettrodi. Se la batteria si danneggia e lo strato di plastica si rompe, gli elettrodi possono entrare in contatto e causare l'incendio della batteria.

I ricercatori dell'ORNL sono partiti da un semplice esperimento con l'Oobleck, un fluido non newtoniano composto da amido di mais (maizena) e acqua, noto per il suo comportamento unico: si comporta come un liquido quando è a riposo o manipolato lentamente, ma diventa solido se sottoposto a una forza improvvisa o rapida. Questo fenomeno è dovuto alle particelle di amido di mais in sospensione che si bloccano e formano una struttura quasi solida sotto pressione, per poi separarsi nuovamente quando la pressione diminuisce.

Hanno sperimentato di miscelare un additivo simile all'oobleck in un elettrolita convenzionale per creare un materiale resistente agli urti. La miscela scorre come un liquido finché non si esercita una pressione che la fa diventare solida. Dopo che la pressione viene rimossa, la sostanza si liquefa di nuovo.

Questa caratteristica dipende da un colloide, ovvero una sospensione di minuscole particelle solide in un liquido. Nel caso dell'oobleck, il colloide è costituito da particelle di amido di mais sospese in acqua. Per il colloide della batteria è stata utilizzata la silice in sospensione in un normale elettrolita liquido per batterie agli ioni di litio. L'integrazione di questo additivo richiederebbe solo piccole modifiche al processo di produzione delle batterie convenzionali.

All'impatto, le particelle di silice si aggregano e bloccano il flusso di fluidi e ioni. I ricercatori hanno utilizzato particelle di silice perfettamente sferiche, con un diametro di 200 nanometriche che si disperdono in modo omogeneo nell'elettrolita. La miscela si solidifica all'impatto, impedendo agli elettrodi di toccarsi in caso di danni alla batteria durante una caduta o un incidente. Se gli elettrodi non si toccano, la batteria non prende fuoco.

Il futuro delle auto elettriche è sempre più definito e orientato verso una mobilità sostenibile, grazie alle costanti innovazioni tecnologiche. Con batterie che durano di più, tempi di ricarica sempre più rapidi e costi in calo, presto diventeranno una scelta alla portata di molti. L'industria e i ricercatori continuano a lavorare per risolvere questioni ancora aperte, come la produzione su larga scala di batterie più avanzate e l'espansione delle stazioni di ricarica. Alimentare questi veicoli con energie rinnovabili permetterà di ridurre ancora di più le emissioni di CO², accelerando la transizione verso una mobilità più sostenibile. Nei prossimi anni, le auto elettriche potrebbero diventare protagoniste contribuendo a proteggere l'ambiente.



4. NEWS DAL MONDO

La Svizzera presenta una proposta di legge per revocare il divieto di costruzione di nuove centrali nucleari

Il governo svizzero ha presentato una proposta di legge per revocare il divieto di costruzione di nuove centrali nucleari. Se la legge venisse approvata, le aziende potrebbero richiedere autorizzazioni per nuovi progetti.

La proposta è una risposta all'iniziativa popolare «Stop the Blackout», che chiede l'abrogazione del divieto di rilascio di autorizzazioni per i nuovi progetti nucleari e prevede anche la possibilità di revisione delle centrali nucleari esistenti senza l'obbligo della loro sostituzione. I legislatori avranno tempo di valutare le proposte fino ad agosto 2026 e, se entrambe le iniziative dovessero restare in vigore, verrà organizzato un referendum.

Nel 2011, in seguito all'incidente di Fukushima, la Svizzera aveva deciso di abbandonare gradualmente l'energia nucleare. Nel 2017, gli elettori svizzeri hanno approvato un piano che includeva il divieto di costruzione di nuove centrali nucleari. Alla fine del 2024, la Svizzera aveva ancora tre centrali nucleari attive per un totale di 2.960 MW, che rappresentano circa l'11% della capacità installata del Paese. Tuttavia, nel 2023 il nucleare rappresentava ancora circa il 33% della produzione di energia elettrica della Svizzera, con oltre 24 TWh.

