

**Modulo per la presentazione delle osservazioni per i piani/programmi/progetti sottoposti a procedimenti di valutazione ambientale di competenza statale**

**Presentazione di osservazioni relative alla procedura di:**

- Valutazione Ambientale Strategica (VAS) – art.14 co.3 D.Lgs.152/2006 e s.m.i.  
 Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) – art.24 co.3 D.Lgs.152/2006 e s.m.i.  
 Verifica di Assoggettabilità alla VIA – art.19 co.4 D.Lgs.152/2006 e s.m.i.

*(Barrare la casella di interesse)*

Il/La Sottoscritto/a \_\_\_\_\_

*(Nel caso di persona fisica, in forma singola o associata)*

Il/La Sottoscritto/a **Rebecca Rovoletto** \_\_\_\_\_

in qualità di legale rappresentante della Associazione

**ReCommon ETS** \_\_\_\_\_

*(Nel caso di persona giuridica - società, ente, associazione, altro)*

**PRESENTA**

ai sensi del D.Lgs.152/2006, le **seguenti osservazioni** al

- Piano/Programma, sotto indicato  
 Progetto, sotto indicato

*(Barrare la casella di interesse)*

ID: 10276 FSRU Alto Tirreno e collegamento alla rete nazionale gasdotti \_\_\_\_\_

*(inserire la denominazione completa del piano/programma (procedure di VAS) o del progetto (procedure di VIA, Verifica di Assoggettabilità a VIA e **obbligatoriamente il codice identificativo ID: xxxx del procedimento**)*

**N.B.:** eventuali file allegati al presente modulo devono essere unicamente in formato PDF e NON dovranno essere compressi (es. ZIP, RAR) e NON dovranno superare la dimensione di 30 MB. Diversamente NON potranno essere pubblicati.

**OGGETTO DELLE OSSERVAZIONI**

*(Barrare le caselle di interesse; è possibile selezionare più caselle):*

- Aspetti di carattere generale (es. struttura e contenuti della documentazione, finalità, aspetti procedurali)  
 Aspetti programmatici (coerenza tra piano/programma/progetto e gli atti di pianificazione/programmazione territoriale/settoriale)  
 Aspetti progettuali (proposte progettuali o proposte di azioni del Piano/Programma in funzione delle probabili ricadute ambientali)  
 Aspetti ambientali (relazioni/impatti tra il piano/programma/progetto e fattori/componenti ambientali)  
 Altro *(specificare)* \_\_\_\_\_

**ASPETTI AMBIENTALI OGGETTO DELLE OSSERVAZIONI**

*(Barrare le caselle di interesse; è possibile selezionare più caselle):*

- Atmosfera  
 Ambiente idrico  
 Suolo e sottosuolo

- Rumore, vibrazioni, radiazioni
  - Biodiversità (vegetazione, flora, fauna, ecosistemi)
  - Salute pubblica
  - Beni culturali e paesaggio
  - Monitoraggio ambientale
  - Altro (*specificare*) \_ACCORDI CLIMATICI, AMBIENTE MARINO
-

## TESTO DELL'OSSERVAZIONE

**Procedimento di autorizzazione unica ai sensi dell'art.5 del d.l. 50/2022 e dell'art. 46 del d.l. 159/2007 per il procedimento denominato "Emergenza gas- Incremento della capacità di rigassificazione: progetto di ricollocazione nell'alto Tirreno della FSRU Golar Tundra e del nuovo collegamento alla rete nazionale di trasporto**

**Osservazioni relative alle modifiche di progetto presentate dal proponente alla Valutazione di Impatto Ambientale di ReCommon ETS e Greenpeace Italia**

Il pacchetto di strategie della Commissione europea RePowerEU, approvato a maggio 2022 e recepito nella normativa nazionale con il decreto legge 17 maggio 2022, n. 50 (in seguito "D.L. n. 50/2022", recante "Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina", convertito, con modificazioni, dalla Legge 15 luglio 2022, n. 91), ha determinato una serie di misure con cui si punta a "liberare" l'Ue e l'Italia dalla dipendenza dalla Russia per le forniture di gas, petrolio e carbone, ma anche da altre materie prime, entro il 2030.

In una fase politica governata da questa emergenza i governi europei hanno definito misure speciali per fare fronte all'imminente necessità di trovare delle forniture di gas alternative alla Russia in vista dell'inverno 2022-23. Tali misure sono state declinate in modo diverso da ciascun governo a partire dalle diverse condizioni interne, in particolare di produzione e pianificazione energetica, e di dipendenza dal gas fossile. In particolare quello proveniente dalla Russia via gasdotto, e quindi vincolato a contratti con la società russa pubblica Gazprom inclusa nell'elenco delle società oggetto di sanzioni.

Il governo Draghi prima, e quello Meloni poi hanno scelto di avviare l'espansione di una serie di infrastrutture per l'importazione di gas dalla regione mediterranea, oltre che per dare mandato a Snam di acquistare 2 navi FSRU (Floating Storage and Regassification Unit) capaci di processare 5bcm (miliardi di metri cubi) di gas l'anno da attraccare a Piombino e a Ravenna.

### 1. NON GIUSTIFICAZIONE CON L'EMERGENZA DI BREVE TERMINE DI UN INVESTIMENTO DI LUNGO TERMINE

Sono diverse le lezioni che si possono trarre dagli eventi degli ultimi mesi rispetto a queste scelte strategiche: l'abuso del concetto di "emergenza" ha sostenuto decisioni di investimento di risorse pubbliche in grandi infrastrutture energetiche con un impatto non di breve ma di lungo termine. Un caso su tutti è quello del rigassificatore di Piombino: la nave FSRU Golar Tundra sarebbe dovuta essere utilizzata per un periodo di 3 anni, proprio per fare fronte *nel breve termine* all'esigenza di aumentare le importazioni di gas da fonti diverse dalla Russia. La richiesta da parte di Snam di un permesso di funzionamento per ulteriori 22 anni, spostando la FSRU da Piombino all'area di mare compresa tra Vado Ligure e Savona (a una distanza estremamente ridotta dai centri abitati, pari a 4km nel caso di Vado Ligure e 2,9 km nel caso di Savona) non può rispondere a una logica emergenziale. Al contrario si tratta di un investimento di lungo termine, che porta Snam e il governo italiano a incentivare l'utilizzo di gas fossile fino al 2048, solo due anni prima della scadenza limite del 2050 in cui l'Italia dovrà raggiungere l'obiettivo del Net Zero Emissions (vedi ALLEGATO 4).

Una recente analisi del think tank ECCO, che alleghiamo alle nostre osservazioni con la denominazione "Allegato 3", evidenzia che la domanda di gas italiano ed europeo, destinata a ridursi nel medio-lungo termine, non giustifica affatto l'utilità del rigassificatore a Vado Ligure.

**Spostare la FSRU Golar Tundra da Piombino a Savona/Vado Ligure (o in qualunque altra località) è una scelta miope da parte del governo e della Regione Liguria, che non è supportata dalle analisi più attuali sulla domanda di gas, e che invitiamo a riconsiderare.**

La scelta andrebbe a totale beneficio di Snam (che gode di sussidi di remunerazione del ricavo per infrastrutture che altrimenti dovrebbero essere considerate stranded asset) ma non del bisogno collettivo di mitigazione e adattamento degli impatti dei cambiamenti climatici, anche e soprattutto riducendo drasticamente l'utilizzo di combustibili fossili e investendo per la costruzione di una sicurezza energetica basata su una pianificazione radicata nelle energie rinnovabili.

Inoltre in uno studio pubblicato dal think tank italiano ECCO (che inviamo con la denominazione "Allegato 3") nel mese di febbraio si afferma che: "Le simulazioni mostrano come le ipotesi di nuovi investimenti in capacità a gas (lo spostamento dei terminali GNL da Piombino a Vado Ligure, la Linea Adriatica, l'ampliamento del TAP, i terminali on-shore a Gioia Tauro e Porto Empedocle e il progetto Poseidon-Eastmed) siano necessarie alla sicurezza energetica nazionale solo a fronte di una domanda nazionale che rimane alta su volumi non coerenti né con gli obiettivi climatici al 2030 né con gli impegni assunti durante l'Accordo di Parigi.

Con un calo dei consumi, italiani ed europei, la nuova capacità risulta funzionale solo al 2030 a copertura della domanda di picco giornaliera, la cui determinazione, effettuata da Snam in fase di presentazione del proprio Piano di Sviluppo, appare eccessivamente elevata rispetto alla stima della domanda annuale, tra l'altro a fronte di flussi nulli non solo dalla Russia ma anche dall'Algeria. In ottica di valutare gli sforzi per la sicurezza energetica alla luce del percorso di decarbonizzazione e dei rischi economici e finanziari ad essi legati (per esempio di esposizione a stranded asset), si deve considerare anche il contributo di opzioni alternative quali il servizio di interrompibilità o la promozione di soluzioni tecnologiche che accelerano l'uscita dal gas naturale (rinnovabili, efficienza, elettrificazione dei consumi domestici), che non sottraggono capitali alla transizione energetica. A maggior ragione nel momento in cui questi investimenti vengono attivati solo per poche ore durante l'anno e solo in condizioni definite appunto eccezionali.

Il contributo di nuova capacità è limitato anche rispetto alla narrativa italiana di diventare un hub del gas. I volumi in esportazione crescono al massimo di 6 Mld mc/a al 2030 (rispetto al 2023), a fronte di investimenti per circa 4,7 Mld €, in parte finanziati da risorse europee (700 Mln € dal PNRR per la Linea Adriatica) e il resto regolati, ossia remunerati attraverso la tariffa gas a carico quindi dei consumatori finali. Peraltro, questi volumi non sono certi ma dipendono dall'evoluzione della domanda di gas nazionale ed europea, che se dovesse ridursi come previsto dalle politiche e dagli impegni climatici, renderebbe i nuovi investimenti ancora più ridondanti e inutilizzati, motivati da un export che oscilla tra i 6,8 e i 7,4 Mld mc al 2030 e che crolla a 0,8-2,4 Mld mc già al 2040.

Per l'Italia, realizzare l'impegno sottoscritto nel 2022 e rafforzato nel 2023 in ambito G7 di un sistema elettrico "sostanzialmente" a zero emissioni nette al 2035 e accelerare la decarbonizzazione dei settori non inclusi nel sistema europeo dello scambio delle emissioni (ETS o Emission Trading System), ossia il settore civile e quello dei trasporti, porterebbe a un fabbisogno nazionale di 48 Mld mc al 2030 tra gas naturale e biometano – ossia un calo di quasi il 30% rispetto al 2022. Con questa riduzione sia a livello italiano che europeo, e con una capacità di rigassificazione rafforzata con il solo nuovo terminale a Ravenna, al 2030 l'Italia riuscirebbe comunque a esportare 6,8 Mld mc di GNL e assicurare la propria sicurezza degli approvvigionamenti al netto dell'uscita dal gas russo.

Sfruttando al 100% la capacità di rigassificazione potrebbe esportare ulteriori 4 Mld mc e avvicinarsi all'idea di hub del gas tornata in auge con la crisi, senza bisogno di ulteriori infrastrutture.

Altro elemento di incertezza è l'espansione della capacità di rigassificazione nel resto dell'Europa, specialmente quella a nord (tedesca e polacca) con cui quella italiana entrerebbe di fatto in competizione. Nella situazione in cui tutti i diversi Stati membri aumentino la propria capacità di importazione, la necessità di flussi sud-nord svanirebbe, così come il ruolo dell'Italia come Paese esportatore. L'Italia si troverebbe nella situazione di investire in nuova capacità, socializzandone il costo, con il fine di esportare volumi all'estero a garanzia della sicurezza energetica europea, pagando eventuali perdite nel momento in cui questa dovesse perdere di valore per effetto del crollo della

domanda o della disponibilità di volumi di gas altrove. Viene allora da chiedersi se in un sistema interconnesso non valga la pena ridefinire il concetto di sicurezza energetica in chiave europea e climatica, valutando cioè le diverse opzioni a livello comunitario all'interno di uno scenario che vede il ridursi della domanda gas nel prossimo futuro. Ciò vuol dire anche considerare in chiave europea la ripartizione dei relativi costi e rischi. Germania, Austria, ed ora anche l'Italia, in un certo senso stanno andando in questa direzione.

## 2. OMESSA VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI CUMULATIVI

Segnaliamo nuovamente la grave carenza della valutazione degli “impatti cumulativi” dell'intervento in oggetto che devono essere considerati in modo adeguato in sede di VIA ai sensi dell'art. 5, comma 1, lett. c, d.lgs. 152/2006, nonché del punto 4 dell'Allegato VII alla Parte Seconda dello stesso Codice dell'ambiente.

Secondo la disciplina vigente dello screening di VIA, i potenziali impatti ambientali del progetto debbono essere considerati tenendo conto, in particolare, **“del cumulo tra l'impatto del progetto in questione e l'impatto di altri progetti esistenti e/o approvati”** (allegato V alla parte II, punto 3, lett. g) al d.lgs. 152/2006).

Lo studio di impatto ambientale analizza le interferenze con opere autorizzate da 5 anni, guardando alla presenza di cantieri di costruzione che insistono nel territorio nello stesso periodo in cui avranno luogo le opere di costruzione del progetto in oggetto. Con le nuove integrazioni riscontriamo l'allargamento all'analisi degli impatti ad altre opere, ma ciò non modifica la nostra osservazione né per forma né per sostanza:

Le opere prese in considerazione dalle nuove integrazioni sono:

- raccordo autostradale e nuovo svincolo a Vado Ligure per viabilità portuale;
- impianto eolico, stazione elettrica e stazione di trasformazione utente;
- ampliamento della discarica “La Filippa”;
- posizionamento dei cassoni per la nuova diga foranea di Genova nel porto di Vado Ligure;
- adeguamento Diga Foranea Vado;
- adeguamento Viadotto Bormida di Mallare Sud (rif. pag.149-160 EMERGENZA GAS Incremento di capacità di rigassificazione (DL 17 maggio 2022, n. 50) - FSRU Alto Tirreno e Collegamento alla Rete Nazionale Gasdotti - SINTESI NON TECNICA.

Relativamente a queste opere, lo studio di impatto ambientale (pag. 881) riconosce l'impatto cumulativo solo nel caso della costruzione dei cassoni per la nuova diga foranea di Genova. In particolare, gli impatti riguardano le emissioni di inquinanti in atmosfera durante la costruzione dei cassoni. Per quanto riguarda la costruzione dell'impianto eolico, il documento rileva impatti sonori cumulativi associati alla costruzione delle stazioni elettriche ma “per un tempo limitato” (pochi mesi)

Lo studio ambientale non prende in considerazione le interferenze di lungo termine con gli stessi impianti: l'oggetto della valutazione d'impatto ambientale riguarda il progetto di spostamento dell'impianto di rigassificazione in mare e le opere collegate in terra dunque è inevitabile una valutazione delle interferenze con impianti pre-esistenti, non solo con l'impianto più vicino al PDE, ovvero la Sarpom, andrebbero dunque stimati gli impatti cumulativi per 25 anni delle infrastrutture in essere con l'aggiunta gravosa dell'impianto in oggetto sia rispetto agli incidenti rilevanti ed eventuale effetto domino, sia rispetto alle emissioni derivate, questo andrebbe inviato con un'analisi *ad hoc*, che non risulta dalla lettura della documentazione, al fine di una adeguata valutazione. Altresì ci troviamo nuovamente a sottolineare quanto non venga adeguatamente considerato l'impatto cumulativo sulle zone ZPS e Natura 2000, come richiesto dalla [Direttiva 92/43/CEE "Habitat"](#) all'articolo 6 com. 3: “Qualsiasi piano o progetto non direttamente connesso e necessario

alla gestione del sito ma che possa avere incidenze significative su tale sito, singolarmente o congiuntamente ad altri piani e progetti, forma oggetto di una opportuna valutazione dell'incidenza che ha sul sito, tenendo conto degli obiettivi di conservazione del medesimo. Alla luce delle conclusioni della valutazione dell'incidenza sul sito e fatto salvo il paragrafo 4, le autorità nazionali competenti danno il loro accordo su tale piano o progetto soltanto dopo aver avuto la certezza che esso non pregiudicherà l'integrità del sito in causa e, se del caso, previo parere dell'opinione pubblica.” In tal senso apprezziamo il miglior dettaglio dell'analisi delle specie di flora e fauna, mentre manca l'interazione ancora e l'analisi cumulativa con altre opere impattanti preesistenti.

Allo stesso tempo lo studio ambientale è carente nel considerare le interferenze di breve e di lungo termine (almeno i 25 anni di vita dell'infrastruttura) con altri progetti industriali già presenti sul territorio, mancando di valutare l'impatto cumulativo dello spostamento del rigassificatore FSRU Golar Tundra e opere annesse con progetti esistenti come previsto dalla normativa.

Con riferimento agli **altri progetti esistenti sul territorio di Savona**, di cui si sarebbe dovuto tenere conto nella valutazione dell'impatto cumulativo del progetto, segnaliamo:

- a) 6 impianti soggetti a normativa per rischio di incidenti rilevanti, contenuti nell'Inventario Seveso D.Lgs. 105/2015 aggiornato dall'ISPRA, presenti nel territorio interessato dal progetto.

Si tratta di impianti che oltre al profilo di rischio, hanno un impatto significativo sull'ambiente in termini di inquinamento e emissioni. Si tratta anche di impianti con un proprio traffico di navi per le rispettive forniture.

- S.A.R.P.O.M. S.r.l., deposito di Quiliano

<https://www.rischioindustriale.isprambiente.gov.it/seveso-query-105/stampaPDFQ/StampaModulo.php?Codice=4227>

Il petrolio lavorato dalla SARPOM per conto dei suoi Soci (Esso Italiana S.r.l con il 75,19%, italiana petroli S.p.A. con il 24,81%) viene scaricato dalle petroliere presso il campo boe di Vado Ligure a 900 metri dalla costa. Da qui viene trasferito per mezzo di tubazioni sottomarine al deposito di Quiliano da dove è poi inviato alla raffineria di San Martino di Trecate (NO) tramite oleodotto.

Secondo le informazioni pubblicate dall'Autorità di Sistema Portuale (AdSP) del Mar Ligure Occidentale, al campo boe della SARPOM possono attraccare petroliere fino a 316.000 tonnellate di portata DWT. Due condotte sottomarine convogliano il greggio sbarcato dalle navi cisterna verso 7 serbatoi costieri (capacità complessiva 360.000 mc), da cui poi il petrolio viene inviato alla raffineria di Trecate mediante un oleodotto da 20" della lunghezza di 146 km. Rispetto al traffico medio annuale, al terminal arrivano circa 80 navi l'anno, con una movimentazione complessiva di oltre 7 milioni di tonnellate di greggio.

In risposta alla comunicazione di avvio dell'Autorizzazione unica per lo spostamento della FSRU Golar Tundra a Vado Ligure, la società SARPOM ha segnalato che *“da un primo esame della documentazione resa disponibile dalla proponente SNAM FSRU Italia Srl emergono interferenze tra le Opere e le installazioni e l'operatività della scrivente Società che potrebbero dare luogo a diverse criticità”*. La lettera, resa pubblica<sup>1</sup>, conferma la carenza di valutazione delle interferenze con impianti esistenti sul territorio dei comuni interessati. Rispetto a questo punto sono state risolte solo parzialmente le interferenze e solo relativamente al disegno della distribuzione via tubo nella sezione terrestre del progetto. Permangono le problematiche legate alla vicinanza degli attracchi in mare, inoltre la vicinanza fra l'impianto PDE e le cisterne Sarpom permangono pressoché invariate quindi, come per gli altri impianti

---

<sup>1</sup> <https://www.uominiliberi.eu/rigassificatore-la-sarpom-scrive-a-provincia-e-comuni/>

elencati, non è stato adeguatamente analizzato il rischio incidente rilevante [rif. Pagina 277 - EMERGENZA GAS - Incremento di capacità di rigassificazione (DL 17 maggio 2022, n. 50) PROGETTO FSRU ALTO TIRRENO E COLLEGAMENTO ALLA RETE NAZIONALE GASDOTTI - STUDIO IMPATTO AMBIENTALE]

- ITALIANA PETROLI SPA, deposito costiero di Savona  
<https://www.rischioindustriale.isprambiente.gov.it/seveso-query-105/stampaPDFQ/StampaModulo.php?Codice=4423>

Si tratta di uno stabilimento dedicato alle attività di ricezione, spedizione, stoccaggio e movimentazione di gasolio, benzina, biodiesel e oli lubrificanti. Nello stesso impianto si effettua la preparazione di oli lubrificanti finiti, mediante miscelazione fisica di oli base lubrificanti con specifici additivi atti a conferire peculiari caratteristiche al lubrificante stesso; e la denaturazione del gasolio ed additivazione dei carburanti. L'esercizio delle attività industriali si articola su due aree distinte e separate tra loro, entrambe ubicate nel territorio del Comune di Savona: area del Deposito, sita in Via Stalingrado 98; area marittima, sita in corrispondenza del numero civico 31 di Via Nizza, ove è collocata la radice a terra del terminale a mare; terminale a mare, costituito da piattaforma marina per l'attracco di navi cisterna.

L'approvvigionamento e la spedizione dei prodotti avviene via mare - per l'approvvigionamento di gasolio, biodiesel e oli base lubrificanti e per la spedizione di benzina, tramite piattaforma marina per l'attracco di navi cisterna e relativo oleodotto di collegamento al deposito; via oleodotto - per l'approvvigionamento di gasolio e benzina dalla raffineria SARPOM di Trecate; via terra - tramite autocisterne per la ricezione e spedizione di oli additivi e spedizione di gasolio, benzina e oli lubrificanti, tramite autocarri. .

