

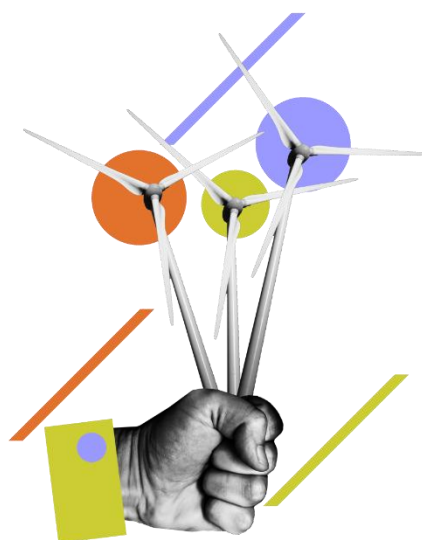


THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

SICUREZZA ENERGETICA: IL PERCORSO DI RIDUZIONE DELLA DIPENDENZA ITALIANA DAL GNL QATARINO

POLICY BRIEFING
MARZO 2026

Francesca Andreoli
Giulia Signorelli



SOMMARIO

1. IL RUOLO DEL QATAR NELLE IMPORTAZIONI ITALIANE DI GAS.....	4
2. IL CONTRIBUTO DI RINNOVABILI, EFFICIENZA ENERGETICA ED ELETTRIFICAZIONE.....	6
3. ALGERIA E LIBIA: RUOLO E LIMITI STRUTTURALI DEI FLUSSI DI GAS VERSO L'ITALIA.....	9
4. IL RUOLO DELLA DIPLOMAZIA ITALIANA NELLA TRANSIZIONE.....	11

SINTESI

Nell'arco di dodici mesi, l'Italia potrebbe sostituire in modo strutturale oltre l'85% del fabbisogno di gas qatarino attraverso rinnovabili, efficienza energetica ed elettrificazione dei consumi. Per il restante 15%, l'Italia potrebbe far ricorso alle infrastrutture di importazione esistenti, sfruttando la capacità rimanente e la cattura delle perdite di gas, senza ricorrere a nuovi contratti né a ulteriori investimenti in nuove infrastrutture o nuovi giacimenti.

La crisi del 2022, a seguito dell'invasione russa dell'Ucraina, ha mostrato come le uniche vere soluzioni di lungo periodo risiedano nel percorso di transizione, che non deve essere rallentato. Questo è stato riaffermato anche dai leader europei nelle [conclusioni del Consiglio del 19 marzo](#) 2026 in risposta alla nuova crisi energetica causata dal conflitto in Medio Oriente. In questo senso, le misure emergenziali devono essere disegnate per non compromettere tale percorso e, quindi, essere temporanee e mirate per evitare un carico eccessivo sul debito pubblico e un aumento della dipendenza dai combustibili fossili.

È fondamentale sin da subito implementare un piano di risparmio sistematico e una campagna di sensibilizzazione volto a preservare le riserve di gas. L'obiettivo prioritario è ridurre al minimo il ricorso agli stoccaggi per non trovarsi, durante la prossima estate, a dover sostenere costi di riempimento proibitivi per riportare i volumi alla soglia di sicurezza dell'80-90% necessaria per il prossimo inverno.

In generale, **la riduzione della domanda di gas è l'unica soluzione per la sicurezza energetica ed economica del Paese.** Le misure strutturali, ovvero rinnovabili, efficienza energetica negli edifici e nell'industria, elettrificazione dei consumi termici e biometano — offrono un potenziale combinato di risparmio superiore alle importazioni annuali di gas dal Qatar, ma richiedono continuità regolatoria, semplificazione autorizzativa e strategie nazionali ancora assenti. A queste si aggiungono misure a impatto immediato come campagne di risparmio nei consumi elettrici e il pieno utilizzo delle infrastrutture gasiere esistenti. Il confronto tra obiettivi di Governo e politiche abilitanti evidenzia ritardi sistematici che rendono urgente un cambio della politica energetica italiana che dia priorità a queste misure.