Gli Stati Uniti inaspriscono le norme sui crediti d'imposta per i progetti eolici e solari

Il Dipartimento del Tesoro degli Stati Uniti ha pubblicato nuove linee guida che inaspriscono i criteri di ammissibilità per i crediti d'imposta federali su progetti eolici e solari, nell'ambito delle politiche dell'attuale amministrazione che mira ad eliminare gradualmente alcuni sussidi alle energie rinnovabili.

Le norme aggiornate eliminano la clausola "safe harbor del 5%", che consentiva agli sviluppatori su larga scala di qualificarsi per i crediti investendo solo il 5% dei costi di capitale di un progetto. In base alle nuove linee guida, gli sviluppatori devono ora iniziare la costruzione entro il 6 luglio 2026 e completare i progetti entro quattro anni per rimanere idonei. La clausola "safe harbor" sarà applicabile solo agli impianti solari su tetto e di piccola scala.

Queste modifiche impongono al Dipartimento del Tesoro di limitare l'ammissibilità ai crediti d'imposta a meno che una parte sostanziale di un impianto non venga realizzata.

Uniper punta a 5 miliardi di euro di investimenti per raggiungere 15-20 GW entro il 2030

L'azienda energetica statale tedesca Uniper ha pubblicato un aggiornamento della sua strategia e investirà entro il 2030 cinque miliardi di euro, principalmente in centrali elettriche a gas e rinnovabili.

Il suo piano precedente pubblicato nel 2024 - che prevedeva un investimento maggiore da 8 miliardi di euro - è stato rinviato a causa dei deboli rendimenti delle energie rinnovabili e della lenta crescita del mercato dell'idrogeno.

La maggior parte degli investimenti sarà destinata all'espansione del portafoglio di Uniper nel settore delle energie rinnovabili e a gas. L'azienda punta a raggiungere una capacità di 15-20 GW entro il 2030, di cui almeno la metà rinnovabile, a basse emissioni di carbonio o decarbonizzabile, comprendendo impianti solari, eolici, idroelettrici, nucleari e nuovi impianti a gas progettati per funzionare a zero emissioni tramite idrogeno verde o cattura del carbonio. Uniper prevede inoltre di espandere il proprio portafoglio di gas e GNL a 250-300 TWh/anno nel medio termine. L'obiettivo è di consolidare i volumi di vendita di 180-200 TWh/anno in Germania, Austria e Svizzera, incrementando al contempo le vendite di GNL in Asia.

La Russia fissa un obiettivo più basso per le emissioni di gas serra entro il 2035, con un limite del 65-67% rispetto ai livelli del 1990

Il governo russo ha emanato un decreto che impone al Paese di ridurre le emissioni di gas serra (GHG) al 65-67% entro il 2035, rispetto ai livelli del 1990, tenendo conto della capacità di assorbimento del carbonio delle vaste foreste russe. Secondo i dati delle Nazioni Unite, il nuovo obiettivo limiterebbe le emissioni di gas serra a 2-2,1 GtCO₂eq entro il 2035, ovvero circa il 22% in più rispetto alle 1,7 GtCO₂eq registrate dalla Russia nel 2021.

Nel suo NDC (Nationally Determined Contributions - Contributi determinati a livello nazionale), la Russia si era posta l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra al 70% rispetto ai livelli del 1990 (picco di 3,1 GtCO₂eq) entro il 2030. Nel 2023, si stimava che le emissioni di gas serra fossero inferiori del 14% rispetto ai livelli del 1990, attestandosi a circa 2,67 GtCO₂eq, secondo le stime dell'Emissions Database for Global Atmospheric Research (EDGAR). La Russia è firmataria dell'Accordo di Parigi e si è impegnata a raggiungere emissioni nette di gas serra pari a zero entro il 2060.

La Banca Mondiale sostiene la modernizzazione della rete elettrica della Turchia con un finanziamento di 640 milioni di euro

La Turchia ha ottenuto 640 milioni di euro in finanziamenti agevolati dalla Banca Mondiale per modernizzare ed espandere la propria infrastruttura di trasmissione elettrica, consentendo una maggiore integrazione di energia solare ed eolica su larga scala.