- GNL Med S.r.l. sita in Bergeggi, porto di Vado Ligure  
<https://www.rischioindustriale.isprambiente.gov.it/seveso-query-105/stampaPDFQ/StampaModulo.php?Codice=4371>

Si tratta di un deposito soggetto a processo di autorizzazione<sup>2</sup>, ancora da costruire, costituito da n. 12 serbatoi per lo stoccaggio criogenico di GNL e BioGNL, per un totale di 19.440 mc di GNL e relative utenze di controllo e distribuzione. Ogni serbatoio criogenico sarà mantenuto ad una bassa pressione di esercizio compresa tra 0,5 e 1,5 barg e avrà una capacità effettiva pari a 1.620 m<sup>3</sup> con un riempimento massimo del 90 per cento. L'impianto sarà in grado di inviare gas naturale liquefatto sia verso la linea di caricamento delle bettoline, sia verso la pensilina di caricamento autocisterne e o isocontainer.

- FERRANIA CHEMICALS SRL, sita in Cairo Montenotte  
<https://www.rischioindustriale.isprambiente.gov.it/seveso-query-105/stampaPDFQ/StampaModulo.php?Codice=3982>

- Infineum Italia S.r.l., stabilimento di Vado Ligure  
<https://www.rischioindustriale.isprambiente.gov.it/seveso-query-105/stampaPDFQ/StampaModulo.php?Codice=3865>

- ZINCOL OSSIDI SPA, sita in Cairo Montenotte  
<https://www.rischioindustriale.isprambiente.gov.it/seveso-query-105/stampaPDFQ/StampaModulo.php?Codice=3734>

---

<sup>2</sup> <https://comune.bergeggi.sv.it/2023/08/04/gnl-med-s-rl-nuova-configurazione-deposito-costiero-small-scale-di-gnl-e-biognl-da-realizzarsi-nel-porto-di-vado-ligure-comune-di-bergeggi-rapporto-preliminare-di-sicu/>

La carenza dello Studio di impatto ambientale, comprensivo delle integrazioni presentate, rileva anche sotto il profilo di quanto prescritto dall'Allegato VII della Parte seconda del D.lgs. 152/2006 laddove si prescrive tra i contenuti necessari dello SIA, al punto 9 **“Una descrizione dei previsti impatti ambientali significativi e negativi del progetto, derivanti dalla vulnerabilità del progetto ai rischi di gravi incidenti e/o calamità che sono pertinenti per il progetto in questione”**.

b. Altri impianti industriali non soggetti alla normativa Seveso ma aventi un significativo impatto ambientale sul territorio. Tra questi:

**b1. Centrale Tirreno Power di Vado Ligure, con 1 unità operativa da 800 MW, a ciclo combinato.**

Questa centrale ha una lunga storia con le unità a carbone sequestrate – e poi chiuse definitivamente – per motivi di salute pubblica e un procedimento penale in corso per disastro “colposo” ambientale e sanitario, che ha raggiunto a ottobre il primo grado di giudizio. Insiste comunque l’unità operativa a ciclo combinato, con impatti che non possono non essere valutati cumulativamente con gli impatti dei nuovi impianti proposti.

In particolare, le centrali termo elettriche (CTE) a ciclo combinato comportano<sup>3</sup>:

- **Emissioni primarie: ossidi di azoto, monossido di carbonio, composti organici volatili (COV), biossido di zolfo e particolato<sup>4</sup>,**

Da Tabella 1, MacKinnon et al. (2018). *Emissioni in aria (g/kWh) per una CTE a ciclo combinato (555MW)*.

	g/kWh
NO <sub>x</sub>	0.0305
SO <sub>2</sub>	0.0012
CO	0.0031
COV	3.72E-05
PM	0.0004

**e formazione di inquinanti secondari:**

Da Tabella 7, MacKinnon et al. (2018). *Emissioni e problemi associati di qualità dell’aria (AQ) dalla generazione di energia da gas naturale. [HAPs hazardous air pollutants]. Gli impatti che destano maggiore preoccupazione sono in grassetto*

<b>Emissioni di inquinanti</b>	<b>Problemi potenziali per la AQ</b>
<b>NO<sub>x</sub>, CO, SO<sub>2</sub>, PM, HAPs</b>	<b>Ozono e PM</b>

In merito alla formazione di inquinanti secondari, va rilevato che l’importanza relativa va stimata in relazione ad accurate analisi che dipendono fortemente da fattori locali difficilmente

<sup>3</sup> Elaborazioni di Uniti per la Salute ODV, tratte dalle osservazioni alla valutazione d'impatto ambientale relativa al progetto "Progetto di realizzazione di una nuova unità a ciclo combinato nella centrale termoelettrica di Vado Ligure". <https://va.mite.gov.it/IT/Oggetti/Documentazione/7636/11067?Testo=&RaggruppamentoID=9#form-cercaDocumentazione>

<sup>4</sup> *Direct pollutant emissions from natural gas plants include NO<sub>x</sub>, CO, VOC, PM, SO<sub>2</sub> and potentially [hazardous air pollutants](#) (HAP) including [formaldehyde](#). Generally, emissions of SO<sub>2</sub> and PM are low, while emissions of NO<sub>x</sub> and CO require emissions control including combustion design and SCR.*



generalizzabili a qualsiasi sito. Purtroppo di ciò difficilmente si tiene in considerazione nelle valutazioni di impatto.

- **Inquinanti secondari: particolato secondario<sup>5</sup> e ozono**

Le CTE a ciclo combinato a gas naturale producono una importante quantità di precursori del particolato secondario, in particolare ossidi di azoto. È uso considerare l'adozione di turbine a buona efficienza di combustione (cosiddette *dry low nox*) per assicurare un contenimento delle emissioni di ossidi di azoto, attorno a 20-30 mg/Nm<sup>3</sup> in concentrazione nei fumi.

Questi valori sono confermati nelle medie mensili presentate dall'azienda per la CTE ora in funzione (VL5) e riportati nelle tabelle 9 e 10 del PIC (2017). La notevole variabilità delle concentrazioni medie mensili di NO<sub>x</sub> (min 11.0 max 29.5 mg/Nm<sup>3</sup>) e CO presentati, riflette il fatto che l'emissione effettiva è il risultato degli svariati fattori operativi richiamati da MacKinnon e colleghi. In realtà, una CTE a ciclo combinato potrebbe diminuire le proprie emissioni nei fumi di ossidi di azoto di un fattore 5-10 (giù fino a 2-5 mg/Nm<sup>3</sup>) adottando un sistema di filtrazione catalitica. In questo modo sarebbe comprensibilmente ridotto il potenziale di formazione di particolato secondario (principalmente nitrati, ma anche composti derivanti dalla presenza di molecole originate in atmosfera da altre sorgenti naturali e artificiali), di ozono e in generale il carico sulla qualità dell'aria. Basti confrontare i fattori di emissione presentati in tab.1 da MacKinnon et al. (2018), ovvero 0.0305 g/kWh di ossidi di azoto, con quelli dichiarati nel Rapporto di Sostenibilità 2017 dell'azienda Tirreno Power (TP-RS 2017), ovvero valori (riportati alla stessa unità di misura) attorno a 0.1 g/kWh (p.45), quindi 3 volte superiori a quanto tecnicamente raggiungibile. Si sottolinea qui che l'emissione di ossidi di azoto, oltre a favorire la produzione secondaria di particolato, innesca, assieme ad altre componenti atmosferiche, la formazione di ozono; e bisogna aggiungere che in condizioni orografiche complesse con la presenza di una linea di costa, è difficile assicurare l'entità quantitativa nelle varie ore del giorno e nelle stagioni dell'anno degli inquinanti secondari.

**b2. Porto e piattaforma logistica di Vado ligure, Vado Gateway.** Vado Gateway è il terminal container deep-sea del porto di Vado Ligure, gestito da APM Terminals Vado Ligure Spa, società italiana composta da APM Terminals (50,1%), Cosco Shipping Ports (40%) e Qingdao Port International, (9,9%).

Ha una capacità di 900.000 TEU all'anno che corrispondono a un'importante traffico di navi portacontainer tra le più grandi al mondo (oltre i 20mila TEU di capacità).

**b3. Porto di Savona.** Secondo il rapporto dell'Autorità di Sistema Portuale del Mar Ligure Occidentale, nei primi sei mesi del 2023 sono stati movimentati 1,7 milioni di tonnellate (+4,4%) di merci e 1,6 milioni di tonnellate di rinfuse liquide nel compendio di Savona-Vado Ligure. [https://www.portsofgenoa.com/components/com\\_publiccompetitions/includes/download.php?id=4441:report-analisi-traffici-q2-2023.pdf](https://www.portsofgenoa.com/components/com_publiccompetitions/includes/download.php?id=4441:report-analisi-traffici-q2-2023.pdf)

La matrice delle interazioni fra le azioni di progetto e gli effetti potenziali sulle componenti e la valutazione degli impatti dello "Studio ambientale" risultano in questo senso inadeguate.

<sup>5</sup> Materiale particolato solido non presente nei fumi all'interno dei camini di emissione, ma che si forma a seguito di reazioni chimiche eterogenee fra sostanze gassose emesse dai camini (ossidi di azoto e zolfo, ammoniaca) e sostanze presenti nell'atmosfera ambiente (ammoniaca, ozono, radicali dell'ossigeno, vapor d'acqua), sostanze dette "precursori". Non sono misurabili in modo diretto (a parte la frazione di essa cosiddetta "condensabile", si veda il testo più avanti), ma la loro evoluzione in concentrazione al suolo può essere stimata da calcoli modellistici integrati da misure in ambiente, con precisione crescente con la qualità dei metodi di calcolo e delle misure.

Segnaliamo con riferimento allo “Studio Modellistico Ricadute in Atmosfera”, che le proiezioni di ricaduta di NOX (graficamente rappresentate a pagina 43 e 44), confermano che le aree di ricaduta corrispondono alle stesse dove sono presenti altri impianti (tra cui la centrale Tirreno Power, la piattaforma logistica Vado Gateway) con le proprie relative emissioni, a cui andranno ad accumularsi quelle dell’impianto FSRU, delle navi gasiere (una a settimana, secondo le previsioni) e dei rimorchiatori. I modelli utilizzati nello studio modellistico confermano che le soglie limite di NOX verranno molto probabilmente superate, considerando l’impatto cumulativo delle stesse. Le stesse considerazioni valgono anche per le altre emissioni inquinanti analizzate nello studio.

Inoltre le modifiche all’analisi preliminare di sicurezza omette o sottostima il dettaglio delle interazioni di ognuno degli impianti sopra elencati con un rischio di incidente in ognuna delle fasi della lavorazione sia per la FSRU sia relativamente all’impianto PDE (rif. Doc.REL-MEC-E-15000 Rapporto Preliminare di Sicurezza).

### 3. OMESSA VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI SUL CLIMA

Lo studio ambientale non tratta gli impatti delle emissioni di metano durante la fase operativa del progetto. Non vi sono dati relativi alle emissioni previste di metano (CH<sub>4</sub>), un gas 84 volte più climalterante della CO<sub>2</sub> su un arco di 20 anni, e oltre 100 volte più climalterante su un arco di 10 anni secondo l’International Panel on Climate Change (IPCC).

Secondo gli studi più recenti, tra lo 0,2% e il 40% del gas naturale prodotto viene rilasciato in atmosfera senza essere bruciato<sup>6</sup>. Questo avviene in modo particolare durante i processi industriali collegati all’estrazione, processamento, trasporto e stoccaggio del gas naturale, e quindi anche durante il processo di rigassificazione da forma liquida.

La stessa Snam ha confermato l’evidenza di emissioni di metano relative ai terminal LNG controllati dall’azienda e già operativi a Panigaglia e a Livorno. In particolare, l’azienda riferisce che i valori delle emissioni raccolti in accordo al protocollo OGMP 2.0 relativo al reporting delle emissioni di metano dei terminal controllati e co-gestiti da Snam, relative all’anno 2022 sono pari a 61,5 kton di CO<sub>2</sub> equivalente per il terminale GNL di Panigaglia; e a 0,82 kton di CO<sub>2</sub> equivalente per il terminal OLT<sup>7</sup>. Dati in ogni caso parziali, che non tengono conto delle emissioni fuggitive di metano dagli stessi terminal.

Inoltre nella pubblicazione dei dati Snam non specifica come ha calcolato l’equivalenza, ovvero quale scala temporale abbia utilizzato per calcolare il Global Warming Potential (GWP) delle emissioni di CH<sub>4</sub>. Qualora l’azienda avesse scelto un approccio conservativo per il calcolo della CO<sub>2</sub> equivalente, le emissioni reali dei due terminal LNG potrebbero essere molto più alte<sup>8</sup>.

---

<sup>6</sup> [https://www.research.howarthlab.org/documents/Howarth2022\\_EM\\_Magazine\\_methane.pdf](https://www.research.howarthlab.org/documents/Howarth2022_EM_Magazine_methane.pdf)

<sup>7</sup> Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Snam S.p.A., 4 maggio 2023. Domande pervenute prima dell’Assemblea ai sensi dell’art. 127-ter del d.lgs. n. 58/1998. Domande pervenute dal Socio ReCommon APS

<sup>8</sup> Il primo rapporto IPCC ha introdotto il Global Warming Potential (GWP) per avere un metro “uniforme” di riferimento a livello globale. L’UNFCCC e il protocollo di Kyoto adottarono un arco temporale di 100 anni (GWP100), e ancora oggi è questo l’arco temporale di riferimento standard per calcolare l’effetto climalterante dei diversi gas serra, e definire gli obblighi di riduzione. Tuttavia il quinto rapporto IPCC precisa che “la scelta della metrica e dell’orizzonte temporale dipende dal tipo di applicazione e dai fattori politici, sociali, economici, culturali che influenzano un determinato processo politico. Non esiste quindi una metrica ottimale per raggiungere qualsiasi obiettivo politico”. Nel Box 3.2 | Greenhouse Gas Metrics and Mitigation Pathways, leggiamo quindi che con un arco temporale di cento anni nel calcolo della CO<sub>2</sub> equivalente, l’impatto del metano sui cambiamenti climatici è 28 volte quello della CO<sub>2</sub>. Ma con una metrica diversa, e un GWP 20, ovvero un arco temporale di 20 anni, l’impatto del metano è 84 volte quello della CO<sub>2</sub>.

In ogni caso, non è chiaro perché lo studio di impatto ambientale non includa le previsioni di emissioni di CH4 per la FSRU Golar Tundra, e il calcolo complessivo delle emissioni di CO2 equivalente relative all'operatività dell'impianto incluse le opere di collegamento alla rete nazionale che sono parte del progetto. Anche alla luce delle nuove integrazioni, questo punto rimane rilevante in quanto non affrontato (vd. "STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE - SEZIONE IV - STIMA DEI POTENZIALI IMPATTI AMBIENTALI E MISURE DI MITIGAZIONE")

Lo studio risulta inoltre carente di una valutazione dell'impatto climatico del progetto, che dovrebbe essere integrata nella Valutazione di impatto ambientale secondo la Comunicazione della Commissione europea "Orientamenti tecnici per infrastrutture a prova di clima nel periodo 2021-2027 (2021/C 373/01)"<sup>9</sup>. Anche alla luce delle nuove integrazioni, il progetto rimane carente sull'aspetto segnalato.

#### 4. OMESSA VALUTAZIONE DELL'IMPATTO SU HABITAT E SPECIE PROTETTE

Lo studio ambientale presenta delle lacune importanti nella valutazione dell'impatto del progetto su habitat e specie protette. Nella sezione dello studio ambientale 7.2 (Elementi di sensibilità e potenziali ricettori) vengono rilevati i ricettori potenzialmente impattati dalle attività del progetto.

Tra questi, l'area protetta internazionale, denominata Pelagos, Santuario dei Mammiferi Marini del Mediterraneo (Area Speciale di Interesse Mediterraneo, ASPIM): come riportato nello studio ambientale, il metanodotto di allacciamento FSRU (tratto a mare) e l'impianto offshore del terminale FSRU risultano ricadere completamente all'interno dell'area protetta. Tuttavia lo studio si limita a elencare le specie presenti nel Santuario e gli avvistamenti effettuati nello specchio marino tra Savona e Vado Ligure, senza una adeguata valutazione degli impatti. Le specie di seguito, che sono tra quelle presenti nel Santuario Pelagos, rientrano nella lista rossa IUCN con vari livelli di vulnerabilità:

- Capodoglio, *Physeter macrocephalus* <https://www.iucnredlist.org/species/41755/160983555>
- Zifio, *Ziphius cavirostris* <https://www.iucnredlist.org/species/23211/50379111>
- Grampo grigio, *Grampus griseus* <https://www.iucnredlist.org/species/9461/3151471>
- Tursiope, *Tursiops truncatus* <https://www.iucnredlist.org/species/22563/2782611>
- Stenella striata, *Stenella coeruleoalba* <https://www.iucnredlist.org/species/20731/2773889>
- Delfino comune (*Delphinus delphis*) <https://www.iucnredlist.org/species/134817215/195829089>
- Tartaruga comune, *Caretta caretta* <https://www.iucnredlist.org/species/83644804/83646294>

#### 5. OMESSA CONSIDERAZIONE DEI POTENZIALI IMPATTI SULL'ECOSISTEMA DEL MAR MEDITERRANEO

Lo studio ambientale è carente di una valutazione del sistema delle correnti del Mar Ligure e sue interazioni con la particolare morfologia dei fondali nell'area interessata. Come noto da lavori multidisciplinari la zona è caratterizzata da numerosi canyon sottomarini (Capo Mele, Pora, Finale, Noli, Vado e Savona) che, insieme ai canyon del Polcevera e del Bisagno formano un sistema fondamentale per gli equilibri ambientali e la vita marina dell'intero bacino del Mediterraneo occidentale. Ricordiamo qui l'effetto di arricchimento dei fondali profondi derivato dalle correnti di torbida che influenzano l'intero sistema per un centinaio di Km verso Ponente<sup>10</sup>.

Come segnalato nello studio di impatto ambientale, la testa del canyon sottomarino davanti a Vado Ligure si trova proprio nel punto in cui dovrebbe essere ancorata la nave FSRU Golar Tundra.

Come spiegato dai biologi Nadia Repetto e Maurizio Wurtz, *"il ruolo che gioca il buon funzionamento degli ecosistemi marini è un fattore determinante nella mitigazione dei cambiamenti climatici. Gli*

<sup>9</sup> [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021XC0916\(03\)&from=HR](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021XC0916(03)&from=HR)

<sup>10</sup> Vedi Mediterranean Submarine Canyons. Ecology and Governance, IUCN 2012  
<https://portals.iucn.org/library/efiles/documents/2012-035.pdf>

*ecosistemi marini, più che sulla terra, funzionano grazie ad una iterazione tra la componente biologica, fisica e chimica. L'alterazione di una sola componente può avere conseguenze anche a notevole distanza dai siti dove tale alterazione si è verificata. Il Mediterraneo nonostante sia un mare chiuso funziona come un piccolo oceano dove avviene un rapido "turnover" dell'energia che viene trasferita tramite le correnti e gli organismi marini, dalla superficie ai fondali più profondi e viceversa. Le strade che consentono questo "turnover" sono i canyon sottomarini e il mar Ligure è una delle zone più ricche di canyon di tutto il globo.*

*L'accelerazione dei processi oceanografici rappresenta però anche l'autostrada attraverso cui sostanze inquinanti si diffondono rapidamente nell'ecosistema"<sup>11</sup>.*

La mancata considerazione dell'impatto del progetto sull'ecosistema del Mediterraneo è in violazione della normativa sugli impatti, ed inoltre rischia di generare un danno "significativo" all'ecosistema marino anche influenzando sulla capacità di questo di mitigare i cambiamenti climatici.

Anche con le integrazioni inviate non si risolve la problematicità data dalla sottovalutazione delle correnti generate dai canyon sottomarini che insistono sul golfo di Savona.

In conclusione le conseguenze dell'opera sull'ambiente del mar Ligure, nel suo complesso, non sono state adeguatamente valutate per la mancata considerazione degli impatti cumulativi causati dallo spostamento del rigassificatore a Vado Ligure nella sua fase di costruzione e in quella operativa, in particolare per la mancata valutazione delle interazioni con le attività industriali esistenti sul territorio, il traffico di navi esistente, il rischio conseguente, l'impatto sulle zone protette in particolare in ambiente marino e l'impatto sul clima.

Per tutte le ragioni sopra espresse, si chiede che venga emesso un giudizio di compatibilità ambientale negativo sul progetto in esame.

Roma, 30 aprile 2024

Contatti:

ReCommon ETS  
via dei Sardi 28  
00185 Roma  
www.recommon.org  
info@recommon.org  
PEC: [recommon@pec.recommon.org](mailto:recommon@pec.recommon.org)

---

<sup>11</sup> <https://dpdigaforanea.it/wp-content/uploads/Repetto-Wurtz.pdf>

Il/La Sottoscritto/a dichiara di essere consapevole che, ai sensi dell'art. 24, comma 7 e dell'art.19 comma 13, del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., le presenti osservazioni e gli eventuali allegati tecnici saranno pubblicati sul Portale delle valutazioni ambientali VAS-VIA del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ([www.va.minambiente.it](http://www.va.minambiente.it)).

