

 FEDERMANAGER

 ASSOCIAZIONE  
ITALIANA ECONOMISTI  
DELL'ENERGIA

---

APRILE 2026

# Focus energia

FEDERMANAGER - AIEE

---



---

APRILE 2026

# Focus energia

FEDERMANAGER - AIEE

---

## INDICE

### 1. INFO ITALIA

- L'energia è una sfida per la competitività nazionale, ma cosa sappiamo veramente dei prezzi?

### 2. INFO EUROPA

- Middle East Temporary State Aid Framework: quadro temporaneo per sostenere i settori colpiti dalla crisi energetica

### 3. APPROFONDIMENTI

- Gli oleodotti possono essere una soluzione strategica per il Medio Oriente? Gli Emirati puntano a un nuovo oleodotto per ridurre la dipendenza dallo Stretto di Hormuz

### 4. NEWS DAL MONDO



## 1. INFO ITALIA

### • **L'energia è una sfida per la competitività nazionale, ma cosa sappiamo veramente dei prezzi?**

L'assemblea annuale di Confindustria dello scorso 26 maggio è stata un'altra occasione per riportare al centro del dibattito pubblico il tema del costo dell'energia come fattore di competitività per l'industria italiana. Il Presidente Orsini ha citato un differenziale del 40% rispetto alla media europea per il distretto ceramico emiliano, indicandolo come emblematico di una condizione più diffusa di sofferenza, ben oltre i limiti del sopportabile. La Presidente del Consiglio Meloni, da parte sua, ha risposto annunciando misure strutturali, tra cui il disaccoppiamento del prezzo dell'elettricità e quello del gas, l'estensione dei contratti PPA garantiti dallo Stato e il varo della legge delega per il ritorno al nucleare entro l'estate. Un dibattito necessario, che meriterebbe però di essere finalmente ancorato a una base analitica più rigorosa di quanto emerso finora: come si formano i prezzi italiani e perché è così difficile spiegarne le componenti?

In questo senso, la monografia RSE "Anatomia dei costi del gas e dell'energia elettrica"<sup>1</sup> offre un punto di partenza utile. Prodotta da Ricerca Sistema Energetico e finanziata dal Fondo per la Ricerca di Sistema, l'analisi ricostruisce la bolletta nazionale aggregata per il periodo 2014-2025, scomponendola nelle sue macro-voci: acquisto all'ingrosso, servizi di rete, oneri generali di sistema, oneri fiscali. I dati confermano la gravità della crisi recente: la spesa nazionale complessiva per l'energia elettrica ha raggiunto 131,5 miliardi di euro nel 2022, quasi due volte e mezza la media del periodo pre-COVID, per poi scendere a 67,6 miliardi nel 2024, rimanendo tuttavia di oltre il 30% al di sopra dei livelli pre-crisi. Il costo unitario medio al netto delle imposte, che oscillava tra 14 e 15 centesimi di euro per kWh nel periodo 2012-2019 si è stabilizzato intorno a 19-21 centesimi nel biennio 2023-2025. Quella che la Presidente ha definito "policrisi" incide ormai strutturalmente sui prezzi energetici, almeno di alcune fonti.

La questione, infatti, è che le tesi sulla perdita di competitività energetica dell'Italia non si reggono solo sui dati nazionali, ma sul confronto con gli altri principali sistemi industriali europei. Ed è proprio questo confronto che manca e che dovrebbe essere reso il più possibile trasparente, per poi individuare eventuali responsabilità, risorse necessarie e, soprattutto, soluzioni condivise e condivisibili per mitigare questi rischi sistemici. Su questo, la monografia RSE ha il vantaggio di rendere chiara la definizione delle componenti del prezzo italiano, ma non spiega, ad esempio, il dato del differenziale citato da Orsini.

I dati RSE mostrano anche come nel periodo 2012-2025 la componente "energia" — ovvero il costo di acquisto all'ingrosso — abbia pesato mediamente per il 38% della bolletta elettrica nazionale, gli oneri generali di sistema per il 23%, i servizi di rete per il 12%. Proporzioni che variano sensibilmente a seconda della tipologia di consumatore e che ci ricordano un punto spesso trascurato nel dibattito: non esiste un unico "costo italiano dell'energia", ma una pluralità di strutture tariffarie con profili di rischio molto differenti tra loro.

---

1. RSE S.p.A. – Ricerca sul Sistema Energetico, "Anatomia dei costi del gas e dell'energia elettrica", ISBN 979-12-986126-0-0, 2025.

Ad esempio, un meccanismo di disaccoppiamento dal prezzo del gas agisce sulla componente energia per il vettore elettrico mentre una riforma degli oneri generali agisce su una voce strutturalmente diversa. Le due leve non sono intercambiabili perché producono effetti di portata completamente diversa, proprio a seconda del profilo del consumatore. La stessa analisi RSE evidenzia come i grandi consumatori allacciati in alta tensione abbiano subito nel 2022 un incremento assoluto maggiore rispetto alle PMI in media tensione, per la loro maggiore esposizione al mercato spot e, di conseguenza, alle dinamiche della fonte che “chiude il prezzo” elettrico nella maggior parte delle ore, ovvero il gas in Italia.

Le misure annunciate vanno nella direzione giusta rispetto all’obiettivo di ridurre la dipendenza dalla volatilità del mercato spot. Ma per valutarne l’efficacia comparata rispetto ai competitor europei, e per dimensionarne l’impatto sui diversi segmenti industriali, serve prima una base analitica che ancora manca: una decomposizione sistematica del differenziale di prezzo Italia-Europa per categoria di consumatore e per voce di costo, costruita incrociando i dati Eurostat con quelli delle autorità regolatorie nazionali. Senza questo, il rischio è che il dibattito continui a muoversi su affermazioni condivisibili ma non verificabili – e che le policy, pur ben intenzionate, vengano misurate sul parametro sbagliato.

## 2. INFO EUROPA

- **Middle East Temporary State Aid Framework: quadro temporaneo per sostenere i settori colpiti dalla crisi energetica**

La Commissione europea ha adottato un nuovo quadro temporaneo sugli aiuti di Stato per consentire agli Stati membri e alle imprese europee colpite indirettamente dalle tensioni economiche derivanti dalle crisi in Medio Oriente di sostenere l'economia dell'UE.

La recente crisi in Medio Oriente ha generato, infatti, una forte volatilità dei prezzi nel settore energetico dell'UE e ha evidenziato la dipendenza eccessiva dell'Europa dai combustibili fossili, sottolineando la necessità di sostenere l'importanza del Clean Industrial Deal State aid Framework (CISAF), adottato lo scorso anno.

Già nelle conclusioni del 19 marzo 2026, il Consiglio europeo ha chiesto misure temporanee e mirate per affrontare i recenti picchi dei prezzi dei combustibili fossili importati, nonché misure per ridurre i prezzi dell'elettricità e affrontare l'eccessiva volatilità nel breve termine, pur mantenendo la concorrenza nel mercato interno.

