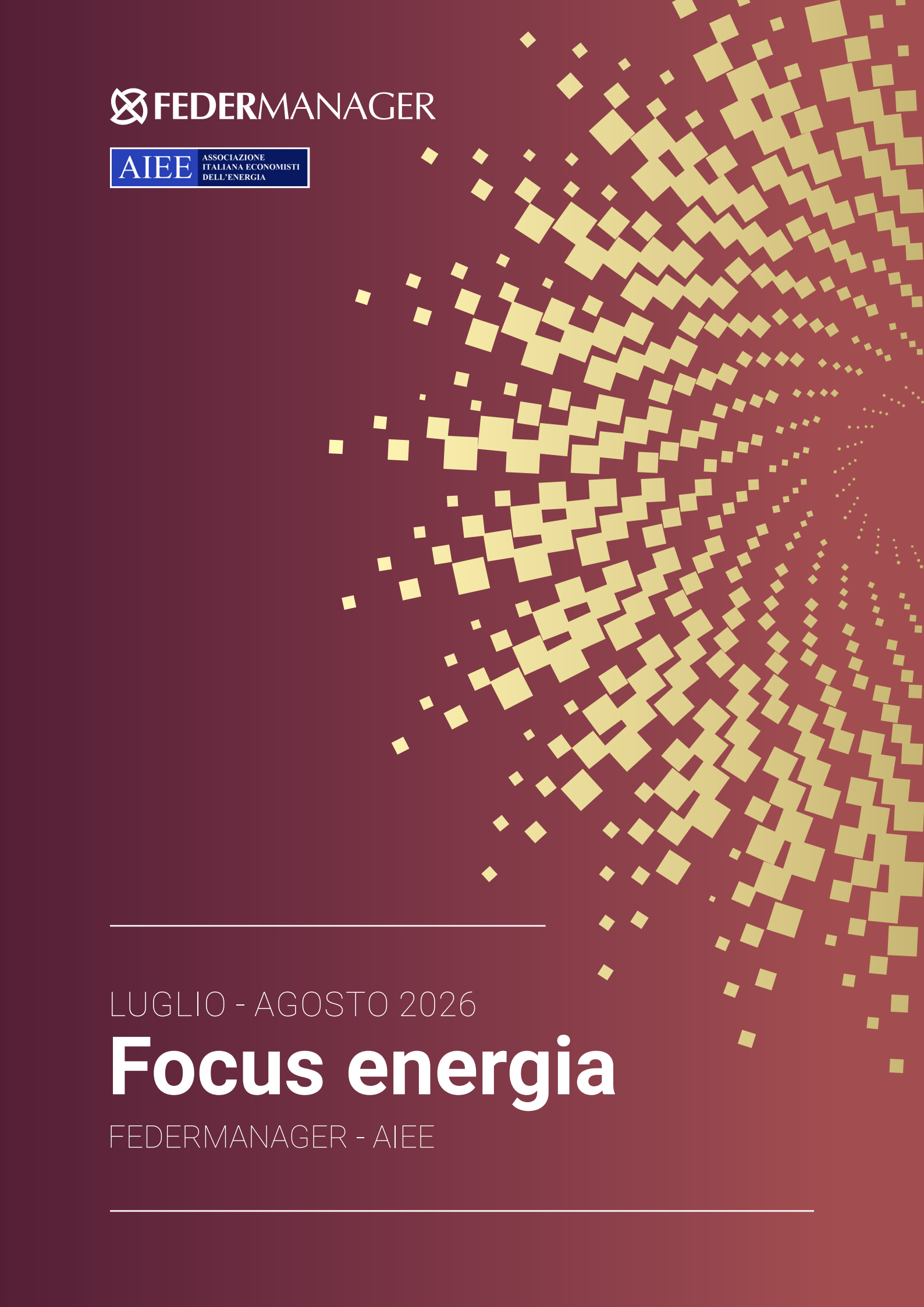




 FEDERMANAGER

AIEE ASSOCIAZIONE
ITALIANA ECONOMISTI
DELL'ENERGIA

LUGLIO - AGOSTO 2026

Focus energia

FEDERMANAGER - AIEE

LUGLIO - AGOSTO 2026

Focus energia

FEDERMANAGER - AIEE

INDICE

1. INFO EUROPA

- Il ruolo di PPA e CfD nella riforma dei mercati elettrici europei: stabilizzare i ricavi, ridurre il costo del capitale e rendere finanziabile nuova capacità rinnovabile

2. APPROFONDIMENTI

- Le sfide legate allo sviluppo dei Data Center
- Batterie cinesi in forte crescita grazie al boom mondiale di auto elettriche e sistemi di accumulo

4. NEWS DAL MONDO

1. INFO EUROPA

- **Il ruolo di PPA e CfD nella riforma dei mercati elettrici europei: stabilizzare i ricavi, ridurre il costo del capitale e rendere finanziabile nuova capacità rinnovabile**

Dal mercato spot al fabbisogno di segnali di lungo periodo

Il mercato elettrico europeo è stato disegnato per coordinare un parco di generazione prevalentemente programmabile, nel quale il costo variabile del combustibile determina, ora per ora, il prezzo marginale. In un sistema caratterizzato da quote crescenti di eolico e fotovoltaico, questo meccanismo resta essenziale per il dispacciamento e per la gestione degli squilibri tra domanda e offerta, ma non basta più a fornire segnali di investimento coerenti con gli orizzonti della transizione.

Le fonti rinnovabili presentano costi marginali prossimi allo zero e costi concentrati quasi integralmente nella fase di investimento. Quando producono in abbondanza, comprimono il prezzo fino ad annullarlo; quando non producono, o non coprono in misura sufficiente la domanda del momento, il prezzo torna a essere determinato, quanto meno in Italia, dal gas. Il risultato è una volatilità strutturale, non riconducibile al solo shock del 2022. Nel 2023 in Europa sono stati tagliati per congestione oltre 12 TWh di generazione rinnovabile e nel 2022 i costi di ridispacciamento avevano già superato i 5 miliardi di euro¹. Nei mercati a maggiore penetrazione solare aumentano le ore a prezzo zero o negativo. Per un investitore, il punto critico è evidente: in un impianto rinnovabile la principale voce di costo non è il combustibile ma il capitale, e l'incertezza dei ricavi attesi ne aumenta il costo. Chi finanzia un parco eolico o solare esposto al solo prezzo spot richiede un premio di rischio più elevato, che si traduce in un costo del capitale più alto e, a valle, in un costo dell'energia maggiore per il sistema.

La razionalità economica: ridurre il costo del capitale, non amministrare il prezzo

È in questa prospettiva che PPA e Contratti per Differenza vanno letti come strumenti di efficienza, non come sussidi mascherati. Il prezzo spot non è "sbagliato": il prezzo orario resta il riferimento corretto per stabilire quale impianto debba produrre in ciascun momento e per orientare accumuli e domanda flessibile. Il limite è diverso: da solo, quel prezzo è troppo volatile e troppo concentrato sul breve periodo per guidare investimenti che si ripagano in venti o trent'anni, mentre i mercati a termine offrono coperture liquide solo per due o tre anni. Si tratta quindi di un mercato incompleto, nel quale mancano strumenti adeguati per trasferire il rischio di lungo periodo a soggetti in grado di assumerlo. La linea oggi prevalente tra gli economisti dell'energia europei è conservare il mercato di breve termine e completarlo con contratti di lungo periodo². PPA e CfD svolgono questa funzione. Non introducono un tetto amministrativo al prezzo e, se regolati

1. F. Decarolis, Reforming EU Electricity Market Design: PPAs, CfDs, and Long-Term Signals for a Renewable-Dominated System, BAFFI Centre Working Paper n. 264, Università Bocconi, febbraio 2026, sez. 2.1, su elaborazioni di dati ENTSO-E.

2. S. Ambec et al. (2023), che riporta il consenso degli economisti dell'energia affiliati al CEPR; ripreso in Decarolis (2026), sez. 3.2.

finanziariamente rispetto al prezzo di mercato, non alterano il dispacciamento: l'impianto continua a offrire e produrre secondo il segnale spot. A cambiare è il profilo di rischio: il ricavo del produttore viene stabilizzato, il rischio di prezzo passa a una controparte, pubblica nel CfD e privata nel PPA, e il costo del capitale si riduce. È da questa riduzione, non da un calmiera, che deriva un prezzo dell'energia più basso ed efficiente. Il sistema si articola così su due livelli: il prezzo orario per l'uso efficiente degli impianti esistenti e il prezzo contrattuale di lungo termine per rendere finanziabile la nuova capacità.

La formazione del prezzo di riferimento

Nel CfD bidirezionale, il produttore riceve dal soggetto pubblico che gestisce il sistema la differenza tra il prezzo di esercizio, o strike price, e il prezzo di riferimento quando quest'ultimo è inferiore; la restituisce, invece, quando il prezzo di riferimento è superiore. Lo strike non è amministrato secondo la logica dei vecchi feed-in tariff, ma deriva da un'asta competitiva nella quale ciascun progetto indica il ricavo unitario necessario a coprire i costi lungo la vita utile. In questo modo è il mercato a rivelare il livello di sostegno richiesto. Il prezzo di riferimento è normalmente quello del mercato del giorno prima, ma la variabile di disegno più rilevante è il periodo di calcolo. Italia, Spagna, Irlanda e Paesi Bassi adottano il prezzo orario; Francia e Norvegia utilizzano una media mensile ponderata sui volumi; la Danimarca applica una media annuale³. Un riferimento orario massimizza la certezza del ricavo, ma tende a rendere il produttore indifferente al valore temporale dell'energia. Un riferimento su periodi più lunghi incentiva invece l'immissione nelle ore a prezzo elevato, ad esempio attraverso l'abbinamento con sistemi di accumulo. La Guidance della Commissione EU del dicembre 2025 raccomanda, per i CfD basati sulla produzione, periodi di riferimento trimestrali o annuali, esclude qualunque sostegno nelle ore a prezzo negativo e apre ai CfD "indipendenti dalla produzione", nei quali il pagamento è calcolato su un profilo di generazione di riferimento e non sull'energia effettivamente immessa⁴. La Spagna già sospende i pagamenti in presenza di prezzi negativi e lascia esposta al mercato una quota compresa tra il 5 e il 25 per cento della produzione; il Belgio, per l'offshore della Princess Elisabeth Zone, regola il contratto sulla potenza disponibile e non su quella misurata⁵.