In una prospettiva di medio-lungo termine, l'Italia è destinata a ridurre progressivamente la propria dipendenza dalle importazioni di gas, con implicazioni rilevanti per i paesi fornitori. In questo contesto, le relazioni energetiche dovrebbero evolvere verso un modello orientato alla transizione. **L'Italia, grazie al suo ruolo di attore centrale nel Mediterraneo, dovrebbe ripensare la cooperazione partendo da un impegno concreto a sostegno di percorsi di riduzione progressiva del gas, di cattura delle perdite di gas metano lungo la filiera e di diversificazione economica.** Al contrario, **l'esplorazione e lo sfruttamento di nuovi giacimenti di gas nei paesi e nelle acque del Mediterraneo va in direzione opposta a un partenariato sostenibile, generando per entrambe le parti rischi economici e di sicurezza e alimentando la crisi climatica.**

1. IL RUOLO DEL QATAR NELLE IMPORTAZIONI ITALIANE DI GAS

L'attuale chiusura parziale dello Stretto di Hormuz e i [danni](#) inferti a infrastrutture energetiche chiave nella regione stanno mettendo a rischio le forniture globali di gas e petrolio. Tuttavia, nel caso italiano, l'esposizione diretta sul fronte del gas naturale liquefatto (GNL) appare relativamente contenuta in termini di volumi.

Le importazioni di gas liquefatto dal Qatar – pari a circa 6,4 miliardi di metri cubi annui, sulla base del [contratto](#) di lungo termine siglato da Edison nel 2009 – **rappresentano circa il 30% del GNL importato dall'Italia e approssimativamente il 10% del totale delle importazioni di gas. Si tratta di una dipendenza significativa ma non dominante da un singolo fornitore.** A questi volumi, si sarebbe dovuto aggiungere un altro miliardo e mezzo di metri cubi di gas a partire dal 2026, grazie a un [accordo](#) siglato da Eni e QatarEnergy in seguito alla crisi energetica del 2022 – accordo che di fatto rimarrà bloccato a seguito della [dichiarazione](#) da parte del Qatar di forza maggiore sui contratti GNL con alcuni paesi, tra cui l'Italia.

Più rilevante è invece il cambiamento strutturale intervenuto nel mix di approvvigionamento a partire dalla crisi del 2022. A fronte della drastica riduzione delle forniture russe, il peso del GNL rispetto al gas via gasdotto è cresciuto in modo marcato, rafforzando il ruolo di nuovi fornitori, in particolare Stati Uniti e Qatar, che rispettivamente hanno rappresentato nel primo semestre 2025 il 48% e 36% dell'import di GNL. Se nel 2021 il GNL rappresentava circa il 13% del consumo nazionale e il 14% delle importazioni di gas, oggi tali quote sono salite rispettivamente al 30% e al 34%. In questo contesto, **pur a fronte di una sostanziale stabilità dei volumi provenienti dal Qatar, è aumentata la rilevanza sistemica del GNL nel bilancio energetico italiano.** L'Italia ha già aumentato la propria capacità di importazione di gas in seguito alla crisi del 2022, installando due nuovi rigassificatori da 5 miliardi di mc/anno ciascuno, raggiungendo una capacità totale di rigassificazione di circa 28 miliardi di mc/anno. Nonostante questi progressi, permangono elementi di vulnerabilità. La sicurezza energetica nazionale resta esposta alla volatilità dei mercati internazionali, in quanto l'Italia continua a dipendere in misura rilevante dalle importazioni di gas e il settore elettrico è ancora fortemente legato al gas. **Attualmente, i terminali di rigassificazione operano a circa il 70% della loro capacità, lasciando margini tecnici per un ulteriore incremento delle importazioni da fornitori alternativi. In una prospettiva di medio-lungo termine, la riduzione dei rischi richiede un approccio più ampio, incentrato sulla diminuzione strutturale della domanda di gas e dunque della dipendenza dal gas, sull'accelerazione**

dello sviluppo delle fonti rinnovabili e sul rafforzamento delle misure di efficienza energetica nei settori civile e industriale.

Figura 1 – Consumo nazionale annuo di gas naturale al lordo delle esportazioni in miliardi di mc per il 2021 e 2025. Dati [MASE](#).

