

Energia ed Economia

Bollettino di informazione - Numero 02/2025



Energia ed Economia

Editoriale

L'industria tartassata...

di G.B. Zorzoli

Approfondimenti

La Cina guarda all'estero per aumentare il successo dei suoi veicoli elettrici a livello globale (pag. 2)
Sintesi dell'articolo "China Looks to Replicate Its EV Success Globally" (Energy Intelligence)

E-Fuels: una soluzione realistica per decarbonizzare i trasporti? (pag. 4)

Tecnologie, applicazioni e progetti

Presentazione del Rapporto Enerdata: E-Fuels: A Realistic Solution to Decarbonise Transport? Technologies, Applications, and Leading Projects

IRENA - Renewable Capacity Statistics 2025 (pag. 8)

La capacità di energia rinnovabile registra una crescita annuale record

Osservatorio Energia (pag. 13)

Il GNL russo: cosa cambia se gli Stati Uniti allentano le sanzioni?

di Gianluca Carrino

Eventi (pag. 15)

Il settore energetico nel 2023 e le prospettive per il 2024

L'assegnazione del Premio Energia Sostenibile "Edgardo Curcio"

Notizie dal mondo (pag. 18)

Notizie dall'Italia (pag. 43)

L'Industria tartassata...

di G.B. Zorzoli



Secondo uno studio di Confindustria, nel 2024 le imprese italiane hanno pagato l'elettricità l'87% in più rispetto alla Francia, il 70% in più della Spagna e quasi il 40% in più della Germania.

Un divario enorme, che penalizza il nostro sistema produttivo.

La causa principale di questa disparità è il prezzo marginale della tipologia di produzione elettrica che sul Mercato del Giorno Prima (MGP) determina il prezzo del kWh per il maggior numero di ore; prezzo marginale a sua volta sostanzialmente coincidente con quello del combustibile utilizzato: in Italia per circa il 90% delle ore si tratta dal gas, notoriamente la fonte energetica più costosa.

Poiché il prezzo marginale minore, prossimo allo zero, è quello delle fonti rinnovabili (idrica, geotermica, eolica, solare), oggi in Italia si discute molto di decoupling, cioè della possibilità di separare nella formazione del prezzo dell'elettricità quello del gas da quello delle rinnovabili.

Senza una riforma del mercato elettrico europeo, questo obiettivo sarebbe però realizzabile solo facendo prevalere le forme di contrattazione a lungo termine (contratti per differenza, PPA), soluzione che richiederebbe comunque un numero considerevole di anni prima di produrre effetti significativi.

Viceversa, come dimostrano i casi della Spagna e della Germania, dove quasi il 60% dell'energia elettrica è prodotto con fonti rinnovabili, il numero di ore in cui sul MGP sono loro a determinarne il prezzo del kWh è sufficiente a ridurre il prezzo all'ingrosso di circa il 40% nel primo caso, di circa il 26% nel secondo (la differenza dipende dal prezzo della fonte energetica che sostituiscono: il gas in Spagna, il carbone in Germania).

In Italia nel 2024 le rinnovabili, pur stabilendo un nuovo record, hanno invece contribuito soltanto per il 41,2% alla produzione elettrica, una percentuale troppo bassa per riuscire a influire in misura significativa sul prezzo all'ingrosso del kWh.

A peggiorare ulteriormente il costo dell'energia elettrica per l'industria italiana è anche a politica fiscale.

Le tasse italiane sulle bollette delle imprese sono tra le più alte dei paesi europei. Nel primo semestre del 2024 l'Italia si è addirittura classificata seconda per livello di tassazione sull'energia elettrica, arrivato a pesare per il 27,5% del costo finale. Non è semplicemente un livello più alto della media europea: è *quasi il doppio* della media europea.

Le cose vanno un po' meglio per le bollette dei consumatori domestici, per cui l'Italia è in linea con la media europea: le tasse rappresentano il 25% del costo finale, contro una media europea del 24,3%.

Si tratta di scelte politiche diametralmente opposte a quelle tedesche. Ad esempio, in Germania gli oneri di sistema sono integralmente scaricati sulle bollette dei consumatori domestici, mentre le imprese ne sono esenti, con la parte economicamente più disagiata delle famiglie che si trova in difficoltà quando deve pagare le bollette elettriche.

Poiché non si può avere contemporaneamente la botte piena e la moglie ubriaca, e oltre tutto l'export delle imprese italiane è fondamentale per la loro sopravvivenza e per la nostra bilancia commerciale, occorre accelerare la crescita della produzione elettrica proveniente da fonti rinnovabili, accompagnandola con una riduzione delle tasse sulle bollette delle imprese.



La Cina si è affermata come il principale mercato mondiale di veicoli elettrici (EV), sia in termini di domanda che di offerta rappresentando oltre il 60% delle vendite globali di EV nel 2024, con vendite al dettaglio nazionali che hanno raggiunto 10,9 milioni di unità, in aumento di oltre il 40% rispetto al 2023. La politica governativa ha alimentato la crescita interna, guidando l'innovazione e i prezzi competitivi.

Ora le case automobilistiche cinesi stanno cercando di espandere le loro esportazioni con una nuova capacità produttiva internazionale e con un certo successo in alcuni paesi.

Ma le restrizioni commerciali e la più lenta adozione di veicoli elettrici in alcuni dei più grandi mercati automobilistici del mondo stanno creando sfide per aziende di proprietà statale come BYD e SAIC, che cercano di espandere significativamente la loro quota di mercato globale nel breve termine.

La forte concorrenza dei EV nel mercato cinese ha fatto scendere i prezzi e la grande distribuzione di infrastrutture di ricarica ed elettricità a basso costo hanno sostenuto una rapida adozione dei veicoli elettrici nel paese. In Cina le auto elettriche sono ora più economiche da acquistare e possedere rispetto ai veicoli con motore a combustione interna.

Nuovi modelli con tecnologia in continuo miglioramento hanno reso i veicoli elettrici in Cina ancora più attraenti. Gli analisti prevedono che rappresenteranno il 60% delle vendite di auto nuove quest'anno; la banca statunitense Goldman Sachs prevede tassi di penetrazione in Cina fino all'85% entro il 2030.

Dal 2009, Pechino ha incanalato oltre 230 miliardi di dollari nei settori dei veicoli elettrici e delle batterie.

La Cina mira a ridurre la sua dipendenza dalle importazioni di petrolio e il suo sviluppo del settore dei veicoli elettrici sembra aver contribuito a promuovere questo obiettivo: le due più grandi raffinerie cinesi, Sinopec e China National Petroleum

Corp., affermano che la domanda di benzina e gasolio del paese ha raggiunto il picco. Ma la Cina ha anche una motivazione strategica più ampia: vede i veicoli elettrici, insieme alle batterie e ai pannelli solari, come parte integrante dei piani a lungo termine per aggiornare la sua produzione e diventare un leader globale in settori strategici, in questo caso, superando le case automobilistiche occidentali e asiatiche con cui ha fatto fatica a competere nelle tecnologie convenzionali.

La Cina ha anche un vantaggio fondamentale, quello di controllare molti dei componenti necessari nella produzione di batterie. Sebbene il paese non abbia necessariamente le risorse naturali più elevate, ha la maggior parte della capacità di raffinazione al mondo quando si tratta di componenti critici come cobalto, solfato di nichel, idrossido di litio e grafite.

La Cina ha sviluppato questo settore molto prima degli altri paesi e il vantaggio iniziale della Cina ha dato alle aziende nazionali una catena di fornitura stabile di lunga data.

Mentre il mercato interno diventa sempre più saturo, le case automobilistiche cinesi guardano all'estero per aumentare le vendite.

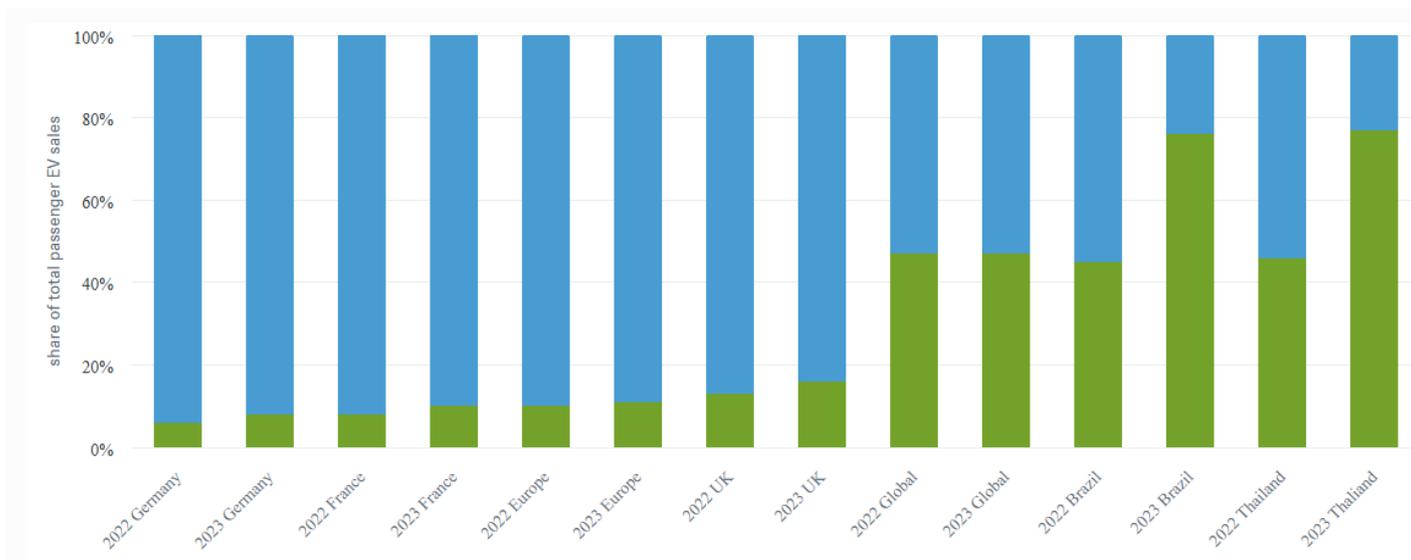
La Cina è già il più grande esportatore mondiale di auto e di veicoli elettrici, con una quota crescente di vendite in mercati emergenti chiave come il Sud-est asiatico e l'America Latina. Secondo la China Passenger Car Association (CPCA) il paese ha esportato 6,4 milioni di veicoli nel 2024, rispetto a poco più di 1 milione nel 2020.

La maggior parte erano veicoli con motore a combustione interna, ma le vendite all'estero di veicoli elettrici, compresi i modelli ibridi plug-in (PHEV), stanno rapidamente aumentando.

Secondo gli analisti il successo dei veicoli elettrici cinesi sarà probabilmente "su base regionale".

I veicoli elettrici a batteria (BEV) ed i veicoli elettrici ibridi ricari-

La crescente presenza della Cina nelle vendite globali di auto elettriche



Fonte: Bloomberg NEF Electric Vehicle Outlook 2024

cabili (Plug-in Hybrid Electric Vehicle - PHEV) hanno rappresentato il 36% di tutte le esportazioni cinesi di autovetture nel 2024, rispetto al 27% di cinque anni fa. Nel sud-est asiatico, dove il Giappone ha storicamente dominato le vendite di auto, la Cina sta facendo progressi con le sue offerte di veicoli elettrici convenienti. Le sei principali economie della regione hanno visto l'adozione di veicoli elettrici salire dal 9% nel 2023 al 13% lo scorso anno, secondo la PricewaterhouseCoopers.

In Indonesia e Thailandia, i due maggiori mercati automobilistici del sud-est asiatico, i modelli cinesi rappresentano oltre il 75% dei veicoli elettrici su strada.

In America Latina lo scorso anno, i tre marchi di veicoli elettrici più venduti erano modelli cinesi, che ora detengono oltre l'80% della quota di mercato dei veicoli elettrici in Brasile.

In Messico, BYD ha venduto 50.000 veicoli elettrici nel 2024 e mira a raddoppiare la cifra quest'anno.

I dati CPCA mostrano che le esportazioni di veicoli elettrici in America Latina sono aumentate del 150% lo scorso anno.

La banca d'investimento statale cinese CICC prevede una crescita complessiva delle esportazioni di veicoli elettrici del 20% nel 2025.

Tuttavia, l'espansione globale non sarà una passeggiata per i produttori cinesi di veicoli elettrici. Le crescenti tensioni commerciali con i principali mercati dell'UE e del Nord America e il rallentamento della crescita della domanda a livello globale sono sfide evidenti.

Le aziende cinesi stanno investendo molto all'estero nel tentativo di aggirare i dazi e altri ostacoli commerciali, rafforzando potenzialmente in modo significativo le vendite, ma questa strada potrebbe rivelarsi molto complessa.

La crescita delle esportazioni di veicoli elettrici cinesi è in rallentamento dal 2022 e gli analisti prevedono che la tendenza con-

tinuerà quest'anno. Secondo i dati CPCA la crescita delle esportazioni di BEV potrebbe scendere vicino allo zero nel 2025, sebbene sia probabile che le esportazioni di PHEV mantengano la loro traiettoria ascendente: le esportazioni di PHEV sono cresciute del 128% lo scorso anno e si prevede che cresceranno di un altro 70% quest'anno.

Le esportazioni di PHEV in Europa sono aumentate del 35% nel 2025, mentre le esportazioni di BEV sono diminuite del 10%. Tuttavia, lo scorso anno, i marchi cinesi hanno rappresentato solo il 4% delle vendite totali di veicoli elettrici in Europa e zero negli Stati Uniti.

Le tariffe sono state una delle ragioni principali, con imposte del 100% sulle importazioni di veicoli elettrici cinesi negli Stati Uniti e in Canada e tasse aggiuntive in Europa che arrivano fino al 35,3% a seconda del produttore e del modello.

Per aiutare a mettere radici più profonde, i produttori cinesi di veicoli elettrici stanno cercando di aumentare la capacità produttiva all'estero.

Soochow Securities, con sede a Hong Kong, stima che la capacità produttiva internazionale delle case automobilistiche cinesi raggiungerà i 3 milioni di unità entro il 2026, quasi il doppio del livello del 2023, con la capacità di veicoli elettrici che contribuisce per oltre l'80% alla crescita.

BYD, il più grande produttore di veicoli elettrici al mondo, sta guidando l'espansione con almeno sette stabilimenti di veicoli elettrici operativi o pianificati, aggiungendo una nuova capacità stimata di 820.000 unità all'anno.

Le aziende cinesi di veicoli elettrici sono pronte ad aumentare la capacità produttiva globale di circa 1,5 milioni di unità entro la fine del prossimo anno, principalmente nel Sud-est asiatico, in Europa e in America Latina, sebbene Pechino abbia ritardato l'approvazione dell'impianto pianificato da BYD in Messico.



E-Fuels: una soluzione realistica per decarbonizzare i trasporti?

Tecnologie, applicazioni e progetti

Enerdata ha condotto delle indagini su di 182 importanti progetti di produzione di e-fuel in nel mondo analizzando i dati nel contesto più ampio della decarbonizzazione del settore dei trasporti, presentando le varie tecnologie coinvolte, i progetti e agli attori chiave che si stanno evolvendo in questi mercati.

I trasporti contribuiscono in modo significativo alle emissioni globali di CO₂, rappresentando dal 25 al 30% delle emissioni totali nel mondo. In questo settore, il trasporto su strada è la fonte principale, responsabile di quasi tre quarti delle emissioni a causa della sua forte dipendenza da combustibili fossili come benzina e gasolio. Il trasporto marittimo, sebbene più efficiente, contribuisce a circa il 10% delle emissioni globali di CO₂ dei trasporti a causa dell'enorme volume di merci trasportate attraverso gli oceani. L'aviazione, pur rappresentando una quota minore delle emissioni totali di CO₂ dei trasporti (circa l'11-12%) ha un impatto sproporzionatamente elevato per passeggero-miglio a causa dell'intenso consumo di carburante degli aerei. Attualmente sono in fase di implementazione due soluzioni principali per ridurre le emissioni nel settore dei trasporti: i veicoli elettrici a batteria e i biocarburanti. Una soluzione emergente chiamata elettro-combustibili, noti anche come e-fuels, ha il potenziale per assicurarsi una quota di questo mercato.

Entro il 2030, secondo gli annunci fatti dalle vari aziende, la produzione annuale di Synfuels potrebbe superare i 200 milioni di tonnellate (Mt), di cui 80 Mt per gli e-fuel e 120 Mt per i biocarburanti avanzati.

Le capacità produttive sono concentrate in alcuni paesi chiave, tra cui Cina, Australia, Egitto, India, Stati Uniti e diversi paesi europei. Tuttavia, c'è una significativa incertezza riguardo allo sviluppo di questi 80 Mt. Facendo un passo indietro, ci si rende conto che ciò

rappresenterebbe circa il 30% dell'attuale produzione di carburante per aerei (259 Mt nel 2022). Inoltre, risulta che meno del 20% dei progetti di e-fuel annunciati è attualmente in fase di costruzione e il restante 80% non ha ancora raggiunto una decisione di investimento finale.

Ci sono numerose definizioni di e-fuel nella letteratura. Lo studio di Enerdata, si concentra sui combustibili sintetici liquidi realizzati con energia elettrica rinnovabile, acqua e CO₂ o con azoto per l'ammoniaca. Pertanto, non sono presi in considerazione i biocarburanti.

I combustibili sintetici dovrebbero sostituire principalmente il cherosene per aeromobili, i combustibili pesanti marini e la benzina/diesel per le automobili.

L'obiettivo di decarbonizzazione e le normative del settore dei trasporti

Il settore dei trasporti su strada

Per il trasporto su strada, la decarbonizzazione sarà principalmente raggiunta attraverso l'elettrificazione e i veicoli a batteria. Entro il 2050, si prevede che i veicoli elettrici potrebbero arrivare a rappresentare fino al 71% del parco globale, a seconda dello scenario di decarbonizzazione "Enerfuture"¹. In questo scenario, il numero di auto con motore a combu-

¹ Il modello *EnerFuture* fornisce proiezioni per aiutare gli analisti a valutare i principali fattori trainanti che hanno un impatto sul settore energetico a medio termine. Vengono presentati 4 scenari, che tengono conto di 2 ipotesi di crescita economica combinate con 2 politiche alternative di mitigazione delle emissioni di carbonio (Recovery - Business-As-Usual case; Renewal - Green economic growth; Depression - Long-term crisis; Struggle - Toward a frugal society)

stione interna (ICE) è destinato a diminuire in tutto il mondo, nel tempo, con l'aumento del numero di auto elettriche. I veicoli alimentati da carburanti alternativi, in particolare gli e-fuel, hanno un'efficienza energetica complessiva da 4 a 5 volte inferiore rispetto ai veicoli alimentati a batteria (fonte: Research Center for Energy Networks and energy storage).

È probabile che siano fisicamente limitati ad applicazioni di nicchia come le auto sportive, come illustrato dal progetto e-fuel Haru Oni, in Cile (Haru Oni è il primo impianto e-Fuel operativo al mondo che utilizza energia rinnovabile dal vento e un processo di elettrolisi per produrre idrogeno verde. Il progetto cattura la CO₂ da una fonte biogenica e utilizza un processo di sintesi per combinare la CO₂ e l'idrogeno per produrre e-Fuel, tra cui benzina verde sintetica *e-Gasoline* e gas liquefatto verde sintetico *e-LG*).

L'analisi si concentrerà sul trasporto marittimo e aereo.

Il settore del trasporto marittimo

Esistono due principali normative di decarbonizzazione per il settore marittimo che stabiliscono obiettivi di riduzione delle emissioni. Uno internazionale dell'Organizzazione Marittima Internazionale (IMO) e l'altro FuelEU Maritime, della Commissione europea per l'Unione europea che è un regolamento adottato dall'UE nel luglio 2023.

FuelEU Maritime si applica alle navi con 5000 tonnellate di stazza lorda o superiore, indipendentemente dalla loro bandiera, quando operano all'interno della giurisdizione dell'UE. Il regolamento mira a una riduzione media dell'intensità di carbonio dell'80% entro il 2050.

Il regolamento IMO è neutrale dal punto di vista tecnologico e stabilisce obiettivi sulle intensità di GHG Well-to-Wake dei combustibili marini. L'obiettivo è di ridurre le emissioni di GHG del 50% entro il 2050 rispetto ai livelli del 2008 per la navigazione internazionale.

Il settore del trasporto aereo

Non esistono regolamenti internazionali per l'e-Fuel nell'aviazione, ad eccezione di un regolamento in Europa, il ReFuelEU Aviation che è stato adottato dall'UE nell'ottobre 2023 e promuove l'uso di carburanti sostenibili per l'aviazione (SAF).

Il regolamento richiede ai fornitori di carburante per l'aviazione di aumentare gradualmente la quota di SAF miscelata al carburante per l'aviazione convenzionale negli aeroporti dell'UE con diverse scadenze:

- Quota del 2% di SAF nell'offerta di mix di fornitori di carburante dell'UE entro il 2025
- Quota del 6% di SAF nell'offerta di mix di fornitori di carburante dell'UE entro il 2030
- Quota del 70% di SAF nell'offerta di mix di fornitori di carburante dell'UE entro il 2050

SAF include carburanti sintetici per l'aviazione, biocarburanti avanzati e altri biocarburanti per l'aviazione, nonché carburanti per l'aviazione derivanti da carbonio riciclato.

E-fuel: definizione e caratteristiche

Gli e-fuel sono carburanti chimici liquidi o gassosi derivati dall'idrogeno, a sua volta prodotto con elettrolizzatori alimentati con elettricità rinnovabile; l'idrogeno è poi sintetizzato con CO₂ o azoto per ottenere kerosene, gasolio, ammoniaca, metanolo.

E-fuel è quindi un termine generico che comprende alcani sintetici come e-diesel, e-benzina, e-cherosene (che hanno quasi le stesse proprietà delle molecole a base di petrolio) e altri derivati dell'idrogeno come e-ammoniaca o e-metanolo. Gli e-fuel non condividono una singola formula chimica standardizzata o un valore di densità energetica.

Tre tecnologie primarie dominano il panorama della produzione: Power-to-Liquid (PtL), Power-to-Methanol (PtM) e Power-to-Ammonia.

PtL: la tecnologia principale *Power-to-Liquid* prevede l'elettrolisi dell'acqua per produrre idrogeno, che viene poi combinato con l'anidride carbonica catturata dall'atmosfera o da processi industriali per produrre syngas. Quindi, utilizzando la sintesi Fischer-Tropsch (o altri processi di sintesi), il syngas viene trasformato in idrocarburi sintetici come benzina sintetica, gasolio o cherosene. Il processo Fischer-Tropsch è il componente tecnologico più maturo tra questi processi di conversione (TRL 9). Pertanto, il livello di maturità dell'intera catena di conversione è determinato dalla maturità del processo per ottenere il syngas. Osserviamo due principali tecnologie di syngas:

- Reverse Water Gas Shift (RWGS)
- Co-elettrolisi

Esiste un altro approccio per PtL che si basa sulla conversione di alcoli in carburanti sintetici (Alcohol-to-Jet) utilizzando le tecnologie "methanol to gasoline" (MTG), per trasformare metanolo in benzina e "methanol-to-kerosene" (MtK) per trasformare il metanolo in cherosene.

PtM: *Power-to-Methanol* prevede la reazione di CO₂ con l'idrogeno. Sono attualmente in fase di studio vari processi per la produzione di metanolo da CO₂, con diversi livelli di maturità tecnologica: Sintesi catalitica; Sintesi elettrocatalitica; Sintesi elettrocatalitica diretta.

PtA: *Power-to-Ammonia* prevede la reazione di azoto (N₂) con l'idrogeno. Attualmente il processo principale utilizzato per questa reazione è il processo Haber-Bosch.

Caratteristiche e applicazioni:

Queste tecnologie consentono la produzione di quattro tipi principali di combustibili: e-metanolo, e-ammoniaca, e-benzina ed e-cherosene che sono confrontati nella seguente tabella comparativa.

Figura 1: Confronto combustibili e-fuel

	Descrizione	Utilizzo	Trasporto	Pro	Contro
e-Metanolo	e-Metanolo con formula chimica CH ₂ OH è un carburante prodotto combinando l'H ₂ a basso tenore di carbonio con la CO ₂ catturata	Alcune navi attualmente operano su determinate rotte utilizzando e-metanolo	marittimo	tecnologia matura per la produzione	La tecnologia di produzione più matura; Richiede CO ₂ , stoccaggio; Bassa efficienza energetica; Limitazioni sulla disponibilità di CO ₂ biogenica
e-Ammoniaca	L'e-Ammoniaca con formula chimica NH ₃ è un combustibile prodotto combinando H ₂ a basso tenore di carbonio con azoto	Attualmente non in uso	marittimo	tecnologia matura per la produzione Non richiede CO ₂	Bassa densità volumetrica di energia; Bassa efficienza energetica
e-Diesel, e-Benzina	La e-benzina è una miscela complessa di idrocarburi, principalmente alcani (paraffina), cicloalcani (naftene) e idrocarburi aromatici. È un carburante prodotto combinando H ₂ a basso tenore di carbonio con CO ₂ catturata	Utilizzato in miscela con il diesel convenzionale in progetti pilota	su strada	tecnologia matura per la produzione Stessa densità volumetrica di energia delle loro equivalenti basate sui combustibili fossili	Limitazioni alla disponibilità di CO ₂ biogenica; Bassa efficienza energetica
e-Kerosene	L'e-Kerosene, costituito principalmente da idrocarburi nell'intervallo C8-C16, è un prodotto combustibile utilizzato combinando H ₂ a basso tenore di carbonio con CO ₂ catturata	Utilizzo in miscela con cherosene convenzionale in progetti pilota	aviazione	Stessa densità volumetrica di energia delle loro equivalenti basate sui combustibili fossili	Limitazioni alla disponibilità di CO ₂ biogenica; Bassa efficienza energetica; Basso grado di maturità tecnologica

Analisi dei principali progetti e attori

Distribuzione geografica e scala dei progetti

Lo sviluppo di progetti di e-fuel sta guadagnando slancio in tutto il mondo, con vari paesi e aziende che investono in questa tecnologia. I progetti possono variare in termini di dimensioni, da iniziative pilota su piccola scala a grandi installazioni industriali. Ma i principali paesi per i progetti di e-fuel sono India (12% della capacità annunciata), Cina (11%), Australia (11%), seguiti da Marocco, Egitto e Stati Uniti con rispettivamente il 7% ciascuno.

La maggior parte di questi progetti ha capacità di produzione annuale che vanno da 50 a 1.000.000 di tonnellate. Alcuni paesi, come India, Marocco ed Egitto, hanno annunciato uno o due mega-progetti per la produzione di ammoniaca e metanolo, posizionandosi in cima alla classifica. Al contrario, paesi come Cina e Australia hanno numerosi progetti di medie dimensioni.

Inoltre, si osserva che alcuni paesi, come Egitto e Marocco, si sono orientati interamente verso l'esportazione della loro produzione. Questo non è il caso della Cina.

Enerdata ha realizzato un database dei principali progetti di e-fuel a livello globale (182 progetti identificati a giugno 2024) che mostra due aspetti interessanti:

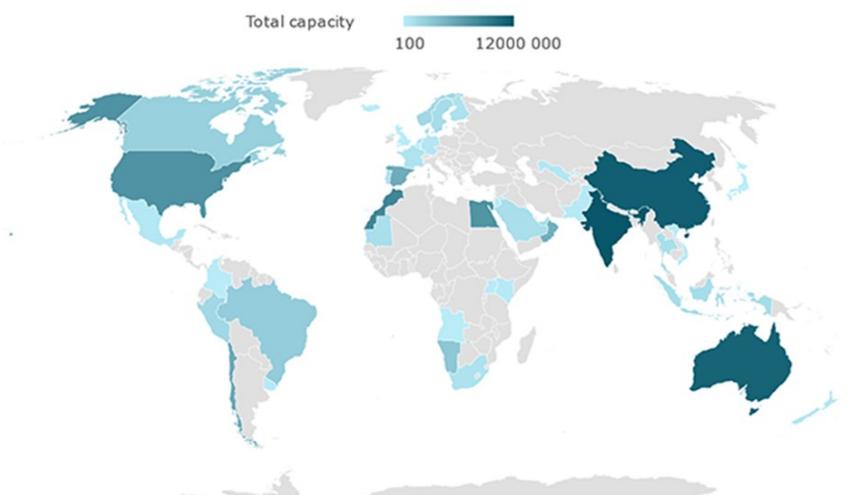
- Data la bassa maturità dei progetti di e-fuel, la maggior parte di essi non ha ancora determinato la propria applicazione prevista. Inoltre, alcuni di questi progetti sono focalizzati sull'esportazione, lasciando indefinito il loro utilizzo specifico.

- Tra i progetti che hanno definito le applicazioni a cui sono dedicati, ne spiccano due principali: marittimo e aeronautico (Figura 3).

Figura 3: Applicazione dei principali progetti di e-fuel nel mondo (secondo i dati a disposizione)

applicazione prevista	numero di progetti
esportazione	26
aviazione	27
trasporto marittimo	37
applicazione diversa dai trasporti: (fertilizzanti e industria)	17
non specificato	92

Figura 2: Distribuzione della capacità produttiva di e-fuel (tonnellate/anno)



Fonte: Enerdata, Synth Fuel Database

Progetti chiave nel settore marittimo:

L'e-metanolo e l'e-ammoniaca emergono come combustibile primario scelto per questo settore.

La più importante iniziativa in corso in questo campo è guidata dall'armatore Maersk e prevede la costruzione di 25 imbarcazioni attrezzate per utilizzare il metanolo (la prima completata a novembre). La maggior parte delle sue navi sono a doppio combustibile, con un secondo motore alimentato a combustibile pesante (olio a basso o bassissimo tenore di zolfo). In particolare, questo progetto incorpora anche l'utilizzo di bio-metanolo derivato da biomassa di scarto. Per rifornire le sue navi, Maersk ha annunciato diversi progetti in Asia, America, Africa ed Europa.

Il più grande progetto attualmente in fase di sviluppo nell'ambito di questa iniziativa è guidato dalla sussidiaria di Maersk, C2X, in collaborazione con il governo egiziano. Comporta un investimento di 3 miliardi di dollari e mira a produrre circa 300.000 tonnellate di e-metanolo all'anno.