*Tutti i campi del presente modulo devono essere debitamente compilati. In assenza di completa compilazione del modulo l'Amministrazione si riserva la facoltà di verificare se i dati forniti risultano sufficienti al fine di dare seguito alle successive azioni di competenza.*

## ELENCO ALLEGATI

Allegato 1 - Dati personali del soggetto che presenta l'osservazione

Allegato 2 - Copia del documento di riconoscimento in corso

Allegato 3 – Lo stato del gas

Allegato 4 – Calcolo emissioni CO<sub>2</sub>eq Vado Ligure

Luogo e data **Roma 30 aprile 2024**\_\_

*(inserire luogo e data)*

Il/La dichiarante



\_\_\_\_\_  
(Firma)



THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

# LO STATO DEL GAS

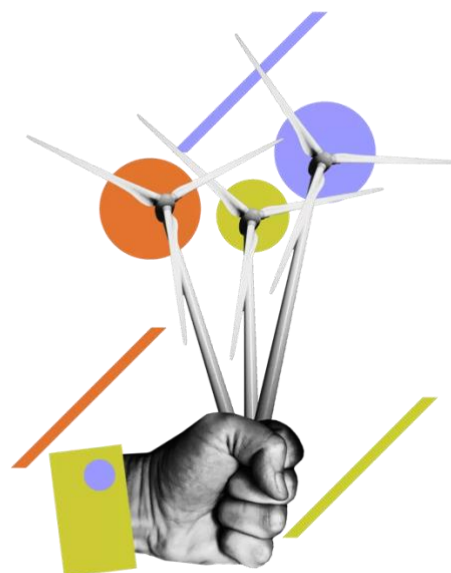
## Quali infrastrutture servono all'Italia?

ANALISI

FEBBRAIO 2024

Francesca Andreoli

Gabriele Cassetti



# SOMMARIO

<b>Executive summary</b>	<b>3</b>
<b>1. Introduzione</b>	<b>7</b>
<b>2. Il contesto internazionale: la variazione della domanda di gas nel biennio 2022-2023</b>	<b>8</b>
<b>3. La domanda globale di gas: scenari di breve, medio e lungo termine</b>	<b>11</b>
<b>4. Le infrastrutture gas in discussione in Italia e in Europa</b>	<b>12</b>
<b>5. Gli scenari di domanda e offerta del gas per l'Italia al 2030, 2040 e 2050</b>	<b>16</b>
5.1 I fondamentali del sistema gas nei mercati europei tra crisi energetica e scenari futuri	16
5.2 Le ipotesi di domanda: scenari al 2030, 2040 e 2050	18
5.3 Le ipotesi di offerta al 2030, 2040 e 2050	21
<b>6. Il bilancio tra domanda e offerta: simulazioni del modello</b>	<b>22</b>
<b>7. Discussione dei risultati</b>	<b>27</b>
<b>8. Conclusioni</b>	<b>33</b>

## EXECUTIVE SUMMARY

Il lavoro qui presentato mira a verificare il perimetro dell'infrastruttura gas necessario all'Italia per gestire in sicurezza il sistema energetico nazionale nel nuovo assetto del mercato europeo determinato dalle conseguenze dell'invasione russa in Ucraina e dall'avanzamento rispetto gli obiettivi climatici.

La risposta non può prescindere dalla necessità di assicurare un approvvigionamento indipendente dalle forniture russe e dalla necessità di garantire prezzi del gas competitivi rispetto ai mercati internazionali. Questo richiede la capacità di uscire dalla crisi con un sistema energetico capace di gestire meglio i rischi legati da una parte all'instabilità geopolitica e dall'altra allo sviluppo di un'infrastruttura incoerente con l'evoluzione dei mercati.

Come ben indicato nel piano [REPowerEU](#), le azioni di diversificazione delle fonti di approvvigionamento devono inquadrare la domanda di gas insieme allo sviluppo di nuove rinnovabili, dei processi di elettrificazione, dell'efficienza energetica, degli strumenti di gestione del sistema di stoccaggio e dei picchi di domanda. Del resto, è stata proprio la combinazione di queste opzioni che ha permesso di superare la crisi del 2022.

È necessario avere una visione integrata per assicurare un sistema efficiente e competitivo. Per questo nel processo di transizione è importante che lo sviluppo dell'infrastruttura gas non prevalga sugli effettivi bisogni di domanda. Il rischio è generare onerosi *stranded cost*, che andrebbero a gravare proprio su chi riuscirà con più fatica a emanciparsi dalle fossili. Allo stesso tempo fornire garanzie pubbliche a infrastrutture che non hanno interesse pubblico determinerebbe togliere risorse dalle politiche di decarbonizzazione che al contrario servono a costruire la competitività futura, assicurando gli investitori rispetto ai rischi climatici. Il tutto per conservare la credibilità nelle relazioni con i paesi fornitori di gas che andranno a sostituire le forniture russe.

Per fare questo abbiamo confrontato tre scenari di domanda gas italiana ed europea con differenti ipotesi di evoluzione dell'infrastruttura gas.

Il lavoro è stato condotto utilizzando un modello di ottimizzazione che simula all'interno del mercato europeo l'equilibrio tra la domanda e l'offerta di gas per l'Italia con granularità giornaliera al 2030, 2040 e 2050.

I tre scenari di domanda presi in analisi sono:

- Scenario **Late Transition (LT)** che riprende le stime dello scenario *Late Transition* di Snam-Terna, in cui la domanda al 2030 – 62 Mld mc/a - risulta superiore al livello del 2023 – 61 Mld mc/a. Tale scenario **non raggiunge gli obiettivi climatici di medio e lungo termine.**
- Scenario **Fit-For-55 (FF55)** **corrispondente ai valori di domanda gas della bozza di aggiornamento del PNIEC 2023** – 59 Mld mc/a al 2030. Tale scenario presenta uno scarto di 22-29 MtCO<sub>2</sub>eq rispetto agli obiettivi indicati dall'omonimo pacchetto europeo.
- Scenario **G7** elaborato da ECCO ipotizzando un pieno allineamento dei mercati energetici rispetto agli obiettivi climatici, tale da raggiungere un sistema elettrico “sostanzialmente” decarbonizzato al 2035, come da impegno sottoscritto nel 2022 e rafforzato nel 2023 dal Governo italiano in ambito G7. Tale scenario vede una domanda al 2030 di 48 Mld mc/a.



Elemento comune alla costruzione di tutti gli scenari è non aver considerato la contrazione dei consumi del biennio 2022-2023, corrispondente a un -20% rispetto al 2021. Questo per non assumere strutturale il calo innescato dalla crisi energetica.

I tre scenari di domanda vengono confrontati con due diversi assetti infrastrutturali che per l'Italia corrispondono a:

- Uno scenario che considera l'infrastruttura gas esistente e aggiunge il solo terminale di rigassificazione *off-shore* a Ravenna, in realizzazione, ed esclude quello a Piombino dopo il termine dell'autorizzazione temporanea al 2026
- Uno scenario che vede l'ampliamento dell'infrastruttura attuale che, oltre al terminale di Ravenna, considera lo spostamento della FSRU da Piombino a Vado Ligure (localizzazione ipotetica), un incremento delle importazioni dal TAP del 50% e la dorsale Adriatica.

Oltre a questi, si è voluto testare uno scenario infrastrutturale estremo ipotizzando aggiuntivi investimenti in capacità a gas. In queste simulazioni sono stati inclusi anche i terminali *on-shore* a Gioia Tauro e Porto Empedocle, il completo raddoppio del TAP e la realizzazione del progetto *Poseidon-Eastmed*.

Le ipotesi sul prezzo del gas sono comuni per tutti gli scenari e costruiscono un ordine di merito economico in ragione della distanza dei punti di immissione e di prelievo in Europa, e del differenziale di prezzo tra gasdotto e terminale di GNL. Le importazioni via gasdotto sono assunte più convenienti del gas liquefatto importato via nave.

Le diverse combinazioni tra gli scenari di domanda e offerta sono state valutate sulla base di tre indicatori:

1. la capacità dell'infrastruttura di garantire la sicurezza del sistema energetico al 2030, 2040 e 2050,
2. la sicurezza in termini di copertura della punta nell'eventualità non solo di interruzione totale delle forniture russe, mai avvenuto in questi ultimi due anni, ma anche di chiusura delle importazioni dall'Algeria,
3. la compatibilità con gli obiettivi climatici.

### **Principali risultati**

Nello scenario di domanda intermedio (scenario FF55) **l'infrastruttura esistente**, che include il nuovo terminale di rigassificazione a Ravenna già autorizzato, è in grado di coprire i volumi di consumo richiesti. Il tasso di utilizzo dei rigassificatori al 2030 è elevato (92%) al fine di assicurare un volume di export di oltre 7 Mld mc/a.

Lo scenario di domanda estremo (scenario LT) viene soddisfatto con una capacità infrastrutturale che include le due FSRU a Ravenna e a Vado Ligure, l'incremento di capacità del TAP e la dorsale Adriatica. Tuttavia, **tale scenario**, che al 2030 prevede un fabbisogno nazionale superiore a quello verificatosi nel 2023, **non è allineato agli obiettivi di decarbonizzazione di medio e lungo termine.**

**Lo scenario G7 è l'unico che garantisce il soddisfacimento di tutti e tre i criteri analizzati** sia con l'ipotesi di nuovi investimenti gas sia nel caso di infrastruttura esistente. In questo scenario, allineato agli obiettivi climatici, emerge, pur mantenendo il livello di export equivalente agli altri scenari, un tasso di utilizzo della capacità rigassificazione inferiore al 40%. **Questo evidenzia come già la sola infrastruttura esistente, in un percorso coerente con gli obiettivi climatici, abbia margini di riserva ampiamente soddisfacenti e tali da garantire un sistema energetico sicuro sia dal punto di vista dei volumi che dei prezzi.**

Dalle analisi sulla domanda di picco emerge come la capacità esistente sia in grado di fornire un'offerta utile di punta di 367 Mln mc/g nell'ipotesi di flussi nulli sia dalla Russia sia da Algeria (criterio N-2), riuscendo a coprire la domanda di picco nello scenario G7 e il 92% di quella stimata da Snam nello scenario LT.

**In tutti i diversi assetti infrastrutturali le esportazioni italiane ammontano a volume che varia tra i 6,4 e i 9,2 Mld mc/a al 2030. Questo è il perimetro massimo entro il quale definire l'Italia come hub del gas europeo, a fronte della completa sospensione delle forniture russe e della non realizzazione di nuove infrastrutture gas oltre a quelle già autorizzate in Europa.** Inoltre, già nello scenario di domanda intermedia di gas questi volumi si riducono sensibilmente attorno ai 2 Mld mc/a al 2040.

Infine, la maggior capacità di trasporto della dorsale Adriatica tra Sulmona e Minerbio è utilizzata solo nello scenario di domanda gas più alta (scenario LT). **Negli altri scenari i volumi in importazione da sud non giustificano la necessità di un incremento della capacità di trasporto sud-nord.**

## Conclusioni

**Lo scenario di domanda di gas che prevede una piena integrazione tra rinnovabili, efficienza energetica ed elettrificazione dei consumi garantisce i minori rischi** in termini di sicurezza, non solo energetica, ma anche climatica ed economica. Tale scenario (G7) non necessita di ulteriori investimenti infrastrutturali, incluso lo spostamento del terminale da Piombino a Vado Ligure.

**Lo sviluppo di ulteriore capacità infrastrutturale** rispetto ai rigassificatori *off-shore* (Vado Ligure e Ravenna), all'ampliamento del TAP e alla dorsale Adriatica **non appare comunque giustificato da nessuna delle simulazioni effettuate.** I terminali *on-shore* a Gioia Tauro e Porto Empedocle, valutati "strategici e urgenti" dal [DL Sicurezza Energetica](#) (DL 181/2023), non vengono di fatto utilizzati in alcun scenario né a copertura della domanda né per liberare volumi da esportare all'estero. Al contrario, le simulazioni che vedono una realizzazione infrastrutturale europea di GNL superiore agli impianti *ready-to-build*, includendo quindi Gioia Tauro e Porto Empedocle, mostrano un minor impegno della capacità di rigassificazione italiana e ridotti volumi in esportazione. Questo evidenzia il rischio di eccessivi investimenti infrastrutturali.

All'interno del mercato europeo, il ruolo dell'Italia come hub del gas risulta definito da volumi in esportazione che in tutte le diverse combinazioni sono compresi tra 6-9 Mld mc/a. E questo considerando forniture dalla Russia, nel 2023 ancora pari a [25 Mld mc](#) via gasdotto, completamente interrotte verso l'Europa. Tale export potrebbe inoltre essere esposto alla competizione europea determinata da una maggiore capacità di rigassificazione in Germania o in altri Paesi del Nord-Europa. Le quantità di domanda europea qui simulate devono essere prese in considerazione all'interno delle relazioni internazionali a fronte di nuovi accordi per l'acquisto di gas.

L'utilizzo del criterio N-2 per valutare la sicurezza del sistema infrastrutturale gas necessita di maggiori approfondimenti a partire dalla determinazione del picco di domanda. Snam stessa nel [documento di descrizione degli scenari](#) sostiene come il picco di 425 Mln mc/g possa avere un errore di 30 Mln mc. Per questo tale valore non può essere alla base di decisioni di investimento strategiche. Altri elementi quale il forte calo della domanda, l'aumento della temperatura, i possibili contributi legati all'integrazione dei mercati e le politiche di domanda necessitano di dovuta attenzione. Questi devono essere valutati nel momento in cui, nell'ipotesi estrema di N-2, incrementare l'infrastruttura gas a copertura di un picco di domanda determini un impiego di investimenti che sono *stranded cost*.

Del resto, il criterio su cui stiamo valutando il caso N-2 è giustificato non tanto da ragioni tecniche ma dalle instabilità geopolitiche. E proprio per quest'ultima ragione, **anche un aumento importante dell'infrastruttura gas non eliminerebbe il rischio di approvvigionamenti** – basti considerare l'instabilità legata alla rotta del Mar Rosso o la situazione geopolitica in Azerbaijan e Qatar. Al contrario, questo incrementerebbe esponenzialmente il rischio di *stranded cost* e potrebbe essere ulteriormente amplificato nel caso di riapertura dei flussi libici e/o russi e di raggiungimento degli obiettivi ambientali.

**Nel definire il perimetro dell'hub del gas italiano il lavoro sottolinea come questo non debba essere accompagnato da un'ipertrofia dell'infrastruttura gas.** Espone il sistema energetico a nuovi rischi, quali le ripercussioni sul costo della materia prima, determinati da un incremento di *stranded cost* e dalla distrazione di risorse sia pubbliche che private dallo scenario di decarbonizzazione, che si rivela quello in grado di garantire una maggiore sicurezza anche a fronte di instabilità geopolitiche.

## 1. INTRODUZIONE

L'invasione russa in Ucraina nel febbraio 2022 ha dato avvio a un periodo di crisi del gas che ha determinato cambiamenti importanti nel mercato interno europeo dell'energia. Abbiamo assistito a un rimescolamento dei fondamentali domanda-offerta conosciuti storicamente per effetto del divorzio dal fornitore energetico di riferimento, la Russia, che per decenni ha esportato verso l'Europa gas abbondante e a prezzi concorrenziali. I Paesi europei hanno risposto a queste crisi dal lato domanda con una decisa decurtazione dei consumi attraverso rinnovabili, efficienza e risparmi energetici, e dal lato dell'offerta con la sostituzione del gas da *pipeline* (russa) al GNL.

La Commissione Europea con il piano REPowerEU ha avviato una graduale eliminazione del gas russo entro il 2027, adottando diverse misure, tra le quali il sostegno a nuove infrastrutture del gas in parallelo all'accelerazione dell'efficienza e delle energie rinnovabili. L'Europa ha quindi iniziato ad acquistare volumi ingenti di gas liquefatto per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e allo stesso tempo ridurre la dipendenza dal gas di Mosca, determinando una trasformazione delle dinamiche di approvvigionamento del GNL e un nuovo equilibrio di mercato che vede una definitiva centralità del GNL trasportato per mare. L'industria del gas nel 2022 ha registrato profitti eccezionalmente elevati e una capacità finanziaria senza precedenti, mentre misure di sostegno nazionali per mitigare i prezzi dell'energia nell'UE hanno raggiunto i [651 miliardi di euro dal settembre 2021](#) (91 miliardi in Italia). Nel frattempo, le forniture dalla Russia – sebbene ai minimi storici – non si sono mai del tutto interrotte, e, quand'anche non verso l'UE, la produzione russa è comunque destinata a tornare sul mercato globale attraverso nuove relazioni con Paesi terzi.

La crisi israelo-palestinese riesplora il 7 ottobre 2023 ha poi complicato il quadro geopolitico, determinando ulteriori ripercussioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti e delle infrastrutture energetiche e lasciando notevole incertezza sui mercati energetici. Incertezza che potrebbe perdurare alla luce dell'estensione della crisi mediorientale all'area del Mar Rosso, dove gli attacchi dei ribelli yemeniti filoiraniani alle navi in transito hanno colpito rotte commerciali strategiche. Gli attacchi rischiano di rallentare i rifornimenti energetici verso l'Europa meridionale, [Italia inclusa](#), provenienti dai Paesi del Golfo. La decisione del Qatar – il principale utilizzatore della rotta del Mar Rosso per i carichi di GNL - di sospendere il transito per ragioni di sicurezza potrebbe avere ricadute sul costo delle materie prime energetiche, anche se oggi i mercati spot del gas europei non appaiono particolarmente preoccupati e non si registra ancora nessun effetto rialzista sui prezzi.

Alla luce di questo contesto si è riaperta in tutta Europa l'ipotesi di nuovi investimenti in capacità infrastrutturale a gas, principalmente terminali di rigassificazione, legittimati dalla necessità di introdurre miglioramenti nella sicurezza delle infrastrutture energetiche secondo un approccio *all hazards*. Finanziate peraltro con risorse anche europee. La sospensione del principio “*Do No Significant Harm*” per accedere alle risorse di REPowerEU permette infatti il finanziamento di infrastrutture gas che siano ritenute necessarie all'obiettivo di indipendenza dagli approvvigionamenti del gas russo, assicurando la coerenza con gli obiettivi climatici. Il [Regolamento UE](#) che modifica il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) sulla base di REPowerEU istituisce infatti clausole di salvaguardia degli obiettivi climatici. In particolare, tutti gli investimenti nei combustibili fossili finanziabili attraverso REPowerEU dovranno essere operativi entro il 2026, non dovranno impedire il raggiungimento degli obiettivi climatici al 2030 e al 2050 e dovranno dimostrarsi necessari rispetto alla futura domanda di gas e soluzioni alternative.

In questo contesto anche in Italia si stanno realizzando o perlomeno considerando investimenti in nuova capacità infrastrutturale a gas finalizzati a incrementare la sicurezza del sistema energetico e, in teoria, del processo di decarbonizzazione stesso. È infatti nell'interesse di quest'ultimo garantire l'approvvigionamento e la sicurezza del sistema durante la transizione, al fine di evitare il ricorso a combustibili climaticamente più inquinanti, quali il carbone, in risposta a nuovi squilibri del mercato del gas.

**Sicurezza energetica e decarbonizzazione non devono essere visti come obiettivi divergenti e contrastanti, ma anzi devono essere raggiunti sinergicamente. Ciò richiede un'attenta valutazione del rischio di sovrabbondanza delle infrastrutture che tenga conto non solo del criterio di "ridondanza" per la sicurezza degli approvvigionamenti, ma anche delle esigenze connesse al processo di transizione e agli obiettivi climatici, non ultimo il "transitioning away from fossil fuels" firmato alla COP28 di Dubai, e dell'economicità degli investimenti stessi.**

In questo senso, il lavoro mira ad analizzare come l'emergente equilibrio del mercato gas possa ridisegnare il sistema energetico italiano ed europeo, alla luce delle tendenze verificatesi in questi ultimi anni che vedono da una parte possibili nuovi flussi di importazione da sud e dall'altra l'affermarsi delle politiche di decarbonizzazione. **Vista la posizione di centralità all'interno del Mediterraneo che propone per l'Italia un nuovo ruolo di hub del gas, da Paese importatore a esportatore, lo studio valuta la realizzabilità ed efficacia in considerazione non solo del contributo alla sicurezza energetica, italiana ed europea, ma anche dell'economicità per il sistema e della coerenza con gli obiettivi climatici e la sostenibilità ambientale.**

Attraverso un modello di ottimizzazione lo studio stima il bilancio tra domanda e offerta di gas con un orizzonte temporale al 2030, 2040 e 2050 al fine di evidenziare le infrastrutture minime necessarie a coprire la domanda attesa con un adeguato margine di riserva per il sistema. L'analisi si concentra sull'Italia, vista all'interno del mercato europeo modellato per macroarea. Dal lato della domanda vengono ipotizzati tre differenti scenari crescenti e dal lato dell'offerta i nuovi investimenti in discussione tenendo conto del loro stato di avanzamento.

Dopo un'analisi del contesto internazionale in seguito alla crisi del biennio 2021-2022 e degli scenari di domanda di gas globale nel breve, medio e lungo termine, il report descrive le ipotesi di offerta e domanda di gas alla base del modello. Al [capitolo 6](#) sono presentati i risultati che vengono poi discussi al [capitolo 7](#).