Nel PPA il prezzo nasce invece da una trattativa bilaterale, che richiede mediamente dodici mesi. Le configurazioni più diffuse sono tre: prezzo fisso per l'intera durata contrattuale, prezzo indicizzato al mercato e formule ibride con un tetto al rialzo. Dal punto di vista dell'acquirente, tuttavia, il riferimento decisivo è il prezzo di cattura atteso della tecnologia, cioè il prezzo medio che quella fonte realizza tenendo conto del profilo temporale della produzione. A questo valore si aggiungono il profilo di consegna, pay-as-produced, quando il compratore ritira l'energia secondo l'effettiva generazione, oppure baseload, quando il venditore garantisce un profilo piatto e sostiene il costo della sagomatura, il valore delle garanzie d'origine e un premio per il rischio di credito della controparte. I benchmark di inizio 2026 collocano la mediana europea intorno a 60 euro/MWh, con la Spagna sui 44 euro/MWh e i mercati nordici sotto i 40 euro/MWh. L'Italia non si distingue tanto per il livello assoluto dei prezzi, quanto per un premio di illiquidità circa triplo rispetto a Germania e Francia e per una quota di contratti almeno decennali inferiore a quella dei mercati maturi⁶.

3. A. Demurtas et al., Overview of the diffusion of Power Purchase Agreements and Contracts for Difference across Member States, studio per la commissione ITRE del Parlamento europeo, PE 780.416, gennaio 2026, Tabella 1.

4. Commissione europea, Commission guidance on the design of two-way contracts for difference, C/2025/6701, GUUE serie C del 19 dicembre 2025.

5. Demurtas et al. (2026), sez. 2.2.1.

6. Decarolis (2026), sez. 2.2, su quotazioni Pexapark al 4 febbraio 2026; l'autore avverte che si tratta di benchmark modellati su specifiche contrattuali standard, non di microdati transazionali.

Le condizioni abilitanti per un mercato contrattuale efficiente

Per funzionare, questi contratti richiedono quattro condizioni abilitanti. La prima è fisica: senza reti e connessioni non esiste nuova capacità da contrattualizzare. Le stime europee al 2040 indicano un fabbisogno di circa 730 miliardi di euro per la distribuzione e 470 miliardi per la trasmissione⁷. La seconda è informativa: in assenza di benchmark pubblici di prezzo, le trattative si allungano e gli operatori che negoziano per la prima volta sostengono costi più elevati. È significativo che l'ACER⁸, chiamata dalla riforma a valutare l'opportunità di predisporre modelli contrattuali europei di PPA, abbia concluso nell'ottobre 2024 di non produrli tenuto conto dei veri colli di bottiglia individuati nel credito e nelle garanzie, nell'aggregazione della domanda, nell'accesso ai progetti, nel permitting e nella rete⁹. La terza condizione è quindi creditizia, ed è il nodo più rilevante. La quarta è la coerenza tra PPA e CfD: un CfD troppo generoso può spiazzare i PPA privati.

Per questa ragione nei vari paesi europei si sono sviluppati diversi modelli per meglio affrontare le differenti condizioni esistenti nei rispettivi sistemi.

Tra queste condizioni, una incide ad esempio in modo diretto sul costo di un PPA italiano: il basis risk, ossia la differenza tra il prezzo della zona in cui l'impianto produce e quello della zona in cui l'acquirente consuma. In un mercato a termine sottile, come quello italiano, questo rischio non è facilmente copribile e finisce per riflettersi nel premio di illiquidità. La riforma europea del 2024 ha individuato come possibile risposta i cosiddetti hub virtuali regionali: un prezzo di riferimento unico, calcolato su più zone di offerta, sul quale concentrare la liquidità a termine. Le associazioni del settore, Eurelectric, Energy Traders Europe ed Europex, sostengono però, dati alla mano, che nell'Europa continentale gli hub rischiano di frammentare la liquidità e di spostare il basis risk anziché eliminarlo; a loro avviso, la priorità dovrebbe essere l'investimento nelle interconnessioni. Il contrasto ha bloccato l'attuazione e il punto resta quindi aperto in Italia, finché il mercato a termine rimane sottile, ciò comporta che il PPA italiano incorpora un premio che ne riduce la convenienza rispetto all'esposizione diretta al mercato spot.

La domanda come leva di sviluppo del mercato

Un aspetto spesso sottovalutato è il ruolo che può avere la domanda nella diffusione dei contratti di lungo termine. La Direttiva (UE) 2024/1711 ha introdotto un principio rilevante: nei mercati dei PPA sufficientemente sviluppati e concorrenziali, gli Stati membri possono imporre ai fornitori di coprire una quota della propria esposizione al prezzo all'ingrosso con PPA da fonti rinnovabili, con durata coerente con quella dell'esposizione retail¹⁰. È il passaggio del PPA da opzione volontaria a possibile componente strutturale della gestione del rischio dei fornitori. A questa leva privata si aggiunge la domanda pubblica. In Italia le amministrazioni spendono circa 6 miliardi di euro l'anno in elettricità, quasi interamente acquistata con contratti di dodici-ventiquattro mesi. Destinarne anche solo il 15-20 per cento a PPA pluriennali tramite Consip, oppure premiare nei bandi i fornitori che si approvvigionano con PPA, creerebbe profondità di mercato a costo fiscale sostanzialmente nullo¹¹.

La posta in gioco è elevata: agli attuali ritmi, nel 2050 solo un terzo della capacità rinnovabile risulterebbe coperto da CfD o PPA, contro oltre il 70 per cento, possibile in uno scenario di accelerazione¹².

7. Demurtas et al. (2026), sez. 4.5.3.

8. ACER - Agenzia per la Cooperazione fra Regolatori nazionali europei.

9. ACER, Assessment on the need of ACER's voluntary Power Purchase Agreement contract template(s), 15 ottobre 2024, adottato ai sensi dell'art. 19 ter del Reg. (UE) 2019/943, inserito dal Reg. (UE) 2024/1747.

10. Art. 18 bis della Direttiva (UE) 2019/944, come inserito dalla Direttiva (UE) 2024/1711.

11. Decarolis (2026), sez. 4.3.

12. Demurtas et al. (2026), scenari Current Pace e Accelerated Pace.

Il nodo delle garanzie: evidenze dal confronto internazionale

Il principale vincolo allo sviluppo dei PPA resta il rischio di controparte. Chi finanzia un impianto richiede normalmente un acquirente "investment grade" oppure una garanzia della capogruppo; di conseguenza, il mercato si restringe a un numero limitato di grandi imprese. Il confronto internazionale è particolarmente utile perché evidenzia un errore ricorrente nel disegno degli strumenti pubblici. La Francia ha attivato nel 2022 una garanzia che copre fino all'80 per cento del rischio di default dell'acquirente per contratti di 10-25 anni; a settembre 2024, di fronte a un utilizzo quasi nullo, pari a due contratti, la soglia minima è stata ridotta da 10 a 5 GWh l'anno ed estesa ai contratti multi-acquirente¹³. La Spagna ha affiancato allo Statuto degli elettrointensivi, che condiziona lo sconto sugli oneri all'obbligo di coprire con PPA almeno il 10 per cento dei consumi, capace di generare garanzie con copertura fino all'80 per cento: anche in questo caso risulta nota una sola operazione¹⁴. La Germania, a metà 2026 non dispone ancora di uno schema operativo. A livello europeo, la BEI ha avviato nel giugno 2025 un pilota da 500 milioni di euro di controgaranzie alle banche, fino a metà del valore del contratto, per PMI, mid-cap ed energivori; il limite è che lo strumento copre il solo default e non il rischio di profilo¹⁵.

La lezione comparata è chiara. Francia e Spagna hanno costruito schemi di garanzia, ma li hanno disegnati in modo troppo restrittivo che finiscono per escludere gran parte delle PMI. Il risultato è un utilizzo molto contenuto. Non basta quindi introdurre una garanzia: occorre disegnarla a partire dai soggetti che oggi restano esclusi dal mercato.

Sul fronte dei CfD, il Regno Unito offre invece un contro-esempio positivo. Nell'Allocation Round 7 del gennaio 2026 ha aggiudicato circa 8,4 GW di eolico offshore a uno strike di 91,20 sterline/MWh, a prezzi 2024, perseguendo l'indirizzo di orizzonti più lunghi e accesso più ampio. Completano il quadro i CfD applicati al nucleare: la Francia ha annunciato per i sei EPR2 uno strike massimo di 100 euro/MWh, mentre Cechia e Polonia hanno previsto contratti sessantennali con strike determinato sui costi sostenuti¹⁶.

Il caso italiano: architettura avanzata, usabilità ancora da dimostrare

L'Italia ha costruito l'architettura più articolata ed è l'unico Paese a coprire il rischio su entrambi i lati del contratto. L'articolo 8 del decreto-legge 208/2024 e il decreto attuativo MASE 152/2025 hanno istituito il Mercato PPA gestito dal GME, con il GME come controparte centrale di contratti standard di durata compresa tra cinque e dieci anni e il GSE garante di ultima istanza entro un plafond di 45 milioni di euro l'anno per il periodo 2025-2027, finanziato dai proventi ETS¹⁷. La bozza di regole operative del GSE richiedeva però agli acquirenti un rating investment grade, riproducendo la stessa barriera che la garanzia dovrebbe superare. Il decreto-legge 21/2026, convertito dalla legge 49/2026, ha quindi introdotto una via più semplice: la Bacheca PPA, nella quale i contratti, di durata minima triennale, si concludono direttamente tra le parti senza controparte centrale, con il GSE garante e SACE in via residuale, oltre a linee guida per l'aggregazione della domanda delle PMI¹⁸.

13. Bpifrance, Garantie Électricité Renouvelable; per i parametri e i dati di mercato, CRE, Rapport relatif aux contrats d'achat d'électricité (PPA), marzo 2025; per il livello di utilizzo, Demurtas et al. (2026), sez. 4.3.1.

14. Real Decreto-ley 24/2020 (FERGEI) e Real Decreto 1106/2020 (Estatuto de los consumidores electrointensivos); per il livello di utilizzo, Demurtas et al. (2026), sez. 4.3.2.

15. Demurtas et al. (2026), sez. 4.1.

16. Demurtas et al. (2026), sez. 2.2.2.

17. D.L. 31 dicembre 2024, n. 208, art. 8; D.M. MASE-MEF n. 152/2025, pubblicato il 1° luglio 2025; GSE, consultazione pubblica sulle Regole operative dell'MPPA, 11 luglio-4 agosto 2025.

18. D.L. 20 febbraio 2026, n. 21, art. 4, convertito dalla L. 10 aprile 2026, n. 49 (G.U. n. 90 del 18 aprile 2026). L'entità massima della copertura SACE sarà definita dalle regole operative attuative.

Le proposte per rendere il sistema effettivamente utilizzabile convergono con le indicazioni emerse dal confronto internazionale. A fare da riferimento c'è ora anche un benchmark d'asta domestico: il FER-X transitorio ha aggiudicato nel dicembre 2025 circa 7,7 GW di fotovoltaico a un prezzo medio ponderato di 56,8 euro/MWh e 940 MW di eolico a 72,9 euro/MWh¹⁹.