La maggior parte del finanziamento si concentrerà sul rafforzamento della rete di trasmissione per supportare l'espansione delle energie rinnovabili. Si prevede che gli ammodernamenti sbloccheranno 1,7 GW di nuova capacità, risolvendo i vincoli della rete e modernizzando i sistemi a 400 kV e 154 kV gestiti dal TSO turco TEİAŞ. Secondo la Banca Mondiale, TEİAŞ ha identificato oltre 40 potenziali sotto progetti, tra cui la costruzione e l'ammodernamento di sottostazioni e l'integrazione di impianti solari ed eolici su larga scala.

La Turchia punta a raggiungere una quota del 65% di energie rinnovabili nella sua capacità elettrica totale entro il 2035. Nell'ambito del Piano Energetico Nazionale 2022-2035, si prevede che le energie rinnovabili rappresenteranno il 75% della nuova capacità elettrica che sarà messa in servizio e costituiranno il 65% della capacità totale nel 2035 (58,5% nel 2023). Alla fine del 2024, il Paese aveva una capacità installata di 13,2 GW di energia solare e 12,1 GW di energia eolica.

Coal India Limited raggiunge il record di produzione di carbone di 781 Mt nell'anno periodo 2024-2025

La società statale indiana Coal India Limited (CIL) ha pubblicato il suo rapporto annuale 2024-2025, registrando la sua produzione di carbone più alta di sempre, pari a circa 781,06 Mt nell'anno fiscale 2024-2025, in aumento rispetto alle 773,65 Mt dell'anno fiscale precedente. CIL punta a raggiungere 1 Gt di produzione annua entro l'anno fiscale 2028-2029 e attualmente rappresenta circa il 75% della produzione totale di carbone dell'India.

Nonostante un leggero calo degli utili, CIL ha mantenuto una solida performance finanziaria, registrando un utile al netto delle imposte di 4 miliardi di dollari USA (in calo del 5% su base annua) e ricavi operativi di 16,3 miliardi di dollari USA (in calo dell'1% su base annua).

Il carbone rimane centrale nel mix energetico indiano, con l'energia a carbone che rappresenterà il 50% della capacità installata del Paese e il 70% della produzione totale di energia nel 2024, il doppio della media globale. Entro il 2024, l'India ha un obiettivo ambizioso: raggiungere il 50% della capacità di produzione di energia da combustibili non fossili entro il 2030 e si è impegnata a raggiungere la neutralità carbonica entro il 2070.

La Russia svilupperà due centrali solari nella regione dell'Estremo Oriente (1,2 GW)

SER DV, una sussidiaria del Gruppo Hevel, ha ottenuto l'autorizzazione per la costruzione di due centrali solari nella regione dell'Estremo Oriente russo. Ogni centrale solare avrà una capacità di circa 600 MW e sarà dotata di moduli solari bidirezionali prodotti nella Repubblica russa Ciuvascia. L'azienda prevede di utilizzare la produzione di energia per coprire la carenza energetica nella regione utilizzando energia pulita il prima possibile.

Si prevede che nel 2026-2027 sarà installato oltre 1 GW nell'Estremo Oriente per superare la carenza di elettricità locale. La Russia ha una capacità di 280 GW, di cui poco più di 2,5 GW di energia solare (fine 2024).

L'UE aggiorna l'elenco dei progetti prioritari transfrontalieri di energia rinnovabile

L'UE ha aggiunto cinque progetti al suo elenco aggiornato di progetti transfrontalieri di energia rinnovabile: due eolici negli Stati baltici (tra Lettonia e Lituania, e Estonia e Lettonia), uno di teleriscaldamento tra Germania e Polonia, uno studio sulle energie rinnovabili offshore e il progetto Medlink da 10 GW (un progetto solare, eolico onshore e BESS) tra Italia, Algeria e Tunisia.