Progetti chiave nel settore dell'aviazione:

I progetti di aviazione sembrano meno maturi di quelli marittimi. Non sono previsti progetti su larga scala (specificamente dedicati all'aviazione) prima del 2026 e non è stato ancora trovato un equilibrio economico (i prezzi sono da 4 a 8 volte più alti del cherosene fossile). Inoltre, alcuni dei progetti più significativi annunciati, come *Synker*, guidato da KLM, SkyNRG e Schiphol Airport, sono stati recentemente sospesi. Uno dei progetti più promettenti è *Norwegian Norsk e-Fuel*, supportato da Norwegian Airlines e da fornitori di tecnologia come Sunfire o Carbon Centric. Hanno annunciato una capacità produttiva di 200.000 tonnellate nel 2030, istituendo tre impianti di produzione di e-Fuel su scala industriale in Norvegia. Norwegian, la compagnia aerea passeggeri, e Cargolux, la compagnia aerea cargo, si sono impegnate ad acquistare e-SAF per oltre 140.000 tonnellate di fornitura di carburante.

Attori chiave in questi progetti:

Analizzando il database dei progetti sono stati evidenziati tre principali gruppi di attori:

- Grandi aziende mature del settore petrolchimico come Total, Shell o Exxon, che sono sviluppatori di progetti e/o fornitori di tecnologia.
- Piccole aziende pure-player di innovazione con competenze specifiche in tecnologie di produzione CCUS o e-Fuel come HIF Global, Synhelion, Infinium o Carbon Recycling International.
- E ultimi ma non meno importanti, gli operatori di flotte di aeromobili e navi (ad esempio Maersk, Lufthansa, KLM ...) che sono off-taker dei progetti.

Questi tre tipi di aziende sono complementari e la maggior parte dei nuovi progetti si basa su partnership tra questi soggetti. Le aziende su larga scala si posizionano nelle parti

upstream e/o downstream dei progetti, ad esempio fornendo l'infrastruttura e l'energia necessarie per un progetto o assicurando uno sbocco economico per la produzione.

Sfide e problemi

Lo sviluppo di questi progetti solleva 3 questioni e sfide importanti:

- La disponibilità di idrogeno verde a basso costo (che dipende dall'accesso a elettricità a prezzi competitivi).
- La disponibilità di CO₂ biogenica, che è complicata a causa degli usi concorrenti per la cattura e lo stoccaggio del carbonio e la disponibilità di CO₂ a basso costo da Direct Air Capture.
- La maturità di alcuni processi di produzione, in particolare quelli per gli e-SAF.

Per lo sviluppo di questi progetti, la questione dei costi è il fattore critico.

Secondo le proiezioni dell'ICCT al 2050 per l'e-kerosene anche in base a ipotesi ottimistiche riguardanti le riduzioni dei costi della CO₂, delle spese dell'elettrolizzatore e dei prezzi delle energie rinnovabili, l'e-kerosene sarebbe comunque 1,5 volte più costoso negli Stati Uniti (e 2,5 volte più costoso in Europa) rispetto al cherosene convenzionale. (fonte: ICCT Working Paper, 2022)

Allo stesso modo, le proiezioni per l'e-metanolo di IRENA, anch'esse ottimistiche, suggeriscono che entro il 2050 il suo prezzo potrebbe scendere a circa \$ 250 a tonnellata (fonte: Renewable Methanol Outlook, 2021). Per raggiungere questo prezzo, i costi dell'idrogeno verde dovrebbero scendere a circa \$ 1/kg e i costi della CO₂ a circa \$ 100/tonnellata. Nonostante queste riduzioni, l'e-metanolo rimarrebbe comunque più costoso del metanolo grigio attualmente prodotto da materie prime fossili. Pertanto, raggiungere la competitività dei principali e-fuel rispetto ai combustibili fossili sembra altamente impegnativo, anche a lungo termine (2050).

Conclusioni

Raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione stabiliti dall'UE per i settori dell'aviazione e marittimo, nonché quelli stabiliti dall'IMO per il settore marittimo, rappresenterà una sfida significativa. Ciò è dovuto in gran parte al fatto che molti progetti di produzione di e-fuel (principalmente e-metanolo, e-kerosene ed e-ammoniaca) annunciati rischiano di non concretizzarsi.

Nel breve termine, entro il 2030, e finché le sfide sopra menzionate rimarranno irrisolte, è improbabile che gli e-fuel contribuiscano in modo sostanziale alla riduzione delle emissioni di CO₂ nel settore dei trasporti.

Al contrario, la decarbonizzazione del trasporto su strada, in particolare per i veicoli leggeri, sembra essere molto più avanzata e matura dal punto di vista tecnologico.



Il report *Renewable Capacity Statistics 2025*, pubblicato dall'Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili IRENA, mostra un ingente aumento della capacità di energia rinnovabile nel 2024, che ha toccato i 4.448 GW. L'aggiunta di 585 GW lo scorso anno rappresenta una quota del 92,5% dell'espansione totale della capacità e un tasso record di crescita annuale (15,1%).

Sebbene il 2024 segni un altro punto di riferimento nella capacità e nella crescita delle energie rinnovabili, i progressi sono ancora insufficienti rispetto agli 11,2 TW necessari per allinearsi all'obiettivo globale di triplicare la capacità installata di energia rinnovabile entro il 2030. Per raggiungere questo obiettivo, la capacità rinnovabile deve ora crescere del 16,6% all'anno fino al 2030. Inoltre, i progressi compiuti riflettono ancora una volta significative disparità geografiche. Come negli anni precedenti, gran parte dell'aumento è stato registrato in Asia, dove la Cina ha dato il contributo maggiore (quasi il 64% della capacità globale aggiunta), mentre l'America Centrale e i Caraibi hanno contribuito in misura minore (solo il 3,2%). I Paesi del G7 e del G20 rappresentano rispettivamente il 14,3% e il 90,3% della nuova capacità nel 2024.

Il Direttore Generale di IRENA, **Francesco La Camera**, ha dichiarato: *"La continua crescita delle energie rinnovabili a cui assistiamo ogni anno è la dimostrazione che le energie rinnovabili sono economicamente sostenibili e prontamente utilizzabili. Ogni anno, si raggiungono nuovi record di capacità, ma continuiamo ancora ad affrontare le stesse sfide di grandi disparità regionali e del tempo che scorre implacabile verso l'imminente scadenza del 2030"*.

"Oggi, la competitività economica e la sicurezza energetica sono sempre più tra le principali preoccupazioni a livello mondiale, pertanto espandere rapidamente la capacità di energia rinnovabile significa cogliere le opportunità commerciali e garantire la sicurezza energetica in modo rapido e sostenibile. Invito i governi a sfruttare il prossimo ciclo di determinazione dei Contributi determinati a livello nazionale (NDC 3.0) come opportunità per definire un piano chiaro dei loro obiettivi in materia di energie rinnovabili,

e la comunità internazionale a rafforzare le collaborazioni a sostegno degli obiettivi dei Paesi del Sud del mondo", ha aggiunto.

Commentando i significativi progressi, il Segretario Generale delle Nazioni Unite, **António Guterres**, ha dichiarato:

"L'energia rinnovabile sta concludendo l'era dei combustibili fossili. Questa crescita da record crea posti di lavoro, abbassa le bollette per l'energia elettrica e purifica la nostra aria. Le energie rinnovabili giovano alle economie. Ma il passaggio all'energia pulita deve essere più rapido e più equo: tutti i Paesi devono avere la possibilità di beneficiare pienamente dell'energia rinnovabile e a basso costo".

L'energia solare ed eolica hanno continuato a registrare l'espansione maggiore e insieme rappresentano il 96,6% di tutte le aggiunte nette di fonti rinnovabili nel 2024. Oltre tre quarti di nuova capacità è stata realizzata nel settore dell'energia solare, che ha registrato un aumento del 32,2%, raggiungendo così i 1.865 GW, seguita dall'energia eolica, cresciuta dell'11,1%.

L'importante processo di decommissioning di infrastrutture legate alla produzione di energia non rinnovabile, come centrali elettriche, piattaforme petrolifere e impianti nucleari, in alcune regioni ha favorito la tendenza all'aumento della capacità delle rinnovabili. Tuttavia, è necessario fare di più per raggiungere l'obiettivo di triplicare la capacità di energia rinnovabile entro il 2030 e rispettare l'Accordo di Parigi. Negli ultimi anni, IRENA ha esercitato pressioni affinché gli obiettivi contenuti negli NDC 3.0 sulla capacità di rinnovabili fossero chiari e quantificabili. A tal fine, l'Agenzia ha contribuito al

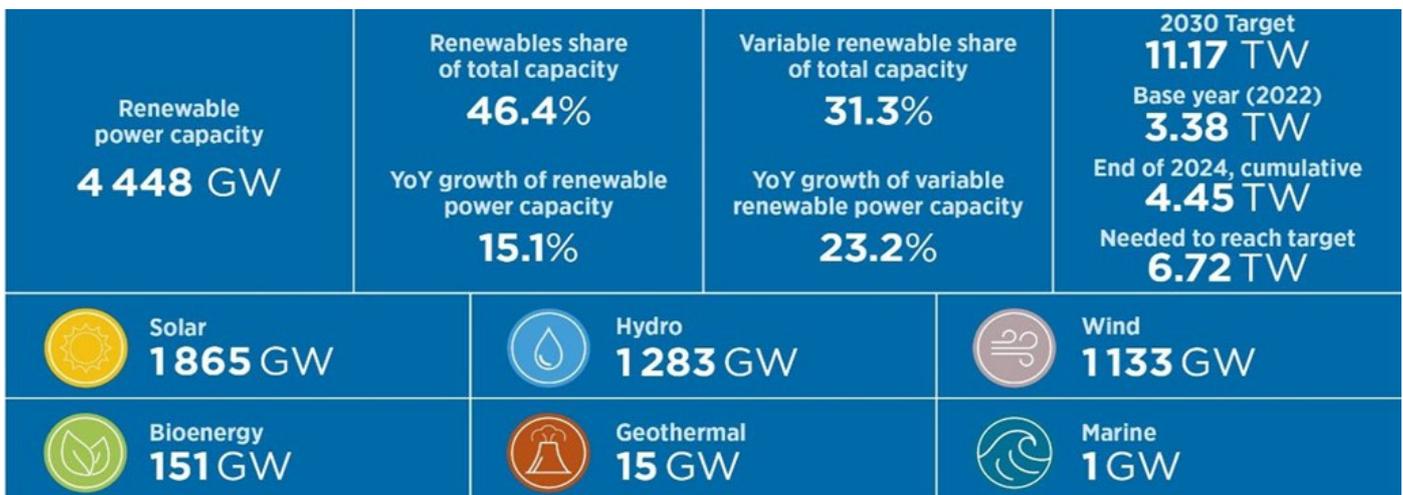
miglioramento e all'attuazione degli NDC dei suoi membri a livello nazionale, con particolare attenzione al settore energetico.

Punti salienti sulle tecnologie rinnovabili:

- **Energia solare:** lo scorso anno, il solare fotovoltaico è aumentato di 451,9 GW. La Cina da sola ha aggiunto 278 GW all'espansione totale, seguita dall'India (24,5 GW).
- **Energia idroelettrica** (esclusa l'energia idroelettrica di pompaggio): la capacità ha raggiunto i 1.283 GW, dimostrando una notevole ripresa dal 2023, guidata dalla Cina. Etiopia, Indonesia, Nepal, Pakistan, Tanzania e Vietnam hanno aggiunto più di 0,5 GW ciascuno.
- **Energia eolica:** a fine 2024, l'espansione dell'energia eolica è leggermente diminuita, chiudendo a 1.133 GW di capacità.

L'espansione è stata ancora una volta dominata dalla Cina e dagli Stati Uniti (USA).

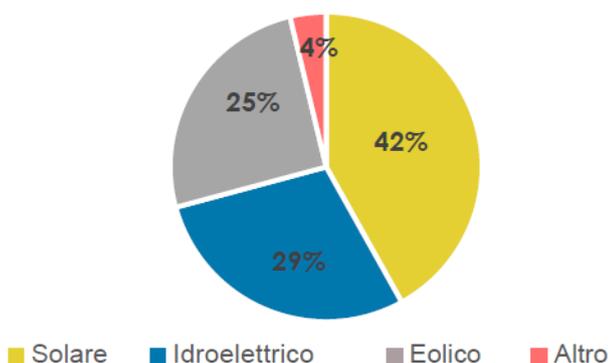
- **Bioenergia:** nel 2024 l'espansione è ripresa, con un aumento di 4,6 GW di capacità rispetto a un aumento di 3,0 GW nel 2023. La crescita è stata trainata dalla Cina e dalla Francia, con 1,3 GW di aggiunte ciascuna.
- **Energia geotermica:** l'energia geotermica è aumentata complessivamente di 0,4 GW, trainata dalla Nuova Zelanda, seguita da Indonesia, Turchia e Stati Uniti.
- **Elettricità off-grid** (escluse Eurasia, Europa e Nord America): l'espansione della capacità è quasi triplicata, con una crescita di 1,7 GW e ha così raggiunto i 14,3 GW. La crescita è stata dominata dall'energia solare off-grid, che nel 2024 è arrivata a toccare i 6,3 GW.



Capacità di energia rinnovabile per fonte energetica

Alla fine del 2024, la capacità di energia rinnovabile globale ammontava a 4448 GW. L'energia solare, in linea con l'anno precedente, rappresentava la quota maggiore del totale globale, con una capacità di 1865 GW seguita dall'energia idroelettrica rinnovabile e l'energia eolica con capacità totali rispettivamente di 1283 GW e 1133 GW. Altre capacità rinnovabili includevano 151 GW di bioenergia e 15 GW di geotermia, più 0,5 GW di energia marina.

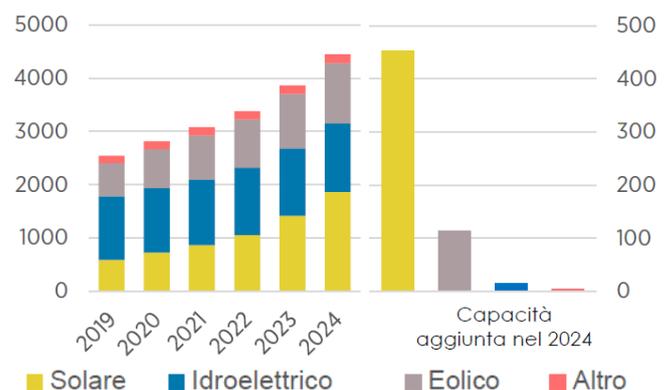
Capacità di energia rinnovabile per fonte energetica



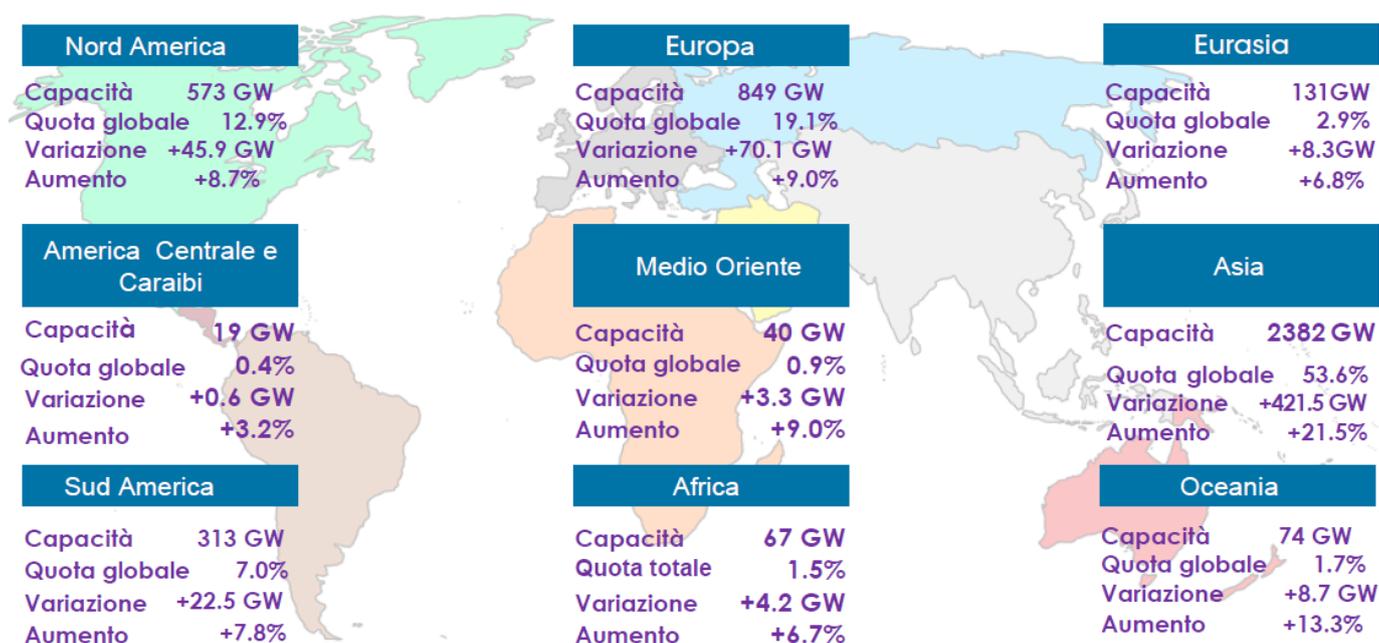
Fonte: IRENA - Renewable capacity statistics 2025

La capacità di energia rinnovabile è aumentata di 585 GW (+15,1%) nel 2024. Oltre tre quarti dell'aumento è stato dovuto all'energia solare che ha registrato una crescita di 452 GW (+32,2%), seguita dall'energia eolica con 113 GW (+11,1%). La capacità idroelettrica rinnovabile è aumentata di 15,0 GW (+1,2%), la bioenergia di 4,6 GW (+3,2%) e l'energia geotermica di 0,4 GW (+2,5%). L'energia solare ed eolica hanno continuato a dominare la crescita della capacità rinnovabile, rappresentando congiuntamente il 96,6% dell'aumento netto nel 2024 che segna il più alto aumento annuale della capacità di generazione rinnovabile e la più alta crescita mai registrata in termini percentuali, principalmente per il solare.

Crescita della capacità di energia rinnovabile (GW)



Capacità di energia rinnovabile per regione



Fonte: IRENA - Renewable capacity statistics 2025

Sebbene il 2024 segni il più grande aumento della capacità e della crescita delle energie rinnovabili, esistono notevoli disparità tra paesi e regioni.

L'Asia ha rappresentato la maggior parte della nuova capacità nel 2024 (72,0%), aumentando la sua capacità rinnovabile di 421,5 GW per raggiungere 2.382 GW (53,6% del totale globale). La maggior parte di questo aumento si è verificata in Cina (+373,6 GW).

Nel 2024, la capacità dell'Europa è aumentata di 70,1 GW (+9,0%) con la Germania che ha contribuito in modo significativo a questa crescita, aggiungendo oltre 18,8 GW.

L'Ucraina ha registrato un notevole calo di oltre 7,5 GW nel 2024.

Nel frattempo, il Nord America è aumentato di 45,9 GW (+8,7%) trainato dalle installazioni negli Stati Uniti.

L'Africa ha continuato a crescere costantemente con un aumento di 4,2 GW (+6,7%) trainato principalmente da Egitto, Etiopia e Sudafrica. La capacità installata dell'Oceania è aumentata di 8,7 GW (+13,3%), in gran parte a causa delle aggiunte in Australia; e il Sud America ha continuato un trend in crescita, con un'espansione della capacità di 22,4 GW (+7,8%).

Il Medio Oriente ha registrato un aumento di 3,3 GW nella nuova capacità commissionata nel 2024 (+9,0%) con l'Arabia Saudita che rappresenta più della metà dell'espansione totale.

Entro la fine del 2024, i paesi del G7 (esclusa l'Unione Europea) rappresentavano il 23,7% della quota di capacità globale, con un totale di 1.055 GW.

I paesi del G20 (esclusa l'Unione Europea e l'Unione Africana) rappresentavano l'80,9% della quota globale, con una modesta capacità totale di 3.601 GW.

I paesi del G7 e del G20, rispettivamente, rappresentavano il 14,3% e il 90,3% della nuova capacità nel 2024.

I piccoli stati insulari in via di sviluppo (SIDS) rappresentavano un modesto 0,2% della quota di capacità cumulativa globale con una capacità totale di 8,8 GW. Nel 2024, i SIDS hanno aggiunto 0,7 GW di nuova capacità, segnando un calo rispetto all'aumento di 1,1 GW nel 2023 e rappresentando solo lo 0,1% delle aggiunte di capacità globale.

Oltre tre quarti di questa crescita è dovuta a due Paesi: la Repubblica Dominicana (+0,4 GW) e Singapore (+0,2 GW).

Capacità di energia rinnovabile per i paesi G7 e G20 e Piccoli stati insulari in via di sviluppo (Small Island Developing States – SIDS)

SIDS	G7	G20	
Capacità	9 GW	1 055 GW	3601 GW
Quota globale	0.2%	23.7%	80.9%
Variazione	+0.7 GW	+83.5 GW	+528.5 GW
Aumento	+9.3%	+8.6%	+17.2%

Fonte: IRENA - Renewable capacity statistics 2025

L'energia rinnovabile per tecnologie



Energia solare

L'energia solare fotovoltaica (FV) ha rappresentato quasi la totalità dell'aumento dell'energia solare con 451,9 GW di capacità totale aggiunta nel 2024. L'Asia ha più che raddoppiato la sua energia solare installata dal 2022, con 247,9 GW aggiunti nel 2023 e 327,1 GW aggiunti nel 2024. Tuttavia, i maggiori aumenti di capacità si sono verificati in Cina (+278,0 GW) e India (+24,5 GW). Segue la Corea del Sud, che ha registrato un aumento significativo rispetto agli anni precedenti con 3,1 GW di capacità solare aggiunta. Al di fuori dell'Asia, gli Stati Uniti hanno aggiunto 38,3 GW di capacità solare nel 2024, un aumento del 54,0% rispetto al valore del 2023, seguiti da Brasile (+15,2 GW) e Germania (+15,1 GW).



Energia idroelettrica

L'energia idroelettrica rinnovabile ha visto un aumento di 15,0 GW di capacità aggiunta, un rimbalzo notevole dal minimo storico di 11,3 GW nel 2023. Tuttavia, il 96,0% dell'aumento proviene dalla Cina. Altri paesi in cui la capacità è aumentata di oltre 0,5 GW sono stati: Pakistan, Etiopia, Vietnam, Tanzania, Indonesia e Nepal.



Energia eolica

L'energia eolica ha registrato un leggero calo rispetto ai numeri record registrati nel 2023, con 113,2 GW aggiunti nel 2024. La Cina ha guidato l'espansione, contribuendo a oltre due terzi della capacità totale aggiunta (+79,9 GW), mentre gli Stati Uniti hanno registrato un aumento di 5,1 GW. Altri paesi con una significativa crescita della capacità includono Brasile, India, Canada, Turchia e diversi paesi europei.

L'eolico offshore ha rappresentato circa l'1,8% della capacità totale di energia rinnovabile e il 7,0% della capacità eolica totale.



Bioenergia

L'aumento della capacità di bioenergia è ripresa nel 2024, con 4,6 GW aggiunti rispetto ai +3,0 GW del 2023. Questa crescita è stata guidata principalmente da un aumento significativo in Francia, che ha ampliato la sua capacità di bioenergia di 1,3 GW, in netto contrasto con l'aumento di 31,0 MW nel 2023. Tuttavia, la Cina è rimasta il leader mondiale aggiungendo 1,3 GW. Altri paesi con importanti incrementi sono stati India (+0,5 GW), Giappone (+0,4 GW) e Brasile (+0,3 GW).



Energia geotermica

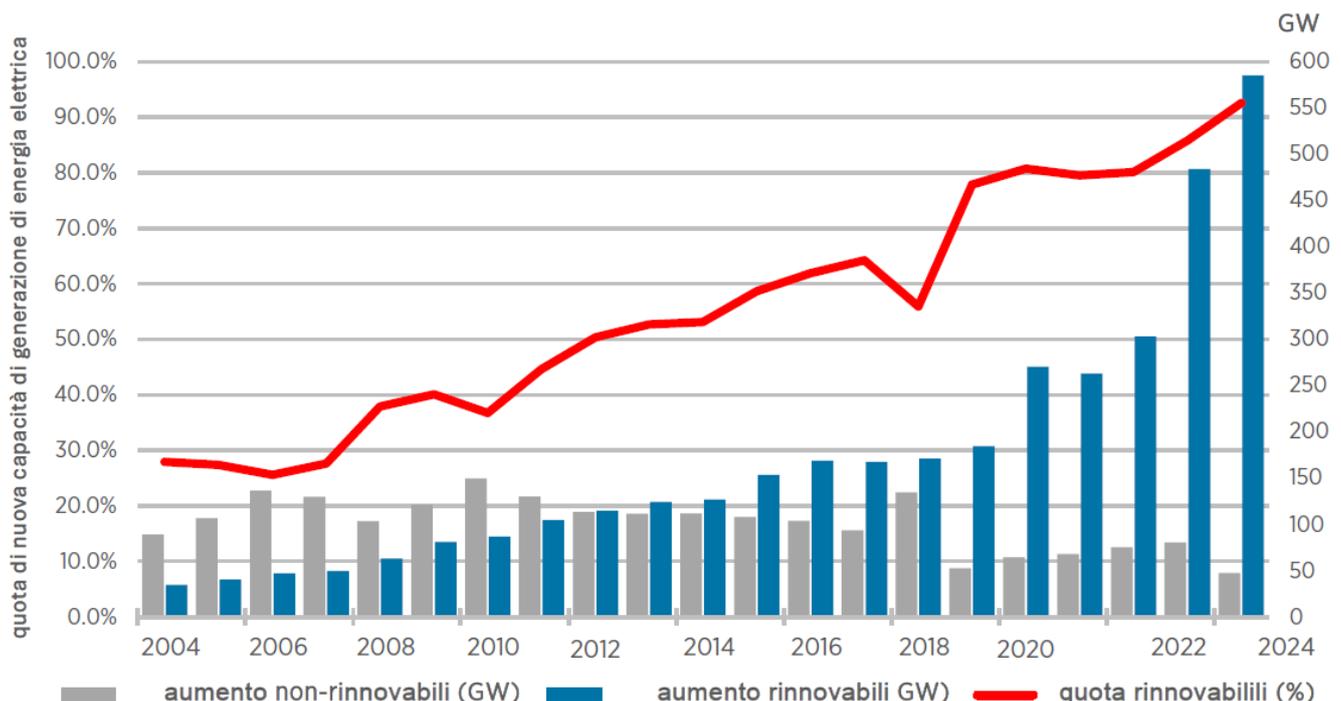
La capacità geotermica ha registrato un livello di crescita simile a quello dell'anno precedente, con 0,4 GW aggiuntivi nel 2024. Circa il 60% di questa crescita è dovuto alla Nuova Zelanda (+0,2 GW), seguita da Indonesia, Turchia e Stati Uniti.



Elettricità fuori rete

L'espansione della capacità fuori rete è quasi triplicata nel 2024, aumentando di 1,7 GW per raggiungere 14,3 GW. L'energia solare ha dominato questa crescita, rappresentando il 90,2% dell'espansione con un aumento di 1,6 GW, portando la sua capacità fuori rete totale a 6,3 GW. L'aumento di capacità rimanente è derivato da un'ampia gamma di diversi tipi di bioenergia, mentre la capacità idroelettrica fuori rete è rimasta relativamente simile ai valori del 2023.

La quota di energia rinnovabile nell'aumento della capacità energetica annuale



Fonte: IRENA - Renewable capacity statistics 2025

Nel 2024, la capacità di energia rinnovabile è aumentata rispetto al 2023 e si è mantenuta ben al di sopra della tendenza a lungo termine. Come negli anni precedenti, la maggior parte di questa crescita si è verificata in Cina e, in misura minore, negli Stati Uniti. Tuttavia, anche la maggior parte degli altri paesi ha aumentato la propria capacità rinnovabile nel 2024 rispetto al 2023.

La quota di energie rinnovabili nello sviluppo della capacità totale è aumentata in modo significativo nel 2024 e ha raggiunto il 92,5%, rispetto all'85,8% nel 2023.

Anche la quota di energie rinnovabili nella capacità totale di energia installata è aumentata di oltre tre punti percentuali, dal 43,1% nel 2023 al 46,4% nel 2024.

La tendenza al rialzo di queste quote mostra sia il rapido e crescente aumento nell'uso delle energie rinnovabili sia il calo della capacità non rinnovabile dovuto al decommissioning di vari infrastrutture, che si è verificato in alcune regioni.

Tuttavia, c'è ancora molto da fare per raggiungere l'obiettivo adottato alla COP28 di triplicare la capacità di energia rinnovabile installata entro il 2030 per raggiungere oltre 11 TW.

Raggiungere l'obiettivo globale di triplicare di 11.174 TW entro il 2030

Nel 2024, sono stati aggiunti 585 GW di capacità rinnovabile, che rappresentano un tasso di crescita annuale del 15,1%, un aumento di 0,8 punti percentuali rispetto alla crescita del 14,3% registrata nel 2023. Ciò segna il più alto aumento annuale dal 2000. Nonostante questi progressi, la crescita è ancora al di sotto del ritmo necessario per raggiungere l'obiettivo

di triplicare la capacità di energia rinnovabile installata globale a oltre 11 TW entro il 2030. Mantenere il tasso di crescita registrato nel 2024 produrrebbe solo 10,4 TW di energie rinnovabili entro il 2030, ovvero 0,8 TW (7,2%) al di sotto dell'obiettivo.

Nel quinquennio dal 2018 al 2023, la capacità globale di energia rinnovabile è aumentata a un tasso annuo di crescita composto (CAGR) del 10,4%. Se questa tendenza storica dovesse continuare, si tradurrebbe in 8,0 TW di capacità rinnovabile installata entro il 2030, ovvero 3,1 TW (o 27,9%) al di sotto dell'obiettivo.