In conclusione, PPA e CfD non sono strumenti alternativi, ma i due pilastri complementari di un mercato elettrico di lungo termine che in Europa resta ancora incompleto. Il CfD agisce prevalentemente sul lato dell'offerta, rendendo finanziabile la nuova capacità; il PPA mobilita la domanda, trasformando la copertura dal rischio prezzo in una leva di sviluppo delle rinnovabili. Entrambi funzionano solo a due condizioni: che il prezzo spot continui a svolgere liberamente la propria funzione di coordinamento operativo e che rete, informazione e credito cessino di rappresentare colli di bottiglia. Per l'Italia, caratterizzata da volatilità elevata e da un tessuto produttivo frammentato, la sfida non consiste tanto nell'inventare nuovi strumenti, quanto nel rendere realmente utilizzabili quelli appena creati. Il punto decisivo è il disegno delle garanzie: se saranno costruite per includere i soggetti oggi esclusi, PPA e CfD potranno diventare infrastrutture contrattuali della transizione energetica; in caso contrario, resteranno strumenti formalmente disponibili ma accessibili solo a una parte limitata del mercato.

19. GSE, esiti della procedura FER-X transitorio, 1° dicembre 2025.

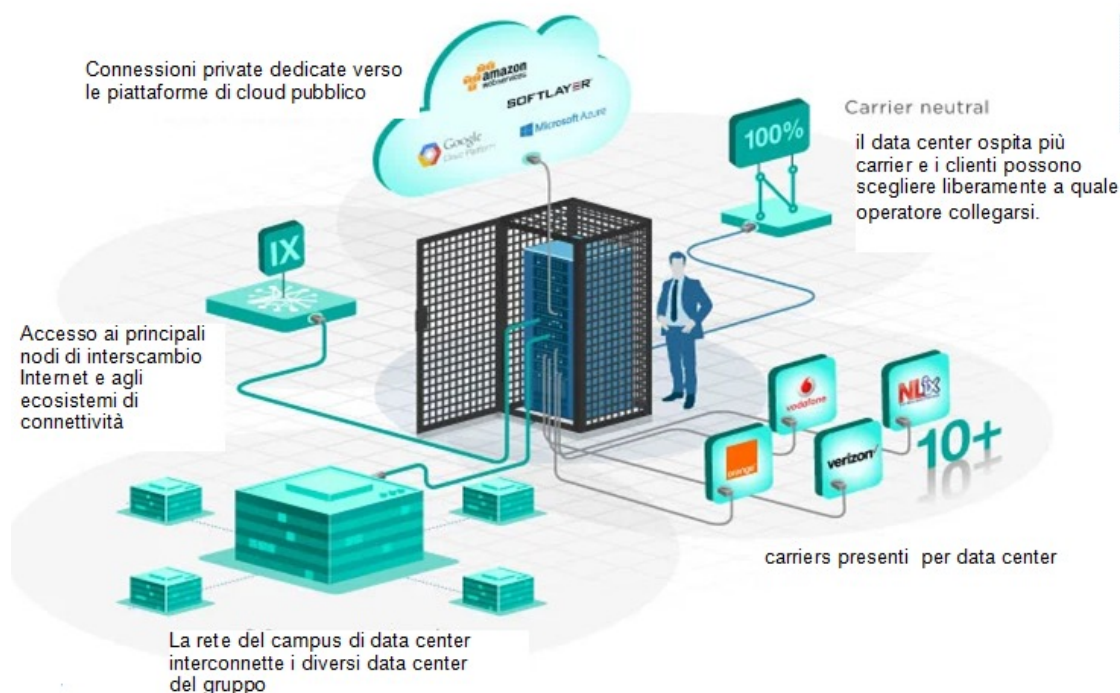
2. APPROFONDIMENTI

• Le sfide legate allo sviluppo dei Data Center

Gli ultimi dieci anni sono stati caratterizzati da una rapida crescita dei data center a livello globale, come infrastrutture critiche per l'economia digitale che forniscono le capacità di elaborazione, archiviazione e rete necessarie a supportare i servizi cloud, l'intelligenza artificiale (IA) in un mondo sempre più interconnesso. Con l'accelerazione della trasformazione digitale delle organizzazioni, i data center si sono evoluti da strutture tradizionalmente focalizzate sulle operazioni IT, ad asset strategici in grado di garantire innovazione, resilienza e vantaggio competitivo.

La forte crescita della domanda di IA sta inoltre generando un fabbisogno senza precedenti di capacità per i data center in tutto il mondo. In questo contesto, misure restrittive quali moratorie, limiti di connessione, vincoli ambientali e problematiche legate all'accettazione sociale, insieme a fattori economici, come i prezzi dell'energia elettrica, la tassazione e l'accesso al territorio, costituiscono fattori condizionanti dello sviluppo dei data center e della loro collocazione geografica, quanto meno per quelli di maggiori dimensioni.





La struttura di data center di colocation

Queste infrastrutture, inizialmente pensate e realizzate come **data center aziendali**, cioè complessi di proprietà per gestire i propri sistemi IT, sono via via cresciute di dimensione e capacità di lavoro, dando vita a **data center di colocation**, vale a dire strutture gestite da operatori indipendenti, nelle quali più organizzazioni possono ospitare i propri sistemi IT all'interno di un sito condiviso e **data center hyper-scale**, strutture di dimensioni molto elevate progettate, cioè per fornire capacità di calcolo, archiviazione ed elaborazione dati su larga scala, utilizzate principalmente per il cloud computing, l'intelligenza artificiale, l'High-Performance Computing (HPC), l'archiviazione dei dati e i servizi digitali globali.

Oggi, la crescita del settore è trainata principalmente dai data center di colocation e dagli hyperscale. Al loro interno sospinta dai nuovi utilizzi digitali, dall'ascesa dell'intelligenza artificiale e da una filiera tecnologica altamente innovativa, la potenza di calcolo delle apparecchiature IT per metro quadrato è aumentata di circa dieci volte nell'ultimo decennio, passando da 2 kW/m² a oltre 20 kW/m². Peraltro, le apparecchiature IT nella loro attività di calcolo e archiviazione assorbono energia in modo continuo e generano calore che deve essere estratto e dissipato attraverso infrastrutture di supporto, ossia apparecchiature non IT, tra cui sistemi di raffreddamento e dispositivi ausiliari che, a loro volta, consumano energia elettrica.

Dietro ogni ricerca online, ogni film in streaming e ogni suggerimento generato dall'intelligenza artificiale vi è un data center che trasforma l'elettricità in informazioni. I data center rappresentano cioè le fabbriche dell'economia digitale: consumano energia elettrica, producono dati e dissipano calore. Per questo motivo, si stanno rapidamente affermando come un nuovo settore di consumo energetico finale, al pari dei trasporti, dell'industria e degli edifici residenziali.

Un aspetto cruciale però distingue ancora i data center da altri sistemi fortemente elettrificati. A differenza dei processi industriali, della mobilità o degli impieghi civili (riscaldamento, raffrescamento) che sono costantemente spinti a cercare di migliorare l'efficienza delle modalità di utilizzo dell'energia per ridurre il consumo, i data center rappresentano per il momento una nuova domanda netta di elettricità destinata a supportare utilizzi completamente nuovi.

Secondo gli scenari più plausibili, i data center sono destinati a diventare uno dei principali fattori di crescita dei consumi finali di energia e di elettricità in particolare.

A livello di Unione Europea si valuta che nel prossimo decennio i data center produrranno circa 70 TWh di domanda elettrica aggiuntiva. Un ammontare significativo, seppure inferiore ai 250TWh e 280 TWh attesi, rispettivamente, per riscaldamento/ raffreddamento

Altro fattore da considerare riguarda i cambiamenti in atto e attesi nel settore digitale.

Tra il 2000 e il 2020, ad esempio, la maggior parte dell'impronta energetica dei servizi digitali si è progressivamente spostata verso i dispositivi degli utenti finali, come smartphone, PC e display. In prospettiva, con la rapida ascesa dell'IA, questa tendenza si sta però spostando sui data center, che rappresenteranno la quota sempre più rilevante dell'impronta energetica complessiva del settore digitale.

Fattori tecnologici ed economici che influenzano lo sviluppo dei data center

La crescita della domanda elettrica legata allo sviluppo dei data center è destinata, a sua volta, a produrre ricadute sui sistemi elettrici dei vari paesi, sia per quanto riguarda la quantità e la qualità della domanda ed il conseguente impatto sulle infrastrutture di trasporto e distribuzione, sia per l'impatto sui mercati ed i prezzi dell'energia.

In funzione della presenza delle suddette condizioni, la diffusione dei data center presenta una forte concentrazione geografica, tenuto conto della limitata diffusione delle aree in cui ciò si riscontra.

La scelta dei siti è determinata infatti dalla disponibilità di infrastrutture di telecomunicazione di elevata qualità, dall'accesso a forniture elettriche affidabili e a prezzi competitivi, dalla presenza di ecosistemi digitali consolidati e di effetti di cluster, dai tempi necessari per la connessione alla rete e per l'ottenimento delle autorizzazioni, dal contesto normativo e politico, dalle dinamiche degli investimenti e, non ultimo, dalla disponibilità di incentivi fiscali o regolamentari.

La presenza di tutti questi elementi genera forti effetti di agglomerazione, favorendo la nascita di un numero limitato di hub globali dedicati ai data center.

Il principale cluster statunitense è attualmente localizzato nella Virginia settentrionale, mentre in Europa i principali hub sono Francoforte, Londra, Amsterdam, Parigi e Dublino. Nell'area Asia-Pacifico, i poli di riferimento sono Singapore, Tokyo, Hong Kong e Sydney.

La limitata disponibilità di energia elettrica continua a rappresentare il principale ostacolo alla crescita globale dei data center in alcuni mercati chiave. In Europa, ad Amsterdam e Dublino, i tempi di attesa per le nuove connessioni hanno ormai raggiunto i 10 anni, bloccando di fatto lo sviluppo di nuovi progetti fino al 2028-2030. Dublino ha posto fine alla moratoria in vigore tra il 2021 e il 2025, introducendo specifici obblighi ambientali. Tutti i nuovi data center devono infatti dimostrare che almeno l'80% del proprio fabbisogno annuo di energia elettrica è coperto da nuovi impianti a fonti rinnovabili situati nella Repubblica d'Irlanda.

Di conseguenza, la crescita si sta spostando verso hub secondari caratterizzati da una maggiore disponibilità di capacità di rete, come Milano, Madrid, Varsavia e i Paesi nordici.