I piani sono stati selezionati da esperti in base al loro sfruttamento economicamente vantaggioso delle energie rinnovabili. Le proposte erano pervenute in seguito di un invito pubblicato a settembre 2024. I progetti dovrebbero beneficiare di uno status speciale, così da renderli idonei alla richiesta di sovvenzioni nell'ambito del Meccanismo per collegare l'Europa.

La Commissione Europea dà il via libera al regime di CfD da € 11 miliardi per l'eolico offshore in Francia

La Commissione Europea ha approvato un regime di aiuti di Stato da 11 miliardi di euro a sostegno dello sviluppo dell'energia eolica offshore in Francia. Il sostegno riguarda in particolare tre parchi eolici galleggianti con una capacità totale di 1,5 GW. Il regime ventennale, autorizzato nell'ambito del Quadro di Aiuti di Stato del *Clean Industrial Deal State Framework* (CISAF), aiuterà la Francia e l'UE a raggiungere gli obiettivi di energia rinnovabile per il 2030, riducendo al contempo la dipendenza dalle importazioni di componenti di tecnologie pulite. Ciascuno dei tre parchi eolici previsti, uno al largo della costa della Bretagna meridionale e due nel Mar Mediterraneo, avrà una capacità di circa 500 MW. Il sostegno sarà assegnato tramite gare d'appalto competitive. Ogni progetto beneficerà di un contratto per differenza (CfD) bidirezionale, basato sulla differenza tra il prezzo di riferimento offerto e i prezzi di mercato. La Francia ha fatto della diversificazione della catena di approvvigionamento un criterio chiave per ridurre la dipendenza dai componenti cinesi.

Secondo il suo Piano Nazionale Energia e Clima (PNEC) aggiornato, pubblicato nel 2024, il Paese mira a raggiungere una quota di energie rinnovabili del 41,3% nel consumo finale di energia entro il 2030 con una capacità eolica offshore che raggiungerà i 3,6 GW. In prospettiva, la Francia prevede di realizzare 50 parchi eolici offshore, per un totale di 40 GW, entro il 2050.

Otto paesi OPEC+ annullano completamente i tagli volontari alla produzione di petrolio di 2,2 milioni di barili al giorno

Otto paesi OPEC+, ovvero Arabia Saudita, Russia, Iraq, Emirati Arabi Uniti, Kuwait, Kazakistan, Algeria e Oman, hanno concordato di aumentare la loro produzione di 547mila barili al giorno a settembre 2025 rispetto ad agosto 2025, annullando completamente la parte rimanente dei tagli volontari alla produzione di petrolio di 2,2 milioni di barili al

giorno. Questi paesi hanno concordato nel novembre 2023 di tagliare volontariamente la produzione per un totale di 2,2 mb/g per il primo trimestre del 2024. I tagli sono stati poi estesi fino alla fine dell'anno e, successivamente, fino a marzo 2025.

Nell'aprile 2025 è iniziata un'inversione di tendenza e i tagli alla produzione sono stati diminuiti in soli 6 mesi, invece dei 18 mesi inizialmente previsti, con aumenti mensili la rapida salita da 138 kb/g nell'aprile 2025 a 411 kb/g tra maggio e luglio 2025 e a 548 kb/g nell'agosto 2025.

La Commissione Europea approva una riserva elettrica strategica svedese da 300 milioni di euro

La Commissione Europea (CE) ha approvato, ai sensi delle norme UE sugli aiuti di Stato, una riserva elettrica strategica svedese da 300 milioni di euro volta a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in situazioni di emergenza.

Questa riserva strategica è un meccanismo di capacità che remunera le risorse mantenute al di fuori del mercato e utilizzate solo durante le emergenze, quando la domanda di elettricità supera l'offerta, solitamente nei mesi invernali svedesi. La riserva, che sarà operativa fino al 2035, sarà aperta a tutti i progetti in grado di contribuire all'obiettivo di sicurezza dell'approvvigionamento, tra cui la produzione di energia elettrica, la gestione della domanda (in genere grandi consumatori di elettricità) e le soluzioni di stoccaggio.