Raggiungere l'obiettivo entro il 2030 avrebbe richiesto il mantenimento di un tasso di crescita annuale minimo del 16,1% dal 2022 in poi. Tuttavia, poiché sia il 2023 che il 2024 sono rimasti al di sotto di questo tasso, la capacità rinnovabile deve ora espandersi ancora più rapidamente (del 16,6% ogni anno nei restanti sei anni).

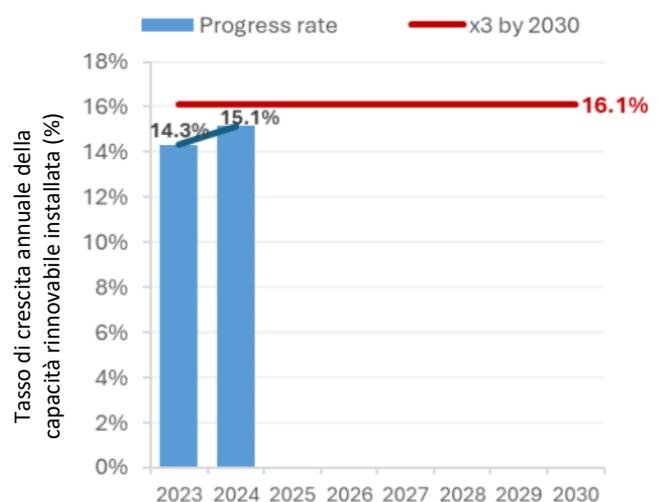
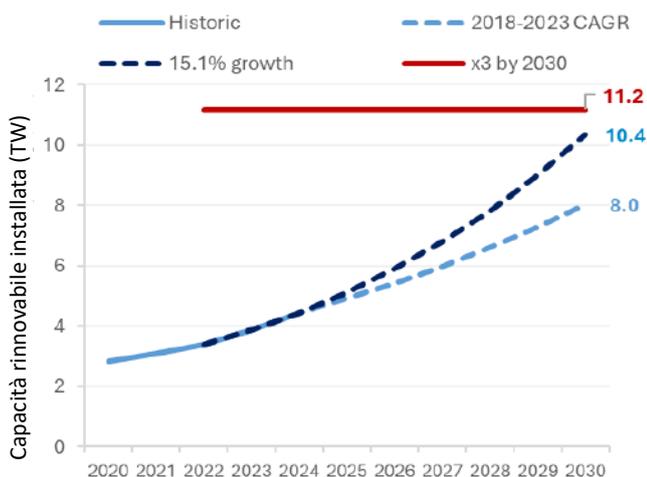
Ultime cifre confrontate con le stime precedenti

Rispetto alle statistiche sulla capacità pubblicate a luglio 2024, le cifre qui sono state leggermente riviste al ribasso.

La capacità rinnovabile totale nel 2023 è stata segnalata come 3.864 GW l'anno scorso e la nuova cifra per il 2023 è di 3.863 GW (-0,04%).

Come notato negli anni precedenti, la maggior parte delle revisioni può essere spiegata da una segnalazione imprecisa della capacità e dalla mancata disponibilità dei dati a fine anno in alcuni casi, quindi è prevedibile che i dati per il 2024 e per gli anni precedenti possano essere nuovamente rivisti a luglio 2025.

La quota di energia rinnovabile nell'aumento della capacità energetica annuale



Fonte: IRENA - Renewable capacity statistics 2025

Il mercato del gas

Il GNL russo: cosa cambia se gli Stati Uniti allentano le sanzioni? di Gianluca Carrino

Mentre continuano i negoziati tra Stati Uniti, Russia e Ucraina finalizzati ad una tregua duratura nella guerra in Ucraina, gli Stati Uniti stanno ipotizzando un alleggerimento delle sanzioni sino ad oggi messe in atto sul settore del GNL russo con un impatto sulle forniture a breve e lungo termine.

Da quando è iniziato il conflitto, le sanzioni statunitensi hanno pesantemente influenzato i progetti russi legati al gas naturale liquefatto, riducendo consistentemente le esportazioni che sarebbero dovute passare da 25 milioni di tonnellate registrate nel 2024 a 100 milioni di tonnellate all'anno entro il 2030.

Nonostante la possibile riduzione delle esportazioni, come dichiarato alla fine di marzo dal ministro dell'energia russo, il nuovo obiettivo di Mosca sarà quello di raggiungere le 100 milioni di tonnellate all'anno entro il 2035.

Questo obiettivo potrebbe essere facilmente raggiunto con la riduzione delle sanzioni statunitensi, divenute ormai, una delle principali richieste della Russia durante i negoziati di pace, vista l'importanza strategica di diversificare le esportazioni di gas.

Un allentamento delle restrizioni potrebbe tuttavia entrare in conflitto con gli interessi dell'amministrazione Trump che ha tra gli obiettivi principali l'accrescimento delle esportazioni di GNL nell'ambito di una politica energetica orientata a raggiungere una dominanza globale e diventare uno dei più grandi esportatori di GNL. Nello specifico, se le sanzioni venissero modificate si potrebbero vedere immediati aumenti nei rifornimenti russi, dovuti non solo alla ripresa del progetto Arctic LNG 2, ad oggi ancora sospeso a causa delle restrizioni; ma anche alla riattivazione di due impianti più piccoli tra cui il Portovaya di Gazprom (con una capacità di 1,5 milioni di tonnellate all'anno) e il Cryogas Vysotsk di Novatek (660.000 tonnellate all'anno), anche essi fermati dalle sanzioni statunitensi nel gennaio 2024.

Se venissero revocate tali sanzioni, il Cryogas Vysotsk potrebbe riprendere rapidamente le operazioni.

La situazione del Portovaya risulta invece essere più complessa. Anche le principali navi cisterna di Gazprom sono infatti finite nella lista nera degli Stati Uniti. Tuttavia, se le sanzioni fossero revocate, le navi potrebbero riprendere le consegne verso i paesi non appartenenti all'UE, come Cina e Turchia.

Per ritornare ad esportare verso il nostro continente sarebbe necessario un ulteriore intervento per eliminare le sanzioni europee, oppure si potrebbero riprendere le forniture verso l'UE utilizzando la nave cisterna Cool Rover ancora libera da qualsiasi blocco (che aveva operato con il Portovaya l'anno scorso principalmente per la Spagna).

Anche il progetto Arctic LNG 2 controllato dalla compagnia Novatek è stato inserito nella lista nera statunitense dal novembre 2023.

Infatti, anche se i due treni di liquefazione sono già stati completati, con una capacità complessiva di 13,2 milioni di tonnellate all'anno, entrambi sono attualmente inattivi, principalmente a causa della difficoltà riscontrata nel trovare acquirenti.

Oltre all'impresa, infatti, gli Stati Uniti hanno inserito nella lista nera numerosi appaltatori russi e stranieri, nonché le navi cisterna coinvolte nelle operazioni.

Il primo treno, con una capacità di 6,6 milioni di tonnellate, è stato avviato nel dicembre 2023, ma è stato fermato a causa di problemi tecnici. Per quanto riguarda il secondo treno, costruito l'anno scorso, non è del tutto chiaro se sia stato completato correttamente.

Inoltre, anche se le sanzioni venissero revocate, l'effetto positivo sulla costruzione del terzo treno, destinato ad aumentare la capacità dell'impianto a 19,8 milioni di tonnellate all'anno, sarebbe limitato.

Già prima delle restrizioni statunitensi, la costruzione di Arctic LNG 2 aveva subito rallentamenti significativi a causa delle san-

zioni tecnologiche europee imposte nel 2022, con il terzo treno che ha visto slittare la sua entrata in funzione dal 2026 al 2028.

Le restrizioni sulle navi cisterna influenzeranno anche la capacità di Arctic LNG 2 di commercializzare i suoi volumi di GNL.

Il progetto dipende infatti da 9 navi cisterna convenzionali, tutte incluse nella black list degli Stati Uniti, che però non sono sufficienti per gestire l'intero carico. La Russia ha dunque ordinato 21 nuove navi cisterna per il progetto: di cui 15 costruite in Russia e 6 in Corea del Sud. Ma la loro costruzione continua ad essere ostacolata dalle sanzioni.

Una possibile soluzione parziale potrebbe giungere dall'utilizzo di navi cisterna provenienti dal progetto Yamal LNG, che non risultano ancora essere soggette a sanzioni, e altre navi di terze parti senza il rischio di sanzioni secondarie. Inoltre, la rimozione delle sanzioni statunitensi sui terminali di transhipment di Murmansk e Kamchatka di Novatek potrebbe facilitare ulteriormente le esportazioni.

Gli impianti sopra citati potrebbero aggiungere tra gli 8,8 e i 16,4 milioni di tonnellate all'anno alla capacità di produzione della Russia, aiutando a raggiungere l'ambizioso obiettivo delle 100 milioni di tonnellate l'anno.

La revoca delle sanzioni americane potrebbe anche favorire la crescita di progetti russi a lungo termine, inseriti in un mercato che, secondo gli esperti, vedrà una significativa espansione della capacità globale nei prossimi anni.

Un altro possibile vantaggio per la Russia potrebbe essere la riduzione della necessità di investire in catene di approvvigionamento autonome, come navi cisterna e terminali di ricezione in paesi considerati alleati e che non sono integrati nei sistemi finanziari occidentali, comportando così risparmi concreti in tempo e costi.

È tuttavia necessario sottolineare che il mercato del GNL russo non potrà riprendersi pienamente se non verranno revocate anche le sanzioni messe in atto dall'Unione Europea.

La quota di gas naturale importata dalla Russia dai paesi dell'Unione Europea è scesa dal 41% al 10% negli ultimi tre anni, mentre la quota di GNL è aumentata.

Il GNL russo ha continuato a raggiungere l'Europa senza interruzioni e nel 2024 sono stati importati almeno 16,65 milioni di tonnellate di GNL, un record da quando è iniziata la produzione presso l'impianto russo Yamal LNG, alla fine del 2017. Le ulti-

me cifre superano 15,21 milioni di tonnellate e 15,18 milioni di tonnellate registrati nel 2022 e rispettivamente nel 2023.

Le importazioni complessive di GNL dell'UE sono diminuite nel 2024, però la riduzione delle importazioni è avvenuta principalmente degli acquisti provenienti dagli Stati Uniti e non dalla Russia per ragioni di costi. Le consegne russe vendute sui mercati spot sono generalmente più economiche delle loro equivalenti statunitensi. La quota di GNL russo su tutte le importazioni è salita dal 15% dell'anno scorso al 20% nel 2024. Il 20% del GNL russo che raggiunge l'UE viene riesportato in paesi terzi.

Questo record mette nuovamente in discussione l'efficacia degli sforzi in corso dell'Unione Europea per ridurre le importazioni dalla Russia attraverso sanzioni. Bruxelles ha bloccato il progetto Arctic LNG 2 e ha messo in atto misure volontarie che consentono agli stati membri di bloccare la capacità del terminale. La prima misura vincolante a livello UE che riguarda Yamal LNG doveva entrare in vigore alla fine di marzo di quest'anno, vietando il trasbordo di GNL russo tramite i porti dell'UE.

Attualmente circa il 20% del GNL russo che raggiunge l'UE viene riesportato in paesi terzi tramite i porti del continente. Il divieto di trasbordo è inteso a interdire il flusso di gas russo attraverso l'Europa.

Sebbene le misure renderanno più complicato alla Russia di esportare il suo prodotto verso mercati lontani come Cina e India, comportano il rischio che quei volumi precedentemente riesportati rimangano semplicemente nell'UE.

Dati recenti mostrano che la maggior parte della produzione di Yamal LNG viene venduta agli acquirenti dell'UE con contratti a lungo termine, ma una parte viene venduta anche sul mercato spot. La percentuale di vendite sul mercato spot è aumentata dal 23% nel 2023 al 33% nel 2024.

Gli analisti hanno espresso preoccupazione per il fatto che una volta entrato in vigore il divieto di trasbordo, ancora più GNL russo potrebbe essere venduto sul mercato spot, aumentando ulteriormente le importazioni.

I funzionari di Bruxelles hanno ripetutamente affermato che il blocco eliminerà gradualmente i carburanti russi entro il 2027. Le attuali tendenze relative alle importazioni di GNL lasciano molte domande senza risposta su come e quando l'UE raggiungerà questo obiettivo.



Il settore energetico nel 2024 e le prospettive per il 2025

Il Premio Energia Sostenibile "Edgardo Curcio"



L'AIEE Consegna il Premio Energia Sostenibile "Edgardo Curcio" a Marco Troncone, Amministratore Delegato di Aeroporti di Roma

13 marzo 2025 - Si è svolto il convegno organizzato dall'AIEE "Il settore energetico nel 2024 e le prospettive per il 2025". In questa occasione l'AIEE - Associazione Italiana Economisti dell'Energia ha consegnato il **Premio Energia Sostenibile "Edgardo Curcio" 2024**.

Il Premio è stato assegnato a **Marco Troncone**, Amministratore Delegato di Aeroporti di Roma, "per la leadership e il ruolo determinante nella sostenibilità degli aeroporti a livello mondiale e per il contributo rilevante alla transizione energetica dell'aviazione civile".

Presentando la motivazione del Premio, il Presidente dell'AIEE, **Matteo Di Castelnuovo** ha sottolineato il suo ruolo, l'impegno e la competenza alla guida dell'azienda impegnata per accelerare la transizione energetica, che si conferma al vertice della sostenibilità mondiale.

"Questo Premio riflette l'impegno di ADR nell'accelerare la transizione energetica e la decarbonizzazione del settore dell'aviazione. Non consideriamo infatti lo sviluppo sostenibile solo un obiettivo, ma una parte essenziale della nostra strategia, come testimoniato dagli oltre 300 milioni di euro di investimenti in energie rinnovabili, mobilità elettrica e infrastrutture intelligenti, nonché da iniziative pionieristiche come la distribuzione di SAF - Sustainable Aviation Fuel e il primo Sustainability-

Linked Bond emesso a livello globale nel settore aeroportuale" ha dichiarato l'Amministratore Delegato di Aeroporti di Roma, Marco Troncone. *"Lavoriamo per raggiungere il Net Zero entro il 2030, ma il nostro impegno per la transizione energetica va al contempo oltre questo target, con l'obiettivo di perseguire, anche attraverso l'innovazione, opportunità di diversificazione e cooperazione intersettoriale per essere riconosciuti come punti di riferimento per il futuro green degli aeroporti"*.



Il settore energetico nel 2023 e le prospettive

I lavori del convegno sono stati aperti da **Carlo Di Primio**, Consigliere e Past Presidente dell'AIEE e dal Presidente del GSE, **Paolo Arrigoni** che ha sottolineato il ruolo centrale affidato al GSE e il suo impegno per lo sviluppo del Paese nel raggiungimento degli obiettivi del PNIEC, anche attraverso le recenti iniziative.

"Il 2024 è stato l'anno di esplosione delle CER: il regime definitivo è partito il 7 aprile e si stanno sviluppando diverse progettualità in tutto il Paese. Abbiamo visto un'ulteriore, progressiva, crescita delle rinnovabili. Rispetto all'installato FER di 67 GW a fine 2023, si sono aggiunti 7,5 GW del 2024. Ad oggi occorrono altri nuovi 56,5 GW per raggiungere i 131 GW al 2030". Al 31 dicembre 2024 risultavano 1.878.000 impianti fotovoltaici installati in Italia, per 36,6 GW di capacità. In 12 mesi ne sono entrati in esercizio quasi 280 mila, con nuovi 6,3 GW. Circa 770 al giorno, a conferma che il sistema di generazione è sempre più distribuito.

Il Presidente Arrigoni ha poi sottolineato una lunga serie di



meccanismi di incentivazione sulle FER Elettriche già varati o in via di approvazione che saranno gestite dal GSE. Il MASE ha definito strumenti di sostegno che cubano un contingente al



Ha fatto seguito l'intervento di **Andrea Villa**, *Responsabile Affari Normativi di Elettricità Futura*, che ha presentato lo stato attuale e gli obiettivi futuri per la produzione di elettricità in Italia. Nel 2024, il settore elettrico italiano ha visto una crescita in produzione e domanda, segno di una ripresa dei consumi. I consumi elettrici sono aumentati del 2,2%, raggiungendo 312,3 miliardi di kWh, con il 41,2% coperto da fonti rinnovabili. La produzione nazionale ha soddisfatto l'83,7% della domanda, con un aumento del 2,7% rispetto al 2023.

La capacità di generazione rinnovabile è in aumento, con l'idroelettrico consolidato e il termoelettrico che contribuisce al 40% del fabbisogno, in continua riduzione. Le rinnovabili hanno contribuito con il 41% dall'idroelettrico, 28% dal

2029 complessivo di 85 GW. Vanno però considerati anche gli elementi critici: lo scorso anno la dipendenza energetica del nostro Paese si è attestata ancora al 75%, contro una media europea del 57%; dipendenza che è addirittura del 96% per le importazioni di gas naturale.

Nel 2024 si è registrato un aumento rispetto all'anno precedente dei consumi di gas, a dimostrazione che questa fonte è ancora strategica per l'accompagnamento della transizione energetica.

Il 2025 sarà caratterizzato da una riprogrammazione delle varie linee di investimento. Per il FERX transitorio, a sostegno delle tecnologie mature, il GSE inizierà a pubblicare le prime procedure competitive e sul FER2 saranno avviate quelle sulle altre tecnologie innovative, dopo quella già aperta su biogas e biomasse.

Successivamente il Presidente AIEE ha coordinato la prima sessione in cui sono state presentate alcune relazioni sul mercato energetico e sull'economia italiana.

Rita Pistacchio, *Responsabile Rilevazione e Analisi Unem*, ha analizzato il quadro petrolifero, illustrando che nel 2024 il petrolio si è confermato la prima fonte di energia in Italia, indispensabile nel soddisfare la domanda di mobilità aerea, navale e stradale. Un ruolo cruciale, ma decisamente ignorato nel nuovo Piano europeo per l'automotive, così come sono ignorate le potenzialità dei biocarburanti e dei low carbon fuels nella transizione energetica di decarbonizzazione.

E' continuata la crescita dei carburanti stradali con benzina tornata al livello del 2012) e Il jet fuel che supera il livello pre-COVID 2019. Le criticità del Canale di Suez, con le deviazioni ai traffici causati dagli attacchi delle milizie Houthi, hanno marginalmente impattato sulle quotazioni internazionali, che anzi sono state più contenute, così come i prezzi dei carburanti Sul 2025 incombono una serie di variabili, fra cui incertezze geopolitiche e debolezza economica, che attualmente spingono alla cautela dei mercati. Gli analisti sono concordi nelle attese di una ulteriore crescita della domanda petrolifera mondiale, maggiore rispetto a quella del 2024, a fronte della quale l'offerta sconta da un lato il rientro dai tagli produttivi dei Paesi Opec Plus e dall'altro le possibili conseguenze di un riorientamento dei flussi di approvvigionamento derivante dai nuovi rapporti fra Stati Uniti e Russia.

fotovoltaico e 17% dall'eolico. Le installazioni rinnovabili hanno raggiunto 76,6 GW, con 7,5 GW di nuovi impianti nel 2024. Gli accumuli elettrochimici e i pompaggi sono fondamentali per la sicurezza del sistema, con una crescita prevista fino a 122 GWh al 2030.

Nel 2025 sono attesi ulteriori sviluppi di capacità rinnovabile. L'esposizione del prezzo elettrico al gas naturale potrebbe ulteriormente ridursi grazie all'accelerazione dei processi autorizzativi per nuova capacità e repowering e all'introduzione di nuovi meccanismi di contrattazione bilaterale di lungo periodo.

Umberto Berzero, *Responsabile Analisi Mercato e Scenari Energetici*, Snam, ha presentato la domanda di gas in Italia nel 2024, che ha registrato una crescita dello 0,6% passando da 61,7 bcm a 62 bcm. Cresce il settore civile, che risente di una stagione invernale leggermente più fredda, mentre si riduce leggermente il consumo di gas termoelettrico per la ripresa della produzione idroelettrica. Stabile il consumo del settore industriale. L'approvvigionamento da Sud via gasdotto (Nord Africa ed Azerbaijan) si conferma strategico coprendo circa il 50% della supply con GNL che costituisce la seconda fonte di approvvigionamento (24%).

L'evoluzione di breve termine vede un incremento della domanda gas nel primo bimestre del 2025 che già acquisisce circa 1,2 bcm rispetto al 2024, andando nella direzione prevista dal PNIEC che per il 2025 indica una domanda di gas pari a circa 64 bcm. La copertura sarà assicurata dall'ulteriore diversificazione dell'importazione grazie al nuovo FSRU di Ravenna che entrerà in esercizio nel corso dell'anno. Nel più lungo termine, in accordo con il PNIEC e con gli scenari Snam Terna (Documento di Scenario 2024), la domanda di gas mostra una resilienza grazie anche alla crescita dei gas verdi in particolare biometano che già al 2030 potrà raggiungere i 5 bcm.

La prima parte della mattinata si è conclusa con la relazione di **Ciro Rapacciolo** del Centro Studi Confindustria, che ha presentato lo scenario macro-economico per l'Italia.

La dinamica del PIL italiano è stentata: il reddito è in crescita, ma i consumi sono in ritardo; l'inflazione è in risalita in Europa, anche se per ora non ferma i tagli dei tassi; gli investimenti hanno retto a fatica nel 2024. L'export italiano è debole ed è difficile capire come si evolverà nel 2025. In crescita moderata i servizi, non l'industria italiana, nella quale è in calo la produzione, in modo eterogeneo tra settori. Anche nell'Eurozona l'industria è

debole, con dinamiche eterogenee tra paesi, tra i quali la Germania è in crisi, con impatti sull'economia italiana per fortuna minori che in passato. Tra le ragioni delle difficoltà dell'industria ci sono anche il crollo dell'auto e i prezzi del gas e dell'elettricità troppo alti.

Nella seconda parte si è svolta la **Tavola rotonda "Nuovi scenari geopolitici, quali implicazioni per la transizione energetica"**, moderata da **Carlo Di Primio**, consigliere e Past President AIEE, alla quale sono intervenuti **Roberta Galli**, Hydro Power Services General Manager, di GE Vernova, **Fabrizio Iaccarino**, Responsabile Affari Istituzionali di Enel, **Antonio Lazzarinetti**, Presidente di Itelyum, **Simone Nisi**, Responsabile Institutional Affairs di Edison, **Lapo Pistelli**, Direttore Public Affairs di Eni.

Gli interventi della **Tavola rotonda**, hanno sottolineato:



Roberta Galli, Direttore Generale Hydro Power Services di GE Vernova ha illustrato l'analisi condotta da GE Vernova che esplora scenari alternativi di decarbonizzazione per il settore energetico italiano, considerando le implicazioni economiche delle diverse tecnologie di generazione elettrica, le strategie di espansione della capacità e i requisiti infrastrutturali della rete per raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. Il documento offre approfondimenti sulle sfide e le opportunità, destinati ad informare gli esponenti politici, gli operatori dell'industria e gli investitori al fine di favorire decisioni consapevoli e una pianificazione efficace che rendano sostenibile e resiliente il sistema energetico futuro dell'Italia.

Alla luce degli ambiziosi obiettivi del Green Deal europeo è necessario esplorare percorsi credibili che prendano in esame il ruolo delle varie tecnologie di generazione elettrica a basse o zero emissioni di carbonio, come pure il contributo della rete elettrica a realizzare in modo efficiente questa complessa transizione del settore energetico italiano.

Lapo Pistelli, Direttore Public Affairs di Eni si è soffermato sui principali fattori di geopolitica che influiscono sull'andamento del settore energia osservando che i drivers rimangono transi-

zione, sicurezza economicità. Le misure preannunciate da Trump investano l'energia meno di altri comparti, sia perché in parte attese (nuovo abbandono dell'accordo di Parigi) sia perché legate ad altre scelte che possono avere effetti contrastanti. Il rallentamento della crescita contribuisce a contrarre la tensione dei mercati. Le commodities sono state relativamente toccate dagli sconvolgimenti verificatisi o annunciati, evidenziando una propensione della stabilità dei principali attori

Simone Nisi, Responsabile Institutional Affairs di Edison, ha fatto un breve excursus dei temi sui quali si deve confrontare un gruppo come Edison, impegnato su fronti energetici. Da quello del gas, per il quale sottolinea l'importanza della competitività del sistema delle infrastrutture di approvvigionamento, a quello dello sviluppo delle fonti rinnovabili che hanno un ruolo sia per la sicurezza sia per la stabilizzazione dei prezzi.

Antonio Lazzarinetti, Presidente di Itelyum, come esponente di un'azienda leader in Italia nella rigenerazione degli lubrificanti usati ed in Europa nel trattamento dei reflui e dei solventi usati provenienti dall'industria chimica e farmaceutica, evidenzia il ruolo dell'economia circolare nella transizione e le sfide che è tale attività ha di fronte per raggiungere gli obiettivi posti dall'Unione Europea. A questo riguardo rileva che in molti campi d'Italia e all'avanguardia, ad esempio di fronte all'obiettivo di raggiungere nel 2030 un tasso di utilizzo dei materiali del 24%, l'Italia è già oggi al 18% contro la

media europea dell'11%. Analogamente nella filiera dei lubrificanti usati l'Italia è al 96% contro il 61% a livello europeo. Un nuovo filone che sta prendendo piede e nel quale anche Itelyum è impegnata è quello nell'urban mining per il recupero delle terre rare dai rifiuti delle apparecchiature elettroniche. È un'attività difficile e complessa che richiede consistenti investimenti.

Fabrizio Iaccarino, Responsabile Affari Istituzionali di Enel, ha approfondito che gli obiettivi della transizione richiede al settore elettrico, al quale compete da un lato lo sforzo di soddisfare il crescente processo di elettrificazione che la stessa transizione pone come obiettivo dall'altro l'azione di progressiva sostituzione delle fonti fossili per raggiungere un azzeramento delle emissioni di CO₂.

Tutto ciò richiede rilevanti investimenti in particolare sulle fonti rinnovabili tradizionali (idroelettrico) ed intermittenti (solare, eolico) che incontrano però ostacoli di ordine autorizzativa, che nonostante i provvedimenti di semplificazione adottati dal Governo non riescono ad accelerare il processo in modo sostanziale, sia per l'eccessiva burocratizzazione sia per le difficoltà poste da alcuni Regioni.

Le presentazioni sono disponibili sul sito dell'AIEE: https://www.aiee.it/2025-13-03_premio/

La video registrazione è disponibile sul nostro canale YouTube:

- PRIMA PARTE >> <https://www.youtube.com/watch?v=KXscDtbnomc>

- TAVOLA ROTONDA >> <https://www.youtube.com/watch?v=AWJ8KvbuYUy>



GAS NATURALE

GAZ-SYSTEM completa l'espansione del terminale GNL in Polonia a 8,3 bcm/anno



Il gestore del sistema di trasmissione del gas polacco GAZ-SYSTEM ha annunciato il completamento del progetto di espansione del terminale GNL di Świnoujście.

L'espansione completa è consistita nell'aumento del numero di rigassificatori SCV, nella costruzione di una seconda banchina e di un terzo serbatoio per lo stoccaggio di processo del GNL, con un aumento di capacità di rigassificazione del terminale GNL di Świnoujście a 8,3 bcm/anno (in aumento rispetto ai 5 bcm/anno del 2015 e ai 6,2 bcm/anno del 2022). L'intervento da 109 milioni di € è stato cofinanziato dal Fondo europeo di sviluppo regionale nell'ambito del programma operativo Infrastruttura e ambiente 2014-2020. L'ampliamento del terminale polacco è stato inserito nell'elenco europeo dei progetti di interesse comune, che comprende investimenti di particolare importanza per aumentare la sicurezza e la diversificazione delle forniture di gas naturale in Europa, nonché quegli investimenti che contribuiscono anche al raggiungimento degli obiettivi energetici e climatici dell'UE.

Il governo irlandese approva una riserva strategica di emergenza per il gas

Il governo irlandese ha approvato lo sviluppo del suo primo terminale GNL che fungerà da fonte alternativa di gas e da riserva di emergenza in caso di interruzione dell'approvvigionamento. L'unità galleggiante di stoccaggio e rigassificazione (FSRU) da 300 milioni di euro avrà una capacità di stoccaggio di GNL di circa 170.000 m³ e contribuirà alla sicurezza energetica del paese nella transizione verso un'energia pulita e rinnovabile. La FSRU sarà di proprietà del gestore del sistema, Gas Networks Ireland (GNI), e opererà su base non commerciale. L'ubicazione del futuro terminale non è stata ancora divulgata.

Il piano per la sicurezza energetica in Irlanda fino al 2030 definisce l'ambizione del paese di trasformare il suo sistema energetico e supportare i suoi obiettivi climatici.

Il piano include 28 azioni, tra cui lo sviluppo di una riserva strategica di gas gestita dallo Stato.

Il Turkmenistan avvia le esportazioni di gas verso la Turchia tramite l'Iran

Il Ministero del petrolio iraniano ha annunciato che il Turkmenistan ha iniziato a esportare gas naturale verso la Turchia tramite l'Iran. La compagnia nazionale del gas Turkmenengaz, ha firmato un accordo con la Turkish Petroleum Pipeline Corporation (BOTAS) per fornire gas alla Turchia, con i primi flussi previsti già dal 1° marzo 2025.

Questo nuovo accordo si basa su un accordo precedente tra i due paesi, sugli idrocarburi, di marzo 2024.

In base a questo accordo il Turkmenistan dovrebbe fornire ad Ankara 1,3 miliardi di metri cubi di gas entro la fine del 2025, con forniture destinate ad aumentare a 2 miliardi di metri cubi all'anno negli anni successivi. Questo accordo è il primo del suo genere in cui il gas turkmeno si dirige verso ovest lungo una rotta che aggira la Russia.