Per far fronte a questa situazione, nell'ambito del pacchetto della Commissione "AccelerateEU", è stato adottato il Middle East crisis Temporary State aid Framework (METSAF), annunciato con comunicato del 29 aprile 2026. Il METSAF si aggiunge agli strumenti disponibili in materia di aiuti di Stato a disposizione degli Stati membri per promuovere lo sviluppo delle attività economiche nell'UE, integrando le possibilità già disponibili per gli Stati membri di adottare misure conformi alle norme UE sugli aiuti di Stato esistenti. Ad esempio, tali norme consentono agli Stati membri di aiutare le imprese a far fronte a carenze di liquidità e alla necessità di aiuti urgenti al salvataggio. Inoltre, l'articolo 107, paragrafo 2, lettera b), del Trattato sul funzionamento dell'UE consente agli Stati membri di compensare le imprese per i danni direttamente causati da un evento eccezionale.

Ad avviso della Commissione, per affrontare l'impatto della crisi in Medio Oriente, gli Stati membri possono così fare affidamento alle norme specifiche sugli aiuti di Stato applicabili ai settori coperti dal METSAF, che punta ad essere uno strumento di facile utilizzo che contribuirà a creare misure di sostegno rapidamente approvabili dalla Commissione.

Sebbene la transizione verso un'economia pulita resti la soluzione di lungo periodo per proteggere le imprese dell'UE dagli shock energetici globali, il METSAF consente agli Stati membri di intervenire immediatamente per garantire che la crescita delle imprese più esposte non venga compromessa in modo irreparabile dall'attuale crisi. Il METSAF include un adeguamento temporaneo del Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF), che consente maggiore flessibilità e intensità di aiuto più elevate per far fronte ai picchi dei prezzi dell'elettricità. Lo strumento del METSAF ha natura temporanea e resterà, pertanto, in vigore fino al 31 dicembre 2026. Durante il periodo di applicazione, la Commissione riesa-

minerà contenuto, ambito e durata del quadro alla luce degli sviluppi in Medio Oriente e della situazione economica generale.

Il sostegno può assumere diverse forme:

- Aiuti basati sul consumo effettivo: gli Stati membri possono coprire fino al 70% dei costi aggiuntivi dovuti all'aumento dei prezzi.
- Approccio semplificato per piccoli importi: requisiti amministrativi minimi per aiuti inferiori a 50.000 euro.
- Elettricità all'ingrosso: nell'ambito delle norme esistenti, gli Stati membri possono intervenire contro i prezzi elevati dell'elettricità per gli utenti ad alta intensità energetica. In risposta all'attuale crisi, queste regole consentono ora un maggiore sostegno per coprire i costi aumentati e una maggiore flessibilità per i settori particolarmente colpiti.

Sebbene non faccia parte del pacchetto attuale, gli Stati membri hanno inoltre la possibilità per sostenere la transizione lontano dai combustibili fossili importati nell'ambito degli strumenti esistenti, incluso il CISAF adottato lo scorso anno.

Al riguardo la Commissione europea ha precisato che il quadro sarà soggetto a revisione periodica e potrà essere modificato nella portata, nella durata e nei contenuti in funzione dell'evoluzione della crisi mediorientale e della situazione economica generale.

Nelle intenzioni di Bruxelles il Middle East crisis Temporary State aid Framework (METSAF) è, dunque, un quadro mirato e temporaneo volto ad affrontare gli effetti della crisi su alcuni specifici settori economici più esposti.

In particolare, il quadro METSAF consente agli Stati membri di concedere aiuti alle imprese nei settori dell'agricoltura, della pesca e dei trasporti (trasporto su strada, ferroviario, per vie navigabili interne e trasporto marittimo a corto raggio intra-UE) fino al 70% dei costi aggiuntivi dovuti all'aumento del prezzo di carburante e fertilizzanti causato dalla crisi, verificati a livello del beneficiario.

L'aumento dei prezzi sarà determinato da ciascuno Stato membro sulla base della differenza tra il prezzo di mercato rilevante e un prezzo di riferimento storico applicabile. I costi aggiuntivi totali saranno poi calcolati sulla base del consumo attuale del beneficiario o del suo ultimo consumo precedente alla crisi.

Per questi settori, un'opzione semplificata renderà più facile l'accesso agli aiuti consentendo agli Stati membri di modulare gli importi individuali di aiuto sulla base di elementi quali dimensione e tipologia delle attività dei beneficiari, una stima generale del consumo di carburante nel settore o altri indicatori proxy pertinenti, senza che i beneficiari debbano fornire prove dettagliate del consumo effettivo. In questo caso, ciascun beneficiario può ricevere fino a 50.000 euro.

Inoltre, METSAF consente per le industrie ad alta intensità energetica ammissibili ai regimi temporanei di sostegno ai prezzi dell'elettricità ai sensi della sezione 4.5 del CISAF, sarà possibile aumentare l'intensità dell'aiuto dal 50% fino al 70% del costo dell'elettricità relativo ai consumi ammissibili. Ciò può coprire fino al 50% del consumo totale del beneficiario. Non sarà richiesto un aumento aggiuntivo degli sforzi di

decarbonizzazione. Sarà possibile il cumulo con gli aiuti concessi nell'ambito delle Linee guida sugli aiuti di Stato ETS fino a metà dell'importo dell'aiuto concesso ai sensi dei regimi della sezione 4.5 del CISAF.

A tal fine, il sostegno può assumere diverse forme per le imprese attive nei settori dell'agricoltura, della pesca e dei trasporti. Ciò include aiuti basati sul consumo effettivo per coprire parte degli aumenti di prezzo di carburanti o fertilizzanti e un approccio semplificato per piccoli importi di aiuto.

Pur ribadendo che la transizione verso un'economia a basse emissioni resta la soluzione strutturale agli shock energetici globali, la Commissione sottolinea che il METSAF consente agli Stati membri di intervenire rapidamente per evitare che le imprese più esposte subiscano danni irreversibili.

Il quadro si applica in particolare ai settori dell'agricoltura, della pesca, del trasporto terrestre (stradale, ferroviario e per vie navigabili interne), del trasporto marittimo a corto raggio intra-UE e alle industrie ad alta intensità energetica.

Per il settore agricolo, le possibilità esistenti includono il Regolamento di esenzione per categoria in agricoltura o gli Orientamenti per gli aiuti di Stato nei settori agricolo e forestale e nelle zone rurali. Per il settore della pesca, gli aiuti possono essere esentati dall'obbligo di notifica ai sensi del Regolamento di esenzione per categoria per la pesca oppure notificati in conformità agli Orientamenti per gli aiuti di Stato nel settore della pesca e dell'acquacoltura. Esistono inoltre diverse opzioni per sostenere il trasporto stradale e marittimo, come le norme sui servizi pubblici di trasporto passeggeri per ferrovia e su strada, gli orientamenti sugli aiuti di Stato al trasporto marittimo e il Regolamento generale di esenzione per categoria.

Le misure previste dal METSAF dovranno essere notificate alla Commissione. Il quadro consentirà una procedura di approvazione rapida.

Infine, la Commissione si dichiara disponibile a valutare, caso per caso e subordinatamente a diversi requisiti, misure temporanee che possono includere la sovvenzione dei costi del carburante per la generazione elettrica a gas al fine di ridurre i costi complessivi dell'elettricità.

Ragionando sugli obiettivi del provvedimento e sull'articolazione che ha dato la Commissione, credo si possa osservare che l'adozione del METSAF risponde solo in parte alle sollecitazioni provenienti dai paesi membri sulla necessità di fronteggiare l'impatto sui costi dell'energia conseguenti alla crisi innescata dalla guerra tra USA, Israele ed Iran, con il conseguente blocco di Hormuz.