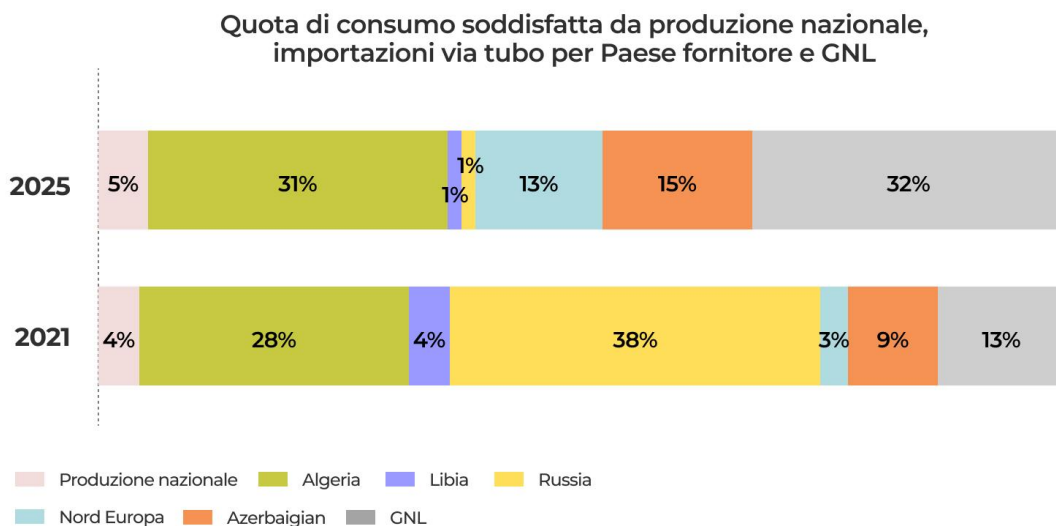
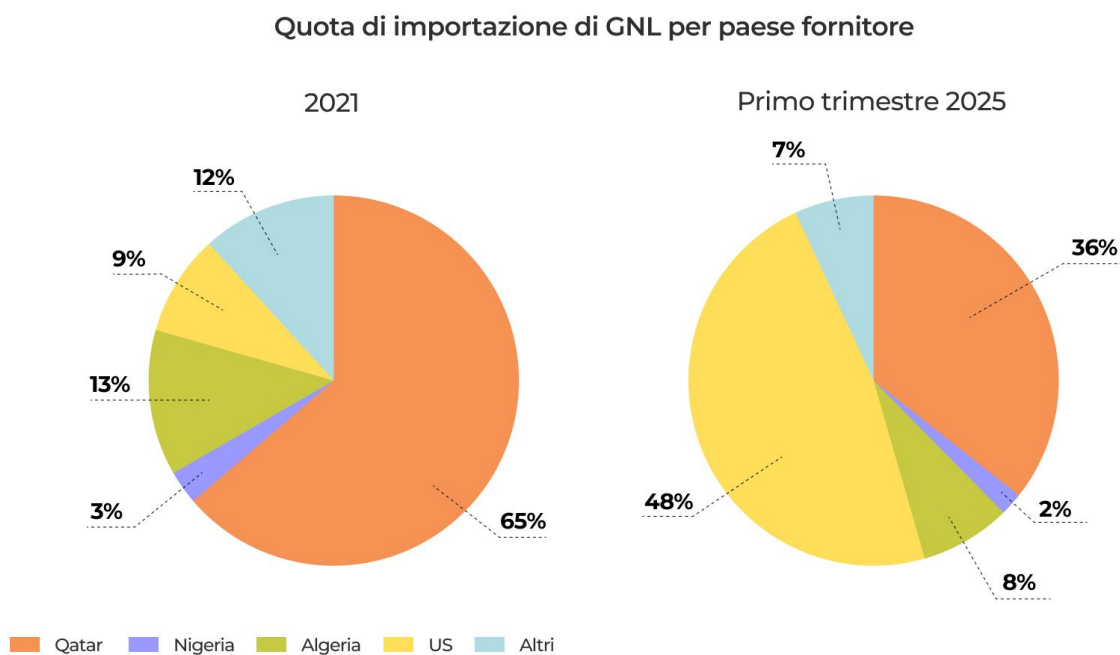