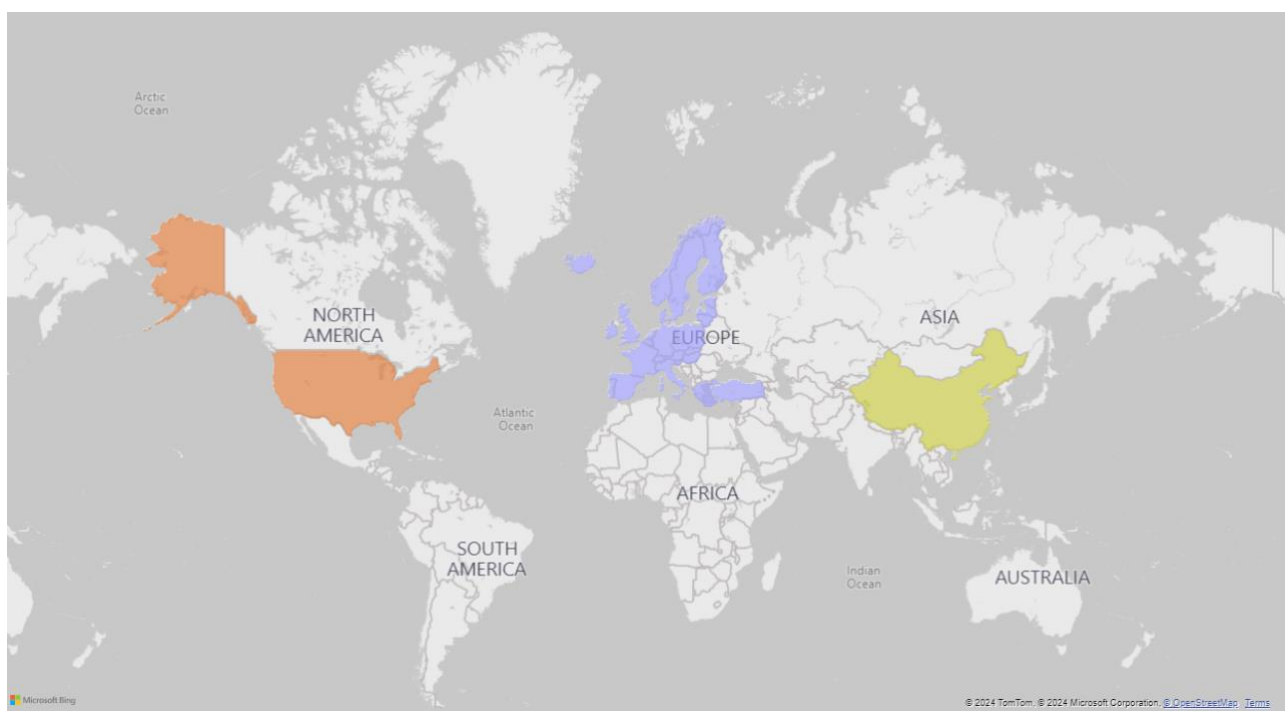
## **2. IL CONTESTO INTERNAZIONALE: LA VARIAZIONE DELLA DOMANDA DI GAS NEL BIENNIO 2022-2023**

L'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) ha cominciato a parlare di fine [dell'"Età dell'oro del gas"](#), il periodo che copre il decennio 2011 - 2021 durante il quale il consumo globale di gas naturale è aumentato di quasi il 25%, contribuendo al 40% della crescita mondiale della fornitura di energia primaria, più di qualsiasi altro combustibile. Tuttavia, lo shock energetico avviato dalla Russia nel 2022 ha generato un aumento dei prezzi del gas che la stessa IEA definisce strutturale, determinando quindi incertezza della domanda nel medio termine.

Nel 2023, i mercati del gas si sono gradualmente riequilibrati, grazie a interventi politici tempestivi, forze di mercato efficaci e condizioni meteorologiche favorevoli. La domanda globale di gas è

cresciuta dello 0,5% stimato (circa 20 Mld mc), insufficiente a recuperare le perdite registrate nel 2022, quando la domanda complessiva è diminuita dell'1,5% (ovvero 60 Mld mc). L'aumento della produzione globale di GNL (cresciuta di 13 Mld mc) non è stato sufficiente a compensare il continuo calo di gas verso l'Europa (diminuito di 38 Mld mc). La domanda globale di gas è tornata a crescere nella seconda metà del 2023, principalmente supportata dal Nord America, dai mercati in rapida crescita dell'Asia, del Medio Oriente e dell'Africa. L'industria si è affermata come il principale motore di crescita della domanda, seguita dal settore energetico.

I prezzi del gas naturale si sono significativamente moderati in tutti i principali mercati, dopo i massimi storici raggiunti nel 2022. Il forte calo della domanda registrato in Europa e nei mercati asiatici maturi ha esercitato una pressione al ribasso sui prezzi del gas. I prezzi del TTF sono diminuiti di quasi il 70% rispetto al 2022, con una media di 0,43 USD/mc nel 2023, ancora due volte e mezzo superiore alla loro media quinquennale nel periodo 2016-2020. Le forti riduzioni della domanda, insieme a minori necessità di iniezione nei depositi di gas e a consistenti afflussi di GNL, hanno mantenuto bassi i prezzi del gas naturale nonostante il continuo calo delle forniture di gas russo. La volatilità dei prezzi è rimasta alta, con una media superiore al 100% nel 2023, il livello più alto mai registrato ad eccezione del 2022.



**Figura 1** – Aree geografiche di rilevanza nel contesto internazionale

Negli Stati Uniti, si stima che il consumo di gas naturale sia aumentato di circa lo 0,8% (o circa 7 Mld mc). Tuttavia, nei settori residenziale e commerciale, si è registrata una diminuzione di oltre il 7% (o più di 15 Mld mc) a causa delle ridotte esigenze di riscaldamento, influenzate da giorni di riscaldamento meno intensi durante il primo e l'ultimo trimestre del 2023. La produzione domestica è aumentata del 4%, o 40 Mld mc, stabilendo un nuovo record a 1.065 Mld mc di gas. Questo significativo aumento della produzione, combinato con condizioni invernali relativamente miti, ha esercitato una pressione al ribasso sui prezzi del gas, che hanno visto una drastica diminuzione del 60% rispetto al 2022. Ciò ha facilitato un maggiore passaggio dal carbone al gas nel settore elettrico, aiutato anche da una minore produzione idroelettrica, aumentando la quota di gas naturale nel mix energetico degli Stati Uniti a un record del 42%. L'abbondante disponibilità di gas domestico ha

inoltre permesso agli Stati Uniti di aumentare le proprie esportazioni di GNL del 10%, posizionandoli come il principale fornitore di GNL al mondo.

Contemporaneamente, la Cina ha riconquistato la sua posizione come principale importatore mondiale di GNL, con le importazioni aumentate del 14% (o 12 Mld mc), sebbene non abbiano ancora superato i livelli raggiunti nel 2021. Si stima infatti che la domanda di gas cinese sia cresciuta del 7% o circa 26 Mld mc nel 2023, principalmente a causa della ripresa dell'attività industriale con l'allentamento delle restrizioni legate al Covid e la costante diminuzione dei prezzi globali del gas durante l'anno. Il settore industriale ha rappresentato circa il 40% della crescita totale della domanda di gas naturale del Paese. L'industria pesante e ad alta intensità energetica, sensibile ai prezzi del combustibile, ha parzialmente invertito il passaggio da gas ad altri combustibili avvenuto nel 2022, mentre le prospettive economiche in miglioramento hanno anche aumentato la domanda complessiva di energia nel settore. I prezzi del gas più bassi, insieme a una disponibilità idroelettrica limitata nella prima metà del 2023, hanno sostenuto un maggiore consumo di gas nel settore energetico, che ha registrato un aumento di oltre il 6% su base annua. Nonostante questa crescita, la domanda di gas per la produzione di energia nel 2023 è rimasta leggermente al di sotto dei livelli pre-crisi a causa della continua concorrenza dal carbone e dell'espansione dell'energia eolica e solare. Il consumo di gas nei settori residenziale e commerciale è cresciuto di circa l'8% nel 2023, in aumento rispetto ai livelli di crescita del 2022.

In Europa, la domanda di gas è diminuita del 7% (o 35 Mld mc) nel 2023, raggiungendo 488 Mld mc, dopo che nel 2022 la domanda osservata era stata di 524 Mld mc<sup>1</sup>. Il calo si è concentrato quasi interamente nei primi tre trimestri del 2023, mentre il consumo di gas è rimasto leggermente inferiore ai livelli del 2022 nel quarto trimestre. Il settore energetico da solo ha rappresentato il 75% della riduzione della domanda, a causa di una minore richiesta di elettricità combinata con la continua espansione delle rinnovabili e la maggior produzione da nucleare. La domanda legata alla rete di distribuzione è diminuita di circa il 7% (o oltre 10 Mld mc) nel 2023, con un calo quasi interamente concentrato nel primo trimestre. Nel quarto trimestre, i dati preliminari suggeriscono che sia invece rimasta vicina ai livelli del 2022. Nella prima metà dell'anno, gli afflussi di GNL sono aumentati dell'8% su base annua, ma questo incremento è stato più che compensato da una diminuzione del 10% su base annua nella seconda metà. Allo stesso modo, mentre Paesi Bassi, Germania, Italia e Finlandia hanno aumentato le loro importazioni di GNL di oltre 15 Mld mc rispetto al 2022, questi aumenti sono stati in gran parte bilanciati dalle riduzioni registrate in Francia, nel Regno Unito e in Spagna. Le analisi della IEA suggeriscono che la riduzione della domanda nei settori residenziale e commerciale non sia legata alle condizioni meteorologiche, ma a fattori strutturali. Questi includono miglioramenti nell'efficienza, misure per il risparmio di gas, il passaggio ad altri combustibili, la diffusione delle pompe di calore, e cambiamenti comportamentali, dovuti anche a crescenti problemi di accessibilità economica.

La ridotta domanda, insieme a elevati livelli di stoccaggio, hanno inoltre fatto scendere i prezzi degli hub europei al di sotto dei prezzi dello spot LNG in Asia nella seconda metà del 2023: Platts JKM ha registrato un premio medio di 2 USD/MBtu rispetto al TTF, spingendo i carichi di GNL flessibili a privilegiare i mercati asiatici anziché quelli europei. Nonostante il calo degli afflussi, la quota del GNL

---

<sup>1</sup> Il dato si riferisce ai paesi europei dell'OCSE secondo le aree geografiche della IEA: Austria, Belgio, Repubblica Ceca, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Ungheria, Islanda, Irlanda, Italia, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Paesi Bassi, Norvegia, Polonia, Portogallo, Repubblica Slovacca, Slovenia, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia e Regno Unito.

nell'approvvigionamento di gas dell'Europa è aumentata dal 33% nel 2022 a un picco del 37% nel 2023, una percentuale confrontabile con quella del gas russo via gasdotto prima della sua invasione dell'Ucraina. Gli afflussi di GNL dagli Stati Uniti sono cresciuti del 7,5% (o 5,5 Mld mc), consolidandone ulteriormente la posizione come principale fornitore di GNL per l'Europa, con la loro quota sulle importazioni totali di GNL passata dal 43% nel 2022 al 47% nel 2023 e coprendo oltre il 15% della domanda europea di gas naturale. L'Europa ha rappresentato da sola il 31% dei volumi totali di LNG contrattati nel 2023.

### 3. LA DOMANDA GLOBALE DI GAS: SCENARI DI BREVE, MEDIO E LUNGO TERMINE

Nel 2024, la IEA stima che la domanda globale di gas crescerà del 2,5%. La crescita della domanda è attesa nei mercati in rapida espansione dell'Asia Pacifico e nei paesi ricchi di gas in Africa e Medio Oriente. L'aumento della domanda di gas sarà sostenuto dall'industria, così come dai settori residenziale e commerciale, assumendo un ritorno a condizioni meteorologiche invernali medie dopo un clima stagionale mite nel 2023. Si prevede che la domanda per la produzione di energia aumenterà solo marginalmente, poiché l'aumento del consumo di gas in Asia Pacifico, Nord America e Medio Oriente dovrebbe essere in parte compensato dal declino strutturale in Europa.

Nel lungo termine, invece, la IEA propone tre diversi [scenari globali di transizione energetica](#) in cui la domanda di gas segue differenti traiettorie:

- lo scenario a politiche correnti (STEPS - Stated Policies Scenario), che vede un aumento della temperatura media globale al 2100 di 2.4°C rispetto ai livelli pre-industriali, e perciò non in linea con l'obiettivo di 1.5°C dell'Accordo di Parigi. In questo scenario, la domanda globale di gas naturale raggiunge il picco entro il 2030, mantenendo un lungo plateau prima di declinare gradualmente di circa 100 Mld mc entro il 2050.
- lo scenario a politiche annunciate (APS-Announced Policies Scenario), anch'esso non allineato all'1.5°C in quanto arriva a 1.7°C al 2100. Qui, invece, la domanda raggiunge il picco ancor prima dello STEPS e nel 2030 è inferiore del 7% rispetto ai livelli del 2022.
- lo scenario Net-Zero (NZE-Net Emissions), che prevede emissioni nette nulle al 2050 e 1.4°C di aumento della temperatura media globale al 2100. La domanda di gas nel NZE diminuisce di oltre il 2% annuo dal 2022 al 2030 e di quasi l'8% annuo tra il 2030 e il 2040. I tassi di riduzione vengono bilanciati dopo il 2040 dall'incremento dell'uso di gas naturale con CCUS per la produzione di idrogeno a basse emissioni.

Nei paesi OCSE, la domanda di gas naturale diminuisce in tutti gli scenari. Il sostegno alle rinnovabili riduce la quota di gas naturale entro il 2030 nel settore energetico e successivamente sempre di più nei settori civile e industriale. Entro il 2050, la domanda di gas nelle economie avanzate si riduce a 1200 Mld mc nello scenario STEPS, il 40% in meno rispetto al livello attuale. L'elettrificazione più rapida della domanda di riscaldamento e i guadagni di efficienza portano il gas a 480 Mld mc entro il 2050 nello scenario APS e a 300 Mld mc nello scenario NZE.

In Europa, in cui, come già menzionato, la domanda di gas naturale è diminuita del 20% rispetto al 2021, gli sforzi continui per ridurre la domanda portano nello scenario STEPS a una ulteriore riduzione di 50 Mld mc entro il 2030. Nello scenario APS, l'accelerazione nell'elettrificazione degli usi finali,



l'aumento dell'efficienza e l'espansione delle energie rinnovabili fanno sì che la domanda sia ancora inferiore di 60 Mld mc nel 2030 e scenda al di sotto di 30 Mld mc entro il 2050.

#### 4. LE INFRASTRUTTURE GAS IN DISCUSSIONE IN ITALIA E IN EUROPA

In linea con le indicazioni della Commissione Europea, l'Italia ha reagito alla crisi adottando misure d'emergenza volte da una parte alla riduzione dei consumi di gas (attraverso azioni volontarie destinate a limitare la temperatura e le ore di accensione del riscaldamento e azioni obbligatorie mirate a massimizzare la produzione elettrica con combustibili diversi dal gas naturale), e dall'altra a diversificare rapidamente la provenienza del gas importato, massimizzando l'utilizzo delle infrastrutture disponibili e aumentando contestualmente la dotazione nazionale di infrastrutture del gas. Il Governo italiano ha quindi siglato [diversi accordi](#), in coordinamento con Eni e Snam, per incrementare le importazioni di gas via tubo e di GNL via mare: con l'Algeria per volumi crescenti fino a [potenziali 9 Mld mc](#), con l'Azerbaijan per incrementare le entrate del TAP, con l'Egitto per 3,5 Mld mc, con il Qatar per 1,4 Mld mc, con il Congo per 4,6 Mld mc e con altri Paesi (Angola, Nigeria, Mozambico, Indonesia e Libia) per 3,0-3,5 Mld mc. In relazione a questi volumi, la stessa Eni ha siglato accordi per nuovi progetti nel Mediterraneo e in Africa, tra i quali nuovi terminali GNL in [Algeria](#), [Congo](#), [Mozambico](#) e [Qatar](#) e nuova capacità *upstream* in [Algeria](#), [Angola](#), [Congo](#), [Costa d'Avorio](#), [Libia](#), [Egitto](#).

In tal senso il Governo ha iniziato a considerare, e in alcuni casi anche realizzare, incrementi della capacità infrastrutturale a gas ([Figura 2](#)), a partire da nuovi terminali di rigassificazione, indirizzando la scelta verso strutture galleggianti, più flessibili e con minori tempi di realizzazione - due FSRU a Piombino e Ravenna -, in ragione del previsto aumento di forniture di gas liquefatto. Si sta discutendo anche per altri terminali, in questo caso fissi, a Goia Tauro e Porto Empedocle, valutati dal Decreto-Legge 181/2023 (comunemente conosciuto come "Decreto Sicurezza Energetica") come interventi strategici "indifferibili e urgenti" per esigenze di sicurezza energetica nazionale. Tuttavia, lo stesso Decreto ritiene di straordinaria necessità la riduzione della dipendenza energetica e il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, a sottolineare l'esigenza di valutare la sicurezza energetica in relazione anche al percorso di decarbonizzazione. Altre opzioni prese in considerazione sono l'aumento della capacità di trasporto verso l'Italia del TAP, la cui la società ha avviato interlocuzioni per un raddoppio, e un incremento della produzione nazionale, che tra le riserve certe e probabili ammonta a circa [80 Mld mc](#). Il Decreto Sicurezza Energetica modifica il meccanismo del cosiddetto *gas release* (art.16 del D.L. 17/2022, modificato dal D.L. 176/2022) introdotto a sostegno delle aziende gasivore in seguito al caro energia per offrire loro gas nazionale a prezzi "ragionevoli". Come nella [prima versione](#) anche in questa il criterio di ragionevolezza appare poco coerente con le finalità della norma stessa, sia per la durata delle concessioni - si parla di vita utile dei giacimenti, che può potenzialmente andare ben oltre la situazione di emergenza - sia per l'economicità per i clienti finali. Per come viene stabilito il prezzo dei contratti di differenza con il GSE, non è chiara la maggior convenienza per le imprese gasivore di firmare un contratto con un soggetto terzo rispetto alla fissazione di un prezzo direttamente con i concessionari di giacimenti di gas naturale. Ha subito un'accelerazione anche il progetto della Linea Adriatica, ritenuto fondamentale per il superamento delle strozzature sulla rete di trasporto nella direttrice sud-nord e per garantire il trasporto delle addizionali forniture dai punti di entrata a sud. In ultimo, si è tornati a parlare del progetto *Poseidon-Eastmed* che da pozzi *off-shore* israeliani e ciprioti dovrebbe trasportare gas in Italia.

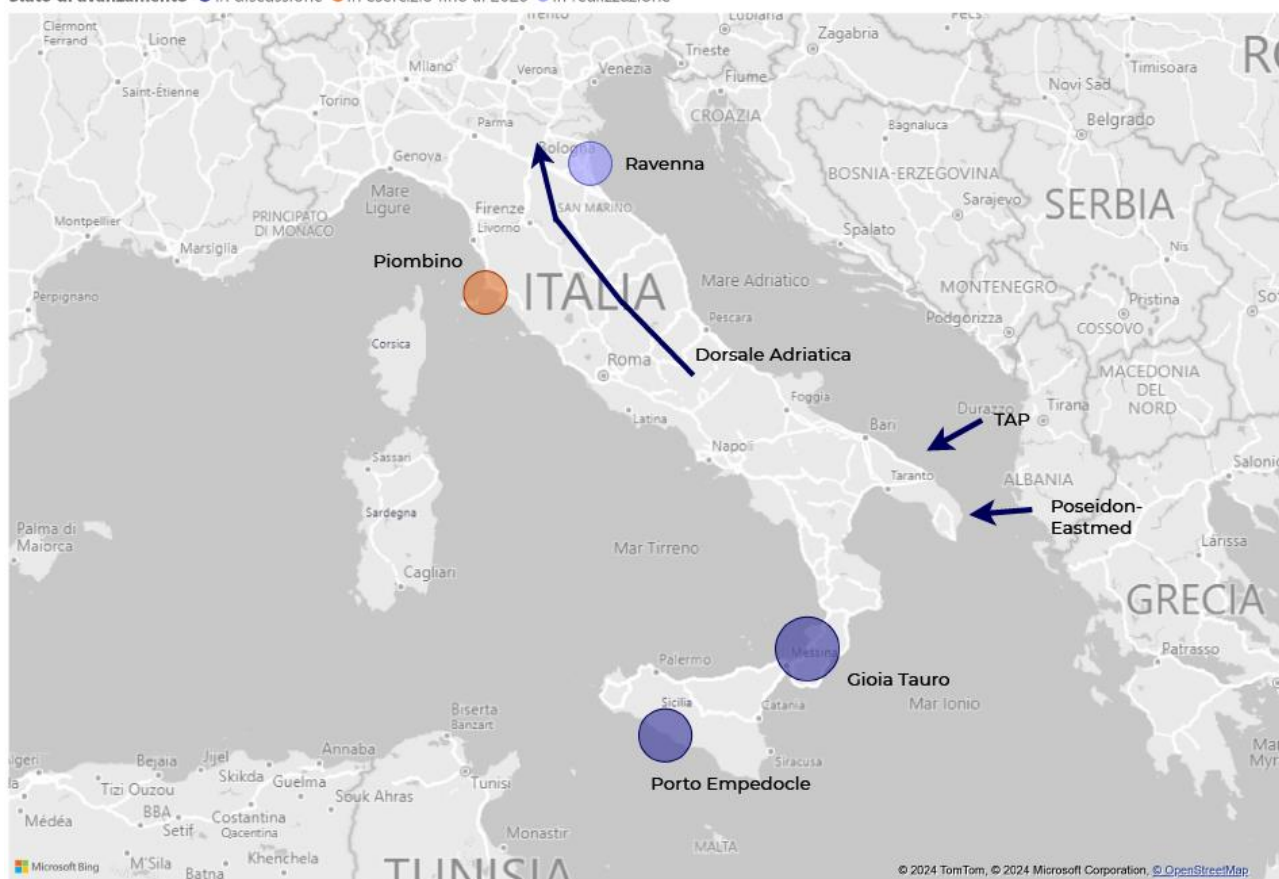
La lista delle opzioni oggi in discussione per l'Italia è riportata in [Tabella 1](#) con il loro stato di avanzamento a febbraio 2024.