La misura non è stata infatti accompagnata né da strumenti finanziari ad hoc di supporto, fatta eccezione la recente disposizione che prevede la possibilità di ricorrere ai cosiddetti "Fondi di coesione regionale" non ancora utilizzati, che hanno comunque incontrato notevoli critiche da parte dalle Regioni interessate.

Né sono state autorizzate quelle flessibilità sui vincoli di bilancio che da tempo sollecitano paesi come l'Italia, e che possono essere condizionanti ai fini del reperimento delle risorse finanziarie da utilizzare per gli aiuti di stato.

Come prova il fatto che l'intervento di supporto METSAF più consistente finora autorizzato è quello adottato dalla Germania che non ha certamente i vincoli dell'Italia.

### 3. APPROFONDIMENTI

- **Gli oleodotti possono essere una soluzione strategica per il Medio Oriente? Gli Emirati puntano a un nuovo oleodotto per ridurre la dipendenza dallo Stretto di Hormuz**

Con la guerra tra Stati Uniti e Israele contro l'Iran giunta alla quarta settimana, la pressione sui mercati del petrolio e del gas sta aumentando a causa delle gravi interruzioni del traffico marittimo attraverso lo Stretto di Hormuz, nonché degli attacchi contro le principali infrastrutture energetiche del Golfo.

In tempo di pace, il 20% del petrolio e del gas mondiale viene trasportato dai produttori del Golfo attraverso lo Stretto di Hormuz – unico sbocco verso l'oceano aperto – circa 20 milioni di barili di petrolio al giorno. Per compensare la carenza provocata dalla sua chiusura, i Paesi del Medio Oriente hanno incrementato le esportazioni di petrolio tramite oleodotti, nel tentativo di colmare il vuoto lasciato dallo Stretto di Hormuz, mentre si valutano rotte alternative per l'export energetico.

Il 2 marzo, due giorni dopo l'avvio degli attacchi statunitensi e israeliani contro l'Iran, le Guardie Rivoluzionarie Islamiche iraniane (IRGC) dichiararono lo stretto 'chiuso', minacciando di attaccare, tramite la marina iraniana, qualsiasi nave che avesse tentato di attraversarlo. Da allora, il traffico nello stretto è crollato di oltre il 95%.

Funzionari iraniani hanno recentemente precisato che lo stretto non è completamente chiuso – fatta eccezione per le imbarcazioni appartenenti a Stati Uniti, Israele e ai Paesi che collaborano con loro – introducendo però nuove regole: ogni nave deve ottenere l'approvazione di Teheran per poter transitare. Di conseguenza, nelle ultime due settimane numerosi Paesi si sono affrettati a raggiungere accordi con l'Iran per garantire un passaggio sicuro attraverso lo stretto. Ad alcune petroliere – per lo più battenti bandiera indiana, pakistana e cinese – è stato consentito il transito, mentre circa 2.000 navi di altre nazionalità restano bloccate su entrambe le sponde dello stretto. L'unica alternativa al trasporto marittimo del petrolio resta il trasferimento via terra o attraverso infrastrutture sottomarine.

In questa fase gli oleodotti sono diventati la principale alternativa, seppure insufficiente, per aggirare lo Stretto di Hormuz.

#### *Oleodotto Est-Ovest dell'Arabia Saudita*

L'oleodotto Est-Ovest, noto anche come Petrolina, è gestito dal colosso petrolifero saudita Aramco, una delle più grandi aziende al mondo, con una capitalizzazione di mercato superiore a 1.700 miliardi di dollari e un fatturato annuo di 480 miliardi di dollari. Il gruppo controlla il 12% della produzione mondiale di petrolio, con una capacità superiore a 12 milioni di barili al giorno (bpd). La condotta, lunga 1.200 chilometri, collega il centro di lavorazione del petrolio di Abqaiq, vicino al Golfo Persico, in Arabia Saudita, al porto di Yanbu, sul Mar Rosso, attraversando il Paese da est a ovest.

Tuttavia, l'oleodotto non dispone di una capacità sufficiente a compensare integralmente la chiusura dello Stretto di Hormuz.

Nel 2024, secondo dati delle Nazioni Unite, circa 20 milioni di bpd sono transitati attraverso lo Stretto di Hormuz. Di questi, 14 milioni erano costituiti da petrolio greggio e condensati, mentre i restanti 6 milioni riguardavano prodotti petroliferi.

L'East-West Pipeline può trasportare fino a 7 milioni di barili al giorno. Il 10 marzo, Aramco ha dichiarato che circa 5 milioni di barili giornalieri potrebbero essere destinati all'esportazione, mentre la quota restante servirebbe a rifornire le raffinerie locali.

Dall'inizio della guerra tra Stati Uniti e Israele contro l'Iran, l'Arabia Saudita ha aumentato il flusso di petrolio. Tra gennaio e febbraio, la media era stata di 770.000 barili al giorno, salita successivamente a 2,9 milioni di barili quotidiani.

L'utilizzo dell'oleodotto saudita continua però a presentare rischi. Gli Houthi, gruppo armato yemenita sostenuto dall'Iran, i cui attacchi alle navi nel Mar Rosso hanno sia destabilizzato il traffico marittimo globale durante la guerra israeliana a Gaza tra il 2023 e il 2025, potrebbero prendere di mira anche lo stretto di Bab al-Mandeb. Quest'ultimo collega il Mar Rosso al Golfo di Aden e all'Oceano Indiano e, secondo recenti dichiarazioni, il gruppo si sarebbe detto pronto a colpire nuovamente nell'area in segno di solidarietà con Teheran.

Il Bab al-Mandeb rappresenta lo sbocco meridionale del Mar Rosso ed è situato tra lo Yemen, nella penisola arabica, e Gibuti ed Eritrea, nel Corno d'Africa. Si tratta di una delle rotte marittime più strategiche al mondo per il trasporto di merci, in particolare petrolio greggio e carburanti provenienti dal Golfo Persico e diretti verso il Mediterraneo attraverso il Canale di Suez o l'oleodotto SUMED, sulla costa egiziana del Mar Rosso, oltre a merci destinate all'Asia, incluso il petrolio russo.

Nel suo punto più stretto, il Bab al-Mandeb misura appena 29 chilometri, smistando il traffico su due canali distinti per le merci in entrata e in uscita. Secondo una fonte militare iraniana anonima, Teheran potrebbe aprire un nuovo fronte nel Bab al-Mandeb qualora venissero condotti attacchi sul territorio iraniano o contro le sue isole.

#### *Oleodotto di Abu Dhabi degli Emirati Arabi Uniti*

L'oleodotto di Abu Dhabi è noto anche come ADCOP o oleodotto Habshan-Fujairah.

La condotta, lunga 380 chilometri, collega Habshan – giacimento di petrolio e gas situato nell'area sud-occidentale di Abu Dhabi, negli Emirati Arabi Uniti – al porto di Fujairah, sul Golfo dell'Oman.

Entrato in funzione nel 2012, l'oleodotto ha una capacità di circa 1,5 milioni di barili al giorno.