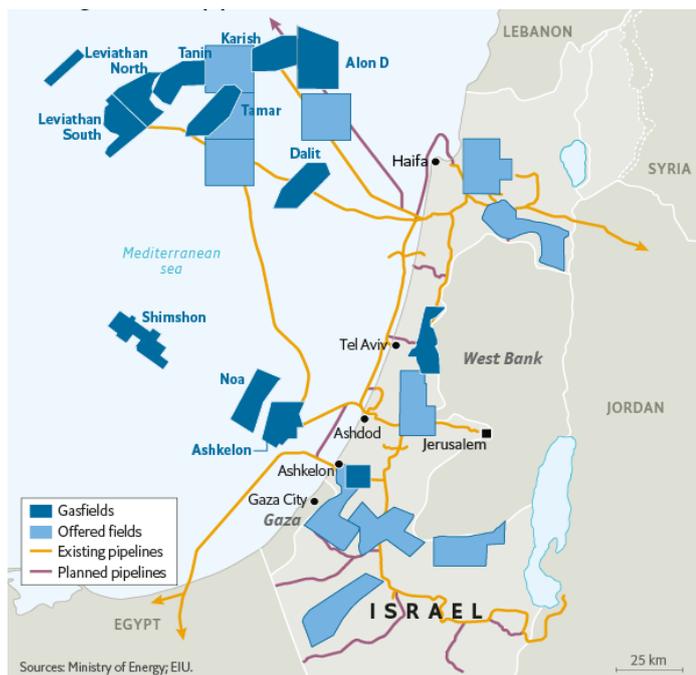
Attualmente la Turchia importa 50 miliardi di metri cubi di gas per soddisfare il proprio consumo interno (2023). Le importazioni di gas provengono principalmente da 5 paesi: al primo posto la Russia (39%), seguita da Iran (18%), Azerbaigian (16%), Stati Uniti (10%, GNL) e Algeria (10%, GNL) (2022).

Il Turkmenistan esporta la maggior parte della sua produzione di gas (72 miliardi di mc su 94 miliardi di mc nel 2023). Nel 2022 le esportazioni di gas sono state destinate principalmente alla Cina (77%), seguita da Russia (16%) e Uzbekistan (7%).

Il consumo di gas in Francia è diminuito del 5,5% nel 2024

Secondo il gestore del sistema di trasmissione del gas francese NaTran (in precedenza GRTgaz), in Francia il consumo di gas è diminuito del 5,5% a causa di un calo della domanda da parte delle centrali elettriche (-56% rispetto al 2023), in un contesto di crescente produzione di energia nucleare e rinnovabile (+13% e +12%, rispettivamente). Il consumo industriale è invece leggermente aumentato (+0,8%), stimolato dai settori chimico, petrolchimico, agroalimentare e metallurgico. Il consumo domestico sulle reti di distribuzione del gas (famiglie, settore terziario e piccola industria) è diminuito dell'1,4%. Gli sforzi per l'efficienza energetica e il risparmio energetico hanno contribuito a questo calo, poiché il consumo di gas nelle reti di distribuzione è diminuito di oltre il 20% tra il 2021 e il 2024. La Francia ha anche intensificato il suo livello di transito, rimanendo un importante punto di ingresso per il GNL in Europa, rappresentando il 24% delle importazioni europee. La produzione di gas rinnovabile ha registrato un aumento del 26% a 11,6 TWh nel 2024, attraverso 731 siti di digestione anaerobica (+79 unità). Il paese sta accelerando l'adattamento della sua rete per ottimizzare la produzione di gas rinnovabili (+8 stazioni di flusso inverso), mentre le nuove tecnologie di produzione di gas rinnovabile (pirogassificazione e gassificazione idrotermica) sono pronte per essere ampliate su scala industriale. Nei progetti di trasporto di idrogeno e CO₂, NaTran ha visto progressi con tre progetti H₂ (Barmar, HY-Fen, Rhyn) e due progetti CO₂ (DKharbo e GOCO2), che hanno ottenuto sussidi UE (35 milioni di €).

Le esportazioni di gas di Israele verso Egitto e Giordania sono aumentate di oltre il 13%



Secondo il Ministero israeliano dell'energia e delle miniere, le esportazioni di gas naturale di Israele verso Egitto e Giordania sono aumentate del 13,4% nel 2024, raggiungendo 13,11 bcm (11,56 bcm nel 2023). Israele ha prodotto 27,38 bcm dai suoi campi Leviathan, Karish e Tamar nel 2024, con un aumento dell'8,3% rispetto al 2023 (25,28 bcm). Il 52% della produzione di gas del 2024 da questi campi (14,27 bcm) era destinato all'uso interno, mentre i restanti 13,11 bcm sono stati esportati.

Nel 2024, Israele ha prodotto 11,33 bcm dal campo Leviathan (+1%), 10,09 bcm dal campo Tamar (+10%) e 5,96 bcm dal campo Karish (+21%). Il paese ha anche prodotto 5,35 mbl di petrolio nel campo Karish (+53%) e 455 kbl nel giacimento Tamar (+8%). Nel febbraio 2025, la società israeliana NewMed Energy ha presentato un piano da 2,4 miliardi di dollari al governo israeliano per l'espansione e l'aumento della produzione nel campo di gas Leviathan a 23 bcm/anno (da circa 12 bcm/anno attuali). Nel complesso, Israele ha riserve di gas totali provate di circa 709 bcm (2023).

La produzione di petrolio e gas di TotalEnergies è scesa del 2% nel 2024

L'utile netto di TotalEnergies è sceso del 26% nel 2024 a 15,8 miliardi di dollari USA, principalmente a causa di un forte calo dei margini di raffinazione dopo due anni eccezionali. La sua produzione di idrocarburi è scesa del 2% nel 2024 a 2.434 kboe/g, con 1.468 kb/g di liquidi (-5%) e 53,7 bcm di gas (+4%). La società ha venduto 39,8 Mt di GNL (-10% a causa di una domanda inferiore in Europa), inclusi 15,5 Mt dalla propria produzione (+1%). La sua capacità di raffinazione è aumentata del 2% a 1.472 mb/g nel 2024 e le sue vendite di prodotti petroliferi sono diminuite del 2% a 1.342 mb/g (-3% in Europa e -1% nel resto del mondo). La produzione di energia di TotalEnergies è cresciuta del 23% nel 2024 a 41 TWh, con il 63% di energie rinnovabili (26 TWh, in aumento del 38%) e il 37% di gas (15 TWh, +4%).

Il Senegal sviluppa la sua rete di distribuzione del gas da 1,5 mld mc/anno

La Rete del gas senegalese (RGS) e l'Agenzia senegalese per la promozione degli investimenti (APIX) hanno firmato un memorandum d'intesa con l'obiettivo di liberare i diritti di passaggio e avviare la costruzione di una rete di gasdotti lunga 400 km, del valore di 1 miliardo di dollari.

La rete di gasdotti, che avrà una capacità di trasporto di 2,5 miliardi di metri cubi/anno, comprende 4 segmenti: (1) il segmento settentrionale da 318 milioni di dollari, lungo 85 km, che collega l'hub GTA alla centrale elettrica di Gandon vicino a Saint-Louis nel nord-ovest del Senegal; (2) il segmento blu da 230 milioni di dollari lungo 99 km, che collega la centrale elettrica di Tobène a Mboro (117 km a nord di Dakar) a Cap des Biches nella regione di Dakar; (3) il segmento arancione tra Sendou e Malicounda nel sud di Dakar, che vale 206 milioni di dollari ed è lungo 45 km; (4) il segmento verde da 313 milioni di dollari da Mbroro a Louga (vicino a Saint-Louis), che interconnette i segmenti nord e sud. L'RGS mira a collegare i giacimenti di gas (Yaakar Teranga, Sangora e GTA) ai centri di consumo, tra cui centrali elettriche, IPP e siti industriali, per ridurre i costi di produzione. Il paese, che ha iniziato a produrre gas dal campo GTA nel dicembre 2024, non consuma gas a partire dal 2023. Il petrolio, che è interamente importato a partire dal 2023, rappresenta il 40% del mix energetico finale del paese.

La Orlen ha registrato un calo degli utili nel 2024, nonostante una maggiore produzione di petrolio e gas



La società energetica statale polacca Orlen Group ha pubblicato i suoi risultati del 2024, registrando un utile netto di 1,9 miliardi di euro, un calo del 62% rispetto al 2023, dovuto principalmente a una diminuzione dei volumi di vendita e nonostante una crescita della produzione di idrocarburi.

Orlen ha prodotto 20,6 mboe di petrolio greggio e condensato nel 2024, un aumento del 19% rispetto al 2023 (17,3 mboe). La capacità di raffinazione del gruppo è rimasta stabile a 38,5 Mt. La produzione della sua raffineria è aumentata dell'1,4% a 36,2 Mt, mentre le vendite di prodotti raffinati sono diminuite di quasi il 5% per raggiungere 31,4 Mt.

La produzione di gas naturale di Orlen è aumentata del 21% a 94,2 TWh e le sue importazioni di gas naturale in Polonia sono diminuite leggermente a 150 TWh (-3%) e includendo il 47% di GNL. Il gruppo ha distribuito 131 TWh di gas nel 2024 (un aumento del 5% rispetto al 2023).

Chevron, Eni e BP vanno avanti con i progetti di gas a Cipro e in Egitto

Il governo cipriota ha approvato il piano di sviluppo e produzione (DPP) per il campo Aphrodite situato al largo di Cipro nel blocco 12 del paese presentato da Chevron Shell e NewMed. Il progetto comprende un'unità di produzione galleggiante nella zona economica esclusiva cipriota e un gasdotto per l'esportazione di gas in Egitto. Scoperto nel 2011, il campo Aphrodite si trova a 60 km a sud di Limassol e 30 km a nord-ovest del campo Leviathan, in un'area in cui la profondità del mare è di 1.700 m. Il pozzo di valutazione A-2, perforato nel 2023, ha confermato circa 98 miliardi di metri cubi di risorse contingenti con un potenziale per ulteriori 26 miliardi di metri cubi di risorse prospettiche. Il campo Aphrodite è gestito da Chevron (35%), insieme a Shell (35%) e NewMed di Israele (30%). Inoltre, i governi cipriota ed egiziano, nonché Eni e TotalEnergies, hanno firmato l'Host Government Agreement per lo sfruttamento delle risorse del Blocco 6 di Cronos a Cipro. In base all'accordo, il gas verrà trasportato e trattato nelle strutture Zohr esistenti nella Zona economica esclusiva egiziana per poi essere liquefatto nell'impianto GNL di Damietta per l'esportazione nei mercati europei. Scoperto nel 2022 e successivamente valutato nel 2024, il gas in posto di Cronos è stimato in oltre 85 bcm. Il Blocco 6 è gestito da Eni con una



quota del 50% in partnership con TotalEnergies (50%). Infine, BP ha annunciato l'inizio della produzione dalla seconda fase di sviluppo del campo Raven, al largo dell'Egitto, che prevede il collegamento sottomarino di ulteriori pozzi di riempimento Raven alla sua infrastruttura onshore esistente come parte del progetto West Nile Delta (WND). Si prevede che i nuovi pozzi produrranno circa 6,2 bcm di gas e 7 mbl di condensato. Il progetto è stato eseguito in sicurezza prima del previsto, consentendo un avvio accelerato della produzione. BP, l'operatore, detiene una quota dell'82,75% nel progetto, mentre Harbour Energy possiede il restante 17,25%



PETROLIO

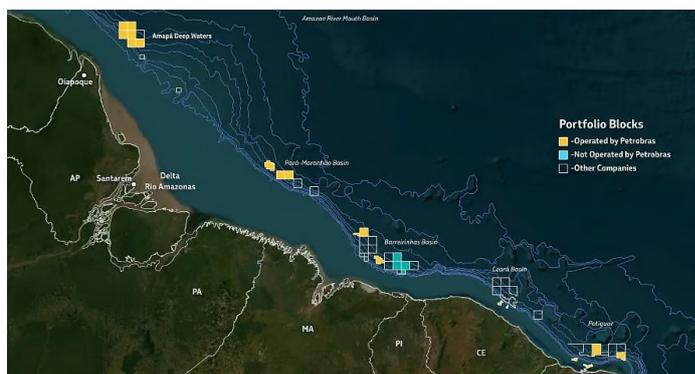
L'Iraq annuncia la ripresa delle esportazioni di petrolio tramite oleodotto attraverso il Kurdistan verso la Turchia

Il Ministero federale del petrolio iracheno ha annunciato che sono state completate tutte le procedure per consentire la ripresa delle esportazioni di petrolio dal Kurdistan tramite l'oleodotto Iraq-Turchia risolvendo una disputa di due anni tra Baghdad ed Erbil che ha interrotto i flussi di greggio attraverso il Kurdistan.

Per diversi anni, il governo regionale del Kurdistan è stato impegnato in una lotta politica contro il governo centrale per le sue risorse petrolifere (circa 3 Gbl di riserve secondo Rystad, rispetto ai 45 Gbl dichiarati dal KRG, che probabilmente includono sia riserve non provate che i contesi giacimenti di Kirkuk). All'inizio di febbraio 2025, il parlamento iracheno ha approvato un emendamento al bilancio per consentire la ripresa delle esportazioni di greggio dal KRG al tasso di 16 \$ USA/barile, il doppio del tasso precedente.

Il Kurdistan produce oltre 450 kb/d di petrolio greggio e ha iniziato a esportare petrolio in modo indipendente nel 2013 attraverso un nuovo oleodotto che consegna petrolio prodotto localmente a Ceyhan, in Turchia. Tuttavia, nel 2022, la Corte Suprema Federale ha stabilito che la legge del 2007 del Kurdistan sul petrolio e il gas era incostituzionale e ha richiesto al Kurdistan di consegnare l'intera produzione di petrolio al governo federale.

Il Governo brasiliano spinge per un progetto di esplorazione da 10 Gbl in Amazonia



Il Governo brasiliano sta spingendo per un progetto di esplorazione petrolifera nei pressi del Rio delle Amazzoni, nonostante le preoccupazioni ambientali. Il progetto, guidato dalla compagnia statale Petrobras, mira a esplorare un'area di 350.000 km² al largo del Brasile settentrionale, a circa 500 km dalla foce del Rio delle Amazzoni. Petrobras stima che la zona potrebbe contenere riserve pari a 10 Gbl di petrolio. Dopo il rifiuto da parte dell'agenzia brasiliana per la protezione dell'ambiente (IBAMA) della richiesta di esplorazione iniziale di Petrobras nel 2023, la società ha presentato un piano rivisto nel 2024, che è ancora in fase di valutazione. L'IBAMA ha richiesto ulteriori informazioni sulle strategie di Petrobras per la gestione di potenziali fuoriuscite di petrolio in questa zona ecologicamente ricca.

Cina: Le vendite di prodotti petroliferi di Sinopec sono diminuite del 3% nel 2024

Il gruppo petrolifero e del gas statale cinese Sinopec (China Petroleum and Chemical Corporation) ha prodotto 515 mboe di petrolio e gas nel 2024 (+2%), inclusi 282 mbl di petrolio greggio (stabili rispetto al 2023) con il 90% in Cina e 40 bcm di gas naturale. L'azienda è stata il terzo produttore di petrolio greggio del paese e il secondo produttore di gas nel 2023.

Sinopec, che è stata la più grande raffineria in Cina nel 2023, controllando oltre il 40% della capacità di raffinazione, ha lavorato 252 Mt di petrolio greggio nelle raffinerie nel 2024, il 2% in meno rispetto al 2023. La produzione di benzina dell'azienda è aumentata del 3% nel 2024 a 64 Mt, mentre la sua produzione di diesel è diminuita del 10% a 58 Mt.

Le sue vendite di prodotti raffinati in Cina sono diminuite del 3% a 183 Mt, a causa di un calo del 5,6% nelle vendite al dettaglio a 113 Mt.

Regno Unito: la corte si pronuncia contro lo sviluppo dei giacimenti petroliferi di Rosebank e Jackdaw



Una corte di Edimburgo si è pronunciata contro i permessi di sviluppo precedentemente concessi per due giacimenti petroliferi e di gas scozzesi (Rosebank e Jackdaw), chiedendo una valutazione più dettagliata dell'impatto ambientale. La sentenza è stata il risultato della causa intentata dagli attivisti ambientalisti (Uplift e Greenpeace) basata su un caso precedente in cui la Corte Suprema aveva stabilito che le valutazioni dell'impatto ambientale devono includere le emissioni a valle. Poiché i giacimenti petroliferi e di gas scozzesi hanno preso in considerazione solo le emissioni generate dal processo di estrazione ma non i GHG che sarebbero stati rilasciati quando quei combustibili fossili fossero stati infine bruciati (Scope 3") la corte ha stabilito che la sentenza dovrebbe essere applicata retrospettivamente anche a Rosebank e Jackdaw. I proprietari dei giacimenti devono rinnovare le loro richieste includendo anche le emissioni Scope 3 e le autorità saranno tenute a riconsiderare la loro precedente approvazione dei progetti. Nel frattempo, sono consentiti i lavori di costruzione su entrambi i campi, però non è possibile estrarre petrolio e gas finché non verrà concessa una nuova autorizzazione. Il campo di gas Jackdaw (120-250 mboe) nel Mare del Nord è stato originariamente approvato nell'estate del 2022, con l'obiettivo di iniziare la produzione nel 2026. Rosebank (300-500 mboe) è in fase di sviluppo da parte di Norwegian Equinor e British Ithaca Energy (80:20); ha ottenuto l'autorizzazione nell'autunno del 2023 e si prevede che inizierà la produzione nel 2026/27.

La produzione russa di petrolio e condensato è diminuita del 3%

Secondo una pubblicazione del Ministero dell'Energia russo, nel 2024 la produzione russa di petrolio greggio e condensato è diminuita del 3%. Le esportazioni di petrolio sono aumentate dell'1%. La produzione di gas naturale è aumentata dell'8%, mentre le esportazioni di gas naturale liquefatto (GNL) sono cresciute del 4%.

Inoltre, la produzione di energia è aumentata del 3%.

La produzione di petrolio greggio è diminuita dell'1,5% nel 2023, attestandosi a 535 Mt, dopo un aumento del 2% annuo nel periodo 2020-2022. In precedenza, era aumentato dell'1,3% su base annua tra il 2014 e il 2019 ed era sceso di circa l'8% nel 2020. La Russia è il secondo produttore di petrolio greggio al mondo a partire dal 2023, dopo gli Stati Uniti, allo stesso livello dell'Arabia Saudita.

BP firma un accordo per sviluppare giacimenti petroliferi in Iraq con un potenziale di 20 Gboe

La compagnia britannica BP ha raggiunto un accordo con il governo iracheno per investire nella riqualificazione di diversi giacimenti petroliferi su larga scala a Kirkuk, nel nord dell'Iraq. L'accordo comprende lo sviluppo di petrolio, gas, energia e acqua, con potenziale per futuri investimenti esplorativi. L'accordo riguarda quattro giacimenti principali in Iraq: Baba e Avanah del giacimento petrolifero di Kirkuk, insieme agli sviluppi di Bai Hassan, Jambur e Khabbaz, tutti attualmente gestiti dalla North Oil Company (NOC) irachena.

La fase iniziale include una produzione di petrolio e gas superiore a 3 Gboe, con la prospettiva di ampliare le risorse nell'area fino a 20 Gboe. L'accordo segue un Memorandum of Understanding firmato a luglio 2024, con termini tecnici concordati a dicembre 2024 e termini commerciali finalizzati a gennaio 2025. Si basa inoltre sul precedente lavoro di BP sui campi di Kirkuk dal 2013 al 2019. Nel 2023, l'Iraq ha prodotto oltre 10 miliardi di metri cubi di petrolio naturale e 212 Mt di petrolio greggio e NGL. Le riserve accertate del paese ammontavano a 3.714 miliardi di metri cubi di gas e 19.730 Mt di petrolio nel 2023.

L'Indonesia punta ad aumentare la sua produzione di petrolio a 1 mb/d nel 2028

Il governo indonesiano punta ad aumentare la sua produzione di petrolio greggio a 0,9-1 mb/g entro il 2028. Attualmente, la produzione è di circa 0,6 mb/g e il paese, per soddisfare la domanda interna, importa quasi 1 mb/g. Questo obiettivo fa parte di una strategia più ampia per migliorare la sicurezza energetica e ripristinare la produzione di petrolio ai livelli degli anni '90, quando l'Indonesia era un membro chiave dell'OPEC.

Attualmente sono attivi solo 16mila pozzi e il piano prevede la riattivazione dei pozzi petroliferi inattivi, per raggiungere un totale di 40mila pozzi. Il governo prevede inoltre di reindirizzare quasi la metà delle sue esportazioni di petrolio greggio previste (28 mbl) alle raffinerie nazionali per rafforzare l'approvvigionamento di carburante locale. Questo cambiamento mira a ridurre la dipendenza dalle importazioni di petrolio e ad aumentare la produzione nazionale.

La produzione di petrolio e gas del Canada è aumentata nel 2024, con maggiori esportazioni verso gli Stati Uniti

Statistics Canada ha pubblicato le sue statistiche energetiche nel dicembre 2024. In tale anno il Canada ha prodotto un totale di 23,7 milioni di TJ di energia primaria (+2,5%), di cui quasi due terzi sono stati esportati negli Stati Uniti (il 100% delle esportazioni di elettricità e gas naturale e oltre il 95% di petrolio greggio). La produzione nazionale di petrolio greggio e prodotti equivalenti è aumentata del 4,3% a 11,8 EJ e quella di prodotti petroliferi raffinati è rimasta stabile a 4,4 EJ. La produzione di gas è aumentata del 2,3% a quasi 8 EJ e la produzione di carbone è diminuita del 9,9% a 1,1 EJ. Le esportazioni di petrolio greggio, liquidi di gas naturale e prodotti raffinati sono aumentate rispettivamente del 5%, del 13% e dell'8%, trainate dalle esportazioni verso gli Stati Uniti. Nel caso del gas naturale, le esportazioni verso gli Stati Uniti hanno raggiunto un livello record a dicembre 2024 (il livello più alto dall'inizio della serie nel 2016). Nel 2024, la produzione canadese di combustibili rinnovabili è salita del 38% a 80 PJ e quella di elettricità primaria è scesa del 2,7% a 1,7 EJ. Questo calo è dovuto alla diminuzione della produzione idroelettrica (-4,9% nel 2024, anche se è aumentata dell'11% solo a dicembre 2024) e della produzione nucleare (-3,3%), che è stata in parte compensata da un aumento del 16% della produzione eolica e da una crescita del 12% della produzione solare.

L'OPEC+ inizierà ad aumentare la produzione di petrolio da aprile 2025

Otto membri dell'OPEC+ hanno concordato di procedere con un piano per iniziare ad aumentare la produzione di petrolio greggio a partire da aprile 2025. Arabia Saudita, Russia, Iraq, Kuwait, Emirati Arabi Uniti, Algeria, Kazakistan e Oman hanno concordato di iniziare a invertire i loro tagli volontari alla produzione di 2,2 mbl/d in un periodo di 18 mesi da aprile 2025 a settembre 2026. Il piano include anche un aumento di 300 kb/d dell'obiettivo di produzione degli Emirati Arabi Uniti nello stesso periodo.

In base al piano, gli obiettivi di produzione degli otto membri aumenterebbero in media di 137 kb/d ogni mese fino a settembre 2026 (aumento del 10,5% tra aprile 2025 e i livelli del 38° ONOMM per la maggior parte dei membri dell'OPEC+, +16% per l'Arabia Saudita, +20% per gli Emirati Arabi Uniti). L'OPEC+ ha affermato che la decisione ha tenuto conto di "fondamentali di mercato sani e prospettive di mercato positive", tuttavia, il gruppo ha sottolineato che il ritorno della produzione tagliata sarebbe stato "graduale e flessibile" e "adattabile alle condizioni in evoluzione". I membri dell'OPEC+ hanno effettuato una serie di tagli profondi alla produzione dalla fine del 2022. A novembre 2023, i produttori dell'OPEC+ avevano concordato tagli volontari alla produzione per un totale di 2,2 mbl/g per il primo trimestre del 2024, al fine di sostenere i prezzi e stabilizzare il mercato. Questi ulteriori tagli alla produzione sono stati poi estesi fino alla fine del 2024 e fino alla fine di marzo 2025.

Il Brasile accetta di unirsi al gruppo OPEC+ dei paesi produttori di petrolio

Il Brasile ha annunciato la sua decisione di unirsi all'OPEC+, un blocco che riunisce i paesi membri dell'Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio (OPEC) e altri paesi produttori di petrolio. Il Brasile non avrà alcun obbligo vincolante come tagli alla produzione e non parteciperà alle decisioni. La partecipazione sarà limitata alla Carta di cooperazione, un forum permanente per i paesi OPEC e OPEC+ per discutere questioni relative all'industria. L'OPEC+ è stata costituita nel 2016 per esercitare un maggiore controllo sul mercato globale del petrolio greggio.

I membri dell'OPEC comprendono Algeria, Congo, Guinea Equatoriale, Gabon, Iran, Iraq, Kuwait, Libia, Nigeria, Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti e Venezuela. I membri dell'OPEC+ includono Azerbaigian, Bahrein, Brunei, Kazakistan, Malesia, Messico, Oman, Russia, Sudan del Sud e Sudan. I membri dell'OPEC e dell'OPEC+ hanno rappresentato il 53% della produzione globale di petrolio greggio nel 2023, rispetto al 60% del 2016. La produzione di petrolio greggio del Brasile ha rappresentato il 4% della produzione globale di petrolio nel 2023.

Gli Stati Uniti cercano di far rivivere il progetto dell'oleodotto Keystone XL



L'amministrazione statunitense ha annunciato i suoi piani per far rivivere il progetto dell'oleodotto Keystone XL.

Promettendo un processo di approvazione più semplice, la nuova amministrazione statunitense prevede di far rivivere l'oleodotto Keystone XL annullato della società TC Energy, un controverso progetto proposto per la prima volta nel 2008 per trasportare 830.000 bbl/g di sabbie bituminose dell'Alberta (Canada) attraverso Steele City nel Nebraska alle raffinerie della costa del Golfo del Messico su un percorso di 1.897 km. Il progetto è stato ripetutamente ritardato e osteggiato da proprietari terrieri, gruppi ambientalisti e Prime Nazioni. Nel 2015 ha dovuto affrontare il veto presidenziale, revocato temporaneamente con l'approvazione del permesso nel 2017, poi revocato nel 2021. TC Energy ha ufficialmente annullato il progetto del gasdotto da 8 miliardi di dollari nel giugno 2021, dopo oltre 12 anni di ostacoli normativi.



CARBONE

CEZ Group vende oltre 560 MW di asset a carbone a ResInvest Group in Polonia

Il gruppo ceco ČEZ ha concluso la vendita dei suoi asset polacchi a ResInvest Group, tra cui 568 MW di impianti a carbone. La vendita include aziende che possiedono e gestiscono due centrali elettriche a carbone duro, ovvero Skawina da 330 MW (il secondo più grande fornitore per Cracovia e Skawina) e Chórzow da 238 MW (uno dei più grandi fornitori per Katowice e altri agglomerati urbani in Slesia) con una produzione combinata di 1,4 TWh di elettricità e 5.649 TJ di calore nel 2023. La vendita ha incluso le aziende CEZ Produkty Energetyczne Polska, specializzata nel supporto dei sottoprodotti energetici derivanti dalla combustione di carbone e biomassa, e CEZ Polska (la holding di CEZ Chorzów e CEZ Skawina).

Il ResInvest Group ha presentato la migliore offerta in un processo di asta aperta, l'accordo è stato firmato a novembre 2024 cui è seguita l'approvazione dell'autorità antitrust polacca (UOKiK). La vendita di queste società polacche fa parte degli sforzi di decarbonizzazione del Gruppo CEZ nell'ambito della strategia Vision 2030, in cui il Gruppo sta cedendo determinati asset e si sta concentrando sullo sviluppo di fonti di energia rinnovabile e moderni servizi energetici nella Repubblica Ceca e in Europa. In Polonia, il Gruppo CEZ continuerà a sviluppare servizi ESCO tramite Elevion Group.

La Francia intende approvare una legge per convertire a gas una centrale a carbone da 647 MW a gas

Il governo francese intende presentare un disegno di legge che consenta la conversione a gas naturale o biogas della centrale elettrica a carbone Émile Huchet da 647 MW, situata nella Francia orientale. In precedenza si prevedeva che la centrale elettrica, di proprietà di GazelEnergie (società affiliata al gruppo energetico ceco EPH), sarebbe stata convertita alla biomassa. La conversione a gas consentirebbe alla centrale elettrica di produrre elettricità in modo più efficiente durante le ore di picco della domanda (da 300 a 700 ore all'anno), sostituendo l'attuale sistema a carbone. Nei pressi del sito sono già presenti gli allacciamenti del gas, dove TotalEnergies gestisce una centrale a gas da 880 MW e due unità, entrata in funzione nel 2010.

Émile Huchet è una delle due sole centrali elettriche a carbone rimaste in Francia. L'altro, situato a Cordemais (1.260 MW), avrebbe dovuto anch'esso passare all'energia da biomassa entro il 2027. Tuttavia, EDF ha abbandonato il progetto, adducendo problemi tecnici ed economici. Si prevede che la Francia eliminerà gradualmente la produzione di energia da carbone entro il 2027.



RINNOVABILI

Eolico

La Turchia assegna 1,2 GW di capacità eolica in una gara d'appalto sovra-sottoscritta

Il Ministero turco dell'energia e delle risorse naturali ha selezionato cinque progetti eolici onshore per un totale di 1.200 MW a un prezzo di 3,5 centesimi di dollaro USA/KWh, il prezzo più basso possibile garantito, come parte della gara d'appalto YEKA RES-2024 per gli impianti eolici.

Oltre ai prezzi di offerta, le aziende hanno gareggiato offrendo quote di contributo, a partire da 10.000 dollari USA/MW.

L'asta è stata ampiamente sovra-sottoscritta, poiché le autorità turche hanno ricevuto una domanda 18 volte superiore alla capacità offerta. I progetti vincitori stanno assicurando connessioni alla rete per 49 anni, un prezzo minimo durante il periodo di vendita sul mercato aperto di sei anni e un prezzo garantito per altri 20 anni. Due progetti nelle province di Edirne e Kırklareli con una capacità rispettivamente di 410 MW e 340 MW sono stati assegnati a Enerjisa Üretim, una joint venture tra E.ON (Germania) e Sabanci (Turchia). Altri tre progetti sono stati vinti da RT Enerji (200 MW Sergen), Efor Holding (160 MW Yellice) e ADY Akdeniz (90 MW Gürün). Si prevede che i progetti genereranno 4,5 TWh/anno.