Progetto	Finalità	Stato di avanzamento
FSRU a Piombino con spostamento a Vado Ligure dal 2026	Aumento della capacità di rigassificazione per 5 Mld mc/a	Entrato in esercizio a maggio 2023 con un'autorizzazione provvisoria di 3 anni a Piombino. È in fase di autorizzazione lo spostamento a Vado Ligure per una vita utile di 22 anni.
FSRU a Ravenna	Aumento della capacità di rigassificazione per 5 Mld mc/a	Autorizzato e in fase di realizzazione. Entrata in esercizio prevista per metà 2025.
Progetto Linea Adriatica	Aumento della capacità di trasporto verso nord da 122 a 145 Mln mc/giorno (da 45 Mld mc/a a 55 Mld mc/a)	Due dei tre tratti tra Sulmona e Minerbio <a href="#">sono già autorizzati</a> (Sulmona-Foligno e Sestino-Minerbio con proroga del termine per l'avvio dei lavori al 2024), inclusa la centrale di compressione gas di Sulmona. L'intera opera ha un costo di 2,5 miliardi di euro e dovrebbe essere operativa entro il 2027. La prima fase dell'opera (la centrale di Sulmona e il tratto Sestino-Minerbio) sarà finanziata dal PNRR ( <a href="#">capitolo REPower</a> ) per 375 milioni di euro e prevede un aumento della capacità di trasporto di 14 Mln mc/giorno. L'investimento restante rientrerà probabilmente tra quelli regolati della tariffa gas. Inoltre, la <a href="#">bozza di aggiornamento</a> dei PCI europei (Progetti di Interesse Comune) di fine 2023 fa riferimento a un "Corridoio dell'idrogeno Italia-Austria-Germania" ( <i>SouthH2Corridor</i> ) che comprende un tratto italiano denominato "Dorsale italiana dell'H2", il quale non viene però descritto più nel dettaglio. Dalle indicazioni di <a href="#">Snam</a> , partner del progetto, questo dovrebbe riguardare la riconversione della dorsale tirrenica già in esercizio. Tuttavia non è chiaro se in futuro possa includere anche la nuova dorsale Adriatica da considerarsi appunto <i>hydrogen-ready</i> .
Incremento della capacità di trasporto del TAP	Aumento della capacità di trasporto verso l'Italia fino a un raddoppio (da 10 a 20 Mld mc/a). Nel modello abbiamo ipotizzato un incremento di 5 o 10 Mld mc/a a seconda dello scenario di domanda	In accordo con la valutazione di ENTOSG, REPowerEU individua l'ampliamento del TAP come possibile progetto da valutare per sopperire alle forniture russe in Europa centrale e sudorientale. Tuttavia, il progetto non è incluso nell'aggiornamento dei PIC di fine 2023 ancora in revisione. A luglio 2022 la Presidente della CE e il Presidente dell'Azerbaijan avevano firmato un <a href="#">protocollo d'intesa</a> per un aumento delle forniture azere verso l'UE per 4 Mld mc nel 2022 e fino a 20 Mld mc al 2027, che, tuttavia, non è stato seguito da impegni vincolanti per l'espansione del gasdotto. In seguito al Market Test 2021, la <a href="#">società TAP</a> ha infatti ricevuto offerte vincolanti per soli 1,2 Mld mc/a, considerevolmente inferiori ai 10 Mld mc necessari per il raddoppio. Durante il secondo <a href="#">Market Test del 2023</a> gli acquirenti europei di gas non hanno presentato ulteriori offerte. Non vi sono neanche evidenze di interventi per aumentare la capacità di trasporto del SCP e TANAP, i tratti in Turchia e Grecia della pipeline (Corridoio Sud) che giunge in Italia. Ciononostante la produzione azera è in aumento nel 2023 (+3,5% rispetto al 2022), con BP e TotalEnergies che stanno portando avanti progetti per aumentare la produzione dei giacimenti di Absheron e Shah Deniz.
Terminale di rigassificazione fisso a Gioia Tauro	Aumento della capacità di	L'autorizzazione inizialmente concessa nel 2012 è stata congelata con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico nel luglio 2013. Tuttavia, l'opera è stata <a href="#">dichiarata</a>

	rigassificazione per 12 Mld mc/a	<a href="#">strategica</a> sia dal Presidente del Consiglio Meloni sia dal Ministro del MASE.
Terminale di rigassificazione fisso a Porto Empedocle	Aumento della capacità di rigassificazione per 8 Mld mc/a	L'autorizzazione per l'inizio dei lavori è stata <a href="#">prorogata</a> a giugno 2022 con fine entro aprile 2028.
Progetto Poseidon-Eastmed	Pipeline onshore e offshore che trasporta il gas dai giacimenti offshore del Mediterraneo orientale (Cipro e Israele), via Cipro, Creta e Grecia, fino all'Italia con una capacità di trasporto di circa 10-12 Mld mc/a, espandibile fino a 20 Mld mc	In fase autorizzativa. L'intero progetto, che include il tratto fino alla Grecia ( <i>Eastmed</i> ) e il secondo gasdotto offshore Grecia-Italia ( <i>Poseidon</i> ), è incluso nel <a href="#">quinto elenco</a> di PIC. Tuttavia, nella <a href="#">bozza di aggiornamento</a> di novembre 2023 è stato escluso il tratto che arriva in Italia ( <i>Poseidon</i> ). Il <i>Connecting Europe Facility</i> dovrebbe essere lo strumento finanziario a supporto della realizzazione dei PIC. In concomitanza con la presentazione del REPowerEU, la Commissione ha pubblicato l'invito per presentare proposte con un budget di <a href="#">800 milioni di euro</a> .

**Tabella 1** – Lista dei progetti infrastrutturali in discussione e descrizione del loro stato di avanzamento.

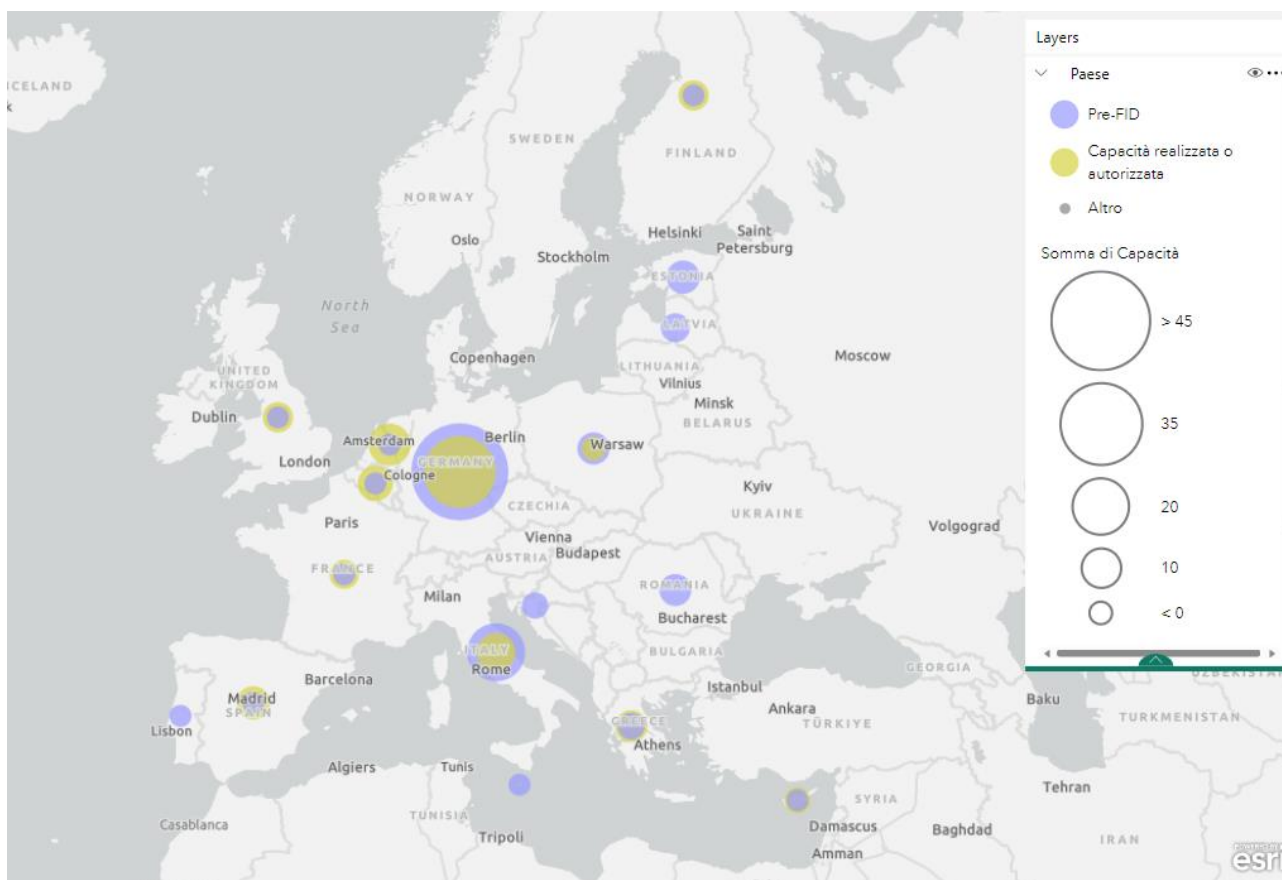
Stato di avanzamento ● In discussione ● In esercizio fino al 2026 ● In realizzazione



**Figura 2** – Nuovi investimenti in capacità infrastrutturale a gas in realizzazione o in fase di discussione in Italia (per il TAP si intende un ampliamento della capacità di importazione fino ad aggiuntivi 10 Mld mc/a; per la FSRU a Piombino è in fase di autorizzazione lo spostamento a Vado Ligure)

L'analisi delle infrastrutture di offerta tiene poi in considerazione i piani dei vari Paesi per la sostituzione del gas russo, con particolare attenzione alla capacità di rigassificazione esistente e

prevista ([Figura 3](#)) e ai mutamenti nel mix di offerta europeo da considerarsi strutturali dopo la crisi in Ucraina. Questo per consentire una valutazione della situazione italiana all'interno del mercato europeo e stimare i flussi di import-export tra i diversi Paesi.



**Figura 3** – Nuova capacità di rigassificazione in Europa per stato di avanzamento (Mld mc/a).

Come per l'Italia sono stati inclusi in via prioritaria i progetti entrati in esercizio nel 2022-2023, in fase di realizzazione o per i quali è già conclusa, con esito positivo, la decisione finale di investimento (*Final Investment Decision – FID*); questi determinano a livello europeo una capacità infrastrutturale aggiuntiva di 90,7 Mld mc/a. Altri progetti sono in discussione e si trovano ancora in fase pre-FID per un ulteriore volume pari a 95 Mld mc/a. Tale capacità è ripartita per Paese in [Tabella 2](#).

Paese	Capacità al 2021	Capacità entrata in esercizio nel 2022-2023	Capacità in realizzazione o FID	Capacità ancora in discussione (pre-FID)
Italia	16,5	5,0	5,0	21,6
Belgio	9,0	2,0	6,0	0,0
Croazia	2,6	0,0	0,0	2,6
Estonia	0,0	0,0	0,0	6,8
Finlandia	0,6	5,0	0,0	0,0
Francia	36,2	4,3	0,0	0,0
Germania	0,0	15,0	15,0	45,0
Grecia	6,9	0,0	6,1	3,0
Lettonia	0,0	0,0	0,0	4,1
Paesi Bassi	12,0	8,0	4,0	0,0
Polonia	6,2	0,0	1,0	6,1
Regno Unito	48,0	0,0	5,0	0,0
Romania	0,0	0,0	0,0	6,0
Spagna	62,5	6,9	0,0	0,0
Lituania	4,0	0,0	0,0	0,0
Portogallo	7,6	0,0	0,0	0,0
<b>TOTALE</b>	<b>212,6</b>	<b>46,2</b>	<b>44,5</b>	<b>95,2</b>

**Tabella 2** – Ripartizione per Paese della capacità infrastrutturale gas aggiuntiva a livello europeo.

## 5. GLI SCENARI DI DOMANDA E OFFERTA DEL GAS PER L'ITALIA AL 2030, 2040 E 2050

In uno scenario internazionale sempre più instabile e dove le tensioni tra sicurezza e transizione energetica emergono con sempre maggiore forza, diventa necessario analizzare l'evoluzione del sistema energetico italiano al fine di capire come affrontare le sfide emergenti. Nello scegliere quali iniziative intraprendere, l'Italia deve trovare un bilanciamento tra gli obiettivi di sicurezza e transizione, in considerazione dei mercati globali, del mutato quadro geopolitico e degli obiettivi climatici, che chiedono l'uscita dal gas. Allo stesso modo, la realizzazione di un hub energetico italiano in cui l'Italia assume il ruolo di garante per la sicurezza energetica europea deve fare i conti con le criticità che emergono dalla nuova geopolitica del gas e con le linee strategiche intraprese dagli altri Stati membri.

In questo senso, l'obiettivo del lavoro è una valutazione dello stato di sicurezza del sistema italiano ed europeo alla luce dell'evoluzione dei mercati energetici globali e degli obiettivi di transizione assunti, a partire da un'analisi della compatibilità di nuove capacità a gas rispetto alle future esigenze di importazione. Per questo sono state confrontate le dinamiche di domanda di gas in Italia e in Europa, espresse attraverso tre scenari, con le ipotesi di offerta che i Governi hanno presentato al tavolo di discussione.

### 5.1 I FONDAMENTALI DEL SISTEMA GAS NEI MERCATI EUROPEI TRA CRISI ENERGETICA E SCENARI FUTURI

Il "nuovo" mercato europeo è caratterizzato non solo da una massiccia sostituzione interna dal gasdotto (russo) al GNL, ma anche da un deciso taglio della domanda, spinto in parte da azioni di

riduzione dei consumi (gas ed energia elettrica) e in parte dall'effetto-sostituzione che ha visto il gas opzione meno competitiva rispetto altre fonti o usi. Risparmi, efficienza energetica, sviluppo delle rinnovabili hanno contribuito, in misura differente, a ridurre la domanda europea di circa 50 Mld mc di gas nel 2022 rispetto al 2021 (-13%). L'Italia ha registrato un calo del 9,8% - da 76 Mld mc nel 2021 a 68 Mld mc nel 2022 - con percentuali differenti nei diversi settori (civile, industria e termoelettrico). ECCO ha elaborato un'approfondita analisi circa l'evoluzione della domanda gas nello scorso inverno consultabile [qui](#).

Il 2023 conferma la tendenza del 2022 con una domanda italiana che lascia ulteriori 7,2 Mld mc di gas non consumato (-10,5% rispetto all'anno precedente, dati Snam). Grazie allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER), cresciute di 5,7 GW nel 2023 e a una forte ripresa della produzione idroelettrica (+36% tra 2023 e 2022 secondo [dati Terna](#)), i prelievi del settore termoelettrico flettono di 4,4 Mld mc; quelli dalle reti di distribuzione locale – che includono le PMI, commercio, servizi e soprattutto i prelievi domestici per riscaldamento – scendono di circa 2,2 Mld mc. Le utenze industriali maggiori, allacciate direttamente alla rete Snam, hanno ridotto solo di circa 0,5 Mld mc. Per quest'ultime il calo, che nel 2022 era stato di oltre 2 Mld mc, sembra essersi stabilizzato. Nel caso delle reti di distribuzione, il calo più importante si sta osservando nei mesi autunnali e invernali, a testimoniare la trazione dell'uso per riscaldamento, aiutato da un caldo anomalo nei mesi freddi, oltretutto da una più generale propensione al risparmio energetico e da un ancora diffuso ricorso a interventi di efficienza energetica. Il dato termoelettrico, infine, testimonia diminuzioni particolarmente incisive del fabbisogno di gas per una produttività maggiore delle energie rinnovabili (+15,4% nel 2023 rispetto al 2022), determinata da un meteo piuttosto favorevole.

Al di là del progressivo ma ancora incerto esaurirsi dell'effetto-crisi, che rende difficile prevedere l'evoluzione di alcune variabili, quali il PIL e l'andamento delle temperature, aventi un impatto potenzialmente rilevante sulla variazione della domanda, soprattutto quella di breve periodo, **alcune dinamiche hanno tutte le specifiche per poter essere considerate strutturali**. Se da una parte è vero che le politiche contro il caro energia non hanno dato priorità a stabilizzare i risparmi conseguiti, rappresentando di fatto [un incentivo ai consumi](#), dall'altra la penetrazione delle FER nel settore elettrico e la diffusione dell'efficienza energetica andranno a incidere direttamente sui consumi di gas. È chiaro quindi che **la tendenza è di una decrescita dei consumi di gas, che si verificherà in modo più o meno rapido a seconda della velocità di implementazione delle politiche di decarbonizzazione**.

Nel lavoro abbiamo quindi ipotizzato tre differenti scenari di domanda nazionale ed europea che nello specifico dell'Italia tenessero in considerazione le variabili che più condizionano il fabbisogno di gas nei tre diversi settori di consumo:

- **Il settore elettrico**, dove lo sviluppo delle FER andrà a determinare una necessaria progressiva uscita dall'uso del gas. Oggi la produzione nazionale di energia elettrica deriva per il [50% dal gas naturale](#), ma con l'aumento della generazione rinnovabile il mix energetico cambierà in modo sostanziale, lasciando al gas un ruolo marginale e residuale. Calcolando, infatti, che un GW di nuovi impianti rinnovabili sostituisce circa [0,25 Mld mc di gas](#), secondo gli obiettivi FER previsti dal nuovo PNIEC, i consumi di gas per la generazione elettrica subiranno un calo di 7 Mld mc al 2025 e ulteriori 11 Mld mc al 2030 (rispetto al 2021). Tali obiettivi sono da considerarsi una variabile certa e con minimo rischio, data le tendenze di mercato e la volontà del Governo di accelerare la penetrazione delle rinnovabili a partire da una risoluzione del problema dei blocchi autorizzativi, già avviata nel biennio 2021-2022. Gli obiettivi di sviluppo delle FER nei

sistemi energetici sono definiti dalla Direttiva Europea sull'Energia Rinnovabile (*Renewable Energy Directive* – RED III), e risultano vincolanti per gli Stati membri. Inoltre, tutti gli scenari al 2030 assumono completato il *phase out* della capacità a carbone come da obiettivo nazionale.

- **Il settore civile**, che, seppur lieve, mostra una tendenziale riduzione nell'uso del gas naturale per soddisfare i propri consumi di energia, dovuti principalmente ai fabbisogni di riscaldamento e raffreddamento. Tale calo subirà un'accelerazione nel medio-lungo termine per effetto di quattro variabili: i) un aumento dell'obiettivo di risparmio energetico sui consumi finali di energia, previsto dalla nuova direttiva UE sull'efficienza energetica (*Energy Efficiency Directive* - EED); ii) una progressiva elettrificazione delle utenze civili e un abbandono del gas naturale sia per il riscaldamento (solamente nel 2022 sono stati installati 500.000 impianti a pompa di calore) sia per l'uso cucina (cucina a induzione); iii) un incremento delle temperature nei prossimi trent'anni tale da determinare una diminuzione dei gradi giorni<sup>2</sup> e di conseguenza una riduzione del fabbisogno di energia per il riscaldamento, tra i quali esiste una [correlazione positiva](#); iv) previsioni demografiche che stimano un progressivo calo della popolazione italiana di oltre [un milione di individui al 2050](#), con una conseguente flessione dei consumi.
- **Il settore industriale**, in cui la riduzione della domanda di gas sarà più lenta rispetto agli altri settori. È infatti probabile che il calo dovuto al raggiungimento degli obiettivi emissivi per i settori soggetti al Sistema di *Emission Trading* (ETS), tra cui l'industria, sarà compensato da un crescente impiego di questa fonte per il probabile passaggio dell'acciaieria ex-Ilva di Taranto alla tecnologia DRI (*Direct Reduced Iron*). Due degli scenari proposti prendono in considerazione tale riconversione, la quale implica inizialmente l'uso di gas naturale, possibilmente mescolato con idrogeno, per alimentare gli impianti DRI, con una graduale transizione all'uso esclusivo di idrogeno verde dopo il 2030. I consumi gas del settore industriale rappresentano tuttavia mediamente il 17% della domanda di gas nei diversi scenari. Di conseguenza incidono in misura minore sull'evoluzione totale attesa.