Le esportazioni di petrolio da Fujairah sembrano essere aumentate nell'ultimo mese, nonostante la chiusura dello stretto, raggiungendo a marzo una media di 1,62 milioni di barili al giorno, rispetto agli 1,17 milioni registrati a febbraio.

#### *Oleodotto Iraq-Turchia*

L'oleodotto Iraq-Turchia, noto anche come Kirkuk-Ceyhan, fu commissionato nel 1970 per trasportare il petrolio iracheno dal Kurdistan, nel nord-est del Paese, fino al terminale turco di Ceyhan, sul Mediterraneo, aggirando la Siria dopo il sabotaggio della Iraq Petroleum Company avvenuto alcuni anni prima. L'infrastruttura, con una capacità di 1,6 milioni di barili al giorno, ne trasporta attualmente circa 200.000. L'Iraq figura tra i primi cinque produttori mondiali di petrolio ed è il secondo produttore all'interno dell'Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio (OPEC), con oltre 4 milioni di barili al giorno.

## L'oleodotto Eilat-Ashkelon (EAP)

L'oleodotto Eilat-Ashkelon (EAP), completato nel 1969 e noto anche come oleodotto transisraeliano, è una condotta petrolifera con una capacità massima di circa mezzo milione di barili al giorno. Rappresenta l'evoluzione del precedente prototipo Eilat-Haifa, utilizzato per trasportare petrolio dal Golfo di Aqaba al Mediterraneo.

## Questi oleodotti possono sostituire lo Stretto di Hormuz?

Sebbene siano in grado di assorbire parte dei volumi che normalmente transitano attraverso lo Stretto di Hormuz, la capacità complessiva di questi oleodotti si ferma a circa 9 milioni di barili al giorno, ben al di sotto dei circa 20 milioni di barili quotidiani che attraversano abitualmente lo Stretto.

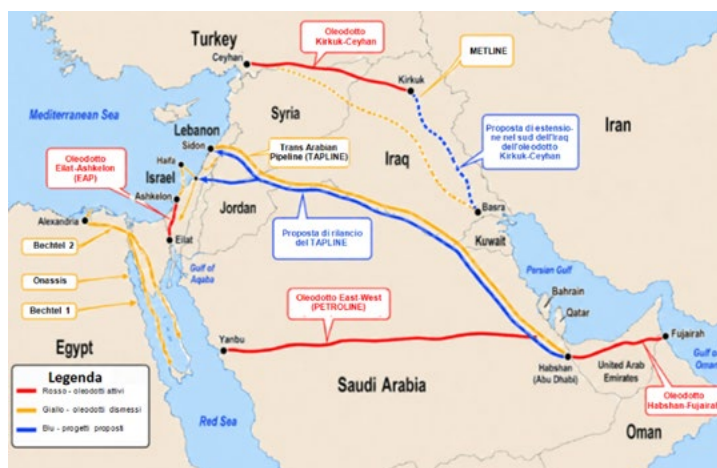
A ciò si aggiunge un ulteriore elemento di vulnerabilità: trattandosi di infrastrutture terrestri, gli oleodotti ricadono nel raggio d'azione di missili e droni iraniani, risultando esposti ad attacchi e danni non meno delle navi che attraversano lo Stretto. Nel corso della guerra, infatti, le infrastrutture energetiche in tutto il Golfo sono già state bersaglio di operazioni militari.

Oleodotti e stazioni di pompaggio rappresentano obiettivi di alto valore strategico. Nel 2019, droni Houthi colpirono le stazioni di pompaggio dell'oleodotto Est-Ovest, costringendo alla temporanea chiusura di una linea progettata proprio per aggirare lo Stretto di Hormuz.

Più recentemente, gli attacchi con droni contro gli impianti petroliferi del porto di Fujairah, negli Emirati Arabi Uniti, avvenuti a marzo, hanno interrotto le operazioni di carico presso il terminale dell'oleodotto di Abu Dhabi. A complicare ulteriormente il quadro vi è la situazione dell'Iraq meridionale: i giacimenti del Sud del Paese, responsabili della maggior parte del greggio destinato all'esportazione, non dispongono di un collegamento terrestre significativo con l'oleodotto turco settentrionale. Una condizione che sta determinando un quasi totale blocco della produzione nella regione di Bassora, mentre i serbatoi di stoccaggio si avvicinano progressivamente alla capacità massima.

## Gli Emirati puntano a un nuovo oleodotto per ridurre la dipendenza dallo Stretto di Hormuz

Guardando ad un futuro meno prossimi, gli Emirati Arabi Uniti hanno recentemente annunciato l'intenzione di accelerare la costruzione di un nuovo oleodotto – un progetto finora non divulgato – destinato a raddoppiare la capacità di esportazione di greggio della compagnia petrolifera statale Abu Dhabi National Oil Co. (ADNOC) attraverso il porto di Fujairah, aggirando lo Stretto di Hormuz. L'obiettivo è garantire la continuità delle future esportazioni di petrolio e proteggerle dal rischio di interruzioni.



Percorsi degli oleodotti in Medio Oriente, distinguendo tra oleodotti attivi, progetti dismessi o abbandonati e percorsi futuri proposti per aggirare punti strategici di strozzatura come Hormuz. | Fonte: Asian Atlas Database

Il nuovo West-East Pipeline entrerà in funzione entro il 2027 e contribuirà a sostenere la domanda globale di energia.

Il porto di Fujairah, affacciato sul Golfo dell'Oman e situato al di fuori dello Stretto di Hormuz, rappresenta già il terminale dell'attuale oleodotto Habshan-Fujairah, che consente ad Abu Dhabi di trasferire parte del greggio estratto dai propri giacimenti direttamente sulla costa, evitando il passaggio delle petroliere attraverso lo stretto.



*Il nuovo oleodotto West-East Pipeline*

L'attuale blocco di questa cruciale rotta

marittima, attraverso cui, prima della guerra con l'Iran, transitava il 20% del petrolio e del gas naturale mondiale, sta alimentando un'impennata dei prezzi energetici a livello globale mettendo sotto pressione le economie del Golfo.

Il principe ereditario di Abu Dhabi ha incaricato la compagnia petrolifera statale degli Emirati Arabi Uniti di accelerare i lavori del progetto, finora mantenuto riservato, affinché il nuovo oleodotto possa iniziare a trasportare petrolio emiratino verso il porto di Fujairah entro il 2027.

Secondo le previsioni, la nuova infrastruttura raddoppierà la capacità di esportazione attualmente garantita dall'oleodotto Habshan-Fujairah, che può trasportare fino a 1,8 milioni di barili al giorno verso il terminale sul Golfo dell'Oman.

Questo collegamento si è già rivelato strategico per gli Emirati Arabi Uniti, permettendo al Paese di mantenere attive le esportazioni petrolifere dopo il blocco imposto dall'Iran al transito delle petroliere attraverso lo Stretto di Hormuz.

Emirati Arabi Uniti e Arabia Saudita restano gli unici produttori del Golfo a disporre di oleodotti in grado di esportare greggio al di fuori dello stretto braccio di mare che separa il territorio iraniano da quello omanita. La decisione di accelerare la realizzazione di un secondo oleodotto arriva poche settimane dopo l'uscita degli Emirati Arabi Uniti dall'OPEC, al termine di 60 anni di appartenenza, una mossa interpretata come un segnale di crescente distanza politica ed economica dall'Arabia Saudita, leader de facto del gruppo. L'uscita dal cartello petrolifero dovrebbe consentire agli Emirati Arabi Uniti di aumentare la produzione oltre i limiti imposti dalle future quote fissate dall'organizzazione, una volta concluso il conflitto e ripristinata la piena operatività commerciale dello Stretto di Hormuz.