Figura 2 – Paesi di origine delle importazioni di GNL, confronto tra 2021 e primo trimestre 2025. Elaborazioni ECCO su dati [IEEFA](#)



2. IL CONTRIBUTO DI RINNOVABILI, EFFICIENZA ENERGETICA ED ELETTTRIFICAZIONE

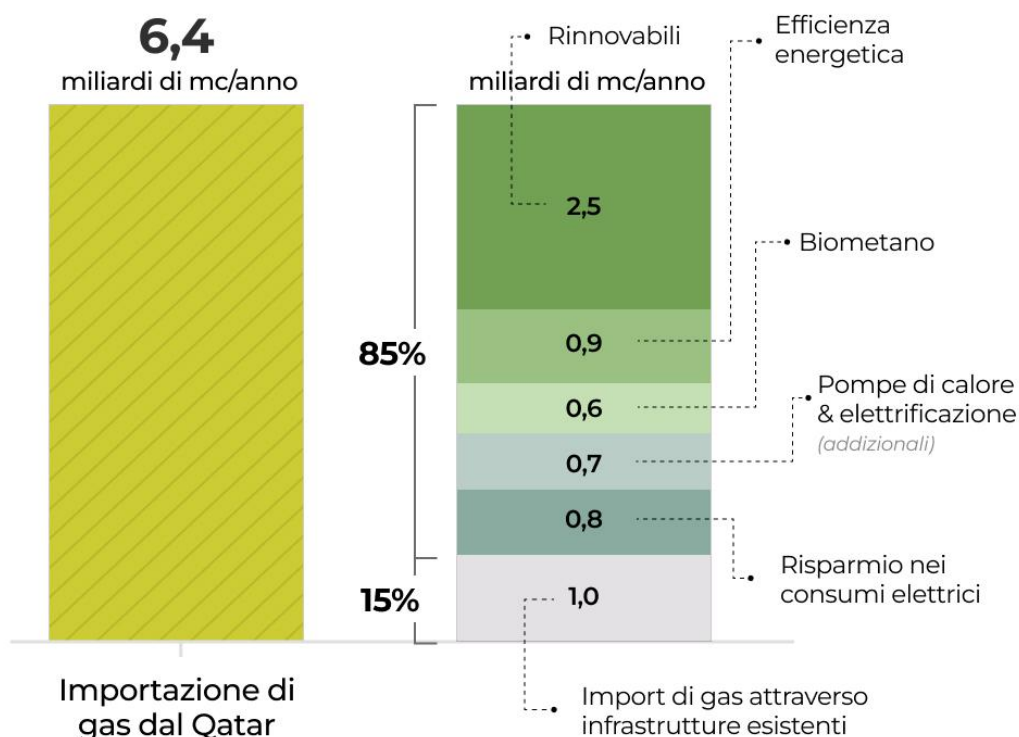
La riduzione della domanda di gas è l'unica soluzione per la sicurezza energetica ed economica del Paese.

In questa analisi abbiamo stimato come lo sviluppo delle rinnovabili, gli interventi di efficienza energetica ed elettrificazione dei consumi, affiancate da una campagna di sensibilizzazione volta al risparmio, possano sostituire nell'arco di un anno la quasi totalità delle importazioni di GNL dal Qatar. In parallelo facendo leva sullo sfruttamento delle infrastrutture gas esistenti, l'Italia riuscirebbe a gestire l'interruzione delle forniture di gas che attraversano lo stretto di Hormuz.

Come primo passo, è fondamentale implementare un piano di risparmio sistematico e una campagna di sensibilizzazione volto a preservare le riserve di gas. L'obiettivo prioritario è ridurre al minimo il ricorso agli stoccaggi, evitando di intaccare le scorte che ci vedono attualmente tra i Paesi UE con i livelli residui più elevati ([44% contro il 29% della media UE](#)). Mantenere questo vantaggio è essenziale per non trovarsi, durante la prossima estate, a dover sostenere costi di riempimento proibitivi per riportare i volumi alla soglia di sicurezza dell'80-90% necessaria per il prossimo inverno. Infatti, oltre 4 miliardi sono stati spesi nell'estate 2022 per riempire gli stoccaggi quando il prezzo del gas aveva toccato punte di 340 €/MWh, spalmati sulle bollette dei consumatori nei periodi successivi.