## 5.2 LE IPOTESI DI DOMANDA: SCENARI AL 2030, 2040 E 2050

Lo studio considera tre scenari di domanda gas per gli anni orizzonte 2030, 2040 e 2050. Questi si differenziano per un diverso grado di conformità rispetto agli obiettivi climatici e di conseguenza prevedono un diverso livello di riduzione dalla dipendenza dal gas per effetto dello sviluppo di rinnovabili, efficienza energetica ed elettrificazione dei consumi. Per l'Italia gli scenari sono i seguenti ([Figura 4](#)):

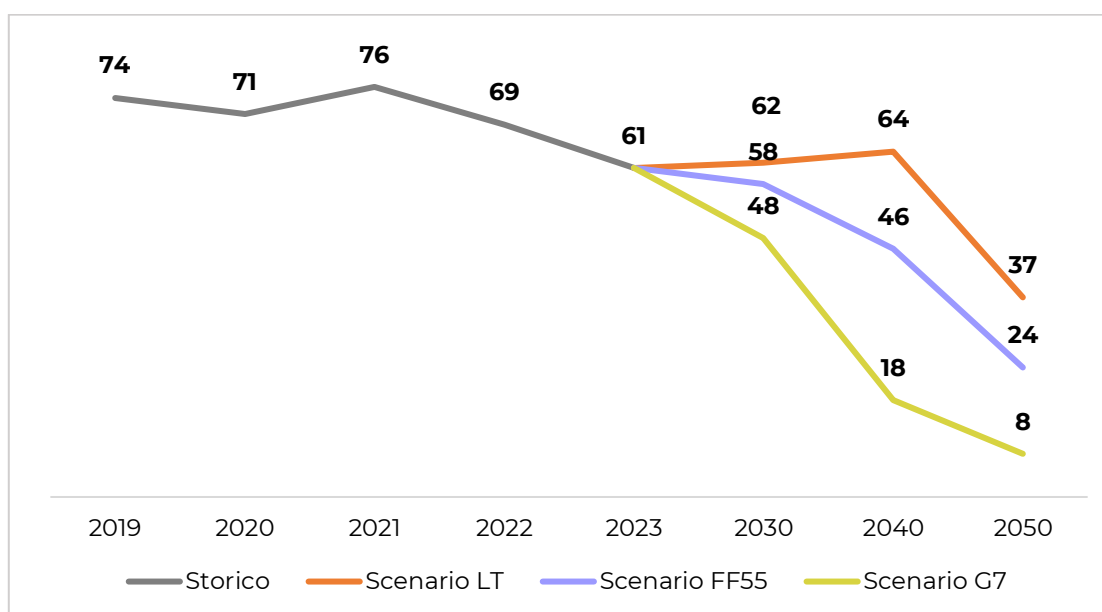
- **Late Transition (LT)**: è quello più conservativo che non raggiunge gli obiettivi climatici di medio e lungo termine. Individua, infatti, il volume di domanda gas massimo raggiungibile a politiche correnti, assumendo che i target di contenimento delle emissioni siano raggiunti con diversi anni di ritardo (5-10 anni). Al 2030 e 2040 è allineato al corrispondente scenario *Late Transition* prodotto congiuntamente da Snam e Terna nel [luglio 2022](#), che riprende i valori del PNIEC del 2019, in fase di aggiornamento, stimati in conformità a un obiettivo comunitario, ormai superato, di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> del -40% al 2030. Al 2040 lo scenario non

---

<sup>2</sup> I gradi giorno di riscaldamento (HDD - *Heating Degree Days*) sono un indicatore per la misurazione del fabbisogno termico per il riscaldamento delle abitazioni in una determinata località in un determinato periodo ([ISPRA, 2017](#)).

prevede nuove politiche climatiche ma prolunga semplicemente quelle del 2030. Al 2050 la stima si basa sulle previsioni del World Energy Outlook 2022 della IEA. È coerente con un aumento della temperatura globale di oltre 2°C entro il 2100 e non raggiunge l'obiettivo Net Zero.

- **Fit-For-55 (FF55):** al 2030 riguarda gli obiettivi di policy aggiornati al pacchetto UE *Fit-For-55*, includendo le politiche energetiche e climatiche previste dal nuovo PNIEC pubblicato in bozza a giugno 2023. Al 2040 considera le stime dello scenario *Distributed-Energy* di Terna-Snam, che definisce una condizione al 2040 non vincolante e intermedia verso il raggiungimento del Net Zero al 2050. Rispetto ad altri scenari Snam-Terna, tale condizione prevede una penetrazione più spinta del vettore elettrico e un ruolo più marginale delle tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio (CCS). Tale valore non risulta in linea con la [raccomandazione](#) della Commissione Europea (CE) sugli obiettivi per il 2040, che prevede la necessità di ridurre la domanda di combustibili fossili del [70%](#) rispetto ai livelli attuali. Al 2050 lo scenario è coerente con il *Distributed-Energy* del TYNDP 2022 elaborato dalle associazioni degli operatori di trasporto (TSO) europei (ENTSOs).
- **Scenario G7 (G7):** ipotizza un pieno allineamento dei mercati energetici rispetto agli obiettivi climatici firmati dai Paesi G7 a fine 2023. ECCO ha sviluppato uno scenario che garantisce un sistema elettrico sostanzialmente decarbonizzato al 2035, come da impegno sottoscritto nel 2022 dal Governo italiano in ambito G7, e prevede il rafforzamento delle politiche a promozione dell'efficienza energetica e dell'elettrificazione dei consumi nel settore civile e nell'industria. Maggiori dettagli sulle ipotesi alla base di questo scenario sono consultabili [qui](#). Al 2040 la domanda di gas naturale scende del 82% rispetto al 2021, come da raccomandazione della CE per i nuovi obiettivi 2040.

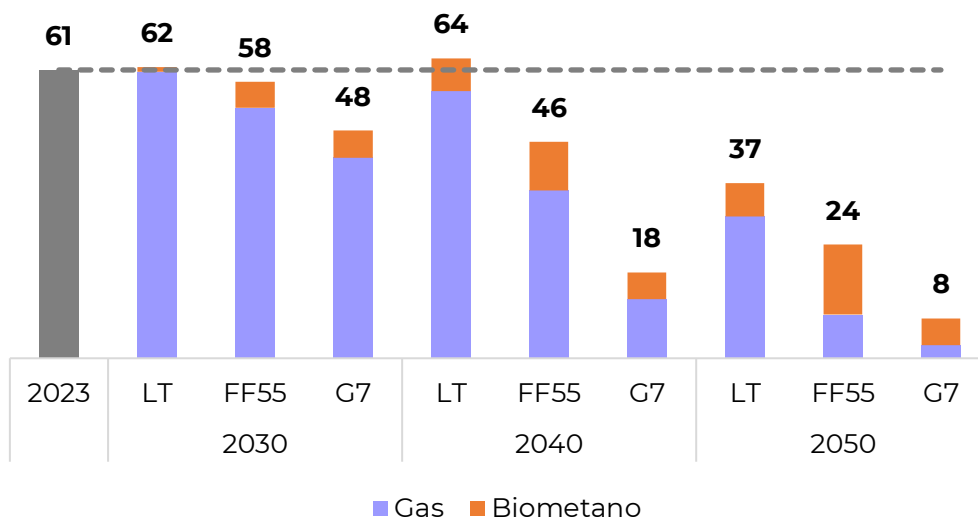


**Figura 4** – Domanda italiana di gas al 2019, 2020, 2021, 2022 e 2023, e scenari di evoluzione al 2030, 2040 e 2050 [Mld di mc/anno]. Fonte: MASE, Snam ed elaborazioni ECCO

I tre scenari sono conservativi rispetto sia al carattere strutturale del calo del biennio 2022-2023, ipotizzando una ripresa della domanda di gas post-crisi tale da riavvicinare i volumi ai valori storici degli ultimi anni, sia a un potenziale "effetto temperatura". Non considerano, infatti, l'incremento della temperatura globale che rappresenta oggi una variabile fondamentale nel determinare la domanda invernale e di picco giornaliero. Immaginando, al contrario, condizioni metereologiche



particolarmente rigide, evento che per effetto dei cambiamenti climatici diventa sempre più remoto ma che rimane possibile, la domanda di gas aumenterebbe comunque di meno di 2 Mld mc.



**Figura 5** – Confronto tra gli scenari di domanda gas (gas naturale e biometano) al 2030, 2040 e 2050 con la domanda registrata nel 2023 per l'Italia [Mld mc/a]. Fonte: Snam ed elaborazioni ECCO. Emerge come le stime dello scenario LT al 2030 e 2040 siano superiori al livello del 2023.

Per garantire la sicurezza energetica del sistema gas è importante anche valutare la copertura della punta invernale di domanda gas giornaliera stimata in condizioni eccezionali<sup>3</sup>. Questa è analizzata nell'anno orizzonte 2030 che per il volume richiesto risulta il più critico. **Ogni scenario di consumo annuo ha quindi associato una domanda di picco giornaliero:**

- *Late Transition*: 412 Mln mc/giorno come da scenario *Late Transition* di Snam-Terna ([luglio 2022](#))
- *Fit-For-55*: 425 Mln mc/giorno come da scenario PNIEC POLICY<sup>4</sup> di Snam-Terna ([2023](#))
- *G7*: 350 Mln mc/giorno (stima ECCO).

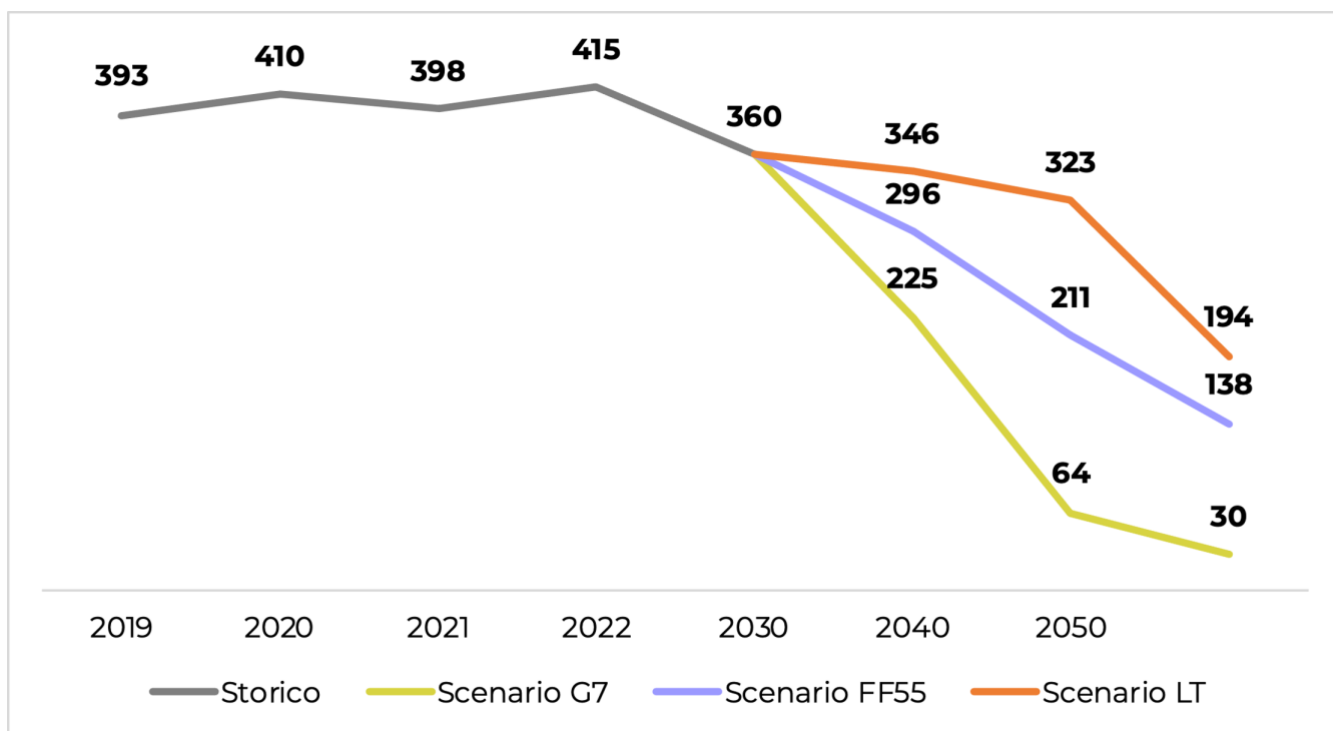
Infine, sono stati elaborati anche tre scenari di domanda gas europea, ciascuno dei quali associato al corrispondente scenario italiano ([Figura 6](#)), al fine di ottenere una visione più completa possibile e consentire al modello di fornire i flussi tra i diversi Paesi. Oltre ai 27 Paesi europei è stata simulata anche la domanda di gas del Regno Unito e della Svizzera, assumendo un'evoluzione allineata a quella media nei tre diversi scenari. Nello specifico:

- Per il *Late Transition* sono stati considerati gli scenari *National Trend* riportati nello Scenario Report per il TYNDP 2022. Questi tengono conto delle politiche nazionali in materia di energia e clima derivanti dai passati obiettivi europei e riportati nei rispettivi PNIEC del 2019.
- Per il *Fit-For-55* sono stati considerati gli scenari *Distributed-Energy* riportati nello Scenario Report per il TYNDP 2022

<sup>3</sup> Snam intende un inverno con probabilità di accadimento 1 su 20 anni.

<sup>4</sup> Scenario allineato al PNIEC 2023.

- Per il G7 è stato preso a riferimento lo studio del [think tank tedesco Agora-Energiewende](#) (2023) che fornisce la domanda di gas naturale a livello aggregato EU27 in linea con un accelerato phase-out dal gas fossile.



**Figura 6** – Domanda storica europea di gas e scenari al 2030, 2040 e 2050 [Mld di mc/anno]. Fonte: Eurostat ed elaborazioni ECCO

### 5.3 LE IPOTESI DI OFFERTA AL 2030, 2040 E 2050

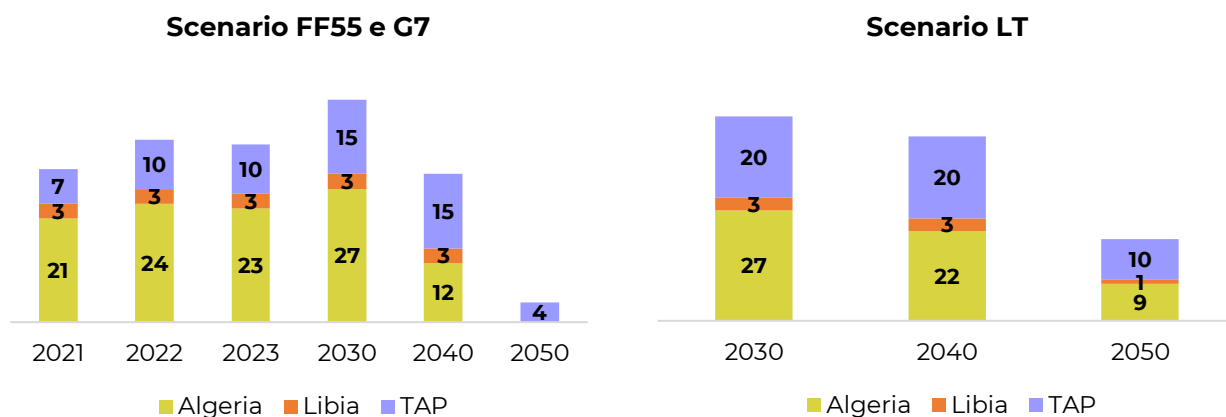
L'analisi confronta i tre scenari di domanda con diverse ipotesi di offerta che tengono conto sia di differenti livelli di capacità infrastrutturale gas sia di diverse condizioni contrattuali per i volumi di importazione al 2030, 2040 e 2050.

Per quanto riguarda la capacità a gas è stata elaborata una prima ipotesi considerando esclusivamente i progetti già in fase di realizzazione o già autorizzati (FID positiva), la quale è stata estesa in un secondo momento includendo anche i progetti di non certa realizzazione che si trovano ancora in fase di discussione (pre-FID).

Per quanto riguarda i contratti di importazione, lo scenario LT tiene conto di una maggior disponibilità di export da Algeria e Azerbaijan per effetto del perdurare di volumi di produzione di gas in questi Paesi, spinti dalla necessità europea di soddisfare una domanda interna più alta e di conseguenza la volontà di mantenere o siglare nuovi contratti di lungo termine per l'acquisto di gas. Al contrario, con scenari di domanda più bassa (scenari FF55 e G7) la propensione dell'Europa a sottoscrivere contratti di lungo termine, tali da sostenere la produzione nei Paesi esportatori, è assunta in riduzione. Per questa ragione il completo raddoppio del TAP è assunto solo nello scenario LT. In questo caso il potenziale import dall'Azerbaijan sale fino a 20 Mld mc/a sia al 2030 che al 2040 e quello dall'Algeria fino a 22 Mld mc/a al 2040 ([Figura 7](#)).

La [Tabella 3](#) riassume le differenti ipotesi di offerta.

## POTENZIALE IMPORT DA SUD



**Figura 7** – Potenziali forniture via gasdotto da Algeria, Libia e Azerbaijan (TAP) – importazioni storiche e scenari al 2030, 2040 e 2050 [Mld mc/anno]

Scenario di domanda di gas	Nuova infrastruttura gas già autorizzata	Contratti di importazione	Estensione delle infrastrutture (nuova capacità pre-FID)	Perimetro attuale proiettato al 2030
<b>LT</b>	IT: due nuovi terminali FSRU a Piombino (poi Vado Ligure) e Ravenna; dorsale Adriatica; incremento di 5 Mld mc/a del TAP. EU: capacità di rigassificazione realizzata nel 2022-2023 e capacità già autorizzata per un volume aggiuntivo di 90,7 Mld mc/a	Volumi come da scenario LT in <a href="#">Figura 4</a>	IT: due nuovi terminali <i>on-shore</i> a Gioia Tauto e Porto Empedocle; <i>pipeline Poseidon-Eastmed</i> EU: capacità di rigassificazione pre-FID per un volume aggiuntivo di 95,2 Mld mc/a	IT: solo il nuovo terminale a Ravenna in aggiunta all'infrastruttura attuale
<b>FF55</b>		Volumi come da scenario FF55 e G7 in <a href="#">Figura 4</a>		
<b>G7</b>				

**Tabella 3** – Riepilogo delle ipotesi di offerta di gas analizzate.

## 6. IL BILANCIO TRA DOMANDA E OFFERTA: SIMULAZIONI DEL MODELLO

Sulla base degli elementi evidenziati precedentemente (infrastrutture di importazione, linee di interconnessione interna, domanda di gas) e introducendo ulteriori ipotesi circa i contratti di importazione di gas e GNL, i costi di trasporto e i prezzi delle diverse forniture, il modello di ottimizzazione simula l'equilibrio di mercato con granularità giornaliera al 2030, 2040 e 2050. Il perimetro simulato, che include i Paesi dell'UE ad esclusione di Cipro e Malta e considerando in

aggiunta Svizzera e Regno Unito, viene aggregato per macroarea di mercato e la domanda di gas viene soddisfatta (ed ottimizzata) al minor costo di offerta. Dai risultati delle simulazioni è possibile calcolare per area di mercato, e nello specifico per l'Italia:

- Il tasso di utilizzo medio annuo delle diverse infrastrutture di importazione, in particolare dei terminali di GNL
- I flussi verso altri Paesi
- L'eventuale eccesso di offerta e l'eventuale domanda non servita.

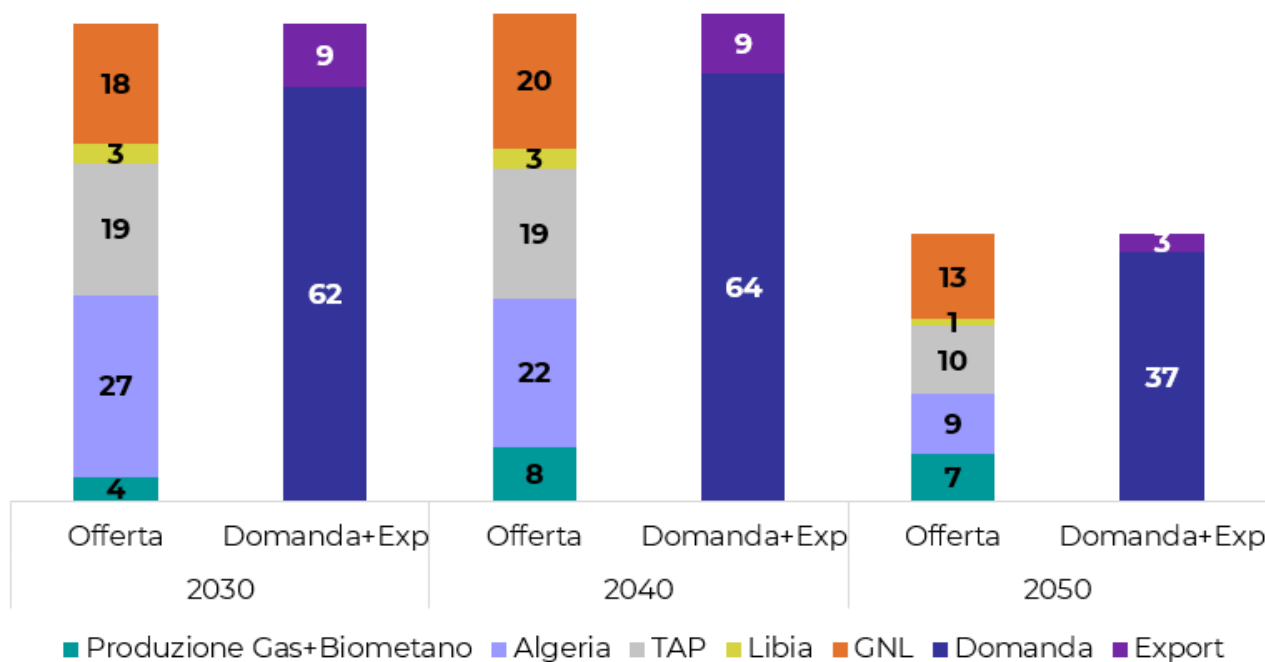
Per ogni scenario il prezzo delle forniture via gasdotto (dal nord Africa, dal TAP, dalla Norvegia) è assunto più conveniente del prezzo del gas liquefatto importato via nave<sup>5</sup>.

### **Scenario Late Transition (LT)**

Nello scenario LT al 2030 l'Italia soddisfa la propria domanda interna di 62 Mld di mc/a (61 Mld md di gas naturale e 1 Mld mc di biometano) - un volume maggiore, seppur lievemente, al dato 2023 - grazie all'import da sud, sfruttato al massimo della capacità per effetto delle ipotesi del modello che danno priorità alle forniture via tubo, e a 18,2 Mld mc/a di GNL. In aggiunta si registrano flussi in esportazione pari a 9,2 Mld mc/anno: 6,6 Mld mc verso l'Austria e la Slovacchia e 1,6 Mld mc verso la Slovenia e la Croazia, che esportano a loro volta rispettivamente 3 Mld mc e 1,1 Mld mc verso l'Ungheria; e 1 Mld mc verso la Svizzera che, oltre a coprire la domanda interna, esporta una quantità limitata verso la Germania. Questi flussi sono il segnale che, senza una riduzione della domanda, il nord Europa ha necessità, seppur limitate, di gas proveniente da sud. Al 2040 la simulazione è pressoché identica con una domanda di gas naturale che scende di appena 4,1 Mld mc/a e una di biometano che sale di 6 Mld mc/a, sempre soddisfatta, per assunzione, dalla produzione nazionale. Aumenta l'import di GNL di 2 Mld mc/a a fronte di una riduzione delle forniture algerine di 5 Mld mc/a, anche in questo caso per effetto delle ipotesi di base ([Figura 8](#)).