La costruzione del nuovo oleodotto, tuttavia, potrebbe consentire ad Abu Dhabi di perseguire il proprio piano di espansione delle esportazioni anche nel caso in cui il conflitto dovesse protrarsi oltre le attese o un eventuale accordo di pace non prevedesse il ritorno ai livelli pre-crisi del traffico di petroliere nello stretto.

L'uscita degli Emirati Arabi Uniti dall'OPEC ha inoltre riportato alla luce tensioni di lungo corso tra Abu Dhabi e Riyadh. L'Arabia Saudita, infatti, ha tradizionalmente sostenuto politiche di produzione più rigide, finalizzate a mantenere il prezzo del petrolio sufficientemente elevato da finanziare la propria agenda economica.

La capacità esatta del nuovo oleodotto non è stata resa pubblica. Tuttavia, un eventuale raddoppio fino a 3,6 milioni di barili al giorno avvicinerrebbe la capacità esportativa emiratina a quella saudita, che può trasportare circa 7 milioni di barili al giorno dai giacimenti orientali fino al porto di Yanbu, sul Mar Rosso, dei quali circa 5 milioni destinati all'export.

## 4. NEWS DAL MONDO

### **Gli Stati Uniti cancellano concessioni per 4,4 GW di eolico offshore in cambio di investimenti nel petrolio e nel gas**

Il Dipartimento degli Interni degli Stati Uniti (DOI) ha annunciato la rescissione di due ulteriori contratti di concessione per parchi eolici offshore – Bluepoint Wind e Golden State Wind – nell’ambito di un accordo che prevede investimenti per 885 milioni di dollari nel settore nazionale dei combustibili fossili. I due progetti, per una capacità complessiva di 4,4 GW, erano sviluppati attraverso joint venture. Bluepoint Wind (2,4 GW), situato al largo delle coste di New York e New Jersey, vedeva la collaborazione tra Ocean Winds – partnership tra la francese ENGIE e la portoghese EDP Renewables – e Global Infrastructure Partners, divisione del gestore patrimoniale BlackRock. Golden State Wind (2 GW), al largo della California, era invece promosso da Ocean Winds insieme a Reventus Power, società britannica specializzata negli investimenti nell’eolico offshore.

Secondo i termini dell’accordo relativo a Bluepoint Wind, Global Infrastructure Partners si è impegnata a investire 765 milioni di dollari – pari all’importo dell’offerta iniziale per la concessione – in un impianto statunitense di gas naturale liquefatto (GNL). Contestualmente, il progetto rinuncerà allo sviluppo di nuovi impianti eolici offshore negli Stati Uniti.

Per quanto riguarda Golden State Wind, la joint venture riceverà un rimborso di 120 milioni di dollari relativi ai canoni di locazione, a fronte dell’impegno a reinvestire una cifra equivalente nello sviluppo di giacimenti petroliferi e di gas, infrastrutture energetiche e progetti di GNL lungo la costa del Golfo del Messico. Anche in questo caso, i promotori hanno deciso di non perseguire ulteriori iniziative nel comparto eolico offshore statunitense.

L’annuncio arriva a circa un mese da un’intesa analoga siglata tra il Dipartimento degli Interni e la francese TotalEnergies, che ha concordato il reindirizzamento di 928 milioni di dollari inizialmente destinati ai canoni di locazione per l’eolico offshore verso investimenti nella produzione di petrolio e gas negli Stati Uniti.

Le risorse rimborsate contribuiranno al finanziamento dell’impianto di Rio Grande LNG, con una capacità prevista di 29 milioni di tonnellate annue, oltre allo sviluppo di giacimenti di petrolio e gas nel Golfo del Messico. Parallelamente, TotalEnergies ha firmato una lettera d’intenti con Glenfarne, principale sviluppatore del progetto Alaska LNG, per una fornitura di 2 milioni di tonnellate di GNL all’anno per 20 anni, subordinata alla decisione finale di investimento.

### **Il Belgio avvia trattative per acquisire il portafoglio nucleare di ENGIE**

Il governo belga, insieme alle francesi ENGIE ed Electrabel, ha annunciato la firma di una Lettera d’Intenti (LoI) che definisce il quadro per negoziazioni esclusive sulla possibile acquisizione da parte dello Stato belga di tutte le attività nucleari detenute dal gruppo nel Paese (comunicato ENGIE, 30/04/2026).

L’operazione includerebbe l’intero portafoglio nucleare di ENGIE ed Electrabel, compresi i sette reattori nucleari belgi. Secondo il primo ministro, l’intesa potrebbe comportare anche la sospensione dei piani di dismissione del nucleare. Le parti puntano a definire i termini preliminari dell’accordo entro il 1° ottobre 2026. Il nucleare resta centrale per la sicurezza energetica del Belgio, rappresentando il 41% della produzione elettrica nel 2024. Nel 2025, il Parlamento ha di fatto invertito la politica di phase-out adottata nel 2023,

eliminando l'obiettivo di uscita completa dal nucleare entro il 2025 e revocando il divieto di sviluppare nuove centrali, previsto dalla normativa introdotta nel 2003.

Alla fine del 2025, cinque dei sette reattori – Doel 1, Doel 2, Doel 3, Tihange 1 e Tihange 2 – erano stati definitivamente chiusi nell'ambito del piano di uscita dal nucleare. Solo Doel 4 e Tihange 3, la cui operatività è stata estesa fino al 2035 in base all'accordo siglato con ENGIE nel 2023, resteranno in funzione. Tuttavia, entrambi i reattori sono stati fermati per manutenzione programmata all'inizio di aprile 2026, lasciando temporaneamente il Belgio senza produzione di energia elettrica da fonte nucleare. Il riavvio è previsto per novembre 2026. La capacità complessiva dei sette reattori è di circa 6 GW, di cui 2 GW riferiti alle due unità destinate a tornare operative.

## **La BERS finanzia in Ungheria un progetto solare da 450 MW con accumulo da 1 GWh**

La Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo (BERS) ha approvato un prestito da 70 milioni di euro a Renalfa IPP per sostenere lo sviluppo, la costruzione e la gestione di un portafoglio di impianti fotovoltaici da 450 MW e di un sistema di accumulo a batteria (BESS) da 250 MW/1 GWh nell'Ungheria nord-orientale.

L'iniziativa rientra in un pacchetto di finanziamento complessivo da 210 milioni di euro, realizzato insieme a istituti bancari commerciali. Una volta operativo, il progetto dovrebbe generare circa 448 GWh di elettricità rinnovabile all'anno, contribuendo all'obiettivo dell'Ungheria di coprire il 30% del consumo finale lordo di energia con fonti rinnovabili entro il 2030.

Dall'avvio delle sue attività nel Paese, la BERS ha investito oltre 3,7 miliardi di euro in 220 progetti in Ungheria.