Questo piano dovrebbe prevedere l'anticipazione dello spegnimento degli impianti di riscaldamento o la riduzione delle ore giornaliere di accensione, limitando l'erogazione del servizio esclusivamente alle zone climatiche più fredde, eliminando i consumi superflui laddove la stagione è ormai agli sgoccioli, e una campagna di sensibilizzazione a promozione di misure di risparmio comportamentali che non prevedono alcun investimento iniziale.

Figura 3 - Sostituzione delle importazioni di gas qatarino attraverso l'attuazione del Green Deal e ulteriori misure di efficienza energetica e risparmio nell'arco di dodici mesi. Elaborazioni ECCO



Stime di rinnovabili e efficienza provenienti da **PNIEC**

Più nel dettaglio e in parallelo al piano di risparmio immediato, le misure quantificate in termini di riduzione della domanda di gas sono le seguenti:

1. **Lo sviluppo di fonti rinnovabili in rete nel settore elettrico come indicato dal PNIEC pari a 10 GW all'anno. Questi determinerebbero una riduzione dei consumi gas di circa 2,5 miliardi di mc ovvero circa il 40% delle importazioni di gas dal Qatar.** Tra il 2021 e il 2025 l'Italia ha installato poco più di 23 GW di nuovi impianti solari ed eolici, ossia 6 GW circa all'anno. Nonostante i progressi recenti, l'installazione di nuova capacità rinnovabile rimane inferiore agli obiettivi previsti dal Governo. Per sbloccarla è indispensabile garantire in primo luogo continuità e certezza ai meccanismi di aste (tramite, per esempio, una proroga e un rafforzamento degli strumenti avviati, quali il FER X). Questo vuol dire assicurare chiarezza in termini di tempistiche e quantità da pianificare coerentemente con il progredire dei processi autorizzativi. In secondo luogo, è necessario semplificare e accelerare i procedimenti autorizzativi e le tempistiche di connessione.
2. **Interventi di efficienza energetica nei settori civile (residenziale e terziario) e industriale, in linea con il PNIEC, che offrono un potenziale di riduzione dei consumi di gas stimato in circa 0,8 miliardi di metri cubi annui ovvero il 12,5% equivalente delle importazioni qatarine.** La quota principale di questo risparmio è riconducibile al comparto residenziale, data l'elevata marginalità di miglioramento dei suoi standard prestazionali. Tuttavia, si riscontra l'assenza di

una strategia nazionale di breve-medio termine che sia chiara e stabile, sia nella programmazione degli interventi sia nelle politiche di incentivo per gli investimenti privati. Il ritardo nel recepimento della Direttiva europea sulla prestazione energetica degli edifici (EPBD) conferma una linea strategica che fatica a considerare l'efficienza energetica come il pilastro prioritario della politica climatica nazionale.