Negli Stati Uniti, i mercati emergenti dell'Ohio e del Texas stanno assorbendo parte della domanda che non trova più spazio nella Virginia settentrionale. In alcuni mercati, soprattutto negli Stati Uniti, le utility segnalano code di interconnessione di gran lunga superiori alla reale capacità di sviluppo, poiché molti operatori presentano richieste per garantirsi la disponibilità di siti strategici.

Per ridurre i tempi di commercializzazione, soprattutto per gli hyperscale, stanno emergendo modelli che combinano data center e impianti rinnovabili con sistemi di accumulo su larga scala (Battery Energy Storage Systems) oppure prevedono, nelle aree servite da infrastrutture del gas, l'installazione di turbine a gas onsite per autoprodurre energia durante i lunghi tempi di attesa prima di ottenere la connessione alla rete.

Alcune grandi aziende tecnologiche stanno anche pianificando il collegamento diretto dei propri hyperscaler a centrali nucleari. Tra i casi più rilevanti figura Microsoft, che ha sottoscritto un importante accordo per il riavvio di un reattore a Three Mile Island destinato a soddisfare specifiche esigenze aziendali.

Quanto all'impatto sui mercati dell'energia, oltre a fronteggiare l'entità e la celerità della crescita della domanda di energia elettrica, le aree caratterizzate da un'elevata concentrazione di data center risentono anche degli effetti sui prezzi dell'elettricità derivanti dalla qualità di tale domanda che può produrre aumenti significativi e picchi, alimentando crescenti pressioni politiche e sociali a favore della tutela dei consumatori.

Proprio per gestire tali situazioni, alcuni dei principali operatori del settore (Amazon, Google e Microsoft), si sono orientati a sottoscrivere contratti di acquisto di energia rinnovabile a lungo termine (PPA), con l'obiettivo di proteggersi dalla volatilità dei prezzi dell'elettricità e rafforzare il proprio posizionamento sul fronte della sostenibilità ambientale.

Queste dinamiche sono peraltro ulteriormente amplificate dalle incertezze che pesano, sia sulla domanda sia sull'offerta, per quanto riguarda la velocità di sviluppo delle infrastrutture, la disponibilità di energia elettrica affidabile e a prezzi competitivi, i tassi di crescita nell'adozione dell'intelligenza artificiale.

La strategia europea per i data center: innovazione, sostenibilità e sicurezza

I tumultuosi tassi di crescita dei data center, il loro forte fabbisogno di infrastrutture, interconnessioni ed energia, la stessa vocazione transnazionale associata ai servizi resi non hanno finora favorito la nascita di un quadro regolamentare definito ed integrato.

L'Unione Europea ha costruito negli ultimi anni un quadro normativo sempre più articolato che, pur non essendo una "legge unica sui data center", disciplina i vari aspetti del settore sotto i profili dell'efficienza energetica, della sostenibilità, della concorrenza, della sovranità digitale e della sicurezza dei dati.

In particolare, con la **Direttiva Europea sull'Efficienza Energetica** per la prima volta l'UE ha introdotto obblighi specifici per i data center con potenza installata superiore a 500 kW. Gli operatori di tali impianti

devono comunicare annualmente: dati relativi a consumi elettrici, utilizzo delle energie rinnovabili, consumo di acqua, recupero del calore, indicatori di efficienza energetica (PUE) ed emissioni di CO₂.

Tali informazioni confluiscono in una banca dati europea pubblica, che consente di confrontare le prestazioni delle diverse strutture. La Commissione sta peraltro preparando un **Data Centre Energy Efficiency Package**, che prevede un sistema europeo di classificazione ("rating") e futuri standard minimi di prestazione energetica per i data center.

Con il Data Act (Regolamento UE 2023/2854) viene regolato il mercato dei servizi cloud e dell'elaborazione dati.

Tra le misure più rilevanti vanno citate:

- la maggiore interoperabilità tra fornitori cloud;
- la possibilità per i clienti di trasferire facilmente dati e applicazioni;
- l'eliminazione delle commissioni di uscita ("egress fees") dal gennaio 2027;
- la riduzione del fenomeno del vendor lock-in.

L'UE considera i data center una componente essenziale della propria autonomia strategica e per questo sostiene iniziative volte a rafforzare l'infrastruttura cloud europea, garantire il controllo dei dati sensibili e ridurre la dipendenza da operatori extraeuropei.

Nel giugno 2026 la Commissione Europea ha inoltre presentato la proposta di **Cloud and AI Development Act (CADA)**, che mira a: triplicare la capacità europea di data center entro il prossimo decennio, accelerare le autorizzazioni per nuove infrastrutture, individuare aree idonee alla localizzazione dei data center, promuovere elevati standard di efficienza energetica e rafforzare la sovranità digitale europea.

Inoltre, accanto alle norme vincolanti, l'Unione ha promosso il **Climate Neutral Data Centre Pact**, un accordo volontario sottoscritto da numerosi operatori europei del settore che ha l'obiettivo di raggiungere la neutralità climatica dei data center entro il 2030, attraverso una maggiore efficienza energetica, l'utilizzo di energia rinnovabile, riduzione del consumo di acqua, il recupero del calore ed economia circolare delle apparecchiature IT.

In conclusione, la posizione della Commissione è chiara. I data center sono infrastrutture strategiche per l'intelligenza artificiale, il cloud e la competitività industriale europea, ma la loro crescita deve essere compatibile con gli obiettivi climatici e con la sicurezza energetica. Per questo Bruxelles sta progressivamente passando da semplici obblighi di trasparenza a un sistema di rating e, in prospettiva, a standard minimi obbligatori di efficienza e sostenibilità.

• Batterie cinesi in forte crescita grazie al boom mondiale di auto elettriche e sistemi di accumulo

La crescente domanda globale di veicoli elettrici (EV) e sistemi di accumulo energetico, sostenuta anche dalla crisi energetica, sta spingendo l'industria cinese delle batterie verso nuovi record, nonostante il rallentamento delle vendite di EV sul mercato domestico.

Nella prima metà del 2026, le aziende cinesi hanno fornito circa tre quarti delle batterie per veicoli elettrici installate a livello mondiale, mentre il comparto dei sistemi di accumulo per la rete elettrica continua a espandersi rapidamente, sia in Cina sia sui mercati internazionali.

In un contesto caratterizzato da una forte concorrenza nel settore delle tecnologie pulite, le batterie rappresentano uno dei principali punti di forza dell'industria cinese, sostenute da una domanda robusta e da rendimenti ancora soddisfacenti. L'attrattività del comparto ha tuttavia favorito l'ingresso di numerosi nuovi operatori, mentre la capacità produttiva è destinata a crescere ulteriormente.

Per questo motivo, Pechino sta adottando diverse misure per contenere il rischio di un eccesso di offerta.

Nel frattempo, la domanda estera sta compensando il rallentamento del mercato cinese dei veicoli elettrici. Dopo anni di crescita esponenziale, il mercato cinese degli EV ha infatti perso slancio, risentendo del più ampio rallentamento delle vendite automobilistiche. Nei primi sette mesi dell'anno, le vendite di veicoli elettrici in Cina si sono attestate a 5,67 milioni di unità, in calo del 12% rispetto all'anno precedente e ben lontane dagli aumenti a due e tre cifre registrati nel corso dell'ultimo decennio.

Nonostante il calo, i modelli elettrici hanno rappresentato il 56% delle immatricolazioni di auto nuove nello stesso periodo, in aumento rispetto al 50% registrato nei primi sette mesi del 2025. Anche le installazioni di batterie per veicoli elettrici in Cina sono cresciute del 12%, raggiungendo 335,6 GWh nella prima metà del 2026.

Il suddetto divario tra l'andamento delle vendite di auto e quello delle installazioni di batterie è spiegato dalle dimensioni di queste ultime, la cui capacità media per veicolo è aumentata in modo significativo.

La domanda proveniente dai mercati internazionali ha più che compensato la debolezza del mercato interno cinese. Secondo i dati disponibili, le vendite globali di veicoli elettrici sono aumentate del 5,5% nella prima metà del 2026 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, mentre la domanda mondiale di batterie per EV è cresciuta del 20%, raggiungendo i 609 GWh.

Nello stesso periodo, i produttori cinesi hanno fornito oltre il 55% delle batterie per veicoli elettrici vendute al di fuori della Cina, rispetto al 44% dell'anno precedente.

Considerando anche il mercato domestico, la Cina ha fornito circa tre quarti di tutte le batterie per veicoli elettrici installate a livello globale.

CATL e BYD, i leader cinesi delle batterie

CATL e BYD si confermano i campioni cinesi del settore delle batterie per veicoli elettrici, occupando le prime due posizioni a livello mondiale con quote di mercato pari rispettivamente al 39,9% e al 14,4% delle installazioni.

Al di fuori della Cina, le due aziende detengono quote del 33,6% e del 10,5%, con un incremento combinato di sei punti percentuali rispetto all'anno precedente.

Nel primo semestre dell'anno, CATL ha registrato un fatturato di 41 miliardi di dollari, in crescita del 55% su base annua, mentre gli utili sono aumentati del 42%. Risultati positivi anche per i produttori di batterie di seconda fascia: il fatturato di Eve Energy e CALB è cresciuto di oltre il 60%, mentre l'utile netto attribuibile è raddoppiato.



L'impianto CATL di Shangdong, una fabbrica intelligente costruita secondo gli standard "Lighthouse Factory" (fabbrica faro ad altissima automazione) e "Zero-Carbon Plant"

Secondo CATL, la crescita del settore è sempre meno dipendente dall'andamento di un singolo mercato e continua a mostrare solidità nonostante il rallentamento delle vendite di veicoli elettrici in Cina. L'azienda ha evidenziato come, nel primo semestre, le vendite di auto elettriche in Europa siano aumentate di circa il 30%, confermando che la traiettoria dell'elettrificazione globale resta ben definita.

Nella stessa area temporale le esportazioni cinesi di veicoli elettrici hanno raggiunto 2,23 milioni di unità, con un incremento del 124% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

L'espansione dell'industria cinese delle batterie è stata sostenuta da un forte supporto politico, sia per i veicoli elettrici sia per la produzione di batterie. Sussidi all'acquisto, incentivi fiscali e finanziamenti alla ricerca sono stati ulteriormente rafforzati dai governi provinciali attraverso sovvenzioni, prestiti agevolati, fondi di orientamento e parchi industriali dedicati. Tuttavia, secondo gli analisti, il settore ha ormai superato da tempo la fase di sviluppo basata sui sussidi e grazie alle economie di scala, all'integrazione della catena di approvvigionamento ea alla concorrenza particolarmente intensa è riuscita a ridurre i costi di produzione accrescendo la propria competitività sui mercati internazionali grazie ai propri punti di forza industriali.