## **OPEC+, aumento della produzione di 188 mila barili al giorno dopo l'uscita degli Emirati Arabi Uniti**

I sette Paesi dell'OPEC+ – Arabia Saudita, Russia, Iraq, Kuwait, Kazakistan, Algeria e Oman – hanno approvato un aumento complessivo della produzione di petrolio di 188 mila barili al giorno, nell'ambito degli aggiustamenti volontari aggiuntivi annunciati nell'aprile 2023.

Per giugno 2026, i nuovi livelli produttivi saranno così distribuiti: Arabia Saudita a 10,3 milioni di barili al giorno (+62 mila), Russia a 9,8 milioni (+62 mila), Iraq a 4,4 milioni (+26 mila), Kuwait a 2,6 milioni (+16 mila), Kazakistan a 1,6 milioni (+10 mila), Algeria a 989 mila (+6 mila) e Oman a 826 mila barili al giorno (+5 mila). La decisione arriva pochi giorni dopo l'annuncio degli Emirati Arabi Uniti (EAU) di lasciare OPEC e OPEC+ a partire da maggio 2026, chiudendo una partecipazione durata 59 anni.

Gli Emirati sono il più grande produttore petrolifero ad aver abbandonato il gruppo. Prima della guerra tra Stati Uniti e Israele contro l'Iran e delle successive tensioni nello Stretto di Hormuz, il Paese produceva circa 3,4 milioni di barili al giorno, pari a circa il 3% dell'offerta globale di greggio.

Le attuali interruzioni del traffico marittimo nello Stretto limitano tuttavia la capacità di Abu Dhabi di aumentare produzione ed esportazioni. Con il ripristino delle normali rotte commerciali, gli EAU potrebbero portare la produzione fino a una capacità stimata di 5 milioni di barili al giorno tra greggio e liquidi. Già ad aprile 2026, l'OPEC+ aveva concordato un incremento produttivo di 206 mila barili al giorno, entrato in vigore a maggio. Di questo aumento, 18 mila barili al giorno erano attribuite agli Emirati Arabi Uniti, mentre i restanti 188 mila barili al giorno sono ora redistribuiti tra gli altri sette membri del gruppo.

## **Gli Stati Uniti rafforzano la presenza energetica nei Balcani: accordi con Croazia, Bosnia-Erzegovina e Albania su gas, GNL e nucleare**

Il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (DOE) ha annunciato la conclusione di una serie di accordi energetici tra aziende statunitensi e Paesi dei Balcani, consolidando la presenza di Washington nel settore energetico della regione. Le intese, del valore complessivo di diversi miliardi di dollari, coinvolgono Croazia, Bosnia-Erzegovina e Albania.

Croazia e Bosnia-Erzegovina hanno raggiunto un accordo per la realizzazione del gasdotto di interconnessione meridionale, infrastruttura destinata a collegare la Bosnia-Erzegovina alla rete del gas croata e al terminale di gas naturale liquefatto (GNL) situato sull'isola adriatica di Krk, snodo strategico per l'approvvigionamento energetico regionale. Saranno gli Stati Uniti a giocare un ruolo centrale nello sviluppo del progetto: Sarajevo ha infatti selezionato AAFS Infrastructure and Energy, società statunitense, come investitore e sviluppatore dell'iniziativa. L'azienda si è impegnata a investire circa 1,5 miliardi di dollari. L'infrastruttura assume una rilevanza geopolitica significativa per la Bosnia-Erzegovina, che attualmente dipende quasi totalmente dalle forniture di gas russe, importate attraverso gasdotti che transitano da Serbia e Bulgaria lungo il corridoio del TurkStream.

Parallelamente, Croazia e Stati Uniti hanno sottoscritto una dichiarazione congiunta sulla cooperazione nel nucleare civile, che prevede il possibile impiego in territorio croato della tecnologia statunitense dei piccoli reattori modulari (SMR), considerati una delle principali frontiere dell'energia nucleare di nuova generazione. Sul fronte albanese, la società statunitense Venture Global e Aktor LNG USA hanno firmato un contratto ventennale del valore di 6 miliardi di dollari per l'esportazione di GNL verso l'Albania.

Contestualmente, Tirana ha siglato un memorandum d'intesa per la creazione di un nuovo hub energetico a Valona (Vlorë), che includerà anche una centrale elettrica alimentata a gas.

## **Riprende il flusso di petrolio russo nel Druzhba: Budapest sblocca il prestito UE a Kiev**

Il petrolio russo ha ripreso a fluire attraverso la sezione ucraina dell'oleodotto Druzhba, dopo un'interruzione iniziata a gennaio 2026. La riattivazione delle forniture ha avuto immediate ripercussioni politiche: l'Ungheria ha revocato il veto al prestito dell'Unione europea da 90 miliardi di euro destinato all'Ucraina.

Le consegne di greggio verso Ungheria e Slovacchia erano state sospese a fine gennaio, alimentando tensioni con Kiev. Budapest e Bratislava avevano accusato l'Ucraina di aver bloccato deliberatamente il flusso lungo il Druzhba, infrastruttura chiave per l'approvvigionamento delle loro raffinerie.

Kiev aveva respinto le accuse, attribuendo l'interruzione ai danni causati da attacchi russi. La Slovacchia aveva però sostenuto che la linea fosse già stata riparata, accusando il governo ucraino di mantenerla chiusa per esercitare pressioni politiche, anche sul tema dell'adesione dell'Ucraina all'UE.

Le tensioni erano aumentate all'inizio di marzo, quando il presidente ucraino aveva espresso riserve sul transito di petrolio russo attraverso il territorio nazionale. In risposta, la Slovacchia aveva sospeso le forniture di emergenza di energia elettrica verso l'Ucraina.

La svolta è arrivata con la conferma del gruppo petrolifero ungherese MOL sulla ripresa delle consegne tramite il Druzhba. Il riavvio del flusso ha contribuito a sbloccare anche lo stallo politico a Bruxelles: il prestito europeo, approvato nel 2025 per sostenere la stabilità finanziaria ucraina fino al 2027, era rimasto congelato a causa del veto ungherese, sostenuto anche da Bratislava.

L'oleodotto Druzhba resta una fonte energetica strategica per Ungheria e Slovacchia, entrambe esentate dalle sanzioni UE sul petrolio russo. Al tempo stesso, i rapporti energetici restano interdipendenti: l'Ucraina importa infatti una quota significativa del proprio fabbisogno di gas proprio dall'Ungheria.

## **La Norvegia approva la riattivazione di tre giacimenti di gas nel Mare del Nord**

La Norvegia ha autorizzato la riapertura di tre giacimenti maturi di gas nel Mare del Nord – West Ekofisk, Albuskjell e Tommeliten Gamma – con la ripresa della produzione prevista dal 2028.

Scoperti negli anni '70 ed entrati in produzione tra il 1977 e il 1988, i tre giacimenti erano stati chiusi nel 1998 in seguito a modifiche operative del campo di Ekofisk. La riattivazione punta ad aumentare la produzione di gas nell'area, con riserve recuperabili stimate tra 90 e 120 milioni di barili equivalenti di petrolio (mboe).

La produzione sarà prevalentemente di gas naturale, con volumi limitati di condensato. Secondo il governo norvegese, il gas sarà esportato verso la Germania, mentre il condensato sarà inviato nel Regno Unito. Parallelamente, la Norvegia ha aperto 70 nuovi blocchi esplorativi nell'ambito del sistema delle aree predefinite (APA): 22 nel Mare del Nord, 10 nel Mare di Norvegia e 38 nel Mare di Barents.