3. **L'incremento del contributo del biometano come da stima del Ministero dell'Ambiente della Sicurezza Energetica equivalente a [2,5 miliardi di mc](#) in quattro anni, in linea con le indicazioni del PNIEC. Questi corrispondono a poco più di 0,6 mc in dodici mesi**, ben al di sotto del potenziale tecnico indicato da [Enea di 5,6 miliardi](#) di mc annui. Oggi la capacità produttiva degli impianti in funzione è di 0,6 miliardi di mc/anno, ma con le risorse del PNRR (1,7 miliardi di €) sono stati incentivati nuovi impianti per una producibilità teorica di circa [1 miliardo di mc](#) e con un obiettivo di 2,3 miliardi di mc entro il 30 giugno 2026.
4. **Una spinta all'efficienza energetica seguendo le indicazioni di Repower EU**, ovvero di anticipare parte degli obiettivi 2030, che permetterebbe di ridurre i consumi gas di ulteriori 0,1 miliardi di mc.
5. **L'elettrificazione dei consumi termici nel settore civile e industriale** con un potenziale di risparmio stimato in 0,65 miliardi di mc, di cui 370 milioni nel residenziale e 280 milioni nell'industria a bassa e media temperatura (< 150 °C). Per i consumi residenziali si ipotizza che il numero di unità di pompe di calore vendute nel 2023, circa 400.000, vada a sostituire pari numero di caldaie a gas, per un potenziale di risparmio pari a 370 milioni di mc. Se ci fosse una chiara volontà politica indirizzata a sostituire il 60% delle caldaie più inquinanti entro il 2035, i risparmi attivabili in un anno potrebbero salire a 600 milioni di mc di gas. Nel settore industriale, invece, sono realizzabili minor consumi per 280 milioni di mc di gas grazie all'elettrificazione del [50% del calore richiesto dall'industria a temperature medio-basse entro il 2030](#).
6. **Campagna di sensibilizzazione del risparmio nel settore elettrico**. A una serie precisa di azioni per il risparmio sui consumi elettrici, [ENEA](#) associa un potenziale di riduzione della domanda di gas per quasi 800 milioni di mc. Tale campagna avrebbe impatto immediato e può incidere sia sui comportamenti, sia sui consumi pubblici, sia sulla sostituzione di apparecchiature finali.
7. **Circa un miliardo di metri cubi non sostituibili attraverso le misure considerate, potrebbe essere recuperato sfruttando le infrastrutture esistenti, in particolare i gasdotti operanti nell'ambito di contratti già in essere con fornitori quali Algeria e Libia, e la cattura delle perdite di metano lungo la filiera del gas algerino**.

3. ALGERIA E LIBIA: RUOLO E LIMITI STRUTTURALI DEI FLUSSI DI GAS VERSO L'ITALIA

A seguito della crisi energetica del 2022, Algeria e Libia hanno consolidato, seppur in misura diversa, il proprio ruolo nel sistema di approvvigionamento di gas italiano, in un contesto segnato dalla quasi totale cessazione delle forniture russe. Tuttavia, **la capacità di questi fornitori di aumentare i volumi nel medio-lungo periodo resta vincolata da fattori strutturali interni.**

Algeria

Il Paese si è affermato come principale fornitore di gas naturale per l'Italia, soprattutto per effetto del riequilibrio del mix di importazioni più che per un incremento sostanziale dei volumi esportati. I flussi attraverso il gasdotto Transmed – con una capacità di circa 30–33,5 miliardi di metri cubi annui – si sono attestati intorno ai 20 miliardi di metri cubi nel 2025. Nel medio periodo, le esportazioni algerine verso l'Italia hanno mostrato una sostanziale stabilità, con una ripresa significativa già nel 2021 (circa 21 miliardi di metri cubi) e un picco di circa 24 miliardi nel biennio 2022–2023, anche grazie agli accordi siglati dopo l'invasione russa dell'Ucraina.

Nonostante la disponibilità di capacità infrastrutturale inutilizzata, l'Algeria ha tuttavia incontrato difficoltà nell'aumentare ulteriormente le forniture. [L'accordo](#) del 2022 tra Sonatrach ed Eni, che prevedeva un incremento fino a 9 miliardi di metri cubi annui entro il 2023-2024, non è stato pienamente realizzato. Ciò riflette criticità strutturali del settore energetico algerino, tra cui l'invecchiamento delle infrastrutture e un quadro normativo caratterizzato da forte controllo statale, che limita l'attrattività per gli investimenti esteri. A tali fattori si aggiunge la [crescita](#) sostenuta della domanda interna: nel 2023, i consumi hanno raggiunto circa 60 miliardi di metri cubi di gas e 400.000 barili di petrolio al giorno, con tassi di crescita in accelerazione. Questo fattore, in aggiunta all'espansione della domanda industriale, contribuisce a ridurre la quota di risorse disponibili per l'export.