Terna Energy e Motor Oil pianificano il primo progetto eolico offshore in Grecia

Motor Oil e Terna Energy stanno procedendo con lo sviluppo congiunto del primo progetto eolico offshore in Grecia.

"Aioliki Provata Traianoupoleos", una sussidiaria di Terna Energy Group e Motor Oil Renewable Energy (MORE), sta sviluppando un progetto pilota eolico offshore da 400 MW nell'area marina a sud di Alexandroupolis e a nord di Samotraccia, che dovrebbe essere completato prima del 2030, primo del suo genere in Grecia, in linea con il National Offshore Wind Farm Development Program e con gli impegni ambientali.

Terna Energy (sussidiaria di Masdar Group,) ha 2.500 MW di progetti energetici in funzione e in costruzione in Grecia.

Il gruppo ha un piano di investimenti nella produzione e nello stoccaggio di energia pulita che mira a raggiungere una capacità installata totale di 6 GW entro il 2030.

Motor Oil Renewable Energy (sussidiaria di Motor Oil Group) è attiva nella generazione di energia rinnovabile. Nel 2022, MORE ha raggiunto un accordo per acquisire il secondo più grande portafoglio di energia eolica in Grecia, che oltre ai suoi progetti eolici e solari esistenti, sta diventando uno dei maggiori produttori di energia rinnovabile nel paese.

Regno Unito: il progetto eolico offshore Inch Cape raggiunge la chiusura finanziaria



Il progetto eolico offshore Inch Cap da 1.080 MW, situato nel Mare del Nord scozzese a 15 km dalla costa di Angus, ha raggiunto la chiusura finanziaria, raccogliendo oltre 3,5 miliardi di sterline (4,2 miliardi di euro) di finanziamenti. La centrale elettrica, che ora procederà alla sua fase di costruzione, è di proprietà congiunta della società elettrica statale irlandese ESB e di Red Rock Renewables, un'affiliata del gruppo energetico statale cinese SDIC Power. Sarà composta da 72 turbine Vestas da 15 MW ciascuna. La costruzione offshore dovrebbe iniziare nel secondo trimestre del 2025, con l'inizio dell'installazione dei cavi di esportazione e l'installazione della piattaforma offshore. L'entrata in funzione è prevista per la fine del 2026 e le operazioni commerciali inizieranno nel 2027. Il progetto genererà quasi 5 TWh/anno.

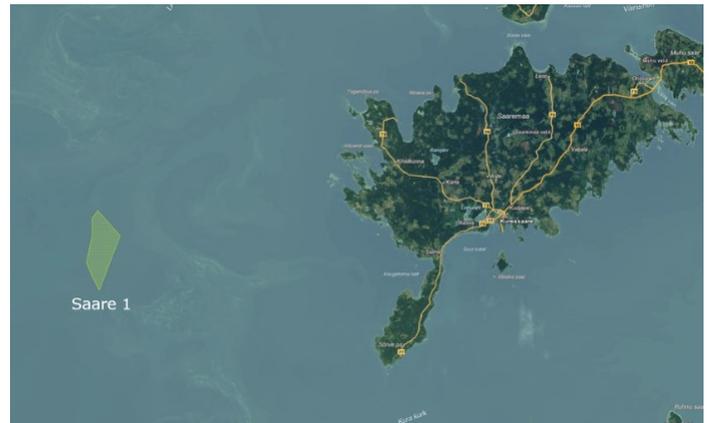
La Gran Bretagna apre il Clean Industry Bonus per l'eolico offshore

Il governo britannico ha aperto il Clean Industry Bonus per l'eolico offshore, offrendo 32 milioni di euro di finanziamenti per ogni GW di capacità da progetti eolici offshore. Il programma è destinato a fornire supporto finanziario agli sviluppatori di energia eolica offshore che effettuano investimenti in regioni industriali svantaggiate, comunità costiere e hub di petrolio e gas e premia le aziende che investono in catene di fornitura sostenibili. Il finanziamento arriverà tramite il meccanismo Contract for Difference. Il Clean Industry Bonus si applicherà a tutti i progetti eolici offshore che presentano offerte di finanziamento tramite l'asta per l'energia rinnovabile del 2025, Allocation Round 7 del programma Contracts for Difference, che è il meccanismo principale per garantire infrastrutture di energia pulita in Gran Bretagna.

Il Giappone ha installato 703 MW di turbine eoliche nel 2024, superando i 5,8 GW

Secondo la Japan Wind Power Association (JWPA), il Giappone ha installato oltre 703 MW di nuova capacità eolica nel 2024, portando la capacità totale di energia eolica nel paese a 5.840 MW. Un totale di 170 turbine che formano 23 nuovi parchi eolici sono state collegate alla rete nel 2024. Con queste aggiunte, il paese ha raggiunto un totale di 2.720 turbine eoliche in funzione e ha installato di più nel 2024 rispetto all'anno precedente. Il Giappone mira a distribuire 10 GW di capacità eolica offshore entro il 2030 e fino a 45 GW entro il 2040 come parte del suo obiettivo di raggiungere emissioni nette zero entro il 2050.

Estonia: Oxan Energy selezionata per costruire un progetto eolico offshore



Le autorità estoni hanno selezionato Oxan Energy, uno sviluppatore eolico offshore francese, e il suo partner SNOW per costruire il progetto Saare 1, che ha una capacità potenziale di 900 MW. La zona di Saare 1 messa all'asta, situata a 60 km dalla costa della più grande isola estone, Saaremaa, ha una superficie di 88 km² e una profondità dell'acqua fino a 85 metri. Il progetto utilizzerà la tecnologia eolica galleggiante, ma data la profondità dell'acqua, ha il potenziale per combinare tecnologie galleggianti e fisse sul fondale. La configurazione dell'impianto eolico sarà decisa dopo la valutazione dell'impatto basata sugli studi ambientali e tecnici. L'impianto contribuirà all'indipendenza energetica dell'Estonia con energia pulita e rinnovabile. Questa gara sosterrà l'obiettivo dell'Estonia di generare il 100% della sua elettricità da fonti rinnovabili. L'impianto dovrebbe iniziare a funzionare nel 2033.

L'eolico offshore tedesco nel Mare del Nord aumenta di circa l'8%

Il gestore del sistema di trasmissione di energia tedesco-olandese TenneT ha annunciato i dati sulla generazione di energia eolica del 2024. Il totale di immissione di energia eolica è stato di circa 150 TWh (in aumento rispetto ai 140 TWh del 2023) di cui l'energia eolica terrestre ha contribuito con circa 124,3 TWh e l'energia eolica offshore con 25,7 TWh (inclusi 20,8 TWh prodotti nel Mare del Nord e 4,9 TWh nel Mar Baltico).

La produzione energetica tedesca del Mare del Nord è cresciuta dell'8% nel 2024, ma la sua quota nella produzione totale di energia eolica è rimasta stabile intorno al 14%, sollevando preoccupazioni circa l'efficienza della capacità installata e la necessità di una ri-zonizzazione intelligente per raggiungere maggiori rendimenti energetici e risparmiare sui costi operativi. Entro la fine del 2024, nel Mare del Nord erano stati installati 7.387 MW di parchi eolici offshore e nel Mar Baltico 1.828 MW.

Secondo il PNEC, la Germania punta a installare 160 GW di energia eolica sulla terraferma e 40 GW di energia eolica in mare entro il 2040.

Eurowind Energy svilupperà un progetto eolico onshore da 1,2 GW in Romania

Lo sviluppatore di energie rinnovabili danese Eurowind Energy ha annunciato i piani per sviluppare un progetto eolico onshore da 1,2 GW nella contea di Botosani, nella Romania settentrionale. Il progetto prevede l'installazione di nove parchi eolici in nove comuni rumeni. L'investimento richiesto per il progetto è stimato in oltre 1 miliardo di euro. Il progetto dovrebbe essere completato nel 2031. Eurowind Energy Romania ha già ottenuto i diritti sui terreni, ha presentato una domanda di connessione alla rete e ha ottenuto la certificazione di pianificazione urbana iniziale per il progetto.

Eurowind Energy sta attualmente sviluppando due progetti in Romania la cui entrata in funzione è prevista per il 2025, ovvero l'impianto solare fotovoltaico Teius da 60 MW e il parco eolico Pecineaga da 48 MW. La capacità eolica è aumentata vertiginosamente in Romania tra il 2010 e il 2014, passando da 460 MW a 3 GW, ed è rimasta stabile da allora, con quasi 3,1 GW alla fine del 2023 (100% onshore).

Ørsted e PGE raggiungono la FID per il parco eolico offshore Baltica 2 da 1,5 GW

Baltica 2 offshore wind farm



L'azienda danese di servizi Ørsted e la società energetica polacca Polska Grupa Energetyczna (PGE) hanno preso una decisione finale di investimento (FID) per il progetto eolico offshore Baltica 2 da 1,5 GW. Il progetto eolico offshore sarà costruito in Polonia e gestito in una partnership 50/50 tra entrambe le società. Sarà ubicato a circa 40 km dalla costa polacca vicino a Ustka. Baltica 2 comprenderà 107 turbine eoliche Siemens Gamesa da 14 MW-222 e produrrà energia sufficiente a soddisfare le esigenze di circa 2,5 milioni di famiglie una volta che diventerà operativo nel 2027. Il progetto ha già ottenuto tutti i permessi pertinenti, ha firmato un contratto di connessione alla rete con l'operatore del sistema di trasmissione polacco PSE e si è assicurato contratti con tutti i principali fornitori di componenti e imbarcazioni. Baltica 2 è in fase di sviluppo nell'ambito di un CfD di 25 anni con lo Stato polacco, protetto dall'inflazione, che inizia dopo la messa in servizio del parco eolico. Il prezzo nominale iniziale per MWh sarà determinato in base al prezzo concordato per il 2021 di 71,82 € più l'inflazione accumulata dal 2021 fino all'inizio del CfD. Il prezzo per MWh sarà adeguato annualmente all'inflazione. Dopo la fine del CfD, Baltica 2 riceverà per l'elettricità il prezzo di mercato o stipulerà nuovi accordi. Secondo il NECP aggiornato della Polonia, il Paese punta a un massimo di 5,9 GW di energia eolica offshore nel 2030 e fino a 18 GW entro il 2040.

ACWA Power progetta un parco eolico da 2 GW in Egitto, acquista asset in Kuwait e Bahrein



ACWA Power ha firmato un Power Purchase Agreement (PPA) di 25 anni con la Egyptian Electricity Transmission Company (EETC) per un progetto eolico da 2 GW in Egitto. Il progetto da 2,3 miliardi di dollari dovrebbe raggiungere la chiusura finanziaria nel 2026 e dovrebbe aiutare l'Egitto a raggiungere il suo obiettivo di aumentare la quota di energia rinnovabile nel suo mix di generazione di elettricità al 42% entro il 2030.

Inoltre, ACWA Power ha firmato uno Share Purchase Agreement (SPA) per acquisire quote di asset di energia e dissalazione dell'acqua in Kuwait e Bahrein da ENGIE. Questa acquisizione include capacità operative di 4,6 GW di generazione di energia a gas e 1,11 m3/giorno di impianti di dissalazione dell'acqua, nonché le relative società di gestione e manutenzione in Kuwait e Bahrein. In Kuwait, ENGIE venderà la sua quota del 17,5% nell'impianto Az Zour North (1.519 MW). In Bahrein, ENGIE cederà le azioni di tre impianti di dissalazione dell'acqua e di produzione di energia elettrica a gas: Al Dur (45%, 1.214 MW), Al Ezzel (45%, 940 MW) e Al Hidd (30%, 929 MW), insieme alle relative società di gestione e manutenzione.

La Germania sviluppa un piano da 40 GW di energia eolica offshore entro il 2034

L'Agenzia federale marittima e idrografica tedesca (BSH) ha pubblicato il quarto piano di sviluppo dell'area per l'energia eolica offshore, con un percorso di espansione per 40 GW entro il 2034. Le nuove aree sono state identificate tramite un processo di coordinamento trilaterale con Danimarca e Paesi Bassi. Inoltre, è stato garantito lo spazio necessario per raggiungere l'obiettivo di espansione di 70 GW entro il 2045.

Il piano di sviluppo definisce le aree di energia eolica aggiuntive nella zona economica esclusiva (ZEE) tedesca del Mare del Nord e del Mar Baltico con una capacità totale di 40 GW, indicando che 12 GW saranno messi a gara nei prossimi quattro anni. I progetti eolici offshore saranno collegati tramite 18 connessioni di rete con una lunghezza del percorso di circa 2.221 km nella ZEE. Inoltre, la BSH ha rilasciato la decisione di approvazione della pianificazione per la costruzione e l'esercizio del progetto eolico offshore Windanker da 300 MW a Iberdrola. Situato 38 km a nord-est di Rügen, nella ZEE tedesca del Mar Baltico, il progetto comprenderà 21 turbine con una potenza di 14 MW ciascuna.

Un'azienda cinese svilupperà progetti ibridi eolici e solari in Pakistan

Il governo locale pakistano del Sindh e la cinese Ming Yang Renewable Energy hanno firmato un MoU per promuovere progetti di energia rinnovabile nella provincia. La partnership si concentrerà su progetti di generazione di energia ibrida eolica e solare, tra cui un impianto da 75 MW nell'area industriale di Kotri/Nooriabad (distretto di Jamshoro) e un impianto da 350 MW a Jhimpir, Thatta (Pakistan meridionale). L'accordo mira a migliorare la crescita industriale e la sostenibilità energetica del paese. Mingyang Smart Energy Group è un fornitore leader di energia intelligente con un portafoglio diversificato che include eolico, solare, accumulo e idrogeno.

Alla fine del 2023, il Pakistan aveva una capacità installata totale di 44 GW, con eolico e solare che rappresentavano circa il 7%.

La Norvegia sposta l'attenzione esclusivamente sull'eolico galleggiante offshore

Il governo norvegese ha deciso di spostare l'attenzione dall'eolico offshore a fondale fisso ai progetti eolici galleggianti, annullando la gara d'appalto per l'area di Sørvest F a causa degli elevati costi di rete. Il Paese darà priorità ai progetti eolici offshore galleggianti per la loro capacità di connettersi alla terraferma tramite allacciamenti in un unico punto.

Questo approccio è considerato più fattibile ed economicamente vantaggioso, dato l'attuale panorama tecnologico ed economico. La Direzione per le risorse idriche e l'energia completerà una valutazione dell'impatto strategico delle aree adatte solo per l'energia eolica offshore galleggiante e per i collegamenti con la Norvegia. Questa valutazione guiderà le decisioni future su quali aree aprire le gare.

Solare, Fotovoltaico

La Turchia assegna 800 MW di progetti solari fotovoltaici nel bando YEKA GES-2024

Il Ministero dell'Energia e delle Risorse Naturali della Turchia ha assegnato 800 MW di capacità solare fotovoltaica nel suo bando YEKA GES-2024. Dei 146 progetti presentati da 67 aziende nazionali e straniere, ne sono stati selezionati solo sei, nelle regioni di Konya, Karaman, Malatya, Van, Antalya e Kütahya. Con capacità che vanno da 40 MW a 385 MW e un costo medio di 126.000 \$ USA/MW installato, i progetti selezionati venderanno energia alla rete turca a 3,25 centesimi di \$ USA/kWh per un periodo di 20 anni. Gli sviluppatori vincitori includono Çumra Güneş Enerjisi Üretim (40 MW), Erdem Soft Tekstil (40 MW), Chen Güneş Enerjisi (60 MW), Özerka Enerji Elektrik Üretim (75 MW), Temmuz Güneş Enerji Üretim (200 MW) ed Elektrik Üretim (385 MW).

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 2023, la Turchia aveva una capacità installata totale di 106 GW, di cui l'11% corrispondeva all'energia solare.

Marocco: l'ANRE approva l'obiettivo di capacità eolica e solare entro il 2029



L'Autorità nazionale per la regolamentazione dell'elettricità (ANRE) del Marocco ha approvato gli obiettivi di capacità annuale per l'eolico e il solare nel periodo 2025-2029, puntando a un aumento di quasi 6,9 GW da 2.450 MW nel 2025 a 9,3 GW nel 2029. Ciò è il 29% in più rispetto all'ultimo obiettivo, fissato a 7.236 MW. La capacità solare dovrebbe aumentare da 1.515 MW nel 2025 a 5.163 MW nel 2029 (inclusi 3.839 MW sulla rete di trasmissione e 1.324 MW sulle reti di distribuzione), mentre la capacità eolica sulla rete di trasmissione dovrebbe aumentare da 935 MW nel 2025 a 4.175 MW nel 2029.

Il forte aumento previsto della capacità eolica e solare è legato a progetti industriali strategici come gigafactory, desalinizzazione dell'acqua, progetti di idrogeno verde ed elettrificazione dei processi industriali. Inoltre, la società elettrica nazionale ONEE prevede di investire in progetti di flessibilità, come centrali elettriche a pompaggio, sistemi di accumulo di energia a batteria (BESS) e progetti di turbine a gas a ciclo aperto (OCGT), per aiutare il sistema energetico marocchino a integrare più energie rinnovabili. Nel complesso, il Marocco mira ad aumentare la quota di energie rinnovabili nel suo mix energetico al 52% entro il 2030.

Il Vietnam propone di aumentare la capacità solare a 34 GW entro il 2030

Il Ministero dell'Industria e del Commercio del Vietnam ha proposto una nuova revisione della bozza del Piano Nazionale di Sviluppo dell'Elettricità del Paese per il periodo 2021-2030, con una visione al 2050 (PDP8), che afferma che la capacità installata totale a livello nazionale entro il 2030 deve raggiungere 211,8 GW entro il 2030, un aumento di 56,2 GW rispetto alla versione precedente del PDP approvato nel 2023.

In questa nuova revisione del PDP8, si propone di aumentare la capacità solare a 34 GW, (oltre 25 GW rispetto al piano precedente) che rappresenta circa il 45% dell'aumento della capacità totale entro il 2030. Inoltre, si propone anche di aumentare l'energia idroelettrica a pompaggio e l'accumulo a batteria, passando da 2,7 GW a 15,25 GW. La capacità idroelettrica aumenterebbe di circa 5 GW, mentre la capacità eolica onshore e nearshore aumenterebbe di oltre 7 GW. Nel frattempo, l'energia importata dalla Cina e dal Laos potrebbe triplicare fino a raggiungere i 14,6 GW.

La gara d'appalto tedesca per il fotovoltaico a terra per 2,1 GW attrae offerte per 4,7 GW

L'autorità di regolamentazione energetica tedesca Bundesnetzagentur ha ricevuto 524 offerte per un totale di 4.708 MW in un round di gara che offriva 2.148 MW di capacità fotovoltaica a terra. Sono state escluse dalla procedura 45 offerte e sono state assegnate 242 offerte per un totale di 2.150 MW. Il prezzo medio di offerta è stato di € 4,76 centesimi/kWh (il 6% in meno rispetto alla media del round precedente di € 5,05 centesimi/kWh e un minimo storico da febbraio 2019), con offerte comprese tra € 3,88 centesimi/kWh e € 4,95 centesimi/kWh. La maggior parte della capacità è stata assegnata in Baviera (120 aggiudicazioni, 916 MW), Schleswig-Holstein (21 aggiudicazioni, 213 MW), Bassa Sassonia (18 aggiudicazioni, 192 MW), Baden-Württemberg (20 aggiudicazioni, 176 MW) e Brandeburgo (13 aggiudicazioni, 170 MW). Nelle sue precedenti gare d'appalto per l'energia solare, la Bundesnetzagentur ha assegnato a maggio 2024, 326 offerte per un totale di 2.234 MW (su 4.100 MW presentati) e a settembre 2024, 268 offerte per un totale di 2.152 MW (su 4.206 MW presentati).

DEWA lancia gara per il progetto solare Al Maktoum negli Emirati Arabi Uniti



La Dubai Electricity and Water Authority (DEWA) ha lanciato una gara per la settima fase del Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Park, situato a Dubai. Il progetto solare fotovoltaico messo a gara avrà una capacità che va da 1,6 GW a 2 GW e sarà inoltre caratterizzato da 1 GW/6 GWh di capacità della batteria. Il progetto sarà sviluppato su base di progetto di energia indipendente (IPP) e lo sviluppatore selezionato garantirà un accordo di acquisto di energia (PPA) a lungo termine con DEWA.

La capacità totale pianificata del progetto Al Maktoum da 13,6 miliardi di dollari USA ammonterà a 5 GW, da commissionare entro il 2030. La quarta fase da 950 MW del progetto è stata inaugurata a dicembre 2023, mentre la quinta fase da 900 MW è in costruzione. DEWA e Masdar hanno annunciato la chiusura finanziaria della sesta fase da 1,8 GW del progetto a febbraio 2024.

La capacità solare degli Emirati Arabi Uniti è aumentata da 0,6 GW nel 2018 a poco più di 3 GW nel 2023, rappresentando circa il 7% della capacità installata totale e della produzione di energia del paese.

Il Bangladesh lancia una gara d'appalto solare da 1,78 GW per 19 progetti

Il Bangladesh Power Development Board (BPDB) ha lanciato una gara d'appalto per 19 progetti solari con una capacità complessiva di 1.780 MW. Il BPDB acquisterà elettricità dai progetti per periodi di 20 anni senza detenere quote su di essi. Gli investitori dovrebbero proporre progetti con capacità che vanno da 70 MW a 100 MW in diverse regioni, fornendo finanziamenti e terreni per la costruzione. Tutti gli impianti saranno costruiti vicino alle sottostazioni. La gara d'appalto sarà aperta alle offerte fino al 31 marzo 2025.

A gennaio 2025 il BPDB ha lanciato una gara d'appalto solare da 500 MW per costruire 10 progetti solari (50 MW ciascuno). Nel suo NDC aggiornato, il paese mira a raggiungere una capacità di 4,1 GW di energie rinnovabili nel 2030 (metà delle quali da solare) e una riduzione del 7% delle emissioni di gas serra.

L'India supera i 100 GW di capacità solare

L'India ha raggiunto un traguardo superando i 100 GW di capacità di energia solare installata, secondo il Ministero delle energie nuove e rinnovabili del Paese. Al 31 gennaio 2025, la capacità solare totale installata in India ammonta a 100,33 GW, con altri 84,10 GW in fase di implementazione e altri 47,49 GW in fase di gara. La capacità solare del Paese è stata moltiplicata per 36 nell'ultimo decennio, da 2,82 GW nel 2014 a 100 GW nel 2025. Nel 2024, è stata aggiunta una capacità solare record di 24,5 GW, riflettendo un aumento di oltre il doppio delle installazioni solari rispetto al 2023. L'anno scorso è stata inoltre installata una capacità solare su scala industriale di 18,5 GW, un aumento di quasi 2,8 volte rispetto al 2023.

L'Iraq annuncia l'inizio dei lavori sul progetto solare Shams Basra da 1 GW



Il Ministero dell'elettricità iracheno ha annunciato che Total Energies ha avviato i lavori civili sul progetto di energia solare Shams Basra da 1 GW, situato vicino a Bassora, nell'Iraq meridionale. Il progetto si estenderà su circa 9 km² di terreno desertico e comprenderà circa 2 milioni di pannelli solari distribuiti in quattro unità di generazione da 250 MW ciascuna. Il governo iracheno aveva originariamente dato il via libera al progetto da 1 GW nel giugno 2023.

Alla fine del 2023, l'Iraq aveva una capacità installata totale di 32 GW, di cui il gas rappresentava il 66%, il petrolio il 28% e l'idroelettrico il 6%. L'energia solare rappresentava solo circa lo 0,1% con 42 MW.

IFC accetta di finanziare la prima fase da 100 MW di un impianto solare da 1 GW in Ghana

L'International Finance Corporation (IFC), il ramo del settore privato della Banca Mondiale, ha accettato di fornire 21 milioni di dollari USA come prima tranche di una linea di credito da 100 milioni di dollari USA per lo sviluppo di un progetto solare fotovoltaico da 150 MW nelle zone industriali speciali di Tema e Dawa in Ghana. La prima fase da 100 MW dovrebbe essere completata entro ottobre 2026, con altri 50 MW da completare entro giugno 2027. Il progetto è sviluppato dal conglomerato ghanese LMI Holding come parte di un impianto solare più grande da 1 GW, che dovrebbe essere completato entro il 2032.

Il progetto è in linea con il Renewable Energy Master Plan del Ghana, che mira ad aumentare la quota di energia rinnovabile nel mix energetico del paese al 10% entro il 2030.

Due progetti solari britannici per un totale di 1 GW ottengono il via libera

Il Segretario di Stato britannico ha concesso il consenso per due richieste di progetti solari nel Regno Unito, approvando i progetti solari Heckington Fen da 500 MW di Ecotricity e West Burton da 480 MW di Island Green Power. Il progetto Heckington Fen sarà situato vicino al villaggio di Heckington nel Lincolnshire, in Inghilterra, e includerà un impianto di stoccaggio da 200-400 MW, mentre West Burton verrà costruito sul confine della contea tra Lincolnshire e Nottinghamshire. La capacità del progetto West Burton è stata ridotta di circa il 20% a causa di una modifica alla progettazione.

Idrogeno

H2med lancia una Call for Interest che evidenzia un forte interesse per la rete europea dell'idrogeno

Il consorzio europeo per lo sviluppo della rete dell'idrogeno H2med ha annunciato i risultati del suo invito a manifestare interesse non vincolante, per valutare le future esigenze del mercato dell'idrogeno da parte di produttori, consumatori e commercianti di idrogeno in Portogallo, Spagna, Francia e Germania.

La Call for Interest ha attirato 168 aziende che hanno proposto 528 progetti, principalmente in Spagna (85 aziende per 393 progetti), seguita da Francia (54 aziende, 81 progetti), Germania (18 aziende, 26 progetti) e Portogallo (11 aziende, 28 progetti).

Nel complesso, la produzione di idrogeno in transito attraverso l'H2med potrebbe raggiungere 3,85 Mt nel 2030 superando le esigenze di consumo. La produzione salirebbe a 5,46 Mt nel 2035 (esigenze di consumo 1,4 Mt), 5,78 Mt nel 2040 (2,1 Mt per il consumo) e 5,38 Mt nel 2050 (2,5 Mt per il consumo). La penisola iberica dimostra un forte potenziale di esportazione a partire dal 2030 (0,4 Mt/anno per il Portogallo e 1,22 Mt/anno per la Spagna), raggiungendo la piena capacità del progetto BarMar (la connessione Barcellona-Marsiglia) a partire dal 2032.

ACWA Power avvia le operazioni commerciali su un progetto solare da 2 GW in Arabia Saudita



La società saudita ACWA Power ha avviato le operazioni commerciali complete sulla centrale solare fotovoltaica da 2 GW Al Shuaibah 2, situata vicino a Jeddah, nella provincia della Mecca in Arabia Saudita. ACWA Power ha ottenuto un certificato di operazione commerciale dalla Saudi Power Procurement Company (SPPC) per la prima, la seconda e la terza sezione del progetto, che totalizza una capacità complessiva di 2.060 MW. ACWA sta inoltre gestendo il progetto solare da 600 MW Al Shuaibah 1, entrato in funzione a novembre 2024. La chiusura finanziaria di Al Shuaibah 1 e 2 è stata raggiunta nel 2023. ACWA Power detiene una quota azionaria del 35,01% nei progetti. I suoi partner del consorzio sono Badeel (34,99%) e SPPC (30%). Alla fine del 2023, la capacità solare installata (2,3 GW) rappresentava il 2,5% della capacità totale dell'Arabia Saudita e meno dell'1% della sua produzione di energia. Il paese prevede di raggiungere il 50% di energia rinnovabile nel mix energetico entro il 2030 e le emissioni nette zero entro il 2060.

In Spagna, la produzione totale di idrogeno potrebbe raggiungere 4,6 Mt nel 2035 (2,6 Mt per il consumo spagnolo). In Francia, il consumo di idrogeno potrebbe raggiungere quasi 0,9 Mt/anno entro il 2050, guidato principalmente dall'industria chimica e dalla produzione di e-fuel per il settore della mobilità.

I progetti della Germania occidentale incentrati sulla fornitura da H2med potrebbero occupare metà della capacità del gasdotto entro il 2035 (la domanda di idrogeno in Germania è stimata in 17-21 Mt/anno entro il 2040). Inoltre, i paesi del Nord Africa sarebbero interessati a far transitare la loro produzione di idrogeno in Europa a partire dal 2040.

Il progetto del gasdotto H2Med è stato proposto dai gestori europei del sistema di trasmissione del gas Enagas, Natran, OGE, REN e Terega. Dichiarato Progetto di Comune Interesse Europeo nell'aprile 2024, il gasdotto trasporterà entro il 2030 quasi il 10% dell'idrogeno verde consumato nei paesi dell'Europa settentrionale.

L'Egitto progetta di costruire un impianto di idrogeno verde da 400 kt/anno alimentato da energia solare e idroelettrica

Il governo egiziano ha annunciato i piani per sviluppare un impianto di idrogeno verde da 400 kt/anno nel Sinai meridionale, che verrebbe sviluppato in tre fasi su un'area di 127 km² e richiederebbe un investimento totale di 17 miliardi di dollari. Gli elettrolizzatori dell'impianto sarebbero alimentati durante il giorno da un impianto solare da 3,1 GW, supportato da energia idroelettrica a pompaggio. Di notte, l'acqua immagazzinata scorrerebbe in discesa, azionando turbine che generano elettricità per garantire operazioni continue. Si prevede che la prima fase del progetto sarà completata nel 2030, la seconda nel 2033 e la terza nel 2035.

L'impianto potrebbe anche potenzialmente esportare idrogeno in Europa tramite il Canale di Suez.

L'Egitto sta puntando a investimenti di 60 miliardi di dollari nei prossimi decenni per diventare un centro globale per l'idrogeno e l'ammoniaca verde. Nell'agosto 2024, il governo egiziano ha presentato la sua strategia nazionale sull'idrogeno a basse emissioni di carbonio, con cui il paese mira a conquistare una quota di circa l'8% del mercato globale entro il 2040, producendo 5,6 Mt/anno di idrogeno da esportare.