## **UE, via libera agli aiuti di Stato per Bulgaria, Germania e Slovenia contro il caro elettricità**

La Commissione europea ha approvato regimi di aiuti di Stato in Bulgaria, Germania e Slovenia per sostenere le imprese ad alta intensità energetica e ridurre temporaneamente i costi dell'elettricità. Le misure, della durata di tre anni, puntano a compensare parte delle spese sostenute dalle aziende più esposte alla concorrenza internazionale e al rischio di delocalizzazione, in linea con gli orientamenti UE del 2022 su clima, energia e ambiente. L'accesso agli aiuti sarà subordinato all'impegno delle imprese a reinvestire una quota significativa del sostegno in interventi di decarbonizzazione.

La Bulgaria attiverà un programma dal 1° luglio 2025 al 30 giugno 2028, con una dotazione di 334 milioni di euro, attraverso una riduzione diretta delle bollette elettriche.

In Germania, il regime sarà in vigore dal 1° gennaio 2026 al 31 dicembre 2028, con un budget di 3,8 miliardi di euro: le imprese presenteranno domanda annuale sulla base dei consumi effettivi e dei prezzi medi all'ingrosso. La Slovenia, infine, introdurrà uno schema da 90 milioni di euro, valido nello stesso periodo della Germania, con contributi erogati due volte l'anno in base ai consumi stimati.

Le misure rientrano nel quadro temporaneo sugli aiuti di Stato legato al Clean Industrial Deal (CISAF), che consente agli Stati membri di sostenere i settori strategici della transizione verso un'economia a zero emissioni fino al 2030.

## **Germania: taglio temporaneo delle accise sui carburanti per 1,6 miliardi di euro**

Il governo tedesco ha annunciato un pacchetto energetico d'emergenza per contenere l'aumento dei prezzi dei carburanti legato alla crisi internazionale. La misura principale prevede una riduzione temporanea delle accise su benzina e diesel per due mesi, con un taglio di circa 17 centesimi di euro al litro.

In alcune aree del Paese, i prezzi dei carburanti hanno già superato i 2 euro al litro, spingendo Berlino a intervenire rapidamente. Secondo le stime del governo, la riduzione fiscale garantirà un risparmio complessivo di circa 1,6 miliardi di euro per consumatori e imprese.

Il piano richiama le misure adottate durante la crisi energetica del 2022 e include anche la possibile introduzione di una tassa sugli extraprofitto delle società dei combustibili fossili, per compensare l'impatto delle minori entrate fiscali. Previsto inoltre un rafforzamento dei poteri dell'autorità garante della concorrenza, con l'obiettivo di contrastare pratiche speculative e aumenti ingiustificati dei prezzi.

## **Kazakistan: strategia nucleare con almeno tre centrali entro il 2050**

Il Kazakistan ha approvato la Strategia nazionale per lo sviluppo dell'industria nucleare fino al 2050, con l'obiettivo di rafforzare il ruolo dell'energia atomica nel mix energetico del Paese.

Il piano prevede la costruzione di almeno tre centrali nucleari entro il 2050. Il primo progetto è già in fase di sviluppo, mentre per il secondo è stato approvato il sito a gennaio 2026. Per il terzo impianto sono allo studio tecnologie basate su piccoli reattori modulari (SMR). Alla luce della crescita attesa della domanda elettrica, il governo valuta anche una quarta centrale.

La strategia include inoltre lo sviluppo di ulteriori impianti SMR, la possibile sostituzione di centrali a carbone dismesse con capacità nucleare equivalente, la creazione di cluster nucleari per integrare produzione energetica, ricerca e applicazioni industriali, oltre a investimenti in gestione dei rifiuti, sicurezza e formazione del personale.

Sul piano industriale, il programma coinvolge già partner internazionali: Rosatom (Azienda di stato russa per il nucleare) guiderà un progetto vicino a Ulken, con due reattori VVER-1200 di generazione III+ per una capacità complessiva di 2,4 GW, attesi in funzione tra il 2035 e il 2036. China National Nuclear Corporation (CNNC) dovrebbe invece sviluppare un secondo impianto.

Il Paese punta anche a valorizzare le proprie ampie riserve di uranio, consolidando la leadership mondiale in un mercato in cui già rappresenta oltre il 40% della produzione globale. Parallelamente, il governo mira a portare al 50% entro il 2050 la quota di elettricità prodotta da fonti alternative o rinnovabili.

Attualmente, il mix energetico kazako resta dominato dal carbone (61% nel 2024), seguito da gas (23%), idroelettrico (10%) e rinnovabili (6%).

## **Tunisia: avanzano le rinnovabili con nuovi progetti solari**

La Tunisia compie un nuovo passo nello sviluppo delle energie rinnovabili con l'entrata in esercizio dell'impianto solare di Tozeur da 60 MW, sviluppato dalla norvegese Scatec (51%) in partnership con Aeolus (49%), società del gruppo Toyota Tsusho.

L'impianto beneficia di un contratto di acquisto di energia (PPA) di 30 anni con la utility statale STEG, che garantirà stabilità dei ricavi. Scatec si occuperà inoltre delle attività di gestione operativa e manutenzione (O&M) e dell'asset management.

Il progetto si inserisce in una fase di accelerazione del settore: recentemente Tunisi ha lanciato una gara da 200 MW per nuovi impianti fotovoltaici e, a marzo 2026, un ulteriore bando per un parco solare da 300 MW integrato con un sistema di accumulo (BESS) da 150 MW/540 MWh. Nel dicembre 2025, Amea Power aveva già avviato un impianto da 120 MW, attualmente il più grande del Paese.

La Tunisia punta a portare le rinnovabili al 35% del mix elettrico entro il 2030. Tuttavia, il sistema energetico resta fortemente dipendente dal gas naturale: a fine 2024, la capacità installata era pari a 6,9 GW, di cui circa il 75% alimentato a gas, mentre le rinnovabili rappresentavano ancora quote limitate (solare 11%, eolico 3,5%, idroelettrico 1%).

## **La Banca europea per l'idrogeno assegna 1,1 miliardi di euro a nove progetti di produzione di idrogeno.**

Nell'ambito della terza asta della Banca europea per l'idrogeno (EHB), la Commissione europea ha selezionato nove progetti di produzione in sette Stati membri, destinando circa 1,09 miliardi di euro in finanziamenti Ue dal Fondo per l'innovazione, alimentato dal Sistema di scambio di quote di emissione dell'Ue (ETS).

Secondo le stime, i nove progetti aggiungeranno quasi 1,1 GWe di capacità di elettrolisi, sufficienti a pro-

durre oltre 1,3 milioni di tonnellate di idrogeno nei primi dieci anni di attività. I beneficiari riceveranno un incentivo fisso compreso tra 0,57 e 3,49 euro per chilogrammo di idrogeno certificato e verificato, prodotto, per un periodo massimo di dieci anni.

Tra i progetti selezionati figurano due iniziative nell'ambito del tema RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, combustibili liquidi o gassosi, come idrogeno verde, metano ed e-metanolo) a basse emissioni di carbonio: il progetto Cloudberry da 500 MWe in Finlandia e il progetto Lotse da 120 MWe in Germania.