In questo quadro, il fabbisogno residuo stimato in circa 1 bcm, non sostituibile nel brevissimo periodo attraverso rinnovabili, efficienza ed elettrificazione, potrebbe essere gestito progressivamente facendo leva anche **sulla riduzione delle perdite di metano lungo la filiera del gas algerino, per cui l'Algeria è il quinto paese al mondo.** Si registrano infatti perdite significative dovute alla [combustione del gas di scarto \(flaring\)](#) e al [rilascio diretto in atmosfera \(venting\)](#), che comportano la dispersione di volumi di metano già prodotti ma non commercializzati. La riduzione di tali perdite – attraverso interventi mirati di monitoraggio, manutenzione e recupero del gas disperso – può liberare nel breve periodo quantità limitate ma rilevanti di gas, in un intervallo stimabile compreso tra 0,5 e 1 miliardo di mc, contribuendo a coprire una quota del fabbisogno residuo e a mettere a disposizione volumi aggiuntivi per i flussi verso l'Italia, senza ricorrere a nuove esplorazioni o ulteriori investimenti infrastrutturali. Si tratta di una leva complementare che, oltre a evitare la dispersione di emissioni climalteranti in atmosfera, è coerente con il regolamento europeo sul metano e non modifica i limiti strutturali dell'offerta algerina.

In una prospettiva di medio periodo, [esiste un potenziale più ampio di gas “liberabile” in Algeria](#) intervenendo sia sull’eliminazione degli sprechi sia sulla riduzione della **domanda interna di gas.** Infatti, un aumento della generazione elettrica da fonti rinnovabili, fino a coprire circa il 20% del mix elettrico, consentirebbe di liberare fino a 3,7 miliardi di mc annui di gas per l’esportazione. A questo si aggiunge il potenziale legato al flaring e al venting fino a circa 13,5 miliardi di mc annui. Nel complesso, questi due canali delineano un potenziale di medio periodo nell’ordine di oltre 17 miliardi di mc di gas teoricamente disponibili per l’export, a fronte di un profondo cambiamento del sistema energetico interno.

Libia

Per quanto riguarda la Libia, il contributo alle forniture italiane è più limitato e in contrazione. Il gas libico raggiunge l’Italia attraverso il gasdotto Greenstream, con una capacità di circa 8 miliardi di metri cubi annui, ma i volumi effettivamente trasportati risultano significativamente inferiori: poco più di 900 milioni di metri cubi nel 2025, in netto [calo](#) rispetto ai 2,6 miliardi del 2022 e ai 3,2 miliardi del 2021.

Questa dinamica riflette sia il basso livello di investimenti nelle infrastrutture energetiche, sia le difficoltà operative legate alla persistente instabilità politica del Paese. Inoltre, la crescita della domanda interna e la struttura contrattuale vigente – che attribuisce priorità al soddisfacimento del fabbisogno domestico – limitano ulteriormente le esportazioni.

In tale contesto, **anche eventuali nuove scoperte di giacimenti difficilmente si tradurranno in un aumento dei flussi verso l’Italia nel breve periodo. Nuove [scoperte di giacimenti di gas](#), come quella recentemente annunciata da Eni in Libia, non necessariamente si traducono in più gas per l’Italia, soprattutto se si parla di breve termine, e non rappresentano una soluzione significativa né tantomeno sostenibile per rispondere all’esigenza dell’Italia nei prossimi 24 mesi.** In primis, perché le riserve lorde non si traducono automaticamente in risorse nette disponibili per l’Italia, sia per questioni tecniche relative all’estrazione, sia per la natura degli accordi bilaterali, né sarebbero comunque disponibili per garantire la sostituzione di forniture in breve tempo dati i tempi tecnici di estrazione e produzione del gas.

Inoltre, la Libia negli ultimi anni ha esportato meno gas anche a causa dell’aumento di domanda interna: le esportazioni sono state limitate al 15% del gas esportato negli anni precedenti. I [contratti](#) attuali prevedono infatti che la Libia abbia la priorità sull’approvvigionamento di gas e il controllo sulle esportazioni in base all’andamento della domanda interna di energia.