La CE specifica che i progetti che beneficiano dell'aiuto saranno selezionati attraverso una procedura di gara trasparente e non discriminatoria, progettata per garantire una concorrenza efficace. Per essere ammissibili alla riserva strategica, i progetti dovranno rispettare i limiti di emissione di CO₂ stabiliti dal Regolamento UE per l'energia elettrica. I criteri di selezione saranno: l'importo richiesto per MW di capacità e la disponibilità di energia o che può essere erogata durante un evento di scarsità elettrica (come un blackout o una crisi energetica).

Gli Stati Uniti revocano tutte le aree offshore destinate agli impianti eolici

Il Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) ha revocato tutte le Aree Eoliche (WEA) designate sulla Piattaforma Continentale Esterna (OCS) degli Stati Uniti, ponendo fine alla possibilità del loro futuro utilizzo per progetti eolici offshore. Le aree originariamente identificate e ritenute più idonee allo sviluppo dell'energia eolica erano situate nel Golfo del Messico, nel Golfo del Maine, nella Baia di New York, in California, in Oregon e nell'Atlantico Centrale. A fine gennaio 2025, è stato firmato un ordine esecutivo che sospende la vendita di licenze eoliche offshore in acque federali, nonché il rilascio di approvazioni, permessi e prestiti per progetti eolici onshore e offshore.

In risposta a questa decisione, diverse aziende hanno sospeso i lavori sui progetti eolici offshore che stavano sviluppando al largo degli Stati Uniti. Questa decisione rappresenta un brutto colpo per la nascente industria eolica offshore statunitense.

Il Portogallo prevede di investire 400 milioni di euro per rafforzare e modernizzare la propria rete elettrica

Il governo portoghese ha annunciato l'intenzione di investire 400 milioni di euro per rafforzare la propria rete elettrica. L'investimento è destinato a finanziare un pacchetto di 31 misure volte a migliorare la resilienza e la sicurezza della rete. Tra le misure, il governo prevede di utilizzare 137 milioni di euro per accelerare progetti precedentemente approvati (miglioramenti e modernizzazione della rete elettrica), di lanciare un'asta BESS entro gennaio 2026 e di stanziare 25 milioni di euro per rafforzare infrastrutture critiche come ospedali, aziende idriche ed energetiche attraverso l'installazione di pannelli solari fotovoltaici e batterie di backup.

Il pacchetto mira inoltre a creare una “Mappa Verde” con aree pre-approvate per la produzione di energia rinnovabile, con uno studio ambientale strategico che non richieda lunghe autorizzazioni, e a semplificare i progetti di autoconsumo e le comunità energetiche. Cercherà di modernizzare la rete creando una piattaforma unificata di raccolta dati e sviluppando una strategia nazionale di stoccaggio dell'elettricità che combini tecnologie chimiche e idroelettriche. Inoltre, il Paese sta anche esplorando nuove connessioni elettriche transfrontaliere con il resto d'Europa per migliorare la stabilità e la flessibilità della sua rete elettrica.

Il Portogallo è interconnesso solo con la Spagna (3 GW per l'esportazione e 3,6 GW per l'importazione).

La Polonia approva la bozza del PNIEC aggiornato con prospettive 2030-2040

Il governo polacco ha approvato la bozza di aggiornamento del suo Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (PNIEC) al 2030, con una prospettiva a lungo termine fino al 2040. Il documento aggiornato delinea due scenari climatici ed energetici fino al 2040: uno scenario di politica attiva, denominato WAM (Con Misure Aggiuntive), e uno di mantenimento dell'equilibrio economico, denominato WEM (Con Misure Esistenti).

Secondo il PNIEC aggiornato, la Polonia dovrebbe ora ridurre le proprie emissioni di gas serra del 53,9% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, con un aumento rispetto al precedente obiettivo del 50,4%. Questo avvicina il Paese all'obiettivo di riduzione del 55% a livello UE stabilito dalla Legge Europea sul Clima. Anche gli obiettivi per le energie rinnovabili sono stati adeguati. Si prevede che la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili raggiungerà il 51,8% entro il 2030 (in calo rispetto al 56,1% della versione precedente) e il 79,8% entro il 2040. Nel settore del riscaldamento, si prevede che le energie rinnovabili rappresentino il 36,7% nel 2030 (in aumento rispetto al 35,4%) e il 67,6% entro il 2040.