Sono inoltre stati scelti cinque progetti, per una capacità complessiva di 664 MWe, nell'ambito del tema generale dei combustibili a idrogeno rinnovabili e di origine non biologica (RFNBO), tra cui MorGen da 300 MWe e Hy2gen Nordic da 100 MWe, entrambi in Danimarca. Completano il quadro due progetti da 12 MWe in Norvegia, dedicati al settore marittimo e aeronautico.

I progetti selezionati dovranno raggiungere la chiusura finanziaria entro due anni e mezzo dalla firma del bando ed entrare in funzione entro cinque anni. Germania e Spagna, inoltre, metteranno a disposizione rispettivamente 1,3 miliardi di euro e 440 milioni di euro per sostenere la produzione di idrogeno RFNBO nei rispettivi territori, attraverso il meccanismo "Auctions-as-a-Service".

## **L'Iraq scopre un giacimento petrolifero con riserve stimate in 8,8 miliardi di barili**

Il Ministero del Petrolio iracheno ha annunciato la scoperta di un importante giacimento nella provincia meridionale di Najaf, vicino al confine con l'Arabia Saudita. Il sito, individuato dalla società cinese Zhenhua Oil, dispone di riserve stimate in 8,83 miliardi di barili e di una produzione iniziale pari a 3,2 mila barili al giorno di greggio leggero. La compagnia cinese si era aggiudicata i diritti di esplorazione e sviluppo nel 2024. La scoperta si inserisce nella strategia dell'Iraq di aumentare la capacità produttiva nazionale fino a 6 milioni di barili al giorno entro il 2029.

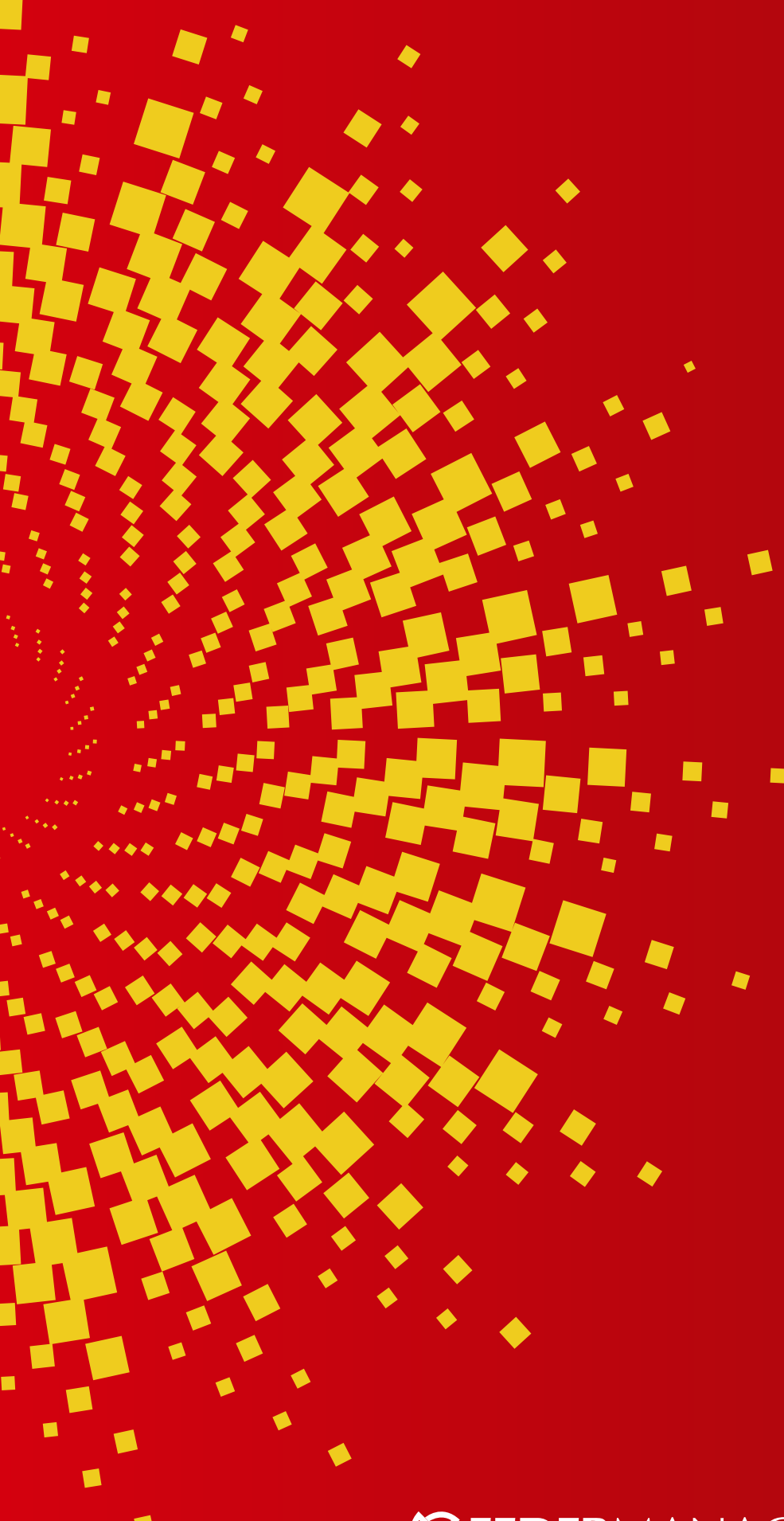
L'Iraq sta attualmente affrontando difficoltà nelle esportazioni petrolifere a causa del conflitto in Medio Oriente e delle interruzioni nello Stretto di Hormuz, snodo strategico per le spedizioni energetiche dirette ai mercati globali.

Il Paese è stato tra i primi membri dell'OPEC a ridurre la produzione dopo l'inizio della guerra, passando da circa 4,3 milioni di barili al giorno a circa 1,2 milioni di barili al giorno a marzo 2026.

Le esportazioni di greggio rappresentano circa il 90% delle entrate di bilancio nazionali, rendendo tali interruzioni particolarmente pesanti per l'economia irachena. Per diversificare le rotte di esportazione, il governo sta accelerando il progetto strategico dell'oleodotto destinato a collegare la provincia meridionale di Bassora con Haditha, vicino al confine siriano. L'infrastruttura è progettata per una capacità di esportazione di 2,25 milioni di barili al giorno.

A marzo 2026, inoltre, Baghdad ha ripreso le esportazioni di petrolio dai giacimenti di Kirkuk attraverso il porto turco di Ceyhan, con un flusso di circa 250 mila barili al giorno, in seguito a un accordo tra il governo federale e l'amministrazione del Kurdistan iracheno per il riavvio delle forniture.

L'Iraq dispone di risorse petrolifere di rilievo: le riserve accertate di greggio, rivalutate dal governo nel 2017, sono stimate in circa 20 Gt. Si collocano al terzo posto a livello mondiale – quinto includendo le riserve non convenzionali – e rappresentano il 16% delle riserve accertate del Medio Oriente e l'8% di quelle globali alla fine del 2024. I principali giacimenti sono concentrati nella parte orientale del Paese.



 **FEDERMANAGER**

**AIEE** ASSOCIAZIONE  
ITALIANA ECONOMISTI  
DELL'ENERGIA