Le imprese cinesi hanno inoltre standardizzato l'utilizzo delle batterie al litio-ferro-fosfato (LFP), una tecnologia più economica e priva di cobalto, che i concorrenti sudcoreani e giapponesi hanno in larga misura trascurato a favore di chimiche a base di nichel caratterizzate da una maggiore densità energetica. Sfruttando l'ampia base di clienti nazionali e il vantaggio di costo offerto dalla tecnologia LFP, i produttori cinesi hanno incrementato i volumi produttivi, ampliando al contempo le forniture ai costruttori automobilistici esteri e al segmento dei veicoli commerciali.

L'accumulo di energia diventa il comparto a più rapida crescita

L'esperienza maturata dalla Cina nel settore delle batterie si sta ora estendendo dall'automotive elettrico all'accumulo energetico, un mercato strettamente correlato ma meno esigente dal punto di vista tecnologico, nel quale sicurezza e costo per kilowattora assumono maggiore rilevanza rispetto alla densità energetica e al peso.

Secondo la China Energy Storage Alliance (CNESA), alla fine di giugno 2026 la capacità cumulativa di accumulo di nuovo tipo – costituita per circa il 96% da batterie agli ioni di litio – aveva raggiunto 168,3 GW, pari a 448,7 GWh, con una crescita rispettivamente del 59% e del 71% su base annua.

Nonostante ciò, le nuove installazioni a livello nazionale hanno registrato un rallentamento, diminuendo del 18% e del 16% rispetto all'anno precedente. La flessione è dovuta in larga parte alla riforma dei prezzi introdotta nel 2025, che ha eliminato gli obblighi regionali di abbinamento tra nuovi impianti da fonti rinnovabili e sistemi di accumulo.

Le normative introdotte nel 2020 avevano infatti favorito l'abbinamento di impianti eolici e fotovoltaici a batterie a basso costo e scarsamente utilizzate. Secondo il Consiglio Elettrico Cinese, nel 2022 gli impianti di accumulo associati alle energie rinnovabili rappresentavano appena il 6,1% della capacità totale.

L'energia eolica e solare continua, tuttavia, a essere installata a un ritmo superiore alla capacità di assorbimento della rete, e l'accumulo resta uno strumento fondamentale per valorizzare l'energia che altrimenti verrebbe limitata.

A sostenere il settore contribuiscono anche riforme di mercato più ampie. Con la crescente quota di energia venduta a prezzi di mercato, il differenziale tra le tariffe nelle ore di punta e quelle nelle ore fuori punta si è ampliato, creando opportunità concrete per i produttori di batterie. Parallelamente, Pechino ha introdotto nuove misure per rendere economicamente sostenibili questi investimenti. A gennaio, le autorità di regolamentazione hanno varato un quadro normativo nazionale che consente ai progetti idonei di accumulo indipendente collegati alla rete di ottenere pagamenti per la capacità.

Da allora, sono stati adottati vari documenti programmatici dedicati all'accumulo energetico ed il tema è stato inserito in diverse sezioni del Piano quinquennale relative al nuovo sistema energetico, al nuovo sistema elettrico, allo sviluppo delle energie rinnovabili e alla Rete.

Secondo lo scenario più prudente elaborato dalla CNESA, che ipotizza un tasso di crescita annuo composto del 20,7% a partire dal 2026, la capacità cumulativa raggiungerà 371,2 GW entro il 2030 (nello scenario più ottimistico, 450,7 GW). Nel frattempo, la domanda internazionale si è ulteriormente rafforzata in numerose aree del mondo a causa del conflitto nel Golfo Persico ed Europa e Asia si confermano le principali destinazioni delle esportazioni cinesi di questo comparto.

Nei primi sette mesi dell'anno, le esportazioni cinesi di batterie verso Europa e Asia hanno infatti raggiunto rispettivamente 26,9 miliardi e 18,4 miliardi di dollari, con incrementi del 62% e del 50% rispetto all'anno precedente. Secondo la CNESA, nel primo semestre le aziende cinesi hanno sottoscritto contratti per sistemi di accumulo all'estero per un totale di 298 GWh, in crescita dell'83% su base annua, mentre le spedizioni globali di celle al litio destinate all'accumulo sulla rete elettrica hanno raggiunto i 380 GWh nello stesso periodo.

Alle esportazioni si affianca sempre più la produzione industriale localizzata all'estero, poiché i produttori stanno spostando parte della capacità produttiva più vicino ai mercati finali, per servire i clienti in modo più efficiente e per rispondere all'aumento delle barriere commerciali, ai requisiti di contenuto locale e agli standard ambientali sempre più rigorosi.

CATL, che gestisce già uno stabilimento di batterie in Germania, sta costruendo un impianto in Ungheria e ha avviato progetti in Indonesia e Spagna, con capacità previste rispettivamente di 15 GWh/anno e 50 GWh/anno. Secondo le informazioni diffuse dall'azienda, i tre progetti rappresentano investimenti annunciati per circa 20 miliardi di dollari.

Con la rapida espansione della capacità produttiva, Pechino è determinata a evitare una spirale simile a quella che ha caratterizzato il settore dei pannelli solari. Secondo gli analisti, un ulteriore fattore che spinge gli investimenti all'estero è l'intensa concorrenza interna.



L'azienda CATL ha presentato una batteria per veicoli elettrici con ricarica rapida in sei minuti e un'autonomia di 1000 km

La capacità produttiva effettiva dei principali produttori cinesi – comprendente sia le batterie per veicoli elettrici sia i sistemi di accumulo energetico – passerà dai 2.088 GWh dello scorso anno a 3.187 GWh nel 2026 e a 4.388 GWh nel 2027.

Si stima che CATL contribuirà con circa 1.200 GWh di capacità e BYD con circa 550 GWh.

A titolo di confronto, lo scorso anno le installazioni globali di batterie per veicoli elettrici e sistemi di accumulo si sono attestate rispettivamente intorno a 1.200 GWh e 300 GWh.

La crescita della capacità produttiva cinese potrebbe aver temporaneamente superato la domanda globale, ma nel lungo periodo quest'ultima è destinata ad aumentare rapidamente. Entro il 2030, le spedizioni mondiali di batterie per veicoli elettrici e sistemi di accumulo potrebbero superare i 5.000 GWh, con i veicoli elettrici destinati a rappresentare circa il 60% del totale.

I principali operatori del settore non considerano l'eccesso di capacità una minaccia immediata, poiché riguarda soprattutto linee produttive più datate e di fascia inferiore.

Nel primo semestre CATL ha registrato un tasso di utilizzo del 94,9% su una capacità di 525 GWh, producendo 498 GWh, e dispone inoltre di altri 764 GWh in costruzione per soddisfare la domanda futura.

Pechino ha iniziato a contrastare l'espansione incontrollata del comparto, soprattutto perché produttori provenienti da settori limitrofi, come quello del solare e degli inverter, stanno entrando nel mercato delle batterie.

Nel corso di una riunione all'inizio dell'anno, quattro ministeri hanno chiesto l'adozione di misure di salvaguardia contro la sovraccapacità.

Ad aprile, le autorità di regolamentazione hanno promosso sistemi di allerta precoce sulla capacità produttiva e nuove regole per limitare gli incentivi all'attrazione degli investimenti da parte dei governi locali e le autorizzazioni a nuova capacità produttiva. Anche le approvazioni per l'espansione delle batterie al litio sono tornate sotto il controllo del governo centrale e si prevede che diventino molto più rigorose.

La riduzione dei costi e le nuove tecnologie rappresentano la prossima sfida competitiva. La rapida espansione del settore e l'intensa concorrenza hanno determinato un forte calo dei costi delle batterie negli ultimi anni, sebbene nel 2026 i prezzi si siano sostanzialmente stabilizzati a causa della ripresa dei costi delle materie prime. Il costo livellato globale di un sistema di accumulo della durata di quattro ore è diminuito di circa il 27% nel 2025, attestandosi intorno a 78 dollari per MWh, mentre i prezzi dei sistemi cinesi sono successivamente scesi al di sotto dei 70 dollari/kWh. Gli analisti prevedono che il costo livellato possa ridursi ulteriormente fino a meno di 58 dollari/MWh entro il 2035.

La Cina domina il mercato delle batterie LFP e rafforza progressivamente la propria posizione anche nella chimica nichel-manganese-cobalto (NMC), mentre l'industria sta investendo rapidamente nelle nuove frontiere tecnologiche rappresentate dalle batterie a stato solido e dagli accumulatori agli ioni di sodio.

Le celle a stato solido, con una densità energetica compresa tra 300 e 350 wattora per chilogrammo – rispetto ai circa 160-200 Wh/kg delle tradizionali batterie agli ioni di litio per veicoli elettrici – dovrebbero entrare nella fase di produzione commerciale entro tre-cinque anni. I primi test su veicoli sono previsti tra il 2026 e il 2027.

CATL e BYD puntano ad avviare già il prossimo anno test su piccola scala di veicoli equipaggiati con batterie a stato solido, con l'obiettivo di raggiungere una densità energetica di 400 Wh/kg. Secondo una stima, entro la fine del 2029 la Cina potrebbe disporre di una capacità produttiva di batterie a stato solido pari a 120 GWh, equivalente al 63% del totale globale.

Le batterie agli ioni di sodio rappresentano invece una scommessa meno appariscente ma strategicamente rilevante, legata alla forte dipendenza della Cina dal litio importato, anche se il loro vantaggio economico tende a ridursi quando i prezzi del litio diminuiscono. I clienti stanno mostrando interesse per questa tecnologia e CATL ha già firmato alcuni contratti, sottolineando inoltre come le proprie linee produttive possano passare con flessibilità dalla produzione di celle al litio a quella di celle al sodio. Alcuni esperti invitano tuttavia alla prudenza nei confronti dell'entusiasmo per le nuove tecnologie, evidenziando come permangano costi elevati e importanti ostacoli tecnici da superare.

Le batterie LFP, infatti, risultano già oggi più sicure, più economiche e caratterizzate da prestazioni molto competitive, essendo in grado di garantire autonomie fino a 1.000 chilometri.

4. NEWS DAL MONDO

La Danimarca introduce una legge d'emergenza per riformare l'accesso alla rete elettrica

La Danimarca ha introdotto una legislazione d'emergenza volta a riformare l'accesso alla rete elettrica nazionale, dopo che il Ministro dell'Energia ha avvertito che il sistema attuale potrebbe ostacolare la transizione verso l'energia verde. In base alla proposta di legge, il Ministero dell'Energia sarebbe autorizzato a stabilire nuovi criteri per determinare quali progetti riceveranno l'accesso prioritario alla rete, sostituendo l'attuale approccio *"primo arrivato, primo servito"*.