Il documento afferma inoltre che le centrali elettriche a carbone dovrebbero cessare l'attività intorno al 2035.

La Polonia prevede di investire circa 257 miliardi di euro entro il 2030, principalmente in nuova capacità di generazione, tra cui energie rinnovabili, infrastrutture di rete e progetti di modernizzazione termica.

La Scozia avvia una consultazione pubblica su un piano per 40 GW di eolico offshore entro il 2040

Il governo scozzese ha avviato una consultazione pubblica sul piano di aumentare l'obiettivo di capacità eolica offshore fino a 40 GW entro il 2040. La proposta segnerebbe un aumento significativo rispetto all'attuale obiettivo di 8-11 GW fissato per il 2030. La proposta consisterebbe in un aggiornamento dell'originale Dichiarazione di politica eolica offshore (*Offshore Wind Policy Statement - OWPS*) pubblicata nel 2020. La consultazione durerà fino al 13 agosto 2025 e confluirà in un Piano Marittimo Settoriale rivisto per l'Energia Eolica Offshore (*Sectoral Marine Plan for Offshore Wind Energy*), che delinea una tabella di marcia per lo sviluppo delle future attività di leasing in Scozia. Il governo scozzese stima che un potenziale eolico offshore di 40 GW entro il 2035, produrrebbe elettricità pulita sufficiente ad alimentare l'equivalente di 45 milioni di famiglie all'anno. La Scozia si impegna a raggiungere le emissioni nette zero entro il 2045.

Energy Dome sigla un accordo commerciale strategico con Google

Energy Dome, sviluppatore di progetti di accumulo di energia a lunga durata (LDES), ha siglato una partnership commerciale globale con Google per utilizzare la sua CO₂ Battery, una tecnologia innovativa di accumulo già validata a livello commerciale e fornire a Google elettricità rinnovabile. La batteria a CO₂ di Energy Dome utilizza un processo di trasformazione termomeccanica chiuso, con la CO₂ liquida/gassosa che si riscalda ed espande, facendo girare

una turbina per generare elettricità. La CO₂ Battery è in grado di erogare energia in modo continuativo per periodi che vanno da 8 a 24 ore, offrendo così energia sempre disponibile e sufficiente a coprire sia i requisiti di base che quelli flessibili dei grandi utilizzatori. Verrà distribuita in tutte le principali aree geografiche strategiche, tra cui Europa, America e la regione Asia-Pacifico.

L'azienda ha firmato diversi accordi, tra i quali con Engie per una CO₂ Battery da 20 MW/200 MWh in Sardegna e con NTPC per una CO₂ Battery da 160 MWh in India.