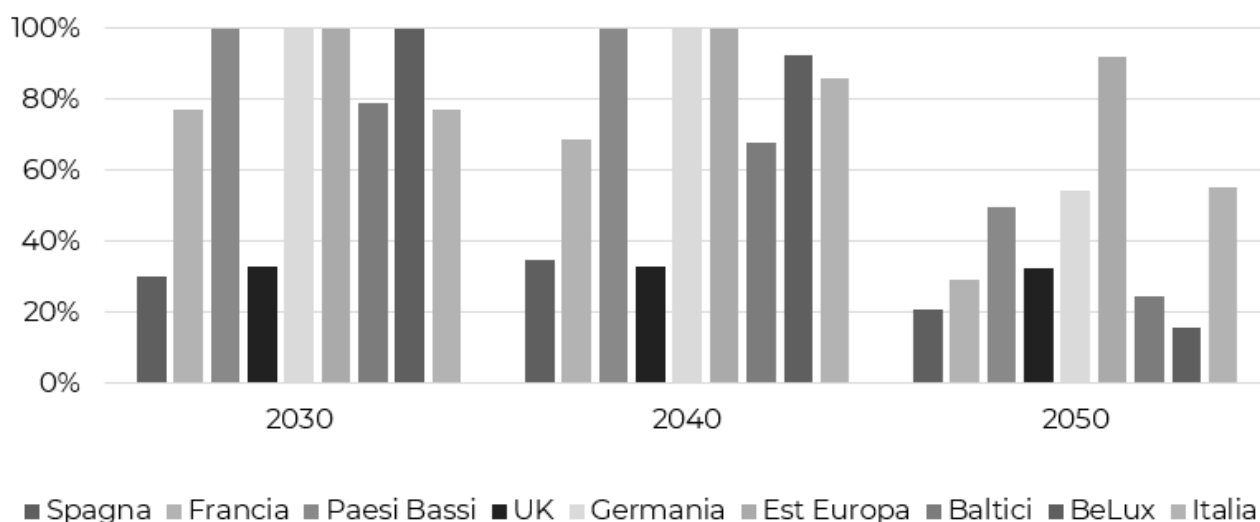
---

<sup>5</sup> Le simulazioni non hanno incorporato un costo di importazione basato su previsioni di prezzo, ma hanno considerato l'ordine di merito atteso delle forniture di gas. In ordine crescente l'ordine di merito è: produzione nazionale < import via gasdotto < import di GNL. Sono stati inoltre considerati i costi di transito tra un Paese e l'altro. Per l'Italia l'import dagli altri Paesi europei risulta più costoso dell'import diretto (quando possibile) via gasdotto o GNL.



**Figura 8** – Bilancio tra domanda e offerta di gas per l'Italia al 2030, 2040 e 2050 nello scenario Late Transition [Mld mc/a]

Il tasso di utilizzo della capacità di rigassificazione italiana, assunta al 90% della capacità potenziale massima, risulta essere al 77% al 2030, 86% al 2040 e 55% al 2050, con una media europea pari al 64% al 2030 e 2040 e 38% al 2050 ([Figura 9](#)).

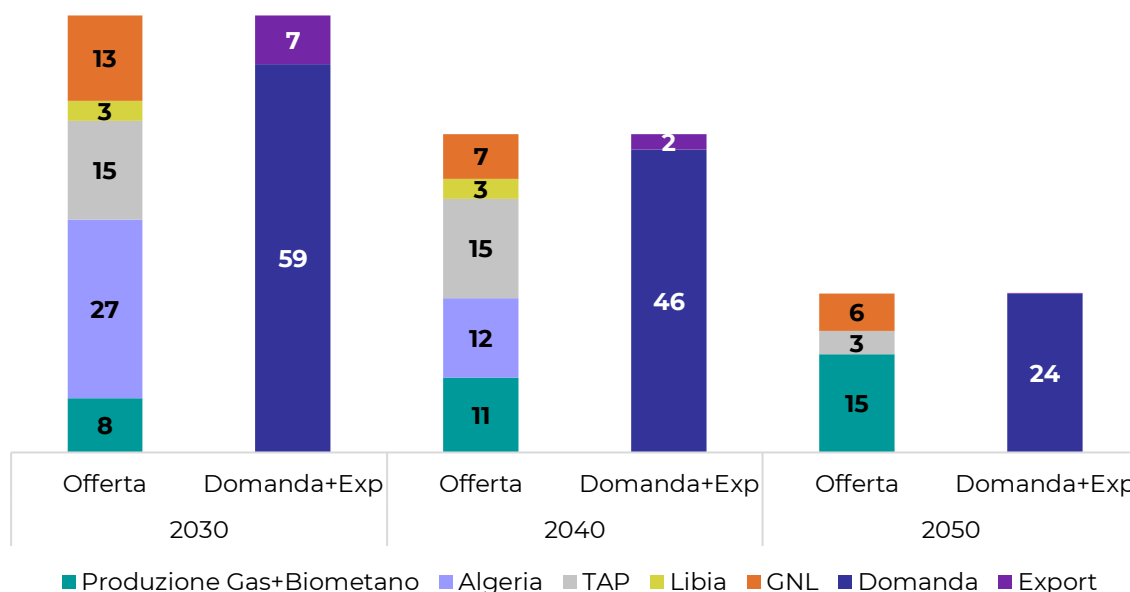


**Figura 9** – Tasso di utilizzo della capacità di rigassificazione nelle principali aree di mercato simulate al 2030, 2040 e 2050 nello scenario Late Transition

### Scenario Fit-For-55 (FF55)

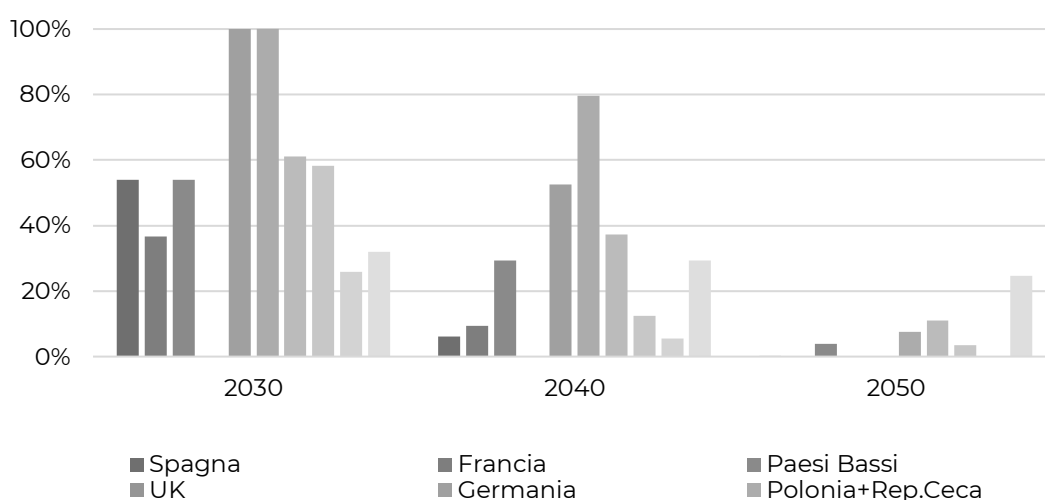
Nello scenario di domanda intermedia, che vede un consumo di gas naturale di 53 Mld mc/a e di biometano di 5,5 Mld mc/a al 2030, la capacità di importazione da sud è utilizzata al massimo (27 Mld mc/a dall'Algeria, 3,0 Mld mc/a dalla Libia e 15 Mld mc/a dall'Azerbaijan), mentre il tasso di utilizzo dei

terminali di rigassificazione risulta al 56% (12,9 Mld mc/a). Quest'ultimo scende al 29% e 25% rispettivamente al 2040 e 2050 per effetto di una decisa riduzione del fabbisogno interno di gas naturale. Al 2030 i flussi in esportazione scendono a 7,4 Mld mc/a, e sono quasi totalmente destinati ad Austria e Slovacchia a copertura della domanda interna (Figura 10). Questi volumi si riducono sensibilmente al 2040 fino ad appena 2 Mld mc/a, in virtù di una domanda che in questi Paesi scende nel decennio 2030-2040 con la stessa media europea (-46%).



**Figura 10** – Bilancio tra domanda e offerta di gas per l'Italia al 2030, 2040 e 2050 nello scenario Fit-For-55 [Mld mc/a]

In questo scenario, i Paesi dell'est Europa quali Polonia, Repubblica Ceca e Ungheria importano flussi di gas dai Baltici, dove non si è assunto un aumento della capacità di rigassificazione, dalla Norvegia/Danimarca attraverso la *Baltic pipeline*, dalla Germania e dalla macroarea di mercato che include Grecia, Romania e Bulgaria, dove il tasso di utilizzo dei terminali di GNL del 36% al 2030 è in linea con la media europea (Figura 11).



**Figura 11** – Tasso di utilizzo della capacità di rigassificazione nelle principali aree di mercato simulate al 2030, 2040 e 2050 nello scenario Fit-For-55

Dalla simulazione emerge come la maggior capacità di esportazione italiana risulta di fatto in competizione con la disponibilità di export dei Paesi del Nord ed Est Europa (Baltici, Germania, Paesi Bassi, Belgio, Polonia, Grecia, Bulgaria), i quali hanno anch'essi fatto ricorso a nuovi terminali di GNL in risposta al crollo dei flussi russi verso il Continente. Rispetto ai volumi storici in esportazione, pari a circa 3 Mld mc/a, in questo scenario di domanda i flussi in export dalla penisola italiana verso l'Europa, e in particolare i Paesi dell'Est, incrementano solo nel 2030 e per un valore poco superiore a 4 Mld mc/a.

### Scenario G7

Nel terzo ed ultimo scenario G7, i valori di domanda ridotti sia in Italia che in Europa hanno un impatto in primo luogo sulle importazioni italiane di gas liquefatto, che al 2030 scendono a 3 Mld mc/a, e in secondo luogo sulle esportazioni, quasi nulle già al 2040 (0,8 Mld mc/a). I flussi in export dall'Italia sono anche in questo caso diretti verso l'Austria, la Slovacchia e la Svizzera a copertura del fabbisogno interno. Al 2030 le importazioni da sud sono utilizzate al massimo (45 Mld mc/a), ma già al 2040 scendono a 12 Mld mc/a contro un potenziale più che doppio (Figura 12).

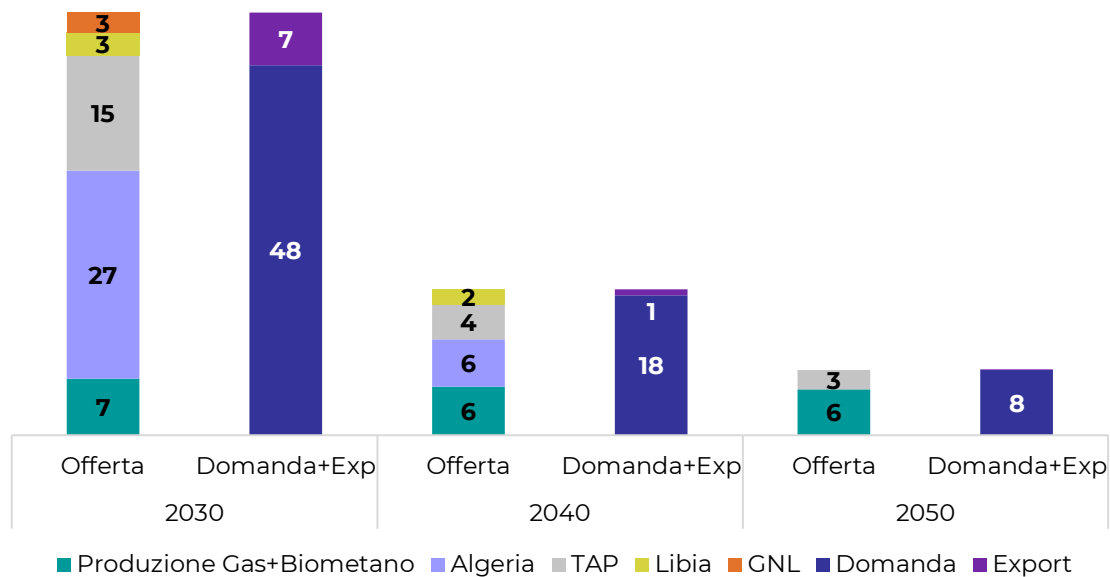


Figura 12 – Bilancio tra domanda e offerta di gas per l'Italia al 2030, 2040 e 2050 nello scenario G7 [Mld mc/a]

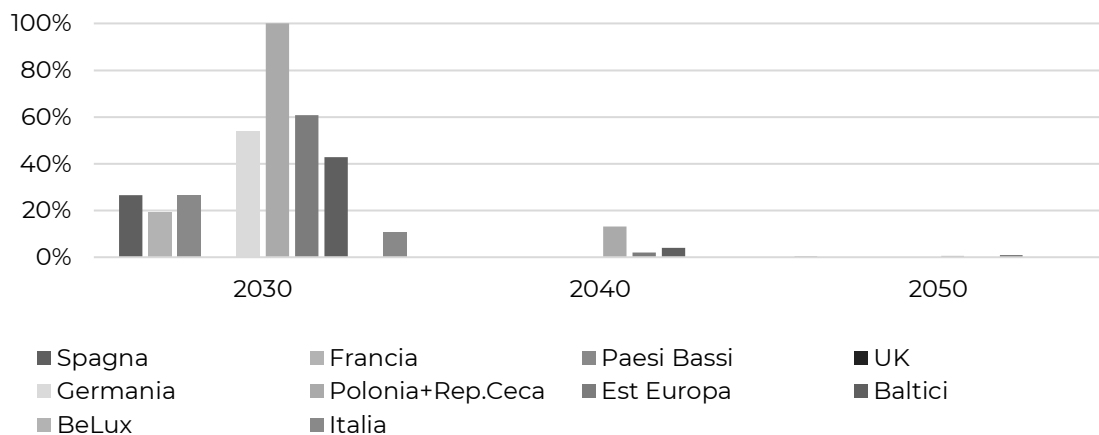
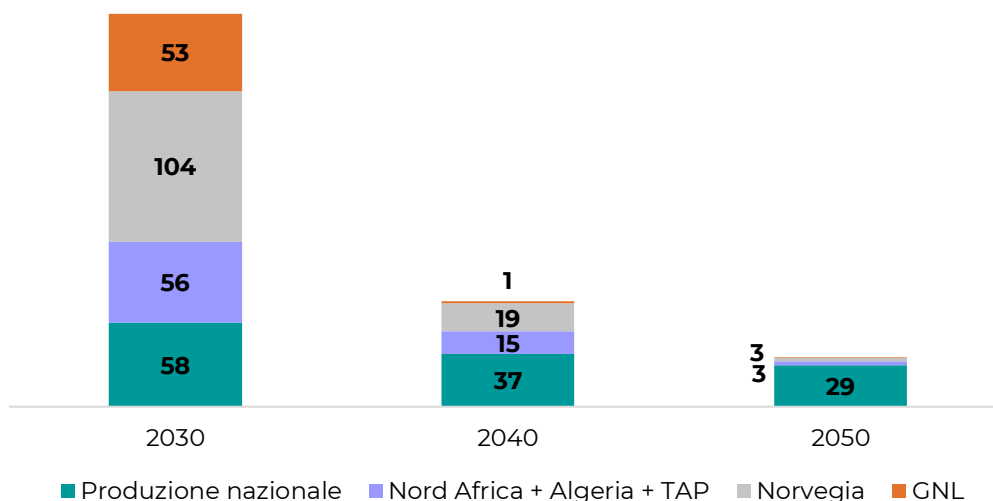


Figura 13 – Tasso di utilizzo della capacità di rigassificazione nelle principali aree di mercato simulate al 2030, 2040 e 2050 nello scenario Fit-For-55

Da questa simulazione emerge che **la riduzione della domanda italiana ed europea non crea le condizioni per il verificarsi di rilevanti flussi di gas provenienti dal nord Africa o dall'Azerbaijan e diretti verso l'Europa**. Anche per quanto riguarda il gas liquefatto, già al 2030 a livello europeo le forniture di GNL, corrispondenti a 53 Mld mc/a ([Figura 14](#)), risultano essere a un livello analogo a quello già oggi previsto con i contratti di lungo termine in essere. Ciò dimostra il fatto che con politiche energetiche e climatiche maggiormente indirizzate alla riduzione della dipendenza dai combustibili fossili, nuova capacità infrastrutturale a gas o nuovi contratti di acquisto hanno un alto rischio di essere ridondanti e inutilizzati.



**Figura 14** – Volumi di domanda europea al 2030, 2040 e 2050 coperti da produzione nazionale nei vari Paesi, importazione via gasdotto da sud, produzione norvegese, importazione di GNL nello scenario G7 [Mld mc/a]

## 7. DISCUSSIONE DEI RISULTATI

I nuovi investimenti gas – i due nuovi terminali di GNL, la linea Adriatica e il parziale ampliamento del TAP – risultano necessari alla sicurezza degli approvvigionamenti nazionale ed europea solamente nello scenario *Late Transition*, in primis per coprire la domanda di Austria, Slovacchia e Svizzera. Nello specifico, la linea Adriatica risulta fondamentale per consentire un'importazione da sud di quasi 50 Mld mc/a, volume che negli altri scenari non viene mai raggiunto. L'infrastruttura gasiera simulata risulta di particolare importanza non tanto per la copertura della domanda nazionale, che sarebbe soddisfatta anche solo con il terminale di rigassificazione a Ravenna e un import da Nord di 2,9 Mld mc/a, ma per sostenere l'esportazione verso i Paesi dell'Est Europa che rimane alta a circa 9 Mld mc/a anche al 2040. E ciò a fronte di una domanda che rappresenta lo scenario di riferimento a politiche correnti, non allineata ai nuovi obiettivi 2030 e non in grado di raggiungere il Net Zero al 2050. Rispetto al 2023 la domanda risulta pressoché stabile, e non tiene conto delle dinamiche strutturali verificatesi negli ultimi due anni. Al contrario, variabili come rinnovabili ed efficienza energetica difficilmente subiranno un deciso rallentamento nei prossimi sette anni.

**L'evoluzione della domanda, sia italiana che europea, si conferma il driver principale nel determinare l'esigenza di nuova capacità infrastrutturale. Senza le nuove opzioni, quali l'ampliamento del TAP, la linea Adriatica e il terminale di GNL a Vado Ligure, nello scenario FF55, e a maggior ragione in quello G7, la produzione nazionale, i flussi da sud (27 Mld mc da Algeria,**



**10 Mld mc da Azerbaijan e 3 Mld mc da Libia) e il pieno utilizzo della capacità di rigassificazione (pari a 19 Mld mc/a includendo il terminale a Ravenna dato per certo vista l'autorizzazione per oltre 20 anni) sarebbero in grado di coprire la domanda interna e il fabbisogno di export.** Certo, al 2030 questo richiederebbe l'utilizzo delle infrastrutture alla loro massima capacità determinando per il sistema un margine di riserva praticamente nullo, ma questo a fronte dell'ipotesi che i flussi da Tarvisio rimangano nulli e che la domanda austriaca e slovacca non sia soddisfatta da maggiori esportazioni provenienti dal Nord o Est Europa, dove nella simulazione l'utilizzo dei terminali di GNL è massimo solo in Germania e Polonia. Già al 2040 i flussi richiesti in esportazione calano da 7,4 Mld mc/a a 2,4 Mld mc/a, rendendo l'infrastruttura gasiera attuale (che include il terminale a Ravenna) capace di garantire la sicurezza energetica senza criticità. L'analisi dell'anno appena trascorso ne è una dimostrazione. L'infrastruttura esistente si è infatti rivelata sufficiente a immettere nella rete nazionale oltre 63 Mld mc/a: 2,8 Mld mc di produzione nazionale, 23 Mld mc da Mazara del Vallo (Algeria), 2,5 Mld mc da Gela (Libia), 2,5 Mld mc da Tarvisio (Russia), 6,4 da Passo Gries (Nord Europa), 9,8 Mld mc dal TAP (Azerbaijan) e 16,2 Mld mc dai terminali di GNL (di cui solo 1,1 Mld mc da Piombino). Rispetto al 2023, nello scenario FF55 non è presente l'import da Tarvisio e da Passo Gries, quest'ultimo meno conveniente rispetto alle altre opzioni, ma questi mancati flussi vengono compensati dal nuovo terminale di GNL a Ravenna di 5 Mld mc/a e da un aumento dell'import da Algeria per 4 Mld mc/a e dalla Libia per 0,5 Mld mc/a. Questi sono sufficienti a coprire un fabbisogno di gas naturale di 60,3 Mld mc/a, di cui 53,2 Mld mc/a di domanda nazionale e 7,1 Mld mc/a di export.

Nel valutare la sicurezza degli approvvigionamenti e l'adeguatezza del sistema infrastrutturale serve analizzare anche la copertura della domanda di picco, ossia la punta invernale in condizioni eccezionali. A questo serve il criterio N-1 che esamina la capacità del sistema di sopperire all'interruzione della maggior fonte di approvvigionamento, nel quale, ancora una volta, gioca un ruolo primario la determinazione della domanda di punta giornaliera. Le maggiori criticità emergono solo per l'anno 2030 e in particolare nello scenario di domanda FF55 che presenta il picco giornaliero più alto. Nell'ipotesi di offerta infrastrutturale più bassa (capacità attuale + il terminale di Ravenna), considerando la capacità di importazione nominale ed escludendo i flussi in entrata da Tarvisio, il criterio N-1 risulta soddisfatto con una percentuale del 108%. Questo senza la linea Adriatica, l'ampliamento del TAP e il rigassificatore a Vado Ligure. Se si considerano invece i flussi disponibili, ossia i volumi storici in entrata, il criterio N-1 scende al 102% con un'offerta utile di punta di 432 Mln mc/g.