Il Parlamento danese esaminerà ora un disegno di legge che definisce le misure d'emergenza.

L'obiettivo è consentire al gestore della rete di trasmissione Energinet e alle società di distribuzione di applicare le nuove regole nella valutazione delle richieste di connessione alla rete.

Il disegno di legge stabilisce quattro categorie di consumatori di energia elettrica.

La prima comprende la domanda aggiuntiva dei clienti esistenti, nonché le nuove utenze domestiche e le piccole imprese. La seconda include i progetti che contribuiscono all'elettrificazione e alla transizione verso l'energia verde. Queste due categorie riceverebbero la massima priorità nell'accesso alla rete.

Le restanti categorie comprenderebbero le batterie, incluse quelle installate all'interno di parchi solari o eolici esistenti, e i grandi consumatori di energia elettrica, come i data center. A questi soggetti verrebbe attribuita una priorità inferiore in base alla loro *"compatibilità con la rete"*, ovvero alla capacità dei progetti di adattare la propria domanda di energia elettrica in risposta ai vincoli della rete. Le richieste di accesso alla rete da parte dei data center potrebbero essere respinte qualora non fosse disponibile una capacità sufficiente.

Energinet dispone di un piano di sviluppo a lungo termine che prevede una significativa espansione della rete di trasmissione per favorire una migliore integrazione delle fonti di energia rinnovabile e del Power-to-X. Entro il 2030 si prevede la necessità di costruire circa 2.700 km di nuove linee elettriche e ulteriori 3.000-4.000 km entro il 2050. Questi sviluppi sono necessari poiché, le energie rinnovabili rappresentavano oltre il 90% del mix energetico nel 2024 (+58 punti percentuali rispetto al 2010). La Danimarca punta a soddisfare il 100% del proprio fabbisogno energetico con fonti rinnovabili entro il periodo 2028-2030 e a raggiungere la neutralità carbonica entro il 2045.

Nel 2025 gli Stati Uniti hanno raggiunto una quota del 26% delle esportazioni globali di GNL

L'Energy Information Administration (EIA) degli Stati Uniti ha pubblicato un nuovo rapporto sul mercato del GNL, evidenziando che le esportazioni statunitensi sono aumentate del 26% nel 2025, raggiungendo 15,1 miliardi di piedi cubi al giorno (circa 156 miliardi di metri cubi all'anno), il maggiore incremento registrato da qualsiasi Paese esportatore.

Nel 2025, gli Stati Uniti hanno rappresentato il 26% delle esportazioni globali di GNL, rispetto al 21% del 2024. Complessivamente, Stati Uniti, Qatar e Australia, i tre maggiori esportatori mondiali di GNL, hanno rappresentato il 63% delle esportazioni globali, in aumento rispetto al 60% dell'anno precedente.

L'EIA prevede che le esportazioni statunitensi di GNL continueranno a crescere, raggiungendo 17,4 miliardi di piedi cubi al giorno (quasi 180 miliardi di metri cubi all'anno) nel 2026 e 18,6 miliardi di piedi cubi al giorno (circa 192 miliardi di metri cubi all'anno) nel 2027, secondo quanto riportato nel suo *Short-*

Term Energy Outlook.

Con la ripresa delle ostilità tra Stati Uniti e Iran, il mercato del GNL potrebbe continuare a subire significative perturbazioni. Il commercio globale di GNL ha infatti registrato un rallentamento nel 2026 a seguito della chiusura dello Stretto di Hormuz, che ha interrotto il transito di circa il 20% delle forniture mondiali di GNL. Lo stretto rappresenta la principale via di esportazione del Qatar, secondo esportatore mondiale di GNL.

Nel 2025, il Qatar aveva registrato il secondo maggiore aumento delle esportazioni di GNL, con una crescita del 3%, raggiungendo 10,6 miliardi di piedi cubi al giorno (circa 110 miliardi di metri cubi all'anno). Fino a quando le spedizioni attraverso lo Stretto di Hormuz non torneranno alla normalità, gli acquirenti asiatici, che nel 2025 hanno assorbito oltre l'80% delle esportazioni qatariote di GNL, continueranno a competere sul mercato spot globale con gli acquirenti europei impegnati anche a ricostituire le scorte di gas, ancora inferiori alla media degli ultimi cinque anni.

Questa situazione è stata recentemente evidenziata anche dall'Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori dell'energia (ACER), che ha avvertito come l'Unione europea avrà bisogno di importazioni di GNL significativamente più elevate durante il periodo estivo per ricostituire le riserve di gas in vista dell'inverno. Secondo l'agenzia, gli stoccaggi europei erano pieni solo al 28% all'inizio della stagione di iniezione, il 1° aprile, il livello più basso degli ultimi quattro anni.

Nel 2025, i Paesi europei avevano aumentato le importazioni di GNL del 29%, pari a 3,8 miliardi di piedi cubi al giorno (39,2 miliardi di metri cubi all'anno), registrando il maggiore incremento tra tutte le regioni del mondo. L'aumento era stato determinato dalla scadenza, alla fine del 2024, dell'accordo di transito del gas tra Ucraina e Russia, che ha ridotto i flussi di gas via gasdotto verso l'Europa e accresciuto la necessità di ricorrere al GNL.

Nel frattempo, le esportazioni russe di GNL sono diminuite dell'8% nel 2025, pari a 0,4 miliardi di piedi cubi al giorno (4,1 miliardi di metri cubi all'anno), registrando la più forte contrazione in termini assoluti tra i principali esportatori mondiali. La riduzione è attribuita alle sanzioni imposte dall'Unione europea in seguito all'invasione dell'Ucraina.

La Russia annuncia piani per 30 GW di nuova capacità nucleare

Il presidente russo Vladimir Putin ha annunciato piani per espandere la presenza di centrali nucleari nell'Estremo Oriente, in Siberia e negli Urali. La Russia intende mettere in funzione circa 30 GW di nuova capacità nucleare, comprese centrali nucleari di piccola taglia, in linea con i propri piani industriali di lungo periodo.

Putin ha affermato che il programma non solo sostituirà le unità di generazione che stanno progressivamente raggiungendo la fine del loro ciclo di vita, ma aumenterà anche in modo significativo la capacità complessiva di generazione nucleare del Paese.

L'obiettivo è creare una solida base infrastrutturale a sostegno della crescita regionale e territoriale di lungo termine, favorendo lo sviluppo di nuovi siti produttivi ad alta intensità energetica, comprese le strutture dedicate alla lavorazione avanzata delle risorse naturali nell'Artico, in Siberia e nell'Estremo Oriente.

Il direttore generale della società statale russa per l'energia nucleare Rosatom ha dichiarato che l'azienda prevede di dismettere 13 reattori nucleari, per una capacità complessiva superiore a 10 GW, nei prossimi dieci anni. Ciò rappresenterebbe circa un terzo della capacità nucleare attualmente in funzione. In questo contesto, i piani governativi prevedono la costruzione di 38 nuove unità. Ad oggi sono stati individuati nove siti. Complessivamente, incluse le centrali nucleari di piccola taglia e quelle galleggianti,

sono in costruzione 18 unità nucleari in Russia.

Il gas continua a dominare il mix energetico russo, con una quota del 42% nel 2025, seguito dal nucleare e dal carbone, entrambi al 19%, e dall'energia idroelettrica al 17%. La Russia punta ad aumentare la quota dell'energia nucleare nella produzione elettrica nazionale al 25% entro il 2045.

Secondo la Strategia energetica della Federazione Russa fino al 2050, la capacità installata dovrebbe aumentare da 253 GW nel 2023 ad almeno 275 GW entro il 2030, 287 GW entro il 2036 e 331 GW entro il 2050. La capacità da fonti rinnovabili dovrebbe crescere di oltre il 40% entro il 2050. L'energia nucleare rappresenta circa la metà della capacità dei progetti energetici in costruzione e quasi il 70% della capacità dei progetti in fase di sviluppo.

Approvato dall'UE il programma olandese a sostegno di 400 MW di capacità di elettrolisi

La Commissione europea ha approvato un programma di sostegno dei Paesi Bassi da 780 milioni di euro per la produzione di idrogeno rinnovabile, ai sensi delle norme UE sugli aiuti di Stato, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi del Clean Industrial Deal. Il programma prevede l'assegnazione degli aiuti attraverso un'asta competitiva, la cui conclusione è prevista entro il primo trimestre del 2027.

Il sostegno combinerà un contributo iniziale a fondo perduto, pari fino all'80% dei costi di investimento ammissibili, con un premio operativo variabile erogato per un periodo compreso tra cinque e dieci anni. I beneficiari saranno tenuti a rispettare i criteri di sostenibilità dell'UE per i combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO).

Secondo le autorità olandesi, il programma dovrebbe sostenere la realizzazione di circa 400 MW di capacità di elettrolisi e consentire la produzione fino a 40 kt/anno di idrogeno rinnovabile. Si stima inoltre che il programma possa evitare l'emissione di circa 324 kt di CO₂ all'anno.

L'iniziativa segue altri due programmi olandesi di sostegno all'idrogeno approvati dalla Commissione europea nel 2023 e nel 2024, anch'essi finalizzati ad accelerare la diffusione degli elettrolizzatori nel Paese.

Le riserve di gas dell'UE superano il 60% nonostante le interruzioni delle forniture di GNL

Secondo i dati di Gas Infrastructure Europe (GIE) pubblicati sulla piattaforma AGSI+, a metà agosto 2026 gli stoccaggi sotterranei di gas naturale dell'Unione europea hanno superato la soglia del 60% di riempimento.

Al 19 agosto 2026, le riserve di gas dell'UE risultavano piene al 61%. Questo livello rimane inferiore a quello registrato alla stessa data in ciascuno dei cinque anni precedenti, a causa delle prolungate interruzioni nelle forniture di gas naturale liquefatto (GNL) legate alla guerra con l'Iran. Secondo i dati disponibili, i livelli di stoccaggio si attestavano al 76% a metà agosto 2022, al 90% nel 2023 e all'89% nel 2024. L'UE aveva precedentemente imposto agli Stati membri di portare le proprie riserve di gas al 90% della capacità entro il 1° novembre, in risposta alla crisi energetica innescata dall'invasione russa dell'Ucraina. Nel 2025, il blocco ha prorogato l'obiettivo di stoccaggio fino al 2027, introducendo tuttavia una maggiore flessibilità: il raggiungimento del target è consentito tra il 1° ottobre e il 1° dicembre e, in determinate condizioni di mercato, è ammesso anche un livello di riempimento pari all'80%.