Greco firma un accordo per un progetto di idrogeno verde da 6 GW in Mauritania

La società energetica danese GreenGo Energy ha firmato un accordo quadro con il Ministero dell'energia e del petrolio della Mauritania, assicurandosi oltre 100.000 ettari di terreno vicino a Nouakchott, Mauritania, per sviluppare il progetto Megaton Moon Green Hydrogen. La fase 1, il cui completamento è previsto per la fine del 2029, implementerà 500 MW di elettrolisi, 600 MW di eolico terrestre e 600 MWp di solare fotovoltaico, producendo circa 339.000 t/anno di ammoniaca verde. La piena capacità includerà 6 GW di elettrolisi, 6,8 GW di eolico terrestre e 6,3 GWp di solare fotovoltaico.

Accumulo di energia

Grenergy prevede di investire 2,6 miliardi di dollari USA nell'accumulo di energia entro il 2026

La società spagnola di accumulo di energia Grenergy ha annunciato un piano di investimenti da 2,6 miliardi di dollari USA per il 2023-2026, per promuovere l'accumulo di energia. La società ha un portafoglio globale che supera i 25 GWh di capacità di accumulo e 15,6 GW di energia solare e sta attualmente sviluppando il suo progetto di punta, Oasis de Atacama da 2 GW in Cile, che vanta 11 GWh di capacità di

Enagas investirà 3,2 miliardi di euro nell'infrastruttura spagnola per l'idrogeno rinnovabile entro il 2030



Il gestore del sistema di trasmissione del gas (TSO) spagnolo Enagas ha pubblicato i suoi risultati del 2024 e il suo aggiornamento strategico 2025-2030. Il gruppo prevede di investire 4.0 miliardi di euro entro il 2030, di cui 3.1 miliardi di euro saranno destinati all'implementazione dell'infrastruttura per l'idrogeno rinnovabile. Enagas ha già completato la progettazione della Spanish Hydrogen Backbone (Infrastruttura spagnola per l'idrogeno rinnovabile), si è assicurata i finanziamenti dal Connecting Europe Facility (CEF) per il progetto e prevede di adottare la decisione finale di investimento (FID) alla fine del 2027. Ha inoltre presentato quattro nuove sezioni per questo progetto al secondo bando per PCI. Questa estensione comporterebbe altri 1.480 km di condotte, con un investimento lordo stimato di 2.1 miliardi di euro dopo il 2030. Inoltre, Enagas ha deciso di costituire Scale Green Energy, una sussidiaria dedicata allo sviluppo di altre infrastrutture e servizi per la decarbonizzazione in aree come il rifornimento di CO₂, GNL e BioLNG, l'idrogeno rinnovabile per la mobilità e l'ammoniaca verde. Si concentrerà sullo sviluppo di condotte, terminali di liquefazione e navi per il trasporto di CO₂, nonché sulla promozione della creazione di hub logistici attorno ai terminali GNL.

Enagas prevede che le sue infrastrutture del gas continueranno a svolgere un ruolo cruciale per attenuare i picchi nella domanda di elettricità dovuti alla maggiore variabilità delle energie rinnovabili, all'eliminazione graduale del nucleare e al consumo dei data center.

accumulo e dovrebbe diventare un modello da replicare in altri mercati in America Latina, Stati Uniti ed Europa.

Grenergy è una società spagnola creata nel 2007, specializzata nella generazione di energia pulita. l'azienda opera in undici paesi in Europa (Spagna, Italia, Germania, Polonia e Regno Unito), Nord America (Stati Uniti) e America Latina (Cile, Perù, Messico e Colombia).

Regno Unito: Il BESS Thorpe Marsh da 1,4 GW/3,1 GWh di Fidra Energy ottiene l'approvazione



Fidra Energy ha ricevuto l'approvazione dal Consiglio di Doncaster per il suo primo progetto di sistema di accumulo di energia a batteria (BESS) a Thorpe Marsh, Yorkshire.

Il progetto, un BESS da 1.400 MW/3.100 MWh, sarà ubicato su un ex sito di una centrale elettrica a carbone adiacente a una sottostazione esistente. Sungrow fornirà sistemi di batterie agli ioni di litio per questo progetto e per il progetto BESS West Burton C da 500 MW/1 GWh di Fidra, la cui costruzione inizierà nel 2026. Lanciato dalla società di investimenti energetici EIG a settembre 2024 con l'obiettivo di 10 GW di portafoglio operativo nel Regno Unito e in Europa entro il 2030, la pipeline di sviluppo di Fidra Energy nel Regno Unito ammonta attualmente a 3,15 GW, inclusi i progetti BESS Thorpe Marsh (1,4 GW), West Burton C (500 MW) e Bicker Fen (1,2 GW).

Biomasse

Il Regno Unito accetta di estendere i sussidi per l'impianto a biomassa da 2,6 GW di Drax fino al 2031

Il governo del Regno Unito e Drax hanno concordato di estendere i sussidi per la centrale elettrica a biomassa da 2.580 MW, vicino a Selby nel North Yorkshire, nel periodo 2027-2031, però dimezzandoli rispetto al periodo precedente e imponendo condizioni diverse. La decisione si basa su un'esigenza di sicurezza energetica.

In base al nuovo accordo, Drax dovrebbe aumentare la quota di biomassa legnosa proveniente da fonti sostenibili dal 70% al 100%. Inoltre, la centrale elettrica sarà limitata a un fattore di carico massimo del 27%, meno della metà dei livelli attuali, potendo funzionare solo nei momenti in cui la rete elettrica ne ha realmente bisogno.

La centrale elettrica sarà supportata tramite un CfD (Contratto per differenza) a basse emissioni di carbonio con un prezzo di esercizio di £ 113/MWh (prezzi del 2012).

La centrale è composta da quattro unità alimentate a biomassa da 645 MW e produce circa 14 TWh/anno, pari a circa

Israele assegna 1,5 GW di accumulo di energia in 11 progetti

L'Autorità per l'elettricità israeliana (IEA) ha assegnato contratti per 1,5 GW di capacità di accumulo di batterie ad alta tensione in 11 progetti da sviluppare in tre regioni di Israele. La gara d'appalto, che ha attirato 11 offerenti che hanno proposto 29 progetti per una capacità totale di 4 GW, ha stabilito tariffe che vanno da 49,41 \$ USA/kWh a 74,20 \$ USA/kWh. Nella regione occidentale del Negev in Israele, Noy Storage, Enlight ed EDF costruiranno 4 strutture con una capacità cumulativa di 560 MW. Nella regione settentrionale, B-Lite, Noy Agira, Allied e Ormat costruiranno 4 strutture con una capacità cumulativa di 520 MW, mentre nella regione di Arava, Enlight ed EDF costruiranno 3 strutture con una capacità cumulativa di 420 MW. Le strutture, per le quali si stima un investimento di circa 840 milioni di dollari USA, dovrebbero iniziare a funzionare nel 2027. Facilitano l'implementazione di sistemi di accumulo di energia su larga scala progettati per integrare più energia rinnovabile nella rete elettrica israeliana.

RWE completa un sistema di accumulo di batterie da 220 MW in Germania

RWE ha commissionato un sistema di accumulo di energia a batteria (BESS) nei siti di Hamm e Neurath, con una capacità totale di 220 MW/235 MWh. Il sistema può raggiungere la sua capacità nominale in pochi secondi e fornire energia a quel livello per circa un'ora. Comprende 690 armadi batteria con 8 moduli batteria ciascuno, con 140 MW/151 MWh di capacità a Hamm (commissionato a dicembre 2024) e 80 MW/84 MWh a Grevenbroich-Neurath. Oltre alle batterie, RWE ha anche costruito l'infrastruttura di rete associata, inclusi trasformatori ad alta tensione come punto di collegamento alla rete da 110 kV. RWE sta rendendo disponibile l'elettricità dai sistemi di accumulo di batterie su vari mercati energetici.



il 6% dell'elettricità del paese. Con l'aiuto di sussidi governativi, Drax ha convertito le quattro unità da carbone a biomassa tra il 2013 e il 2018.

Energie rinnovabili - nuovi sviluppi

La NEA cinese pianifica l'installazione di 200 GW di nuova capacità rinnovabile

La National Energy Administration (NEA) cinese ha pubblicato le sue linee guida per lo sviluppo del settore energetico nel 2025, e la Cina prevede di aggiungere oltre 200 GW di capacità di energia rinnovabile.

Secondo la NEA, queste aggiunte porterebbero la capacità installata totale in Cina a oltre 3.600 GW entro la fine del 2025, inclusi circa 1.610 GW di capacità rinnovabile. Si prevede che le fonti energetiche non fossili rappresenteranno circa il 20% del consumo energetico totale nel 2025.

Nel 2024, la Cina ha già installato una capacità record per l'energia solare ed eolica, con aggiunte di capacità rinnovabile che rappresentano l'86% della nuova capacità installata. Secondo le stime preliminari della NEA, la capacità solare è aumentata di un record del 45,2% (+277 GW) per raggiungere 887 GW, mentre la capacità eolica è aumentata del 18% (+80 GW) per raggiungere quasi 521 GW. La capacità idroelettrica è aumentata del 3,2% a quasi 436 GW, mentre la capacità nucleare è aumentata del 6,9% a quasi 61 GW. Nel 2024, la produzione di energia è aumentata del 4,6% nel 2024, raggiungendo 9.418 TWh, con un aumento della produzione termica (+1,5%), idroelettrica (+11%), eolica (+11%) e solare (+28%).

Engie installa 4,2 GW di capacità rinnovabili nel 2024

Engie ha pubblicato i suoi risultati del 2024, registrando un utile netto di 5,5 miliardi di euro, un aumento del 3,1% rispetto al 2023. Il gruppo ha commissionato un record di 4,2 GW di capacità rinnovabili nel 2024 (contro i 3,9 GW del 2023), di cui 1,9 GW in America Latina, 0,9 GW in Europa, 0,9 GW negli Stati Uniti e 0,5 GW nel resto del mondo. La sua capacità totale installata di energie rinnovabili ha raggiunto i 46,1 GW a fine 2024 (al 100%), di cui 17,8 GW di energia idroelettrica, 15,9 GW di energia eolica onshore, 9,2 GW di energia solare e 1,9 GW di energia eolica offshore. La maggior parte della capacità è localizzata in America Latina (oltre 18 GW), Francia (9 GW), Europa (7,9 GW) e Nord America (7,9 GW). Inoltre, il gruppo ha 6,8 GW di capacità in costruzione. La quota di energie rinnovabili nella capacità totale di generazione di Engie è aumentata dal 41% alla fine del 2023 al 43% alla fine del 2024. Il resto della capacità del gruppo è costituito principalmente da gas (45,6 GW), nucleare (4,3 GW) e carbone (2,1 GW). Ciò equivale a una capacità totale di 106,65 GW alla fine del 2024. Il gruppo ha generato 392 TWh (al 100%), di cui 206 TWh da gas e circa 140 TWh da energie rinnovabili.

In Francia, le filiali di Engie hanno trasportato 588 TWh (-6%) e distribuito 225 TWh di gas (-1%) nel 2024. All'estero, il gruppo ha trasportato 181 TWh (-2,4%) e distribuito 121 TWh (-2,4%).

Il gruppo ha venduto 142 TWh sui mercati al dettaglio (-6,5%), di cui 76 TWh in Francia (-3,8%). Nel 2024, le spese in conto capitale del gruppo sono ammontate a 10 miliardi di euro, di cui 7,3 miliardi di euro di capex di crescita (principalmente per le energie rinnovabili (4,2 miliardi di euro), le reti (2,3 miliardi di euro) e la generazione flessibile (1,5 miliardi di euro)).

Spagna: Endesa raggiunge 10,1 GW di capacità di energia pulita nel 2024

Il gruppo energetico spagnolo Endesa ha pubblicato i suoi risultati del 2024, annunciando risultati economici positivi dopo un anno di normalizzazione dei mercati dell'elettricità e del gas. Il gruppo ha visto un aumento del suo utile netto consolidato a quasi 1,9 miliardi di euro (+154% rispetto al 2023) e ha aggiunto 200 MW di capacità di generazione rinnovabile per raggiungere un portafoglio verde di 10,1 GW entro la fine del 2024. Nel 2024, la sua capacità installata è aumentata dell'1% a 21,4 GW e la sua generazione di energia è scesa dello 0,8% a 60 TWh, nonostante una crescita del 25% nella generazione di energia rinnovabile a 17,8 TWh guidata da un buon anno idrologico. Nel complesso, le fonti rinnovabili hanno rappresentato il 30% della sua generazione di energia. Endesa ha distribuito 139 TWh (+1,6%) e venduto 74 TWh (-4%), di cui 67 TWh sul mercato liberalizzato (-4%) e 7,3 TWh sul mercato regolamentato (-3%), a oltre 10 milioni di clienti. Endesa ha inoltre venduto 62 TWh di gas (-4%) a 1,8 milioni di clienti. Nel corso del 2024, la società ha investito 900 milioni di euro nelle reti di distribuzione e sta valutando di ampliare e accelerare il suo piano di investimenti 2025-2027 a seconda dello scenario normativo e della remunerazione della rete per il periodo 2026-2031 che si prevede sarà nota nel corso del 2025. Endesa ha recentemente acquisito asset idroelettrici per 626 MW a fine febbraio 2025.

Le energie rinnovabili hanno raggiunto il 45% del consumo energetico lordo dell'UE nel 2023

Secondo Eurostat, la quota di fonti energetiche rinnovabili nel consumo elettrico lordo dell'UE è aumentata di 4,1 punti percentuali (pp) nel 2023, raggiungendo il 45,3%. Ciò rappresenta la crescita più grande registrata dal 2004, superando i record passati raggiunti nel 2022 (+3,5 pp) e nel 2020 (+3,3 pp). Le principali fonti rinnovabili dell'elettricità totale generata sono state le seguenti: eolica (38,5%), idroelettrica (28,2%) e solare (20,5%), mentre i biocarburanti solidi e altre fonti rinnovabili hanno rappresentato rispettivamente il 6,2% e il 6,6%. Tuttavia, l'energia solare è diventata la fonte in più rapida crescita, registrando un aumento di oltre 30 volte rispetto alla sua produzione nel 2008 (7,4 TWh) raggiungendo 252,1 TWh nel 2023. I paesi con il più alto consumo di elettricità rinnovabile sono stati Austria (87,8% principalmente idroelettrica), Svezia (87,5% principalmente idroelettrica ed eolica) e Danimarca (79,4%, principalmente eolica). I paesi che hanno raggiunto quote superiori al 50% sono stati Portogallo (63,0%), Croazia (58,8%), Spagna (56,9%), Lettonia (54,3%) e Finlandia (52,4%). Infine, i paesi in cui la quota di elettricità da fonti rinnovabili era inferiore al 20% sono stati Malta (10,7%), Repubblica Ceca (16,4%), Lussemburgo (18,0%) e Ungheria (19,5%). Nel complesso, nel 2024 le energie rinnovabili hanno rappresentato il 24,55% del consumo energetico finale dell'UE, di cui il 10,8% nei trasporti e il 26,2% nel riscaldamento e nel raffreddamento.

Cina: Huadian inizia i lavori su un complesso multi-energetico da oltre 19 GW nella provincia di Qinghai



La società energetica cinese China Huadian Corporation ha iniziato la costruzione di un progetto multi-energetico ad alta quota da 19,24 GW a Golmud, nella provincia occidentale cinese di Qinghai. Il progetto Qaidam Golmud da 11 miliardi di \$ USA sarà caratterizzato principalmente da fonti rinnovabili, con l'85% della capacità pianificata costituita da energia solare ed eolica, ma anche da energia a carbone, con l'implementazione di quattro unità a carbone ultra-supercritiche da 660 MW, già approvate. Inoltre, il progetto sarà caratterizzato da un sistema di accumulo di energia a batteria (BESS) su larga scala.

China Huadian prevede di completare il progetto entro il 2027. Una volta completato, il complesso sarà in grado di trasmettere 36,5 TWh/anno di elettricità alla provincia di Guangxi (Cina meridionale) tramite una linea di trasmissione a corrente continua ad altissima tensione (UHV) da 800 kV (il progetto "Qinghai-Guangxi UHV DC Project", attualmente in fase di sviluppo da parte della State Grid Corporation of China).

All'inizio di marzo 2025, la Chinese National Energy Administration (NEA) ha svelato le sue linee guida per il lavoro energetico del 2025, in cui la Cina prevede di aggiungere oltre 200 GW di capacità di energia rinnovabile nel corso del 2025. Nel 2024, la Cina ha già installato una capacità record per l'energia solare ed eolica, con aggiunte di capacità rinnovabile che rappresentano l'86% della nuova capacità installata.

India: NTPC investirà 23 miliardi di \$ USA per aggiungere 20 GW di energie rinnovabili nel Madhya Pradesh

La società elettrica indiana NTPC ha firmato un memorandum d'intesa (MoU) con il governo dello stato indiano del Madhya Pradesh per investire più di 23 miliardi di \$ USA in progetti di energia rinnovabile. In base ai termini del primo MoU firmato con Madhya Pradesh Power Generating Company (MPPGCL), 13,8 miliardi di \$ USA verrebbero investiti nello sviluppo di 20 GW di capacità di energia rinnovabile, tra cui energia idroelettrica a pompaggio, eolica e solare. NTPC stanzerà 9,2 miliardi di \$ USA per sviluppare centrali elettriche a combustibili non fossili, tra cui 460 milioni di \$ USA per la costruzione di un progetto di energia idroelettrica a pompaggio da 800 MW. Il gruppo mira anche a raggiungere 60 GW di capacità rinnovabile.

Le energie rinnovabili hanno rappresentato il 25% del mix energetico degli Stati Uniti nel 2024

La US Energy Information Administration (EIA) ha pubblicato un rapporto sulle statistiche mensili sull'elettricità con dati fino al 31 dicembre 2024. Nel corso del 2024, la produzione di energia è aumentata del 2,9%, stimolata da una crescita del 9% nella produzione di energia rinnovabile, ovvero tre volte la crescita del gas naturale (3,3%). Le energie rinnovabili (eolica, solare, idroelettrica, biomassa e geotermica) hanno fornito oltre il 25% della produzione totale di energia elettrica degli Stati Uniti nel 2024 (rispetto al 24% nel 2023).

L'energia solare ha rappresentato la tecnologia in più rapida crescita del Paese, fornendo quasi un quarto della produzione rinnovabile e quasi il 7% della produzione elettrica degli Stati Uniti. L'energia eolica è rimasta la principale fonte di produzione di energia rinnovabile, rappresentando il 10,5% del totale del Paese e aumentando del 7,7%, superando la produzione idroelettrica dell'87,2%. Grazie a ciò, le energie rinnovabili hanno rafforzato la loro posizione come seconda fonte di energia nel mix energetico degli Stati Uniti, dietro al gas naturale (43%) e prima del nucleare (18%) e del carbone (15%).

L'India raggiunge 218 GW di capacità basata su combustibili non fossili nel 2024



Il Ministero indiano per le energie nuove e rinnovabili ha annunciato i risultati ottenuti nel settore delle energie rinnovabili, annunciando che la capacità energetica basata su combustibili non fossili del paese ha raggiunto 217,62 GW alla fine del 2024. L'energia solare ha dominato la crescita delle energie rinnovabili in India, rappresentando il 47% della capacità energetica rinnovabile totale installata durante l'anno, con l'aggiunta di 24,5 GW (18,5 GW di capacità solare su scala di utilità, 4,59 GW di nuovi pannelli solari sui tetti e 1,48 GW di pannelli solari fuori rete). Inoltre, l'India ha aggiunto 3,4 GW di nuova capacità eolica nel 2024, con Gujarat (1,2 GW), Karnataka (1,1 GW) e Tamil Nadu (980 MW), che rappresentano il 98% delle nuove aggiunte di capacità eolica.

La crescita della capacità rinnovabile è dovuta agli incentivi governativi, alle riforme politiche e a un crescente investimento in settori strategici come l'idrogeno, la produzione di pannelli solari fotovoltaici e turbine eoliche nazionali, nonché al finanziamento di sistemi di trasmissione interstatali.

L'India mira a raggiungere 500 GW di capacità energetica basata su combustibili non fossili entro il 2030, con un obiettivo intermedio di 358 GW alla fine del 2026.



Energia nucleare

L'Indonesia cerca di sviluppare 4 GW di energia nucleare

L'Indonesia ha in programma di costruire centrali nucleari con una capacità di circa 4 GW. Il governo sta anche esplorando piccoli reattori modulari galleggianti, anche se non è stata fornita alcuna tempistica. Il Ministero dell'energia e delle risorse minerarie mira ad accelerare lo sviluppo di centrali nucleari in Indonesia dall'obiettivo iniziale del 2032 al 2029 e dovrebbe essere istituita una Nuclear Energy Program Implementation Organization (NEPIO).

A partire dal 2023, il carbone rappresentava il 55% della capacità installata in Indonesia, con 50 GW, seguito dal gas (22 GW, 24%) e dall'idroelettrico (7 GW, 7%). BATAN, l'Agenzia nazionale per l'energia atomica, ha annunciato nel 2022 che il governo prevede di raggiungere 35 GW di capacità nucleare entro il 2060 e di costruire la sua prima centrale nucleare entro il 2039.

L'unità 3 della centrale nucleare di Leningrado riceve l'approvazione per funzionare fino al 2030



L'ente regolatore nucleare russo Rostakhnadzor ha rilasciato una licenza per estendere le operazioni della terza unità della centrale nucleare di Leningrado per altri cinque anni, fino al 2030. Secondo il gestore dell'impianto Rosenergoatom, l'unità è stata sottoposta a un'analisi completa delle condizioni delle apparecchiature e della documentazione per garantire la conformità dell'unità ai moderni requisiti di sicurezza e affidabilità per estenderne il funzionamento fino a raggiungere i 50 anni di vita operativa. L'unità RBMK-1000, entrata in servizio commerciale nel 1980, ha generato oltre 290 TWh di elettricità e aveva già avuto la sua vita operativa originale di 30 anni estesa di 15 anni. L'impianto di Leningrado è uno dei più grandi in Russia, con una capacità installata di 4.400 MW e fornisce oltre il 55% della domanda di elettricità di San Pietroburgo e della regione di Leningrado, ovvero il 30% di tutta l'elettricità nella Russia nord-occidentale. Le unità 7 e 8, la cui entrata in funzione è prevista rispettivamente nel 2030 e nel 2032, sostituiranno le unità 3 e 4, che saranno chiuse.

Kazakistan: la produzione di uranio di Kazatomprom è aumentata del 10%

La produzione di uranio del gruppo statale kazako di estrazione di uranio e nucleare Kazatomprom è aumentata del 10% nel 2024 a 23.270 tU3O8 (su base del 100%) e anche il suo volume di produzione attribuibile è cresciuto del 10% a 12.286 tU3O8 durante l'anno. Tuttavia, le sue vendite sono diminuite dell'8% a 16.670 tU3O8. Inoltre, il gruppo ha beneficiato di un aumento del 27% del suo prezzo medio realizzato a 69,72 \$ USA/lbU3O8. Nell'ottobre 2023, Kazatomprom aveva annunciato che avrebbe posto fine ai tagli alla produzione di uranio e aumentato i volumi di produzione al 100% rispetto agli accordi di utilizzo del sottosuolo nel 2025. Si prevede che i volumi di produzione di uranio del 2025 varieranno tra 25.000 e 26.500 tU su base del 100% (13.000-14.000 tU3O8 attribuibili). Kazatomprom è il più grande produttore di uranio al mondo con una quota di circa il 22% della produzione globale totale di uranio primario nel 2022. Il gruppo ha la più grande base di riserve di uranio nel settore.

Kazatomprom, insieme a sussidiarie, affiliate e organizzazioni congiunte, sta sviluppando 26 depositi combinati in 14 imprese di estrazione di uranio.

Approvata l'Unità 3 della centrale nucleare di Kursk-II



La Rostekhnadzor ha rilasciato una licenza di ubicazione per la terza unità proposta da 1,3 GW presso la centrale nucleare di Kursk-II, situata nella Russia occidentale vicino al confine con l'Ucraina. Questa approvazione consentirà l'inizio dei lavori preparatori per la costruzione del reattore.

La centrale nucleare di Kursk-II sarà dotata di quattro reattori VVER-TOI. La costruzione della prima unità nel sito è iniziata nel 2018, mentre la costruzione della seconda unità è iniziata nel 2019. Si prevede che entrambe le unità saranno completate nel 2025. Kursk-II sostituirà la centrale nucleare originale di Kursk, per la quale tutte e quattro le unità RBMK-1000 dovrebbero essere dismesse entro il 2031. L'unità 1 di Kursk è stata chiusa a dicembre 2021, mentre l'unità 2 è stata ritirata a febbraio 2024. Alla fine del 2023, circa l'11% della capacità installata in Russia era nucleare (29,5 GW) e il nucleare rappresentava circa il 19% del mix energetico.

L'India espande la sua capacità nucleare

La NTPC indiana annuncia un piano da 62 miliardi di dollari per costruire 30 GW di capacità nucleare entro il 2044

La compagnia elettrica statale indiana NTPC ha annunciato un piano da 62 miliardi di dollari per espandere la sua capacità nucleare in India a oltre 30 GW entro il 2044. Il piano, che triplica l'obiettivo iniziale dell'azienda, segue la decisione del governo indiano di aprire il settore agli investimenti esteri e privati. Nel 2024, il Dipartimento dell'energia atomica dell'India aveva annunciato un aumento del 70% della capacità di energia nucleare nel paese nei prossimi cinque anni, a 13 GW nel 2029. Il gruppo nucleare nazionale NPCIL punta a 20 GW entro il 2032. Alla fine del 2023, il nucleare rappresentava solo circa l'1,5% della capacità installata dell'India e meno del 3% della sua generazione di energia.

L'India cerca investimenti privati per raggiungere 100 GW di nucleare entro il 2047

L'India ha annunciato modifiche all'Atomic Energy Act e al Civil Liability for Nuclear Damage Act per consentire investimenti privati per l'installazione di 100 GW di nuova capacità nucleare entro il 2047. Il paese prevede di investire 2,3 miliardi di dollari per la ricerca e lo sviluppo di Bharat Small Reactors (BSR) per il consumo vincolato da parte delle industrie, considerando che sarà necessario installare una media di 5 GW di capacità nucleare per raggiungere l'obiettivo di 100 GW.

La missione indiana per l'energia nucleare vedrà almeno cinque SMR sviluppati internamente operativi entro il 2033.

Alla fine del 2024, l'India aveva 24 reattori nucleari distribuiti su 7 siti, con una capacità totale di 8,1 GW, tra cui il Kakrapar-1-3 e 4 unità (700 MW ciascuna) commissionate nel 2023, che rappresentano circa il 2% della capacità installata totale. Nel 2021, il paese si è impegnato a raggiungere emissioni nette zero nel 2070.

L'Ucraina cerca di acquistare due reattori nucleari dalla Bulgaria

Il parlamento ucraino ha approvato una legge che autorizza la società nucleare statale Energoatom ad acquistare due reattori di fabbricazione russa dalla Bulgaria per 500 milioni di euro.

I due reattori, con una capacità totale di 2,2 GW, inizialmente destinati alla centrale nucleare di Belene (progetto ritirato nel 2022), saranno installati presso la centrale di Khmelnytskyi e dovrebbero essere collegati alla rete entro tre anni. L'Ucraina cerca di compensare la perdita della centrale di Zaporizhzhia (5,7 GW), attualmente controllata dalla Russia.

Energoatom gestisce due reattori a Khmelnytskyi, con una capacità totale di 2 GW. La costruzione di un terzo e un quarto reattore è iniziata negli anni '80, ma è stata interrotta nel 1990. Da allora, sono stati firmati diversi accordi per rilanciare il progetto, tra cui con Rosatom (Russia) nel 2011, che è stato interrotto nel 2015, e con Korea Hydro & Nuclear Power nel 2016, che non è stato portato avanti. Nel gennaio 2024, il Ministero dell'Energia ha annunciato i piani per iniziare la costruzione di quattro nuovi reattori nucleari a Khmelnytsky per compensare la capacità persa a causa dell'invasione russa.

La Gran Bretagna svela un piano per accelerare lo sviluppo del nucleare

Il governo britannico ha annunciato piani per semplificare la costruzione di centrali nucleari, compresi i piccoli reattori modulari (SMR), in Inghilterra e Galles (Regno Unito). Il governo mira ad accelerare lo sviluppo nucleare rimuovendo le restrizioni sulle posizioni dei reattori, precedentemente limitate a otto siti, e supportando gli SMR, che si dice siano più economici e più piccoli delle centrali tradizionali. Il governo prevede inoltre di rimuovere la data di scadenza delle norme di pianificazione nucleare, consentendo la pianificazione dei progetti senza restrizioni di tempo. Inoltre, verrà istituita una Nuclear Regulatory Taskforce per migliorare le normative e aiutare più aziende a realizzare progetti nucleari nel Regno Unito.

Electrabel (ENGIE) chiude il reattore nucleare Doel-1 da 445 MW in Belgio



Electrabel (parte del gruppo ENGIE) ha definitivamente chiuso il reattore nucleare Doel-1 da 445 MW in Belgio, che ha generato 148 TWh in 50 anni di attività. Commissionato a febbraio 2025 e inizialmente destinato a chiudere nel 2015, il reattore ha ottenuto un'estensione di 10 anni nel 2015, insieme a Doel 2 e Tihange 1, a condizione che realizzino una serie di importanti miglioramenti per conformarsi ai requisiti di sicurezza imposti dall'Agenzia federale per il controllo nucleare (FANC). Secondo i dati preliminari del gestore del sistema elettrico belga Elia, la produzione di energia nucleare è scesa a 29,5 TWh (42,4%) nel 2024, rispetto ai 31,4 TWh (41,3%) nel 2023. Ciò segna il quarto calo consecutivo della produzione nucleare, prima della sua eliminazione graduale pianificata. Due reattori da 1 GW, Doel 3 e Tihange 2, sono stati definitivamente disconnessi dalla rete rispettivamente nel 2022 e nel 2023. Nell'autunno del 2025, anche Tihange 1 (962 MW) e Doel 2 (445 MW) saranno definitivamente chiusi.