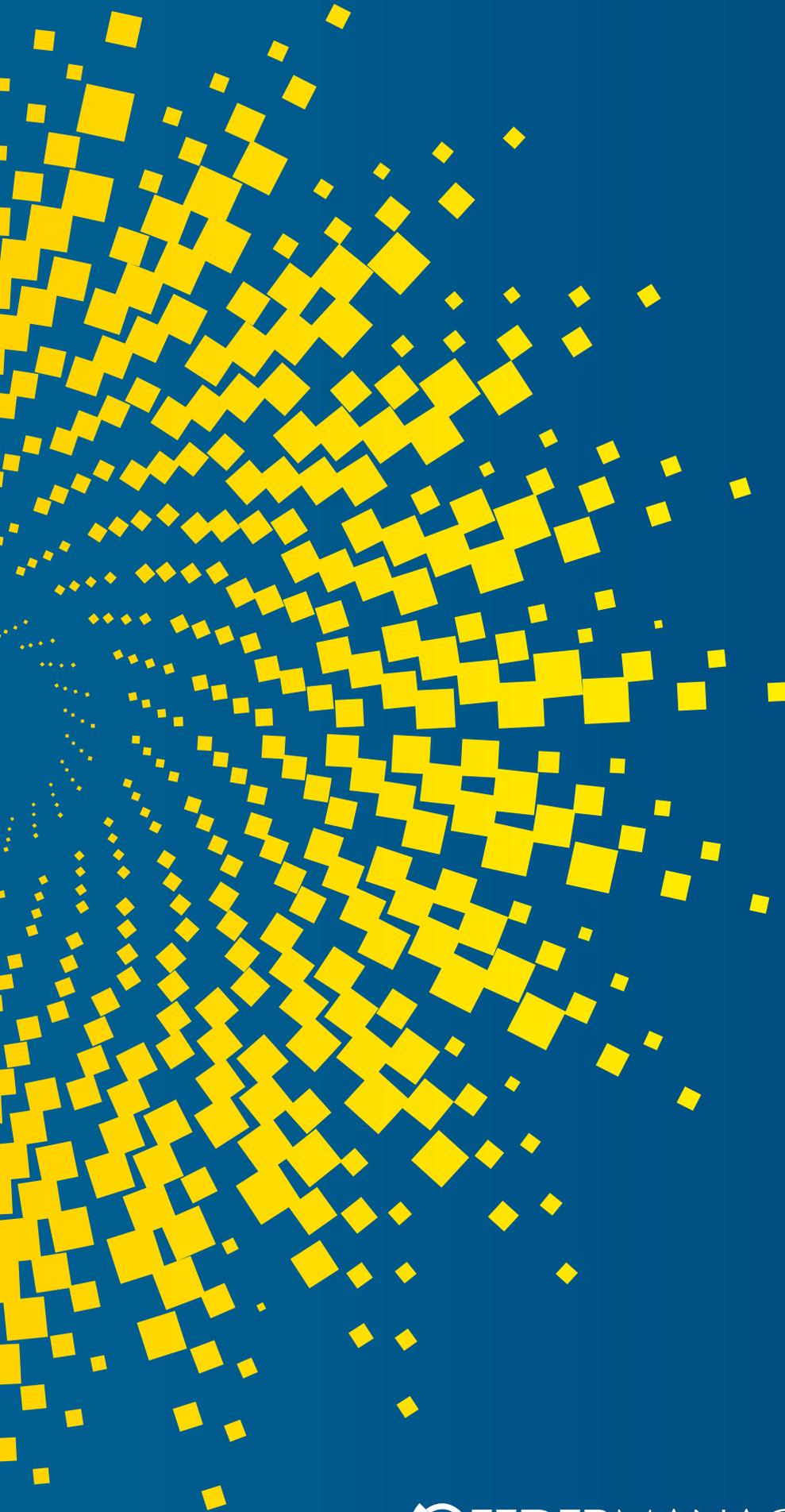
L'UE adotta un nuovo pacchetto di sanzioni contro il settore energetico russo

L'Unione Europea ha annunciato un nuovo pacchetto di sanzioni contro la Russia, che colpisce i settori energetico, bancario e militare del Paese. Nel settore energetico, il 18° pacchetto di sanzioni mira a ridurre le entrate energetiche della Russia attraverso l'abbassamento del tetto massimo del prezzo del petrolio da 60 dollari al barile a 47,6 dollari al barile, con un meccanismo automatico e dinamico per garantire che il tetto massimo rimanga inferiore del 15% rispetto ai prezzi del petrolio russo sui mercati globali.

Il pacchetto prevede anche il divieto di commercializzazione di prodotti petroliferi raffinati ottenuti dal petrolio greggio russo, che provengono da Paesi terzi (ad eccezione di Canada, Norvegia, Svizzera, Regno Unito e Stati Uniti) e il divieto assoluto di transazione sui gasdotti Nord Stream 1 e 2.

Il pacchetto intende colpire la catena del valore della "flotta ombra" russa, una rete clandestina di centinaia di imbarcazioni gestita dalla Russia per eludere i controlli, in risposta alle sanzioni imposte dall'Unione Europea.

La flotta ombra russa è più che triplicata da quando sono entrate in vigore le sanzioni.



 **FEDERMANAGER**

AIEE ASSOCIAZIONE
ITALIANA ECONOMISTI
DELL'ENERGIA