Lo Stretto di Hormuz rimane una rotta fondamentale per il commercio globale di GNL, rappresentando circa il 20% degli scambi mondiali di questo combustibile. Il Qatar, importante produttore di GNL e fornitore strategico per l'Europa, è stato particolarmente colpito, con infrastrutture che avrebbero subito gra-

vi danni. Non si prevede un ritorno alla normalità nel breve termine. La guerra in Medio Oriente è ancora in corso, con i negoziati in fase di stallo e la ripresa degli attacchi tra Stati Uniti e Iran.

Inoltre, le interruzioni in Medio Oriente hanno intensificato la concorrenza per i carichi di GNL, con Europa e Asia impegnate a contendersi le forniture disponibili. Si prevede che questa situazione avrà un impatto significativo sui prezzi del gas in Europa, poiché i Paesi cercheranno di garantirsi volumi sufficienti per soddisfare la domanda e ricostituire gli stoccaggi.

La Cina punta ad aumentare la produzione di petrolio e gas del 5%, raggiungendo i 440 Mtoe entro il 2030

Il governo cinese ha pubblicato il 15° Piano quinquennale per lo sviluppo del petrolio e del gas naturale, che definisce nuovi obiettivi al 2030 finalizzati a rafforzare la sicurezza energetica, espandere la produzione interna e potenziare le infrastrutture del gas.

In base al piano, l'offerta interna di petrolio e gas dovrebbe raggiungere i 440 Mtoe entro il 2030, rispetto ai 420 Mtoe del 2025 (+5%).

La Cina prevede di aggiungere 20.000 km di oleodotti e gasdotti a lunga distanza, portando la rete nazionale dei principali gasdotti a 220.000 km entro la fine del decennio. La capacità di importazione di gas naturale via terra è destinata ad aumentare fino a 114 miliardi di metri cubi all'anno, parallelamente alla realizzazione di progetti strategici, tra cui il gasdotto Hainan-Guangdong e l'oleodotto Lianyungang-Yizheng. La capacità di importazione di GNL dovrebbe raggiungere i 200 milioni di tonnellate all'anno entro il 2030, mentre la capacità di stoccaggio del gas naturale dovrebbe superare il 13% del consumo interno annuo di gas.

La Cina prevede inoltre di catturare, stoccare e utilizzare 10 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno attraverso tecnologie CCUS (Carbon Capture, Utilisation and Storage).

Inoltre, il piano prevede il completamento di un sistema nazionale integrato di riserve petrolifere, sostenendo al contempo lo sviluppo di combustibili verdi e l'integrazione dell'energia solare, eolica e geotermica nelle aree di produzione di petrolio e gas.

La Grecia assegna il contratto per l'interconnessione elettrica Corinto-Kos da 1 GW

L'operatore greco del sistema di trasmissione elettrica IPTO ha assegnato a Hellenic Cables, tramite la sua controllata Fulgor, un contratto per l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione e l'installazione (EPCI) dell'interconnessione HVDC a 320 kV Corinto-Kos in Grecia.

Il progetto, del valore di 1,5 miliardi di euro, prevede la realizzazione di circa 1.260 km di cavi sottomarini e 30 km di cavi interrati, per una capacità di trasmissione complessiva di 1 GW. Hellenic Cables produrrà i cavi HVDC presso i propri stabilimenti di Corinto e Tebe. L'avvio dei lavori è previsto per il quarto trimestre del 2026, mentre il completamento del progetto è programmato per il 2030.

L'interconnessione Corinto-Kos è progettata per collegare le isole del Dodecaneso alla rete di trasmissione della Grecia continentale, consentendo la graduale dismissione delle centrali elettriche alimentate a petrolio presenti sulle isole e rafforzando al contempo la sicurezza e l'affidabilità dell'approvvigionamento elettrico. La firma del contratto resta soggetta alle consuete approvazioni normative.

L'assegnazione del contratto arriva poco dopo che Hellenic Cables ha ottenuto la certificazione per i sistemi di cavi HVDC a 525 kV, un traguardo che ha ulteriormente rafforzato la posizione dell'azienda nel mercato dei grandi progetti di interconnessione elettrica.

RWE raggiunge un accordo con il Dipartimento degli Interni degli Stati Uniti per la rinuncia alle concessioni eoliche offshore

RWE, attraverso la controllata RWE US Offshore, ha raggiunto un accordo con il Dipartimento degli Interni degli Stati Uniti (DOI) per risolvere le controversie in corso con il governo federale e rinunciare alle concessioni per l'eolico offshore al largo delle coste di New York, California e Louisiana.

Secondo quanto annunciato dalla società, non sussistono prospettive concrete per lo sviluppo di progetti eolici offshore negli Stati Uniti nel prossimo futuro. Per questo motivo, RWE ha raggiunto un accordo transattivo sulle proprie rivendicazioni legali, ottenendo un risarcimento pari a 1,22 miliardi di dollari. L'azienda prevede ora di riallocare le proprie risorse verso progetti energetici con maggiori certezze di realizzazione. In particolare, intende investire nell'acquisizione di una partecipazione del 16% nel progetto Louisiana LNG (900 milioni di dollari), nella sottoscrizione di un accordo da 300 milioni di dollari per la prenotazione di turbine a gas naturale, al fine di garantire futura capacità di generazione, nonché in ulteriori iniziative energetiche negli Stati Uniti.

RWE ha inoltre annunciato che, tramite la controllata RWE Americas, prevede di investire circa 17 miliardi di euro (20 miliardi di dollari) nei prossimi sei anni per aumentare la propria capacità di generazione da circa 13 GW a 22 GW entro il 2031.

La società si era aggiudicata, sotto la precedente amministrazione statunitense, le concessioni per lo sviluppo di progetti eolici offshore nella baia di New York e lungo le coste della California e della Louisiana. Secondo RWE, gli investimenti già effettuati nelle concessioni e nelle attività di sviluppo dei progetti hanno superato 1 miliardo di dollari.

Il nuovo piano energetico cinese punta a 3,5 TW di capacità rinnovabile entro il 2030

L'Amministrazione nazionale dell'energia della Cina ha pubblicato il 15° Piano quinquennale per lo sviluppo delle energie rinnovabili (2026-2030), fissando un obiettivo di 3,5 TW di capacità installata da fonti rinnovabili e circa 6.000 TWh/anno di produzione elettrica rinnovabile entro il 2030.

In base al piano, la Cina punta ad aumentare il consumo di energia rinnovabile a 1,8 miliardi di tonnellate equivalenti di carbone entro il 2030. La capacità combinata di eolico e solare dovrebbe superare i 2,8 TW, con una produzione annua superiore a 4.000 TWh. Il Paese prevede inoltre di aggiungere oltre 300 GW di capacità flessibile per la copertura dei picchi di domanda basata su fonti rinnovabili e di avviare circa 100 GW di nuovi progetti eolici offshore nel periodo 2026-2030.

La tabella di marcia prevede il raggiungimento, entro il 2030, di 410 GW di capacità da biomassa, 160 GW di capacità idroelettrica di pompaggio, 15 GW di capacità solare termodinamica e 0,4 GW di energia marina. Le autorità stimano inoltre che l'utilizzo delle energie rinnovabili al di fuori del settore elettrico aumenterà di 150 Mtoe, pari a un incremento di 2,5 volte rispetto al 2025.

Secondo il piano, le energie rinnovabili dovrebbero rappresentare quasi la metà della produzione elettrica cinese entro il 2030, mentre le fonti non fossili dovrebbero coprire circa il 50% del mix energetico nazionale. Alla fine del 2025, la Cina disponeva di circa 2.290 GW di capacità installata da fonti rinnovabili.

Il solare europeo ha fatto risparmiare 20 miliardi di euro di importazioni di gas dall'inizio della guerra in Medio Oriente

Secondo un'analisi di SolarPower Europe, l'energia solare ha consentito all'Unione europea di risparmiare 20 miliardi di euro in importazioni di gas dall'inizio della guerra in Medio Oriente. Tra il 1° marzo e il

15 luglio, gli impianti fotovoltaici installati nell'UE hanno evitato l'acquisto di miliardi di metri cubi di gas importato, rafforzando la sicurezza energetica europea e proteggendo i consumatori dall'aumento dei costi dei combustibili fossili.

Nel corso di 137 giorni, l'energia solare ha generato un risparmio medio di 146 milioni di euro al giorno. Una cifra superiore alla spesa giornaliera della Francia per la difesa, che nel 2025 dispone di un bilancio pari a 52,3 miliardi di euro, equivalenti a circa 143 milioni di euro al giorno.

Un dato che evidenzia il crescente valore strategico dell'energia prodotta localmente e da fonti sicure. A giugno di quest'anno, il solare è diventato la principale fonte di produzione elettrica dell'UE, coprendo il 25% della domanda del blocco. Un risultato che dimostra il ritorno degli investimenti europei nelle abbondanti risorse energetiche rinnovabili disponibili sul territorio.

Una maggiore elettrificazione, una più ampia diffusione delle energie rinnovabili e soluzioni di flessibilità non basate sui combustibili fossili, come i sistemi di accumulo a batteria, possono proteggere l'Europa dal rischio di futuri shock dei prezzi dei combustibili fossili e garantire una sicurezza energetica duratura per l'Unione europea.

L'Iraq amplia le partnership energetiche con le aziende statunitensi

Il governo iracheno ha concluso una serie di accordi con aziende statunitensi a seguito della visita ufficiale del Primo Ministro negli Stati Uniti, tra cui un'intesa finalizzata al ripristino di una rotta di esportazione energetica che consentirebbe all'Iraq di esportare il proprio petrolio senza dipendere dallo Stretto di Hormuz.

Gli accordi preliminari, firmati durante un vertice economico tra Stati Uniti e Iraq, arrivano mentre Baghdad cerca di ridurre la propria dipendenza dallo Stretto di Hormuz, dove il transito petrolifero è stato gravemente compromesso dalla guerra tra Stati Uniti e Israele contro l'Iran. Nell'ambito di questa strategia, Iraq e Siria hanno sottoscritto un accordo di cooperazione per ricostruire il gasdotto Iraq-Siria, inattivo da tempo, che collega la regione petrolifera di Kirkuk al porto siriano di Baniyas, sul Mediterraneo. L'infrastruttura è rimasta in gran parte fuori servizio da quando è stata danneggiata durante l'invasione dell'Iraq guidata dagli Stati Uniti nel 2003.

Secondo l'agenzia di stampa statale irachena, la società energetica statunitense Chevron supervisionerà il progetto. Una volta riabilitato, questo progetto strategico avrà una capacità iniziale di trasporto pari a 2 milioni di barili di greggio al giorno. Oltre all'iniziativa relativa all'oleodotto, Chevron ha firmato altri due accordi con l'Iraq finalizzati ad aumentare la produzione petrolifera del Paese.