A febbraio 2025, il nuovo governo belga ha accettato di estendere la durata di vita dei reattori nucleari esistenti Doel 4 e Tihange 3 (1 GW ciascuno) gestiti da ENGIE, purché la sicurezza lo consenta oltre l'estensione di 10 anni già concessa. Inoltre, il governo vuole costruire nuovi reattori senza specificare tempi e luoghi, puntando a 4 GW di nucleare nel mix di capacità belga. La legge del 2003 sull'eliminazione graduale del nucleare verrebbe abrogata e tutti gli ostacoli alla costruzione di nuovi reattori verrebbero rimossi.



ENERGIA ELETTRICA

Generazione, Trasmissione, Distribuzione

L'Iraq punta a sviluppare 15 GW di progetti per potenziare il suo settore energetico

Il Ministero dell'Energia iracheno ha annunciato l'avvio di nuovi progetti per produrre 15.000 MW di elettricità. Tra questi rientrano 2.430 MW di centrali elettriche a gas, 3.811 MW di centrali elettriche a ciclo combinato (CCGT), 4.875 MW di centrali solari e 3.500 MW di centrali elettriche a vapore. Il governo sta inoltre valutando di stipulare contratti per 35.000 MW con grandi aziende, considerando che circa 48.000 MW sono necessari per soddisfare la domanda energetica interna dell'Iraq, dove le interruzioni di corrente giornaliere possono durare fino a 10 ore.

Entro la fine del 2023, l'Iraq aveva una capacità installata totale di 32 GW, di cui il gas rappresentava il 66%, il petrolio il 28% e l'energia idroelettrica il 6%.

Il gestore del sistema di trasmissione francese RTE svela una tabella di marcia per investimenti da € 100 miliardi fino al 2040



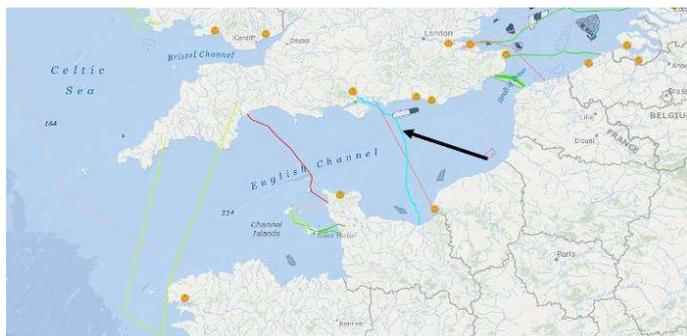
Il gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica (TSO) francese RTE ha presentato un piano di investimenti da 100 miliardi di euro nella sua rete nei prossimi 15 anni, incentrato su tre pilastri strategici. Metà di questa cifra, 53 miliardi di euro, sarà investita nell'elettrificazione, nel collegamento di nuove unità di produzione a basse emissioni di carbonio come i reattori EPR-2 previsti entro il 2040, nuovi progetti rinnovabili onshore e nuovi progetti rinnovabili offshore, per i quali finora non esiste una rete, e grandi utenti (elettrolizzatori, data center, grandi aree industriali). Altri 24 miliardi di euro saranno investiti per rinnovare 23.500 km di linee esistenti e 85.000 torri di trasmissione e adattare la sua rete di trasmissione ai cambiamenti climatici. Inoltre, RTE investirà 16,5 miliardi di euro per rafforzare la sua rete ad altissima tensione esistente in cinque aree prioritarie, principalmente trasformando o raddoppiando le linee esistenti seguendo il loro percorso attuale, il che dovrebbe evitare la costruzione del 30% di linee aeree aggiuntive. A fine 2024, RTE aveva assegnato quasi 1 miliardo di euro in contratti a Nexans, Prysmian, Hellenic, NKT e Solidal per assicurarsi circa 5.200 km di cavi sotterranei che vanno da 90 kV a 400 kV per i suoi progetti fino al 2028.

L'Ungheria chiude la gara per un progetto energetico CCGT da 500-650 MW a Matra

La società elettrica statale ungherese MVM ha chiuso la gara per la conversione della centrale elettrica Mátra a lignite da 884 MW a Visonta (Ungheria) in una centrale CCGT da 500-650 MW. Il vincitore della gara è un consorzio composto da Status KPRIA, Elsewedy Electric Egypt e West Hungária Bau.

MVM finalizzerà la struttura di finanziamento per la costruzione dopo aver firmato il contratto con il consorzio vincitore e prenderà quindi una decisione finale di investimento sul progetto. La nuova centrale elettrica CCGT sarà in grado di funzionare con il 30% di idrogeno e si prevede che genererà da 2 a 2,5 TWh/anno di elettricità, riducendo al contempo le emissioni del 75% rispetto alle unità a lignite esistenti.

Regno Unito e Francia discutono di ulteriori opportunità di interconnessione



Le autorità di regolamentazione nazionali francesi e britanniche CRE e Ofgem hanno annunciato la loro intenzione di discutere le opportunità di sviluppo per una nuova capacità di interconnessione elettrica da 1 GW tra i due paesi. Dopo diverse valutazioni, in cui i costi e i benefici dei progetti proposti (in particolare ElecLink 2, FAB Link, GridLink e AQUIND) non sembravano allinearsi completamente, i regolatori hanno concordato sulla necessità di ulteriori discussioni considerando l'aumento dei costi dei cavi e dei convertitori CC e l'attuale necessità di rafforzare le reti nazionali.

Si prevede che le negoziazioni si concentreranno su (1) le condizioni richieste per consentire l'aumento della capacità di interconnessione tra Regno Unito e Francia di circa 1 GW e (2) la questione della condivisione di costi e ricavi tra i due paesi.

I regolatori si sono inoltre impegnati a condurre uno studio congiunto a lungo termine per esplorare e determinare la necessità di progetti tra Regno Unito e Francia, nonché potenziali meccanismi di condivisione dei costi per questi progetti. Tali processi saranno inoltre coordinati con l'assistenza dei gestori dei sistemi di trasmissione. Le autorità prevedono di rilasciare una dichiarazione congiunta sulle loro posizioni normative entro la fine di ottobre 2025. Francia e Regno Unito una capacità di interconnessione totale esistente di 4 GW, tramite l'IFA Interconnector da 2 GW (1986), l'IFA2 da 1 GW (2021) e l'ElecLink da 1 GW (2022).

Lituania, Lettonia ed Estonia pronte a disconnettersi dalla rete elettrica russa

I gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica Litgrid (Lituania), Augstsprieguma tīkls (Lettonia) ed Elering (Estonia) hanno annunciato il lancio del Baltic Energy Market Interconnection Plan. Il nuovo mercato fornirà la capacità di riserva necessaria per il bilanciamento del sistema e la gestione della frequenza dopo che i sistemi elettrici degli Stati baltici si saranno scollegati dal sistema IPS/UPS controllato dalla Russia e si saranno sincronizzati con l'Europa continentale.

Nel complesso, il capacity market negli Stati baltici, per bilanciare la domanda, raggiungerà circa 1.500 MW nel 2025.

Si prevede che la domanda aumenterà con la crescita della produzione di energia rinnovabile e l'aumento del numero di prosumer. Dopo che gli Stati baltici si saranno scollegati dalla rete elettrica russa i tre Paesi opereranno in modalità isolata per circa 24 ore per testare i propri livelli di potenza, per poi essere integrati nella rete elettrica europea tramite la Polonia. Il progetto di sincronizzazione rappresenta un investimento di 1,6 miliardi di euro da parte degli Stati baltici e della Polonia.

Lituania, Lettonia ed Estonia, insieme a Russia e Bielorussia, hanno operato nel sistema IPS/UPS, in cui la frequenza dell'elettricità è regolata centralmente in Russia. La sincronizzazione con l'Europa continentale garantirà una gestione indipendente, stabile e affidabile dell'elettricità degli Stati baltici.

Energa ottiene un prestito di 1,8 miliardi di euro per modernizzare la rete elettrica polacca e integrare le energie rinnovabili

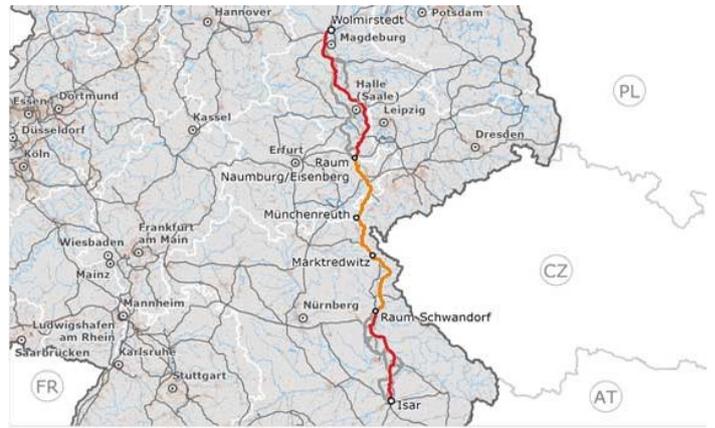
L'azienda energetica polacca Energa Operator ha ottenuto un prestito di 1,8 miliardi di euro per finanziare la modernizzazione delle reti elettriche al fine di integrare le fonti di energia rinnovabile nella rete elettrica del Paese.

Il progetto, finanziato nell'ambito del National Recovery Plan, prevede l'ammodernamento e la costruzione di 21.000 km di nuove linee elettriche nella parte settentrionale e centrale del paese. Il valore totale del programma fino al 2035 ammonta a 9,6 miliardi di euro. Il progetto prevede l'integrazione di fino a 9 GW di fonti di energia rinnovabile, insieme a impianti di stoccaggio di energia per un totale di 1,4 GW.

Svezia e Danimarca rafforzeranno 2 cavi di interconnessione elettrica

Il gestore del sistema di trasmissione di energia elettrica svedese Svenska kraftnät e la sua controparte danese Energinet hanno deciso di sostituire i cavi sottomarini Konti-Skan 1 e 2 tra Lindome vicino a Göteborg in Svezia e Vester Hassing in Danimarca. Si prevede che i due interconnettori raggiungeranno la durata di vita tecnica a metà degli anni '30. Inoltre, la capacità di trasmissione congiunta delle due linee aumenterà del 40% (+285 MW), passando da 715 MW a 1.000 MW. I costi di investimento sono suddivisi equamente tra Svenska kraftnät ed Energinet. Per la produzione svedese, si stima che il costo raggiungerà i 580 milioni di euro.

La Germania dà il via libera al nuovo tratto della linea elettrica SuedOstLink



L'Agenzia federale tedesca per le reti (BNetzA) ha approvato la tratta C2 di 90 km del SuedOstLink, che si snoda tra Marktredwitz e Pfreimd in Baviera, consentendo a TenneT di avviare il processo di costruzione.

Grazie al SuedOstLink la corrente ad alta tensione verrà trasportata direttamente dalla Germania nord-orientale alla Baviera.

Il progetto SuedOstLink è costituito dal progetto di ampliamento della rete 5 (540 km) e da parte del progetto 5a (520 km). Ognuno di essi ha una capacità di trasmissione di 2 GW e una tensione di 525 kV. Il progetto 5 collega le due sottostazioni Wolmirstedt e Isar. Il progetto 5a si estende dal quartiere Ludwigslust-Parchim alla sottostazione Isar. A partire dal quartiere Börde, entrambi i progetti procedono parallelamente. L'entrata in funzione del Progetto 5 è prevista per il 2027, mentre quella del Progetto 5a per il 2030.

La linea EGL 1 da 2 GW tra Scozia e Inghilterra entra in costruzione

SP Energy Networks e National Grid Electricity Transmission hanno avviato la costruzione di Eastern Green Link 1, una linea ad alta tensione in corrente continua (HVDC) da 2,5 miliardi di sterline (3 miliardi di euro) che collega il sud-est della Scozia e il nord-est dell'Inghilterra con una capacità di trasmissione di 2 GW. La maggior parte dei 196 km di cavo passerà sotto il Mare del Nord, mentre i restanti 20 km saranno sotterranei e collegheranno il cavo alle sottostazioni e alle stazioni di conversione in Scozia e Inghilterra. Il completamento è previsto per il 2029.

Nel novembre 2024, Ofgem, l'autorità di regolamentazione dell'energia del Regno Unito, ha assegnato un pacchetto di finanziamenti di 2 miliardi di sterline (2,4 miliardi di euro) al progetto EGL1. Nell'agosto 2024, Ofgem aveva inoltre assegnato un pacchetto di finanziamenti di 3,4 miliardi di sterline (4 miliardi di euro) per il progetto di trasmissione Eastern Green Link 2 (EGL2) da 2 GW, che collegherà anche Inghilterra e Scozia. Sono attualmente allo studio anche altri due progetti: Eastern Green Link 3 (EGL 3) e Eastern Green Link 4 (EGL 4).

I progetti fanno parte di The Great Grid Upgrade, un investimento multimiliardario in 17 grandi progetti e nuovi progetti di trasmissione dell'elettricità per modernizzare l'infrastruttura della rete elettrica di Inghilterra e Galles e per aiutare a collegare più energia rinnovabile alla rete.

Entra in servizio la linea elettrica tra Romania e Serbia, Reșița-Pancevo



Transelectrica, l'operatore del sistema nazionale di trasmissione dell'energia in Romania, ha inaugurato la linea ad alta tensione da 400 kV Reșița-Pancevo tra Romania e Serbia. Il nuovo interconnettore è diventato l'undicesima linea di interconnessione da 400 kV tra Romania e paesi limitrofi e si prevede che entrerà in piena operatività commerciale una volta costruita la stazione di trasformazione elettrica di Reșița entro la fine del primo trimestre del 2025. La linea elettrica da 400 kV Reșița-Pancevo OHL ha una lunghezza totale di 131 km, di cui 63 km in territorio rumeno. La linea elettrica apporta un contributo significativo al consolidamento del sistema elettrico nazionale e della rete nell'Europa sud-orientale aumentando la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico, migliorando gli scambi energetici a livello regionale e riducendo la congestione transfrontaliera al confine tra i sistemi elettrici rumeno e serbo. Alla fine del 2023, la Romania era un esportatore netto di energia con 3 TWh (10 TWh di importazioni e 13 TWh di esportazioni); le esportazioni sono andate principalmente a Bulgaria (43%), Moldavia (28%) e Serbia (14%), mentre le importazioni provenivano principalmente da Ungheria (31%), Bulgaria (25%) e Ucraina (24%). In totale, la capacità di interconnessione della Romania con la Serbia è stimata in 1 GW (500 MW nel 2023).

La Francia ha esportato un livello record di elettricità nel 2024

Nel 2024, la Francia ha esportato un livello record di elettricità, grazie all'abbondante produzione di energia decarbonizzata, secondo un rapporto pubblicato dal gestore del sistema di trasmissione di energia elettrica francese (TSO) RTE. Le sue esportazioni lorde di elettricità, pari a 101,3 TWh nel 2024, non sono mai state così elevate, mentre le sue esportazioni nette hanno superato il record storico del 2002 (76 TWh) attestandosi a 89 TWh. Quasi un terzo (32%) delle esportazioni è stato diretto all'Italia, il 18% alla Germania, il 15% al Belgio e il 7% al Regno Unito. La Francia è stata un esportatore netto nel 98% dei casi e ha totalizzato 101,3 TWh di esportazioni verso tutti i suoi vicini (rispetto ai 12,3 TWh importati principalmente da Spagna, Germania e Belgio). Nel 2024, il prezzo medio SPOT è sceso a 58 €/MWh, in calo rispetto ai 276 €/MWh del 2022 e ai 97 €/MWh del 2023, tornando al livello pre-crisi. Tuttavia, i prezzi sono stati più volatili, con prezzi bassi o negativi più fre-

La tedesca 50Hertz mette in funzione la linea di trasmissione Uckermark da 380 kV



50Hertz, uno dei quattro gestori di sistemi di trasmissione di energia in Germania, ha messo in funzione la linea Uckermark da 380 kV tra la sottostazione di Pasewalk nel Meclemburgo-Pomerania Anteriore e Neuenhagen nel Brandeburgo.

La linea Uckermark, in fase di sviluppo dal 2005, ha sostituito una linea da 220 kV messa in servizio nel 1958. Si tratta del primo progetto in Germania ad avere la sua pianificazione approvata dalla Bundesnetzagentur (BNetzA) in applicazione della legge sull'accelerazione dell'espansione della rete (Netzausbaubeschleunigungsgesetz, NABEG).

La sezione settentrionale del progetto complessivo della linea Uckermark copre una distanza di circa 30 km dalla sottostazione di Pasewalk nel Meclemburgo-Pomerania Anteriore alla sottostazione di Bertikow nel Brandeburgo. La sezione meridionale della linea Uckermark è lunga circa 123 km e collega le sottostazioni di Bertikow vicino a Prenzlau, Vierraden vicino a Schwedt e Neuenhagen, a nord-est di Berlino. Da Vierraden in poi, c'è anche un collegamento diretto con la rete elettrica polacca.

50Hertz è una società affiliata di Eurogrid, una società energetica indirettamente posseduta e gestita dall'operatore del sistema di trasmissione belga Elia e dalla banca di sviluppo statale tedesca KfW.



quenti (prezzi negativi due volte più frequenti nel 2024 rispetto al 2023). Anche i prezzi futuri sono diminuiti nel 2024, ma sono rimasti più alti rispetto al 2019. Questi prezzi più bassi sono dovuti all'aumento della produzione di energia a basse emissioni di carbonio e a basso costo nel 2024 in Francia e in Europa, a una minore domanda di elettricità (rispetto ai livelli pre-crisi) e a prezzi più bassi del gas.



EMISSIONI CO₂

La Svezia assegna 1,7 miliardi di euro alla sua prima asta di supporto BECCS

L'Agenzia svedese per l'energia ha annunciato che Stockholm Exergi si è aggiudicata la sua prima asta inversa per costruire un impianto per la cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica biogenica (BECCS). L'assegnazione consiste in un supporto di 1,74 miliardi di euro da erogare ininterrottamente per un massimo di 15 anni, a partire dall'inizio dello stoccaggio geologico, da utilizzare sia per l'investimento che per il funzionamento dell'impianto. Si prevede che il progetto BECCS di Stoccolma rimuova circa 800 ktCO₂/anno una volta entrato in funzione e verrà costruito presso l'attuale centrale elettrica a biomassa di Värtan (Stoccolma). Si prevede che la società raggiungerà una decisione finale di investimento (FID) il prima possibile nel 2025 per iniziare a catturare la CO₂ entro tre anni. L'Agenzia svedese per l'energia è stata incaricata di progettare un nuovo sistema di supporto per ottenere emissioni negative tramite bio-CCS nel 2021. Il sistema di supporto è stato approvato nel 2024, con un supporto totale di 3,2 miliardi di euro da distribuire nel periodo 2026-2046, lasciando 1,3 miliardi di euro da distribuire.

La Commissione UE approva un programma finlandese da 2,3 miliardi di euro per la decarbonizzazione nell'industria

La Commissione europea ha approvato un programma finlandese da 2,3 miliardi di euro che prevede tre misure per sostenere gli investimenti in settori strategici e per aiutare le aziende industriali a decarbonizzare i loro processi di produzione. L'aiuto assumerà la forma di un credito d'imposta.

Nell'ambito del programma, la prima misura sosterrà gli investimenti nella produzione di energia da fonti rinnovabili, elettricità o stoccaggio termico e stoccaggio di idrogeno rinnovabile, biocarburanti, bioliquidi, biogas, biometano o combustibili da biomassa.

La seconda misura sosterrà la decarbonizzazione dei processi di produzione industriale aiutando le aziende a ridurre le emissioni di gas serra (GHG) dai loro processi di produzione di almeno il 40% e/o a ridurre il loro consumo energetico di almeno il 20%.

La terza misura sosterrà gli investimenti per la produzione di apparecchiature strategiche (batterie, pannelli solari, turbine eoliche, pompe di calore, elettrolizzatori e utilizzo e stoccaggio della cattura del carbonio), nonché componenti chiave progettati e utilizzati principalmente come input diretto per la produzione di tali apparecchiature o materie prime critiche correlate necessarie per la loro produzione.

Il programma integra un programma finlandese da 400 milioni di euro adottato nel dicembre 2024 per aiutare le aziende a decarbonizzare i loro processi produttivi e sostenere gli investimenti in settori strategici.

La Danimarca avvia la consultazione sul suo primo progetto CCS offshore



L'Agenzia danese per l'energia ha avviato un processo di consultazione pubblica per il rapporto sull'impatto ambientale del progetto di stoccaggio di CO₂ Greensand Future nel Mare del Nord danese, la prima iniziativa di stoccaggio di CO₂ in Danimarca, che mira a utilizzare l'ex giacimento petrolifero Nini West per immagazzinare circa 0,3 MtCO₂/anno per otto anni (2,4 MtCO₂ in totale). Il progetto è guidato da INEOS E&P, Harbour Energy e Nordsøfonden e si prevede che sarà ubicato sul campo Nini West a circa 170 km dalla costa occidentale dello Jutland (Danimarca settentrionale), con un sistema di scarico che include una condotta fissa da 6 pollici, materassi di cemento e ancore. La CO₂ verrà trasportata via nave dal porto di Esbjerg (Danimarca sud-orientale) alla piattaforma, dove verrà iniettata nel serbatoio.

Greensand Future si basa sul progetto pilota di successo *Greensand* che, a marzo 2023, ha dimostrato per la prima volta la fattibilità dello stoccaggio transfrontaliero di CO₂ offshore lungo l'intera catena del valore, dalla cattura al trasporto e allo stoccaggio. Il progetto costituirà il primo progetto CCS su vasta scala della Danimarca, operante nell'ambito della licenza di stoccaggio di CO₂ offshore C2023-01 IRIS.

Orlen ed Equinor collaborano per la tecnologia CCS in Polonia

Il gruppo energetico polacco Orlen e la norvegese Equinor hanno annunciato che collaboreranno per esplorare le opportunità della tecnologia di cattura e stoccaggio del carbonio (CCS) in Polonia. Le due aziende hanno firmato un accordo sul trasporto e lo stoccaggio di CO₂ e identificheranno congiuntamente potenziali siti di stoccaggio, sia sottosuolo che nelle aree all'interno della sezione polacca del Mar Baltico. Nella fase successiva, i partner valuteranno la fattibilità di progetti congiunti in base alle località di stoccaggio identificate.

Equinor è coinvolta in diverse iniziative CCS su larga scala nell'Europa nord-occidentale e negli Stati Uniti e detiene una quota in Northern Lights, la prima iniziativa CCS transfrontaliera che fornisce lo stoccaggio di CO₂ come servizio in Norvegia.

A settembre 2024, Northern Lights era pronta a ricevere CO₂ e la prima consegna è prevista a metà del 2025. La fase 1 di Northern Lights offre una capacità di iniezione di 1,5 MtCO₂/anno.



POLICY

Il 7° piano strategico per l'energia del Giappone fino al 2040 si concentra su nucleare e fonti rinnovabili

Il governo giapponese ha approvato il settimo piano strategico per l'energia, che punta sul nucleare e sulle fonti rinnovabili per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e raggiungere zero emissioni nette entro il 2050. Secondo il piano, la quota di energia nucleare nel mix energetico dovrebbe aumentare dall'8,5% nel 2023 a circa il 20% nel 2040. La quota di energie rinnovabili nel mix energetico dovrebbe quasi raddoppiare, dal 22,9% nel 2023 al 40-50% nel 2040. Di conseguenza, la quota di energia termica dovrebbe diminuire drasticamente, da quasi il 69% nel 2023 a circa il 30-40% nel 2040.

Prima del disastro di Fukushima del 2011, i 54 reattori del Giappone rappresentavano circa un quarto del mix energetico. Per garantire la quota del 20% di nucleare entro il 2040, la maggior parte dei reattori esistenti e quelli in costruzione dovrebbero essere operativi; il governo mira ad allentare i requisiti per la sostituzione dei vecchi reattori con quelli nuovi per soddisfare la crescente domanda di elettricità. A giugno 2023, il parlamento giapponese aveva promulgato una legge per consentire ai reattori nucleari di funzionare oltre il loro attuale limite di 60 anni, al fine di contribuire a ridurre le emissioni e garantire un approvvigionamento energetico sufficiente per il paese.

Il Settimo piano energetico strategico mira ad allinearsi all'obiettivo NDC aggiornato del Giappone di ridurre le emissioni di gas serra del 60% nel 2035, a 570 MtCO₂eq, e del 73% a 380 MtCO₂eq nel 2040, rispetto ai livelli del 2013 (di 1,4 GtCO₂eq).

Messico: 51 progetti energetici per aggiungere circa 23 GW entro il 2030

Il governo messicano ha presentato il Piano per il rafforzamento e l'espansione del sistema elettrico nazionale 2025-2030 della Commissione federale per l'elettricità (CFE) di proprietà statale. Il piano prevede di includere 51 progetti elettrici per un investimento totale stimato di 22,3 miliardi di dollari USA con l'obiettivo di generare 22,6 GW. Per farlo, la CFE prevede di sviluppare 7 progetti eolici, 9 centrali solari fotovoltaiche (673 MW), 5 centrali elettriche CCGT a gas naturale e un progetto a combustione interna (240 MW) in un periodo di sei anni.

Le gare d'appalto per lo sviluppo dei progetti saranno lanciate entro la fine di aprile 2025. Si prevede che l'investimento porterà elettricità a più di 500mila case e fornirà energia al 99% della popolazione attraverso un investimento di 685 milioni di dollari USA. Il piano mira a garantire la fornitura di energia elettrica sufficiente, sostenibile, affidabile e conveniente per lo sviluppo del paese e il benessere della popolazione messicana. Inoltre, si prevede che circa 26 progetti avviati dal precedente governo entreranno in funzione nei prossimi anni, tra cui oltre 4 GW nel 2025 e 2,7 GW nel 2026.

Alla fine del 2023, il Messico aveva una capacità installata totale di 91 GW, composta da 29 GW di gas, 22 GW di petrolio, 13 GW di idroelettrico, 11 GW di solare.

Regno Unito: BP taglia 5 miliardi di dollari di investimenti nelle energie rinnovabili per concentrarsi su petrolio e gas

La società britannica di petrolio e gas BP ha annunciato un'importante svolta strategica, puntando a far crescere il flusso di cassa, i rendimenti e il valore azionario a lungo termine.

Il gruppo mira a ridurre la spesa in conto capitale a 13-15 miliardi di dollari all'anno fino al 2027, ovvero 1-3 miliardi di dollari in meno rispetto al 2024, e a riallocare la spesa in conto capitale ad attività a crescita più elevata, ovvero attività upstream di petrolio e gas, a scapito degli investimenti di transizione che saranno tagliati di 5 miliardi di dollari all'anno rispetto alle precedenti indicazioni. In base al nuovo piano strategico dell'azienda, BP prevede di aumentare gli investimenti upstream in petrolio e gas a 10 miliardi di dollari USA/anno per rafforzare il suo portafoglio upstream e aumentare la sua produzione a 2,3-2,5 Mboe/d entro il 2030.

Il gruppo prevede di avviare 10 progetti su larga scala in petrolio e gas entro il 2027 e altri 8-10 progetti entro il 2030. BP concentrerà inoltre il suo portafoglio downstream sui mercati in cui ha posizioni integrate leader (rete di mobilità di alta qualità, marketing della raffineria di Gelsenkirchen, investimenti selettivi nella ricarica dei veicoli elettrici e nei mercati in crescita dei biocarburanti), investendo 3 miliardi di dollari USA entro il 2027 e cercando 2 miliardi di dollari USA di riduzioni dei costi strutturali nel suo portafoglio downstream. Il ritorno ai combustibili fossili rappresenta un taglio massiccio per gli investimenti in transizione e nelle energie rinnovabili, a 1,5-2 miliardi di dollari USA/anno. Di conseguenza, gli investimenti diretti alla transizione dovrebbero diventare più selettivi, concentrandosi su biogas, biocarburanti, ricarica EV, idrogeno/CCS e su partnership capital-light nelle energie rinnovabili.

BP prevede inoltre di vendere circa 20 miliardi di dollari di asset, tra cui forse il suo sviluppatore di energia solare Lightsource BP. Il nuovo piano di investimenti rappresenta un importante cambiamento rispetto al suo precedente obiettivo di acquisire 50 GW di capacità di generazione rinnovabile entro il 2030 e possedere un portafoglio diversificato.

La Francia esenta le comunità energetiche fino a 1 MW dalle accise

La legge francese di bilancio del 2025 esenta dalle accise il consumo di elettricità da progetti di autoconsumo collettivo fino a 1 MW. La misura si applica retroattivamente dal 1° gennaio 2025 e rimane in vigore fino al 1° gennaio 2027. In precedenza, l'esenzione dalle accise si applicava solo ai singoli progetti di autoconsumo.

Secondo l'associazione francese per le energie rinnovabili Syndicat des Énergies Renouvelables (SER), l'esenzione fiscale estesa potrebbe far risparmiare alle comunità energetiche fino a 0,0337 €/kWh e consentire di intraprendere progetti che normalmente non sarebbero finanziabili, a causa di una mancanza di sufficiente redditività.

Gli Stati Uniti si ritirano dalla partnership globale per l'energia pulita (JETP)

Gli Stati Uniti si sono ritirati dal Just Energy Transition Partnerships (JETP), un'iniziativa multimiliardaria lanciata nel 2021 per aiutare i paesi emergenti ad abbandonare il carbone e altre fonti energetiche non rinnovabili. L'uscita degli Stati Uniti avrà conseguenze notevoli su Sudafrica, Indonesia e Vietnam, beneficiari del programma, che hanno confermato il ritiro degli Stati Uniti.

Inizialmente, gli Stati Uniti avevano promesso più di 1,5 miliardi di dollari di sovvenzioni e finanziamenti commerciali per la transizione energetica in Sudafrica. Inoltre, l'impegno degli Stati Uniti per Indonesia e Vietnam ha superato i 3 miliardi di dollari in totale, principalmente tramite prestiti commerciali.

Altri partner, tra cui Francia, Germania, Unione Europea, Regno Unito, Paesi Bassi e Danimarca, rimangono impegnati nel programma JETP.