4.IL RUOLO DELLA DIPLOMAZIA ITALIANA NELLA TRANSIZIONE

Nel contesto della transizione, la traiettoria della domanda di gas dell'Unione europea e dell'Italia è sempre più definita dalle politiche climatiche e dalle strategie di sicurezza energetica, non solo dalle forze di mercato. Con un obiettivo vincolante di riduzione della domanda di gas entro il 2030 e di oltre l'80% entro il 2050, [il Piano REPowerEU](#) e il Meccanismo di adeguamento del carbonio alla frontiera (CBAM), rappresentano cambiamenti strutturali che i paesi del Mediterraneo non possono ignorare. Gli acquirenti europei di energia stanno ora dando priorità alle catene di approvvigionamento a basse emissioni di carbonio, alla gestione del metano e alla decarbonizzazione a lungo termine. Queste tendenze emargineranno gli esportatori che non sono in grado di allinearsi agli *standard* climatici e ambientali in evoluzione.

Questa fase evidenzia con rinnovata chiarezza le vulnerabilità strutturali dell'economia basata sulle fonti fossili: elevata volatilità dei prezzi, forte esposizione a shock geopolitici, ridefinizione degli equilibri attraverso l'emergere di nuovi attori e alleanze, nonché il ricorso crescente alle risorse energetiche come strumenti di pressione, coercizione e ricatto.

Per Paesi come Algeria e Libia, le cui economie sono fortemente legate agli introiti derivanti dalla vendita di gas e petrolio, questo rappresenta un rischio sistemico. Al momento, questi Paesi non hanno ancora elaborato un percorso completo e a lungo termine per la transizione energetica, che integri la sostenibilità interna con le mutevoli realtà del mercato delle esportazioni.

La dimensione securitaria assume qui un ruolo centrale. L'instabilità legata ai mercati delle fonti fossili e alle dinamiche geopolitiche rappresenta un rischio diretto non solo per i paesi produttori, ma anche per quelli geograficamente e strategicamente prossimi. In particolare, l'Italia risulta esposta in modo significativo alle ricadute regionali di tali dinamiche, con potenziali implicazioni rilevanti in termini di sicurezza, approvvigionamento energetico e stabilità economica.

L'Italia si trova in una posizione strategica per svolgere un ruolo proattivo nella promozione della transizione energetica nei paesi del Mediterraneo, in un momento di opportunità politica che vede la revisione delle relazioni tra l'UE e il suo vicinato meridionale attraverso l'elaborazione di un [Nuovo Patto per il Mediterraneo](#). In tale contesto, la cooperazione con il vicinato meridionale dovrebbe superare una prospettiva di breve periodo, tradizionalmente incentrata sul gas, per evolvere verso un approccio più integrato e di lungo termine.

In particolare, **non è più rimandabile il disegno di un modello di cooperazione a partire dalla pianificazione della riduzione del gas e di supporto alla diversificazione economica a beneficio di sviluppo locale e filiere industriali slegate dal gas ma legate a beni e servizi della nuova economia sostenibile.** Ciò implica il rafforzamento di partenariati in ambiti, ad esempio, di energie rinnovabili, efficienza energetica e resilienza climatica, favorendo al contempo il trasferimento di competenze e investimenti.

In questo quadro, la diplomazia italiana è chiamata a svolgere un ruolo di innovazione e abilitante, operando in stretto coordinamento con il settore privato per costruire percorsi

condivisi di transizione giusta. Al contrario, continuare a supportare lo sviluppo di risorse fossile creerebbe le premesse per instabilità future.



THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

Questo policy report è stato curato da:

Francesca Andreolli, Ricercatrice Senior energia ed efficienza, ECCO

francesca.andreolli@eccoclimate.org

Giulia Signorelli, Ricercatrice decarbonizzazione, ECCO

francesca.andreolli@eccoclimate.org

Le opinioni riportate nel presente report sono riferibili esclusivamente ad ECCO think tank autore della ricerca.

Per interviste o maggiori informazioni sull'utilizzo e sulla diffusione dei contenuti presenti in questo briefing, si prega di contattare:

Andrea Ghianda, Head of Communications, ECCO

andrea.ghianda@eccoclimate.org

+39 3396466985

www.eccoclimate.org

Data di pubblicazione:

24 marzo 2026