Inoltre, ConocoPhillips ha annunciato di aver raggiunto un accordo per acquisire una partecipazione del 42% in BP Energy Kirkuk, collaborando con la major britannica BP per rilanciare quattro giacimenti petroliferi nel nord dell'Iraq. L'intesa riguarda oltre 3 miliardi di barili equivalenti di petrolio (Gboe) di risorse recuperabili iniziali e offre ulteriori opportunità di esplorazione nelle cupole di Baba e Avanah del giacimento di Kirkuk, nonché nei giacimenti di Bai Hassan, Jambur e Khabbaz.

Infine, l'Iraq ha firmato un accordo con GE Vernova per l'attuazione di un programma nazionale di sviluppo del settore energetico. L'iniziativa prevede la costruzione di centrali elettriche a ciclo combinato alimentate a gas (CCGT) utilizzando le tecnologie dell'azienda statunitense, con particolare attenzione a un progetto strategico ad Al-Faw, nonché l'espansione delle centrali a gas di Al-Mansouriya I e II, Mulla Abdullah, Najaf, Samawah, Dhi Qar, Diwaniyah e Karbala.

L'accordo comprende inoltre l'ammodernamento della rete di trasmissione elettrica, lo sviluppo di un'interconnessione transfrontaliera in corrente continua ad alta tensione (HVDC) con l'Arabia Saudita, la modernizzazione della rete nazionale e l'attivazione di meccanismi di finanziamento a supporto di tali progetti.

Nel complesso, gli accordi preliminari conclusi dalle autorità irachene con aziende statunitensi in diversi settori, incluso quello energetico, hanno un valore superiore a 60 miliardi di dollari.

Dopo la riforma tariffaria le nuove installazioni solari in Cina calano del 66% nel primo semestre 2026

Le nuove installazioni solari in Cina sono diminuite del 66% nel primo semestre del 2026 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, evidenziando il rallentamento del più grande mercato fotovoltaico al mondo dopo la corsa alle connessioni registrata prima dell'entrata in vigore della riforma tariffaria nel 2025.

Nel 2025 la Cina ha avviato una profonda riforma del sistema di remunerazione delle energie rinnovabili, segnando il passaggio da un modello basato su tariffe amministrate e sussidi a un sistema orientato al mercato. A partire dal 1° giugno 2025, tutta l'energia prodotta da nuovi impianti eolici e fotovoltaici deve essere venduta sul mercato elettrico, con prezzi determinati dalla domanda e dall'offerta.

Tra gennaio e giugno, il Paese ha installato 72,07 GW di nuova capacità solare, rispetto ai 212,21 GW dello stesso periodo del 2025. Nel solo mese di giugno, le nuove installazioni si sono attestate a 12,48 GW, in calo del 13,1% su base annua.

La contrazione riflette l'esaurimento della forte crescita registrata all'inizio del 2025, quando gli sviluppatori avevano accelerato la messa in esercizio dei progetti in vista della scadenza del 1° giugno.

Nel solo maggio 2025 erano stati installati quasi 93 GW di nuova capacità, oltre quattro volte il livello registrato nello stesso mese dell'anno precedente, creando una base di confronto particolarmente elevata. A giugno 2025 le installazioni erano già diminuite sensibilmente rispetto al mese precedente, dopo l'entrata in vigore della riforma, ma risultavano comunque superiori ai livelli registrati nel giugno 2026.

I dati indicano che la Cina potrebbe non raggiungere le previsioni formulate dalla CPIA nel febbraio scorso, quando l'associazione stimava nuove installazioni comprese tra 180 e 240 GW per l'intero 2026. Ciò rappresenterebbe una riduzione compresa tra il 24% e il 43% rispetto al record di 315 GW aggiunti nel 2025 e segnerebbe la prima contrazione annuale del mercato solare cinese dal 2019.

La Spagna stanZIA 165 milioni di euro per progetti di impianti idroelettrici a pompaggio da 2 GW/21 GWh

Il Ministero spagnolo per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica (MITECO) ha assegnato 165 milioni di euro di sostegno finanziario a sette progetti di impianti idroelettrici a pompaggio nell'ambito del secondo bando del programma BORALMAC, finanziato dal piano europeo NextGenerationEU.

I progetti selezionati sono localizzati nelle Asturie (due progetti), in Andalusia, Aragona, Estremadura, Catalogna e Galizia. Complessivamente, dovrebbero aggiungere al sistema elettrico spagnolo 2,1 GW di capacità installata e 21,1 GWh di capacità di accumulo.

Sei iniziative prevedono la realizzazione di nuove centrali idroelettriche reversibili, mentre il progetto situato in Estremadura riguarda l'ammodernamento di infrastrutture idroelettriche esistenti per incrementarne la capacità di accumulo.

Il governo ha aumentato la dotazione finanziaria del programma da 90 a 165 milioni di euro in risposta al forte interesse manifestato dagli investitori. La selezione dei progetti è stata effettuata sulla base di criteri quali la sostenibilità economica, la maturità tecnica, il contributo all'integrazione delle fonti rinnovabili, la resilienza della rete elettrica e il grado di innovazione.

Il primo bando BORALMAC, del valore di 100 milioni di euro, aveva già selezionato quattro progetti di

impianti idroelettrici a pompaggio con una capacità complessiva superiore a 2 GW.

L'iniziativa si inserisce nella strategia energetica della Spagna, che punta a raggiungere una quota del 48% di energie rinnovabili nei consumi finali di energia entro il 2030.

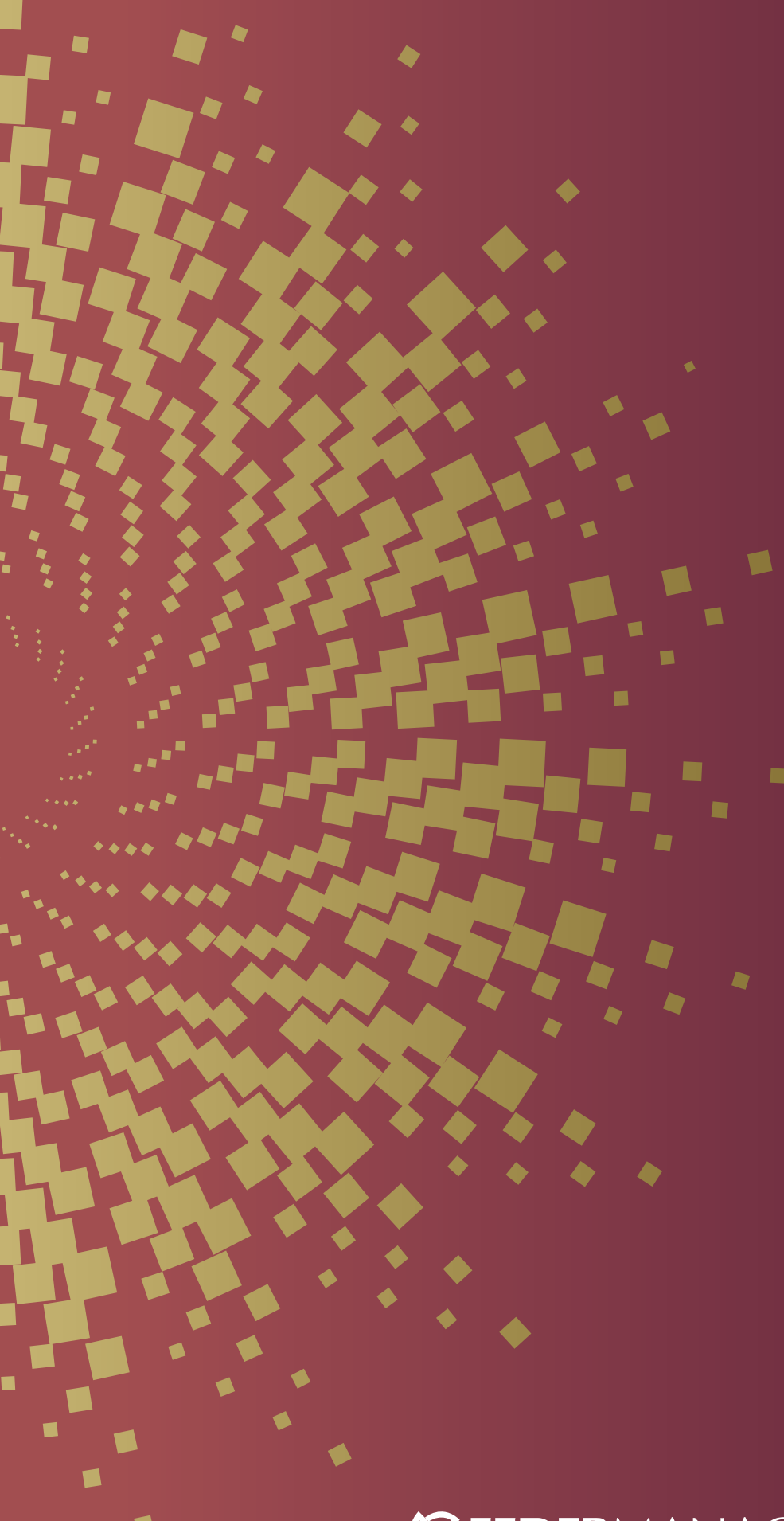
L'UE approva un aiuto di Stato francese di 63 miliardi di euro per lo sviluppo di 11 GW di eolico offshore

La Commissione europea ha approvato un programma francese da 63 miliardi di euro a sostegno dell'energia eolica offshore. Il programma, della durata di 25 anni, mira a sostenere la costruzione e l'esercizio di 11 progetti eolici offshore nel Mare del Nord, nell'Atlantico e nel Mediterraneo.

I progetti avranno una capacità complessiva di 11,1 GW e, una volta entrati in esercizio, dovrebbero generare fino a 47,8 TWh all'anno di elettricità rinnovabile, pari a circa il 10,6% del consumo annuo di energia elettrica della Francia.

Il sostegno sarà assegnato attraverso una procedura di gara trasparente e non discriminatoria organizzata dalle autorità francesi. L'aiuto assumerà la forma di un premio variabile nell'ambito di un contratto per differenza (CfD) bilaterale, calcolato confrontando il prezzo di riferimento determinato nell'offerta del beneficiario (*pay-as-bid*) con il prezzo di mercato dell'energia elettrica.

Il programma è stato approvato nell'ambito del quadro degli aiuti di Stato per il Clean Industrial Deal (CISAF), adottato dalla Commissione europea il 25 giugno 2025, e dovrebbe contribuire alla transizione verso un'economia a zero emissioni nette.



 **FEDERMANAGER**

AIEE	ASSOCIAZIONE ITALIANA ECONOMISTI DELL'ENERGIA
-------------	---