Spagna: Iberdrola aumenta i profitti nel 2024 grazie a investimenti verdi record



Iberdrola ha registrato un aumento del 17% dell'utile netto, raggiungendo 5,6 miliardi di euro di utili (prima di interessi, imposte, deprezzamento e ammortamento) per il 2024, grazie a investimenti record di 17 miliardi di euro (+50%), di cui 12 miliardi di euro in investimenti organici (+5%) e 5 miliardi di euro in transazioni aziendali (minoranze ENW e Avangrid). Gli Stati Uniti e il Regno Unito hanno ricevuto il 70% degli investimenti della società. Gli investimenti di Iberdrola si sono concentrati sulle reti (11,2 miliardi di euro, principalmente negli Stati Uniti e nel Regno Unito) e sulle energie rinnovabili (5,5 miliardi di euro), aggiungendo 2,6 GW di capacità rinnovabile nel 2024 ed espandendo la sua pipeline di progetti a oltre 44 GW.

Iberdrola ha stanziato 9,2 miliardi di euro per progetti in costruzione, di cui si prevede che l'80% sarà commissionato nel 2025 e nel 2026. Iberdrola prevede di continuare a far crescere il suo utile netto nel 2025, pianificando di mantenere la sua attenzione sulle reti e sui progetti rinnovabili selettivi. Nel 2024, Iberdrola aveva una capacità installata di 56,7 GW (-9,9%), di cui 31,8 GW in Spagna (+3,1%), e ha generato 132,5 TWh di elettricità (-21%), di cui 62 TWh in Spagna (+1,3%). Il gruppo ha fornito 99 TWh di elettricità (-1,9%) e 40,6 TWh di gas (-5,9%) a 31,5 milioni di clienti in tutto il mondo. In Spagna ha fornito 87,5 TWh di elettricità (+1,4%) e 22,1 TWh di gas (-11%) a 23,2 milioni di clienti (+4,5%).

Finlandia: Fortum ottimizza il suo portafoglio nel 2024 e punta a zero emissioni nette entro il 2040



La società energetica finlandese Fortum ha pubblicato il suo rapporto annuale che rivela i risultati principali ottenuti nel 2024. Il gruppo ha generato 46 TWh nel 2024 (-1%), inclusi 24 TWh di energia nucleare (-2%), 20 TWh di energia idroelettrica (-3%) e 0,9 TWh di energia eolica (x9) nei paesi nordici. Le vendite di energia sono diminuite del 6% a 58,9 TWh nei paesi nordici e sono rimaste stabili a 0,6 TWh negli altri paesi, e anche i volumi di vendita di calore sono diminuiti del 5% a 5,2 TWh.

Secondo la società, alla fine del 2024 aveva una pipeline di 5 GW di progetti eolici e solari onshore nel processo di autorizzazione nei paesi nordici (con altri in fase di sviluppo). Fortum ha fatto progressi nel processo di estensione della durata della centrale nucleare di Loviisa (Finlandia meridionale) fino al 2050 modernizzando le turbine a bassa pressione e rinnovando le principali pompe per l'acqua di mare. Nel 2024, Fortum ha commissionato e avviato le operazioni commerciali del suo progetto eolico Pjelaax da 380 MW (60:40 con Helen Limited) e ha iniziato a costruire un impianto pilota di produzione di idrogeno da 2 MW a Loviisa. L'azienda ha anche deciso di investire 100 milioni di euro nella decarbonizzazione del suo impianto CHP da 60 MW di Czestochowa in Polonia e ha chiuso con un anno di anticipo la sua ultima unità a carbone utilizzata per la produzione di teleriscaldamento a Espoo, in Finlandia. Fortum prevede di eliminare gradualmente il carbone entro la fine del 2027, di ridurre dell'85% le emissioni di ambito 1 e 2 entro il 2030 e di raggiungere zero emissioni GHG nette lungo la sua catena del valore entro il 2040. Inoltre, Fortum ha ceduto con successo la sua quota nel portafoglio solare da 185 MW in India. Considerata la necessità di una fonte di energia affidabile per supportare l'implementazione di tecnologie rinnovabili, Fortum ha discusso con i governi svedese e finlandese la possibilità di finanziamenti e meccanismi di mercato dell'elettricità per promuovere nuovi progetti nucleari. D'altro canto, la società ha anche avviato uno studio di fattibilità per esplorare le possibilità di energia idroelettrica flessibile con pompaggio in Svezia.

La Cina introdurrà la riforma dei prezzi per la produzione di energia rinnovabile

La Commissione nazionale per lo sviluppo e la riforma (NDRC) e l'Amministrazione nazionale per l'energia (NEA) della Cina hanno pubblicato una nota congiunta sulla riforma dei prezzi per la produzione di energia rinnovabile, basata su tre pilastri: una tariffazione dell'energia rinnovabile basata sul mercato, un meccanismo di determinazione dei prezzi e politiche differenziate per i progetti nuovi ed esistenti. Finora sono stati fissati i prezzi per tutta l'energia solare ed eolica generata in rete. I progetti rinnovabili commissionati a partire dal 1° giugno 2025 venderanno parte della loro produzione di energia secondo il nuovo meccanismo.

Entro la fine del 2024, la capacità di energia rinnovabile installata in Cina raggiungerà i 1.410 GW, rappresentando oltre il 40% della capacità installata totale e superando la capacità di energia elettrica a carbone.

Il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti annuncia le sue nuove priorità

Il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti ha emesso un ordine che dà priorità all'espansione energetica rispetto al raggiungimento di zero emissioni nette di gas serra. Il suo obiettivo è incrementare l'uso di combustibili fossili, energia nucleare avanzata, geotermica e idroelettrica, sostenendo al contempo la ricerca e lo sviluppo di tecnologie avanzate quali la fusione nucleare, l'intelligenza artificiale, l'intelligenza artificiale e l'informatica quantistica. Il Dipartimento sta rivedendo le approvazioni per le esportazioni di GNL, gli standard di efficienza degli elettrodomestici per dare priorità alla convenienza e sta lavorando per ricostituire la riserva strategica di petrolio del Paese. Sono in corso sforzi per promuovere l'espansione dell'energia nucleare commerciale e per rafforzare l'affidabilità e la sicurezza della rete elettrica.

Il bilancio francese del 2025 svela il piano post-ARENH per il nucleare storico

Il Parlamento francese ha adottato il bilancio dello Stato per il 2025 che include un nuovo piano per redistribuire il reddito generato dal funzionamento delle centrali nucleari storiche ai consumatori, sostituendo il meccanismo di accesso regolamentato all'elettricità nucleare storica (ARENH) che termina il 31 dicembre 2025. Il nuovo meccanismo introduce una tassa sull'uso del combustibile nucleare per la produzione di elettricità, applicata quando il reddito derivante dal funzionamento delle centrali nucleari di EDF supera una certa soglia. Se supera la "soglia di tassazione", verrà riscosso il 50% delle entrate al di sopra di questa soglia. Se supera una seconda soglia più alta, la "soglia di limitazione", verrà riscosso anche il 90% delle entrate. Inoltre, introduce un piano per ridurre i prezzi dell'elettricità abbassando qualsiasi prezzo precedentemente concordato tra i fornitori e i loro clienti o, se applicabile, il prezzo risultante dalle tariffe elettriche regolamentate (TRVE). Inoltre, il bilancio adegua l'aliquota di accisa standard in seguito alla fine dello scudo tariffario per garantire una riduzione del 9% del prezzo regolamentato dell'elettricità per i consumatori a partire dal 1° febbraio 2025. Mantiene inoltre l'aliquota minima europea per le attività industriali ad alta intensità energetica fino al 31 dicembre 2025.

L'UE avvia un'azione legale contro i stati membri per il ritardo nell'autorizzazione dei progetti di energia rinnovabile

La Commissione europea ha avviato un'azione legale contro otto Stati membri dell'UE per non aver implementato le nuove norme UE per accelerare le procedure di autorizzazione per i progetti di energia rinnovabile, come richiesto dalla direttiva (UE) 2023/2413. La scadenza per il recepimento di queste norme era il 1° luglio 2024. La Commissione ha inviato pareri motivati a Cipro, Italia, Slovacchia, Spagna e Svezia per non aver notificato le misure di recepimento e a Bulgaria, Francia e Paesi Bassi per sforzi di recepimento inadeguati.

Inoltre, la Commissione ha inviato pareri motivati a Ungheria e Polonia per non aver recepito completamente le norme UE per il mercato interno dell'elettricità entro la scadenza del 31 dicembre 2020. Anche Belgio, Estonia, Lettonia e Romania hanno ricevuto pareri motivati per il recepimento incompleto della direttiva sulle energie rinnovabili del 2018.

Gli Stati membri hanno due mesi per rispondere e conformarsi, altrimenti la Commissione può deferire i casi alla Corte di giustizia dell'Unione europea.

Gli Stati Uniti imporranno tariffe del 25% sulle importazioni di energia da Canada e Messico

Gli Stati Uniti (USA) hanno emesso ordini esecutivi che imporrebbero tariffe aggiuntive del 25% su tutte le importazioni da Canada e Messico e una tariffa aggiuntiva del 10% sulle importazioni dalla Cina, in vigore dal 4 febbraio 2025. Le risorse energetiche dal Canada avranno una tariffa inferiore del 10%. Successivamente è stato raggiunto un accordo con il Messico, posticipando la tariffa di un mese. La Cina ha reagito, imponendo una tariffa del 15% sul carbone e sul GNL statunitensi, nonché una tariffa del 10% sul petrolio greggio.

Gli Stati Uniti sono ancora un importatore netto di petrolio greggio, con importazioni nette che hanno raggiunto i 2,5 mb/g nel 2023. Nel 2023, gli Stati Uniti hanno importato circa 7 mb/g di petrolio greggio e NGL, con il 52% proveniente dal Canada e l'11% dal Messico. Nel 2023, gli Stati Uniti hanno rappresentato il 97% delle esportazioni canadesi di petrolio greggio e NGL e l'81% delle esportazioni messicane. Circa il 70% delle importazioni di petrolio greggio dal Canada viene elaborato da raffinerie nel Midwest degli Stati Uniti di proprietà di aziende come HF Sinclair, Phillips 66 o Par Pacific. Tali strutture sono configurate per gestire gradi più pesanti come quelli provenienti da Messico e Canada, e le forniture di greggio alternative sono limitate, con tariffe che potenzialmente portano a tagli alla produzione. Gli Stati Uniti sono un esportatore netto di gas naturale, con importazioni nette che hanno raggiunto i 137 miliardi di metri cubi nel 2023. Tuttavia, nel 2023, il paese ha importato circa 86 miliardi di metri cubi di gas naturale, che sono stati forniti quasi interamente dal Canada. Quasi tutte le esportazioni di gas canadesi vanno negli Stati Uniti. Infine, gli Stati Uniti sono un importatore netto di elettricità, con importazioni nette che hanno raggiunto i 19 TWh nel 2023. Dei 39 TWh importati dagli Stati Uniti nel 2023, l'85% proveniva dal Canada e il 15% dal Messico.

Notizie della Commissione Europea

Il Clean Industrial Deal per decarbonizzare il settore industriale dell'UE

La Commissione europea ha presentato il suo Clean Industrial Deal, un piano volto a sostenere la competitività, la resilienza e la decarbonizzazione del settore industriale europeo. Il programma si concentra principalmente su due settori, ovvero le industrie ad alta intensità energetica e le tecnologie pulite.

L'accordo include l'Industrial Decarbonisation Accelerator Act, che aumenterà la domanda di prodotti puliti realizzati nell'UE, introducendo criteri di sostenibilità, resilienza e made in Europe negli appalti pubblici e privati. Con la revisione del Public Procurement Framework nel 2026, la Commissione introdurrà criteri di sostenibilità, resilienza e preferenza europea negli appalti pubblici per i settori strategici.

L'Industrial Decarbonisation Accelerator Act lancerà anche un'etichetta volontaria di intensità di carbonio per i prodotti industriali, a partire dall'acciaio nel 2025, seguito dal cemento. La Commissione semplificherà e armonizzerà anche le metodologie di contabilizzazione del carbonio.

Inoltre, il Clean Industrial Deal mobilerà oltre 100 miliardi di euro per sostenere la produzione pulita realizzata nell'UE. Questo importo include garanzie aggiuntive di 1 miliardo di euro nell'ambito dell'attuale quadro finanziario pluriennale.

La Commissione adotterà un nuovo quadro che consentirà un'approvazione semplificata delle misure di aiuti di Stato per l'implementazione delle energie rinnovabili, della decarbonizzazione industriale e la garanzia di una capacità produttiva sufficiente di tecnologie pulite. La Commissione rafforzerà inoltre il Fondo per l'innovazione e proporrà una Banca per la decarbonizzazione industriale, con l'obiettivo di ottenere finanziamenti per 100 miliardi di euro.

L'UE stanziava 1,25 miliardi di euro per progetti energetici, tra cui reti, idrogeno e CCUS

La Commissione europea ha stanziato quasi 1,25 miliardi di euro di sovvenzioni per 41 progetti energetici infrastrutturali transfrontalieri di reti elettriche offshore e di idrogeno. Tali progetti avevano acquisito lo status di progetti di interesse comune e di interesse reciproco (PCI e PMI) nel 2024, nell'ambito del quadro politico delle reti transeuropee per l'energia (TEN-E). La sovvenzione più grande, di 645 milioni di euro, sosterrà il progetto Bornholm Energy Island, un interconnettore ibrido nel Mar Baltico che consente di collegare Danimarca e Germania e di integrare 3 GW di capacità eolica offshore. Altri progetti selezionati comprendono Danube InGrid, un progetto elettrico intelligente transfrontaliero tra Ungheria e Slovacchia che integrerà l'energia rinnovabile e bilancerà il sistema in modo più efficiente.

L'idrogeno beneficerà di sovvenzioni per 21 progetti per un importo di oltre 250 milioni di euro, tra cui il progetto BarMar-H2med tra Spagna e Francia, altri progetti in Italia, Portogallo e Spagna e nella regione baltica.

Infine, un finanziamento del valore di 250 milioni di euro sosterrà la costruzione di 3 progetti e 9 studi preparatori per la realizzazione di infrastrutture della CO₂. L'impianto di stoccaggio di Prinos nella Grecia settentrionale riceverà quasi 120 milioni di

Un nuovo piano d'azione per l'energia per risparmiare 260 miliardi di euro all'anno entro il 2040

La Commissione europea ha annunciato un piano d'azione con misure a breve termine per ridurre i costi energetici, attrarre investimenti ed essere meglio preparati per potenziali crisi energetiche. Il piano intende portare sollievo alle famiglie che devono affrontare i prezzi aumentati delle bollette energetiche, ma anche alle industrie che lottano con costi di produzione elevati e prevede risparmi complessivi stimati di 45 miliardi di euro nel 2025, che aumenteranno progressivamente fino a 130 miliardi di euro di risparmi annuali entro il 2030 e 260 miliardi di euro entro il 2040.

Il piano d'azione porterà sollievo ai consumatori e aprirà la strada al completamento dell'Unione energetica anticipando i vantaggi di più energia rinnovabile, risparmi energetici, una più profonda integrazione del mercato e migliori interconnessioni. Propone azioni per affrontare le sfide strutturali che stanno facendo aumentare i costi energetici nell'UE, in particolare la dipendenza dell'Europa dai combustibili fossili importati e la mancanza di una piena integrazione del sistema elettrico. Il piano mira ad accelerare gli investimenti in energia pulita e infrastrutture e a portare trasparenza ed equità nei mercati del gas. Il piano ridurrà i tempi di autorizzazione per le energie rinnovabili e le infrastrutture energetiche, il che dovrebbe aiutare ad abbassare i costi di produzione di energia. Farà raccomandazioni agli Stati membri per abbassare le tasse nazionali sull'elettricità e consentire ai consumatori di cambiare fornitore più facilmente verso offerte energetiche più economiche. La Commissione sosterrà inoltre ulteriormente l'adozione di contratti di fornitura a lungo termine, che in ultima analisi aiutano a spezzare il legame tra le bollette dell'elettricità al dettaglio e i prezzi elevati e volatili del gas. Il piano sosterrà un'adozione più ampia di soluzioni di efficienza energetica, che potrebbero portare a risparmi fino a 162 miliardi di euro all'anno nel 2030, nonché intensificare il controllo dei mercati del gas dell'UE con l'aiuto dell'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER), dell'Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati (ESMA) e dei regolatori nazionali. Il piano d'azione è stato pubblicato insieme al nuovo Clean Industrial Deal dell'UE.



euro, contribuendo così alla prima catena del valore di cattura e stoccaggio del carbonio nella regione del Mediterraneo sud-orientale. Una seconda sovvenzione, di 55 milioni di euro, è destinata ai lavori di costruzione dell'impianto di stoccaggio di CO₂ North Sea L10 sulla piattaforma continentale olandese. Una terza sovvenzione di 12 milioni di euro, sarà assegnata all'impianto di CO₂ di Norne in Danimarca.



L'Italia ha installato 6,8 GW di solare nel 2024, superando i 37 GW di capacità totale

Secondo Italia Solare, l'associazione italiana per l'energia solare, la capacità solare fotovoltaica installata del Paese ha superato i 37 GW alla fine di dicembre 2024, con l'aggiunta di 6,8 GW di nuova capacità solare durante l'anno (+30% rispetto al 2023).

Nel 2024, il segmento utility-scale ha accelerato, con una quota crescente di allacciamenti di grandi impianti, mentre la fine del Superbonus al 110% e il trasferimento del credito hanno portato a un calo degli allacciamenti di impianti domestici. Le installazioni solari del Paese continuano ad aumentare di anno in anno, in quanto l'Italia ha precedentemente installato 5,23 GW nel 2023, 2,48 GW nel 2022 e 0,94 GW nel 2021. I 37,08 GW di capacità fotovoltaica installata cumulativa in Italia sono distribuiti su 1.878.780 installazioni, secondo Italia Solare.

L'Eni rafforza la collaborazione con le aziende degli Emirati

Eni ha firmato tre accordi con aziende degli Emirati per lo sviluppo di data center e la trasmissione di circa 3 GW di energia verde attraverso un'interconnessione transfrontaliera tra Albania e Italia. Eni ha firmato lettere di intenti (LoI) con MGX (un fondo di investimento focalizzato su investimenti in AI e tecnologie avanzate) e G42 (un gruppo focalizzato sull'AI) per sviluppare data center all'avanguardia in Italia con una capacità fino a 1 GW da alimentare con "blue power" di Eni, con elettricità generata a gas le cui emissioni di CO₂ vengono catturate e immagazzinate.

Il primo progetto pianificato è Ferrera Erbognone, che sarà sviluppato in due fasi fino a 500 MW di capacità IT, che saranno forniti tramite una nuova centrale elettrica dedicata a gas, con cattura e stoccaggio della CO₂ presso l'hub CCS di Ravenna.

La società ha inoltre firmato un accordo con Masdar e Taqa Transmission per garantire lo status di off-taker preferito per l'elettricità rinnovabile generata in Albania (fino a 3 GW) e trasmessa in Italia tramite un'interconnessione sottomarina transfrontaliera fino a 1 GW tra Valona e Puglia. Questo accordo segue il Tripartite Strategic Partnership Framework firmato a gennaio 2025 tra i governi di Italia, Albania ed Emirati Arabi Uniti, sullo sviluppo congiunto da parte di Masdar e della società elettrica albanese KESH per costruire 3 GW di energie rinnovabili in Albania e un'interconnessione elettrica Albania-Italia entro tre anni. Eni è presente negli Emirati Arabi Uniti dal 2018, partecipando attivamente ai settori dell'esplorazione e della produzione.

Snam: la nave rigassificatrice BW Singapore arriva a Ravenna



Il 28 febbraio la nave rigassificatrice BW Singapore ha concluso con successo la manovra di ormeggio a circa 8 chilometri al largo di Ravenna, nel pieno rispetto del cronoprogramma previsto.

La FSRU (Floating Storage and Regasification Unit), dopo l'arrivo nel porto di Palermo a dicembre scorso, e le successive operazioni di messa in gas e raffreddamento a Cartagena (Spagna), ha raggiunto la piattaforma offshore ex-Petra, utilizzata un tempo per ricevere le navi petroliere e di recente riadattata proprio per accogliere la nave rigassificatrice, in un'ottica di recupero delle infrastrutture esistenti e di salvaguardia ambientale.

La società ha recentemente lanciato la gara per la fornitura del primo carico di GNL alla BW Singapore, funzionale alle attività di *commissioning*, che consiste nelle prove di funzionamento e nella messa a punto dell'impianto di rigassificazione della FSRU. Il carico, previsto nel corso del mese di marzo, è propedeutico anche alla costituzione del livello minimo di gas liquido nei serbatoi del terminale, necessario a garantirne la piena operatività.

Costruita nel 2015, la BW Singapore è in grado di stoccare 170mila metri cubi di gas liquefatto e rigassificarlo per una capacità complessiva di 5 miliardi di metri cubi l'anno.

L'incremento della capacità complessiva di rigassificazione del Paese è stato considerato strategicamente rilevante per garantire la sicurezza energetica nazionale: ad oggi, il gas naturale liquefatto (GNL) rappresenta circa il 25% del consumo totale di gas del Paese. Una volta in esercizio, la BW Singapore consentirà di portare la capacità complessiva di rigassificazione italiana a 28 miliardi di metri cubi, equivalente ai volumi importati via gasdotto dalla Russia nel 2021, prima del conflitto russo-ucraino.



Terna investirà oltre 23 miliardi di euro per sviluppare la rete elettrica italiana entro il 2034

Terna ha presentato il suo Piano di sviluppo 2025-2034, con l'obiettivo di investire oltre 23 miliardi di euro in potenziamenti della rete entro i prossimi 10 anni per supportare il passaggio dell'Italia alle energie rinnovabili. Il nuovo obiettivo di investimento 2025-2034 rappresenta un aumento del 10% rispetto al precedente piano di investimento, prevedendo di aumentare la capacità di scambio di energia tra zone di mercato da 16 GW a 39 GW (+22% rispetto al precedente piano di investimento) e di aumentare la capacità di trasferimento transfrontaliero di circa il 40% rispetto ai livelli attuali. Il piano rappresenterebbe una riduzione totale fino a 2 MtCO₂/anno di emissioni entro il 2030, salendo a oltre 12 MtCO₂/anno entro il 2040 (+2,5% rispetto al precedente piano). L'investimento da 23 miliardi di euro è previsto per le principali opere infrastrutturali come il Tyrrhenian Link per collegare la Sicilia alla Campania e alla Sardegna (da concludere nel 2028), l'Adriatic Link da 1 GW tra Abruzzo e Marche (che entrerà in funzione nel 2029), il Bolano-Annunziata a 380 kV tra Sicilia e Calabria e il Colunga-Calenzano a 380 kV tra le province di Bologna e Firenze. Inoltre, il piano include potenziamenti infrastrutturali programmati per essere completati entro il 2034, come l'elettrodotto in corrente continua da 2,1 GW Milano - Montalto che collega Lazio e Lombardia, il collegamento centrale per la ricostruzione degli elettrodotti a 220 kV tra Umbria e Toscana, la dorsale adriatica tra Foggia e Forlì e un nuovo collegamento a 380 kV Montecorvino-Benevento. Terna prevede inoltre di realizzare importanti infrastrutture allo scopo di aumentare la sicurezza della rete e la capacità di trasmissione intrazonale, come tre collegamenti da 380 kV in Sicilia (Chiaramonte Gulfi-Ciminna, Caracoli-Ciminna e Paternò-Priolo) e uno in Lombardia (Milano-Brescia). Per quanto riguarda le interconnessioni internazionali, il piano include come progetti principali il SA.CO.I.3 da 400 MW (ammodernamento e potenziamento dell'attuale interconnessione tra Sardegna, Corsica e Toscana), il progetto di interconnessione ELMED da 600 MW (Italia-Tunisia) e il raddoppio dell'attuale collegamento tra Italia e Grecia (fino a 1 GW). Il piano di investimenti di Terna è in linea con l'obiettivo italiano di aumentare la capacità solare ed eolica installata di 65 GW nel 2030 e di 94 GW nel 2035.

Italgas ottiene l'approvazione condizionata dell'acquisizione di 2i Rete Gas

L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha approvato condizionatamente l'acquisizione di 2i Rete Gas da parte di Italgas. L'autorità antitrust ha autorizzato l'operazione giudicando i rimedi proposti dalla Società idonei a risolvere le potenziali criticità e garantire la concorrenza nel mercato del gas.

Le misure prescritte dall'AGCM riguardano la cessione di circa 600 mila punti di riconsegna (PDR) (sulla base dei dati comunicati da Italgas all'Autorità) distribuiti su 35 aree territoriali italiane (ATEM), da un totale di 12,3 milioni di clienti, entro la fine di ottobre 2025.

Italgas ha accettato nell'ottobre 2024 di acquistare la sua rivale 2i Rete Gas in un accordo da 5,3 miliardi di euro, debito incluso. La società prevede di chiudere l'accordo e di avviare l'integrazione di 2i Rete Gas nel 2025.

L'Italia assegna 458 MW di capacità rinnovabile

Il GSE ha pubblicato le graduatorie degli impianti iscritti ai Registri e alle Aste della sedicesima procedura prevista dal DM 4 luglio 2019, per l'assegnazione delle tariffe a impianti eolici, fotovoltaici e idroelettrici.

Il GSE ha ricevuto richieste per quasi 498 MW a fronte di un contingente incentivabile di poco più di 384 MW. Sono risultati in posizione utile e avranno quindi accesso gli incentivi 112 progetti per un totale di 458 MW. Sono stati ammessi alla tariffa 53 progetti FV per una potenza complessiva di 278,5 MW e quattro eolici per 145,4 MW totali, con ribassi sulla tariffa base di 78,175 €/MWh tra il 2 e il 7,91%, quindi con tariffe comprese tra 71,99 €/MWh e 76,61 €/MWh.

Questa 16a asta è stata sottoscritta in eccesso, mentre nelle aste precedenti le richieste erano inferiori. Ciò è dovuto in particolare all'abbassamento della quota iniziale proposta. Nella precedente asta italiana per la capacità rinnovabile (15a) nell'ottobre 2024, è stata offerta una quota totale di 534 MW, ma sono stati presentati solo 459 MW, con 433 MW assegnati. L'Italia punta al 55% di energie rinnovabili nel suo mix energetico nel 2030 (38% nel 2023). Nel 2023, le energie rinnovabili rappresentavano circa il 52% della capacità installata in Italia.

Green Independence presenta il prototipo "Soleidon", un pannello solare multifunzione

Green Independence, start up pugliese impegnata nello sviluppo di tecnologie innovative per accelerare l'indipendenza energetica dai combustibili fossili, ha presentato nel corso dell'evento "Unveiling the Future of Energy", il prototipo della sua tecnologia innovativa Soleidon, il modulo che consente di produrre energia rinnovabile e, in parallelo, desalinizzare acque marine. Soleidon è parte integrante della New Artificial Leaf (NAL), un pannello solare multifunzionale capace di trasformare sole, acque reflue e di mare, in energia rinnovabile, idrogeno verde e acqua pura. Utilizzando l'energia generata e una parte dell'acqua purificata, NAL produrrà idrogeno verde al costo di 1 euro/kg, rendendolo più conveniente dei combustibili fossili. La start up ha annunciato l'apertura di un nuovo round di investimenti da € 7 milioni per completare lo sviluppo del prodotto, ottimizzare le prestazioni e progettare la produzione su larga scala. Questi finanziamenti si aggiungono ai € 2,5 milioni già raccolti tra investitori privati e sovvenzioni pubbliche.

Green Independence ha presentato il funzionamento della tecnologia NAL e ha fatto unveiling del prototipo del modulo Soleidon, il modulo della tecnologia NAL che produce energia solare ed effettua la depurazione dell'acqua dal calore dissipato dal fotovoltaico. Il modulo è in grado di sfruttare fino a tre volte l'energia solare rispetto ai pannelli convenzionali, integrando un sistema di purificazione dell'acqua che utilizza il calore residuo per purificarla o desalinizzarla. La tecnologia NAL è un pannello solare evoluto e multifunzionale che lavora proprio come una foglia imitando il processo di fotosintesi: desalinizza acque marine o purifica acque reflue e produce idrogeno verde in maniera totalmente indipendente dalla rete elettrica.

La missione dell'AIEE è di svolgere un'attività di ricerca ed informazione costituendo un forum interdisciplinare per lo scambio di idee, esperienze e conoscenze tra professionisti interessati al settore dell'economia dell'energia, fornendo un sistema di comunicazione professionale tra i suoi soci.

In questo contesto, la responsabilità delle dichiarazioni, delle informazioni e dei dati riportati negli articoli pubblicati nella newsletter Energia ed Economia è riconducibile unicamente agli autori medesimi. Nessuna responsabilità può essere attribuita alla redazione della rivista. In caso di diffusione di materiali, dati, informazioni, dichiarazioni, omissioni considerate erronee o in qualche modo implicate in illeciti di varia natura. La redazione può rimuovere dal sito materiali che possano essere considerati in qualche modo lesivi di diritti di terzi; a tal fine chiunque riscontri la pubblicazione di materiali che in qualche modo possono essere ritenuti offensivi o lesivi dei propri o di altrui interessi è pregato di segnalarlo all'indirizzo:

assaiee@aiee.it

E' vietato duplicare, inoltrare o diffondere ad altri la newsletter riservata ai soci AIEE,
"Bollettino Energia ed Economia" in versione pdf., integrale o parziale,
o cedere la propria password di accesso,
senza essere espressamente e personalmente autorizzato dall'AIEE.

Energia ed Economia

Bollettino di Informazione per i Soci dell'A.I.E.E. - Associazione Italiana degli Economisti dell'Energia
Associazione senza scopo di lucro che riunisce coloro che si occupano di problemi riguardanti l'energia
Stampato in proprio presso la sede in Roma, Viale Parioli 10, 00197

Direttore Responsabile: Giovanni Battista Zorzoli - Direzione: Carlo Di Primio
Redazione: Anka Serbu, Antonella Donia, Gianluca Carrino
Registrazione del Tribunale di Roma n° 225/2001 dell' 8 giugno 2001