Nel caso in cui si escludono anche le entrate da Algeria, che rappresenta il primo fornitore oggi, e si considerano i flussi disponibili, emergono le criticità. In questo caso, che vede la mancanza di due flussi in entrata (criterio N-2), si stima infatti un'offerta utile di punta di 366,9 Mln mc/g e un differenziale da colmare di 58,1 Mln di mc/g. Le opzioni infrastrutturali finora discusse determinerebbero un incremento dell'offerta di punta fino a un massimo di 473,8 Mln mc/g contribuendo singolarmente con questi volumi ([Tabella 4](#)):

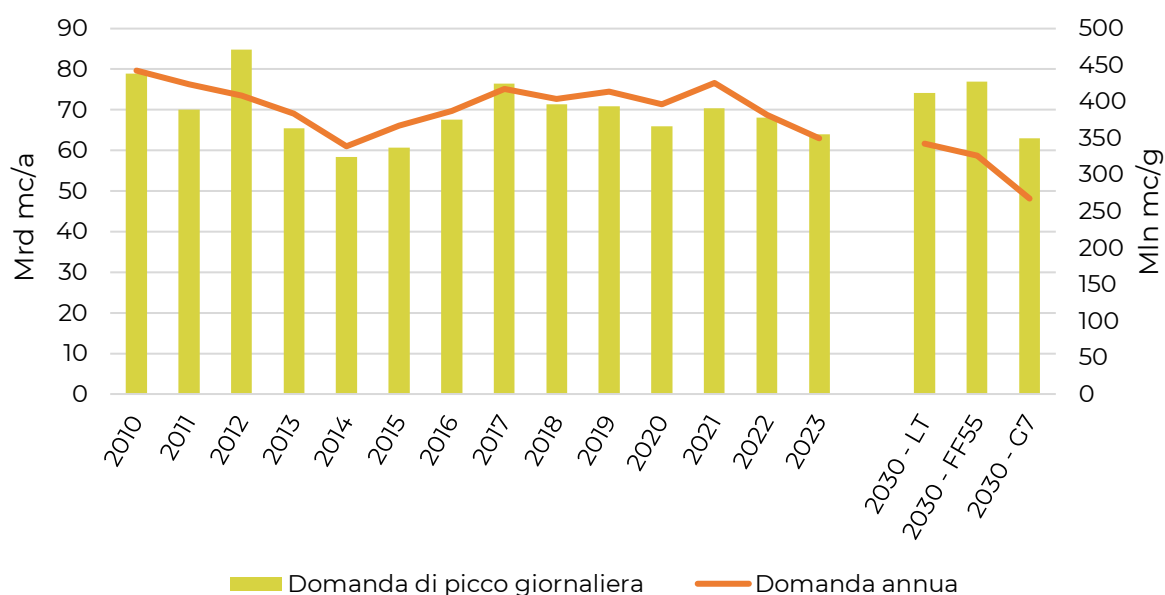
- Ampliamento del TAP: un contributo massimo di 88 Mln mc/g nel caso del completo raddoppio (58 Mln/g nel caso di incremento di +5 Mld/a)
- Linea Adriatica: senza il gas algerino la Linea Adriatica non fornirebbe alcun contributo in quanto i flussi da sud risulterebbero al massimo di 104 Mln mc/g. Solo con l'entrata dei due terminali *on-shore* a Goia Tauro e Porto Empedocle si raggiunge la capacità di trasporto sud-nord massima di quasi 150 Mld/g
- Il terminale di rigassificazione a Vado Ligure: un contributo di 20 Mln/g

MIn mc/giorno	Offerta con capacità attuale + terminale a Ravenna	Offerta con nuova capacità (TAP, ternale Piombino, dorsale Adriatica)	Offerta con raddoppio TAP + 2 terminali onshore
<b>Domanda di punta</b>	<b>425</b>		
<b>Importazioni</b>	<b>98,1</b>	<b>112,1</b>	<b>182,1</b>
Max transito da sud	57,1	74,1	144,1
Mazara	0,0 (88,4)	0,0 (88,4)	0,0 (88,4)
Gela	16,1	16,1	16,1
Melendugno	44,0	58,0	88,0
Tarvisio	0,0 (20,0)	0,0 (20,0)	0,0 (20,0)
Passo Gries	38,0	38,0	38,0
Gorizia	0,0	0,0	0,0
<b>Prod. nazionale</b>	<b>23,4</b>	<b>23,4</b>	<b>23,4</b>
<b>Stoccaggio</b>	<b>174,0</b>	<b>174,0</b>	<b>174,0</b>
<b>GNL</b>	<b>74,4</b>	<b>94,4</b>	<b>94,4</b>
Panigaglia	13,0	13,0	13,0
Livorno	15,0	15,0	15,0
Cavarzere	26,4	26,4	26,4
Vado Ligure	0,0	20,0	20,0
Ravenna	20,0	20,0	20,0
Gioia Tauro + Porto Empedocle	0,0	0,0	20,0 + 20,0 (inclusi nel max transito da sud)
<b>N-1 % (senza Russia) = Offerta disponibile / Domanda di punta</b>	<b>102%</b>	<b>113%</b>	<b>113% *</b>
<b>N-2 % (senza Russia e Algeria) = Offerta disponibile / Domanda di punta</b>	<b>86%</b>	<b>95%</b>	<b>111%</b>
<b>Offerta utile di punta (N-2)</b>	<b>366,9</b>	<b>403,9</b>	<b>473,8</b>
Interrompibilità	12,0	12,0	12,0
<b>Domanda max di punta con interrompibilità (N-2 %)</b>	<b>413 (90%)</b>	<b>413 (98%)</b>	<b>413 (115%)</b>

**Tabella 4** – Analisi del criterio N-2 (senza flussi russi e algerini), considerando la domanda di punta massima dello scenario FF55 e le differenti ipotesi di offerta. Fonte: MASE, Snam ed elaborazioni ECCO. \*In questo caso la capacità dei rigassificatori a Gioia Tauro e Porto Empedocle non verrebbe utilizzata perché la capacità max di trasporto sud-nord è già satura. Fonte: MASE e Snam.

Tuttavia, tali investimenti, seppur giustificati da un criterio di sicurezza degli approvvigionamenti sono da valutare **tenendo conto delle alternative possibili secondo un approccio del *least regret* (minimo rimpianto) che porta a scegliere l'opzione che minimizza il disappunto del pianificatore.** L'esigenza delle soluzioni in questione risponde alla logica sottostante il criterio N-1, che in questo caso diventa peraltro un N-2 con una probabilità di realizzazione assai remota visto l'interesse che l'Italia, e l'Europa, stanno dimostrando verso il continente africano. Il tutto per rispondere a una domanda di picco giornaliera che stando ai valori storici si è realizzata solo nel 2010, 2012 e 2017. Se queste opzioni risultano necessarie solo nel 2030 (al 2040 la domanda di picco è inferiore all'offerta utile in tutti gli scenari), per poche ore all'anno e al verificarsi di condizioni eccezionali (lato domanda un freddo particolarmente intenso e lato offerta l'interruzione dei flussi dai due principali fornitori

storici), vale la pena considerare anche opzioni alternative quali il servizio di interrompibilità, quantificato per l'anno 2023/2024 in 12 Mln mc/g, o una maggior attenzione verso rinnovabili, efficienza energetica ed elettrificazione dei consumi domestici, azioni già previste all'interno della politica di decarbonizzazione. **Sono probabilmente da rivedere anche le modalità con cui il TSO italiano stabilisce la domanda di picco** che appare eccessivamente elevata a fronte di uno scenario di domanda annuale di gas di 58,7 Mld mc (Figura 15). La stessa Snam evidenzia la necessità di ulteriori approfondimenti circa la punta termoelettrica per via dello sviluppo delle rinnovabili, della loro collocazione geografica e della resilienza delle reti – e infatti introduce un errore di 30 Mln mc/g. Anche osservando le varie versioni del documento di Snam di “Descrizione degli Scenari”, appare poco chiara l'argomentazione sottostante la determinazione della punta, che oscilla sempre di circa 50-60 Mln mc/g tra il valore minimo e massimo. Basti considerare che nello scenario LT, che prevede un consumo annuale più elevato, la stima della punta è inferiore rispetto allo scenario FF55. Inoltre, in una logica coerente con l'approccio *least regret* tale stima deve includere un'analisi sugli effetti dell'aumento medio delle temperature, che negli ultimi due anni ha determinato temperature giornaliere anomale e un ritardo nell'inizio della stagione invernale. Nella prospettiva di una progressiva riduzione della domanda di gas, c'è da chiedersi se non valga la pena ripensare alla definizione della sicurezza energetica per far in modo di dare maggior peso all'adeguatezza rispetto al percorso di decarbonizzazione e alla compatibilità con gli obiettivi climatici.



**Figura 15** – Domanda storica annua e di picco giornaliera con i tre scenari di evoluzione al 2030. Fonte: Snam ed elaborazioni ECCO

**L'idea di fare dell'Italia un hub del gas verso l'Europa è particolarmente influenzata in secondo luogo dall'espansione della capacità di importazione, costituita soprattutto da terminali di GNL, che verrà sviluppata dai Paesi del Nord Europa.** Lo sviluppo di capacità di rigassificazione in Germania e Polonia riduce i volumi in esportazione dall'Italia. Nell'ipotesi di pieno sviluppo degli investimenti infrastrutturali in discussione (per l'Europa i progetti pre-FID e per l'Italia i terminali di Gioia Tauro e Porto Empedocle e il progetto *Poseidon-Eastmed*) si mostra come la domanda di questi Paesi venga più facilmente coperta dall'import da nord, generando così minore necessità di export verso Austria, Slovacchia e Svizzera. Anche con un aumento della capacità di importazione, l'export italiano risulta massimo nel caso LT a un volume di 9,2 Mld mc/a; inoltre, nel passaggio a una maggiore capacità infrastrutturale i flussi in uscita dall'Italia sono in diminuzione in tutti gli scenari

di domanda eccetto il caso FF55 al 2040. Questo per le ipotesi di prezzo assunte: il gas che attraversa la *pipeline Poseidon-Eastmed*, più competitivo del GNL, viene sfruttato prioritariamente dal modello per ridurre le importazioni di GNL ed eventualmente esportare all'estero. Allo stesso tempo Goia Tauro e Porto Empedocle non vengono utilizzati in nessuno degli scenari ipotizzati, a dimostrazione del fatto che nel momento in cui si definiscono "strategici, indifferibili e urgenti" nuovi investimenti in infrastruttura gas, peraltro *on-shore* e dunque non trasferibile in altro luogo-paese (art. 2 del Decreto Sicurezza Energetica), questo debba necessariamente essere supportato da un'analisi quantitativa che ne giustifichi la necessità.

Di seguito sono presentate tre tabelle riepilogative con i risultati delle simulazioni.

### Ipotesi di offerta: FSRU a Vado Ligure e Ravenna; ampliamento TAP; dorsale Adriatica

	Sicurezza energetica	Copertura della punta nel caso N-2 (domanda di punta; N-2 %)	Load factor capacità di rigassificazione [%]	Flussi in esportazione [Mld mc/a]	Conformità rispetto agli obiettivi climatici
<b>Scenario LT</b>	✓	✓ (412)	2030: 77% 2040: 86% 2050: 55%	2030: 9,2 2040: 8,9 2050: 2,8	×
<b>Scenario FF55</b>	✓	- (425; 98%)	2030: 56% 2940: 29% 2050: 25%	2030: 7,4 2040: 2,4 2050: 0,0	-
<b>Scenario G7</b>	✓	✓ (365)	2030: 11% 2040: 0% 2050: 0%	2030: 6,8 2040: 0,8 2050: 0,0	✓

**Tabella 5** – Riepilogo dei risultati delle simulazioni nel caso di ipotesi di offerta che comprendono per l'Italia le due FSRU a Vado Ligure e Ravenna, l'ampliamento del TAP e la dorsale Adriatica.

Per la copertura della punta è incluso il servizio di interrompibilità pari a 12 Mld mc/g: ✓ sta a indicare il pieno soddisfacimento ( $\geq 100\%$ ) del criterio N-2; - identifica un errore del 10% ( $\geq 90\%$ );  
× identifica un errore superiore al 10% ( $< 90\%$ ).

Per la conformità rispetto agli obiettivi climatici si è valutato non pienamente soddisfacente lo scenario FF55 (-) in quanto la bozza del PNIEC 2023 non raggiungere gli obiettivi prefissati nei settori non-ETS, tra i quali il civile.

**Ipotesi di offerta: in aggiunta anche i terminali on-shore a Goia Tauro e Porto Empedocle; raddoppio TAP; Poseidon-Eastmed**

	Sicurezza energetica	Copertura della punta nel caso N-2 (domanda di punta; N-2 %)	Load factor capacità di rigassificazione [%]	Flussi in esportazione [Mld mc/a]	Conformità rispetto agli obiettivi climatici
<b>Scenario LT</b>	✓	✓ (412)	2030: 29% 2040: 27% 2050: 17%	2030: 7,5 2040: 6,0 2050: 2,4	×
<b>Scenario FF55</b>	✓	✓ (425)	2030: 18% 2940: 7% 2050: 2%	2030: 7,0 2040: 3,3 2050: 0,0	-
<b>Scenario G7</b>	✓	✓ (365)	N.D.	N.D.	✓

**Tabella 6** – Riepilogo dei risultati delle simulazioni nel caso di ipotesi di offerta che comprendono per l'Italia le due FSRU a Vado Ligure e Ravenna, il raddoppio del TAP, la dorsale Adriatica, i terminali on-shore a Goia Tauro e Porto Empedocle e la pipeline Poseidon-Eastmed.

Lo scenario di domanda G7 non è stato modellato con queste ipotesi di offerta in quanto la nuova capacità non avrebbe apportato modifiche rilevanti ai risultati.

**Ipotesi di offerta: infrastruttura esistente inclusa la nuova FSRU a Ravenna**

	Sicurezza energetica	Copertura della punta nel caso N-2 (domanda di punta; N-2 %)	Load factor capacità di rigassificazione [%]	Flussi in esportazione [Mld mc/a]	Conformità rispetto agli obiettivi climatici
<b>Scenario LT</b>	-	- (412; 92%)	2030: 100% 2040: 100% 2050: 67%	2030: 4,1 2040: 2,3 2050: 2,7	×
<b>Scenario FF55</b>	✓	- (425; 90%)	2030: 92% 2940: 59% 2050: 30%	2030: 7,1 2040: 1,8 2050: 0,0	-
<b>Scenario G7</b>	✓	✓ (365)	2030: 37% 2040: 0% 2050: 0%	2030: 6,4 2040: 0,8 2050: 0,0	✓

**Tabella 7** – Riepilogo dei risultati delle simulazioni nel caso di ipotesi di offerta che comprendono per l'Italia solo la FSRU a Ravenna in aggiunta all'infrastruttura attuale.

Nello scenario LT la sicurezza energetica è soddisfatta sui volumi annuali ma con un margine di riserva quasi nullo visto che il load factor dei rigassificatori in molti Paesi europei è al 100% (media UE 70%), per questo si è valutato non pienamente soddisfacente il criterio "Sicurezza Energetica".

## 8. CONCLUSIONI

Le simulazioni mostrano come **le ipotesi di nuovi investimenti in capacità a gas** (lo spostamento dei terminali GNL da Piombino a Vado Ligure, la Linea Adriatica, l'ampliamento del TAP, i terminali *on-shore* a Gioia Tauro e Porto Empedocle e il progetto *Poseidon-Eastmed*) **siano necessarie alla sicurezza degli approvvigionamenti solo a fronte di una domanda nazionale che rimane alta su volumi non coerenti né con gli obiettivi climatici nazionali ed europei al 2030 né con gli impegni internazionali dell'Accordo di Parigi**. Con un calo dei consumi la nuova capacità risulta funzionale solo al 2030 a copertura della domanda di picco giornaliera, la cui determinazione, effettuata da Snam in fase di presentazione del proprio Piano di Sviluppo, appare eccessivamente elevata rispetto alla stima della domanda annuale, tra l'altro a fronte di flussi nulli non solo dalla Russia ma anche da Algeria.

In ottica di valutare gli sforzi per la sicurezza energetica alla luce del percorso di decarbonizzazione e dei rischi economici e finanziari ad essi legati (per esempio di esposizione a *stranded asset*), **si deve considerare anche il contributo di opzioni alternative quali il servizio di interrompibilità o la promozione di soluzioni tecnologiche che accelerano l'uscita dal gas naturale (rinnovabili, efficienza, elettrificazione dei consumi domestici), che non sottraggono capitali alla transizione energetica**. A maggior ragione nel momento in cui questi investimenti vengono attivati solo per poche ore durante l'anno e solo in condizioni definite appunto eccezionali.

**Il contributo di nuova capacità è limitato anche rispetto alla narrativa dominante in Italia di diventare un hub del gas**. I volumi in esportazione crescono al massimo di 6 Mld mc/a al 2030 (rispetto al 2023), a fronte di investimenti per circa 4,7 Mld €, in parte finanziati da risorse europee (700 Mln € dal PNRR per la Linea Adriatica) e il resto regolati, ossia remunerati attraverso la tariffa gas a carico quindi dei consumatori finali. Peraltro, questi volumi non sono certi ma dipendono dall'evoluzione della domanda di gas nazionale ed europea, che se dovesse ridursi come previsto dalle politiche e dagli impegni climatici, renderebbe i nuovi investimenti ancora più ridondanti e inutilizzati, motivati da un export che oscilla tra i 6,8 e i 7,4 Mld mc al 2030 e che crolla a 0,8-2,4 Mld mc già al 2040.

**Per l'Italia, realizzare l'impegno sottoscritto nel 2022 e rafforzato nel 2023 in ambito G7 di un sistema elettrico "sostanzialmente" a zero emissioni nette al 2035 e accelerare la decarbonizzazione dei settori non inclusi nel sistema europeo dello scambio delle emissioni (ETS o *Emission Trading System*), ossia il settore civile e quello dei trasporti, porterebbe a un fabbisogno nazionale di 48 Mld mc al 2030 tra gas naturale e biometano – ossia un calo di quasi il 30% rispetto al 2022. Con questa riduzione sia a livello italiano che europeo, e con una capacità di rigassificazione rafforzata con il solo nuovo terminale a Ravenna, al 2030 l'Italia riuscirebbe comunque a esportare 6,8 Mld mc di GNL e assicurare la propria sicurezza degli approvvigionamenti al netto dell'uscita dal gas russo. Sfruttando al 100% la capacità di rigassificazione potrebbe esportare ulteriori 4 Mld mc e avvicinarsi all'idea di hub del gas tornata in auge con la crisi, senza bisogno di ulteriori infrastrutture.**

Altro elemento di incertezza è l'espansione della capacità di rigassificazione nel resto dell'Europa, specialmente quella a nord (tedesca e polacca) con cui quella italiana entrerebbe di fatto in competizione. Nella situazione in cui tutti i diversi Stati membri aumentino la propria capacità di importazione, la necessità di flussi sud-nord svanirebbe, così come il ruolo dell'Italia come Paese esportatore. L'Italia si troverebbe nella situazione di investire in nuova capacità, socializzandone il

costo, con il fine di esportare volumi all'estero a garanzia della sicurezza energetica europea, pagando eventuali perdite nel momento in cui questa dovesse perdere di valore per effetto del crollo della domanda o della disponibilità di volumi di gas altrove. **In un sistema interconnesso e sempre più legato dagli approvvigionamenti di fonti fossili bisogna dunque ridefinire il concetto di sicurezza energetica in chiave europea e climatica**, valutando cioè le diverse opzioni a livello comunitario all'interno di uno scenario che vede il ridursi della domanda gas nel prossimo futuro. Ciò vuol dire anche considerare in chiave europea la ripartizione dei relativi costi e rischi. Germania, Austria, ed ora anche l'Italia, in un certo senso stanno andando in questa direzione. Hanno deciso di ripagare i costi di acquisto di gas di ultima istanza messo in stoccaggio nel 2022 (per l'Italia stimati in circa 4 Mld di €) con un aumento delle tariffe di trasporto gas sui punti in uscita dal Paese, coinvolgendo di fatto nello sforzo economico anche i mercati stranieri che beneficiano della disponibilità di gas da questi Paesi. La logica sottostante è coerente con il fatto che gli sforzi in questione servono a contribuire alla sicurezza dell'intero mercato integrato UE.

Infine, la convenienza per il consumatore di realizzare l'hub del gas attraverso nuove infrastrutture, sempre che queste si realizzino, non emerge. Come dice la stessa IEA, la crisi energetica ha determinato un aumento dei prezzi che appare strutturale, da un lato per l'incertezza e la volatilità dei prezzi che rimane elevata, dall'altro per lo spostamento del "nuovo" mercato del gas verso il GNL, generalmente più costoso. L'unico scenario in cui il GNL non è la fonte marginale, capace cioè di determinare il prezzo all'ingrosso nell'hub di riferimento (il PSV per l'Italia), è quello G7, a dimostrazione ancora una volta che l'unica soluzione in grado di rispondere contemporaneamente alla sicurezza degli approvvigionamenti, agli obiettivi climatici e all'economicità è la riduzione dei consumi. Diventare hub del gas, e quindi avere volumi di GNL da esportare all'estero, non è sinonimo di riduzione del prezzo per il consumatore, anzi determinerebbe solamente un margine economico positivo alle aziende esportatrici.



THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

Questo documento è stato curato da:

**Francesca Andreoli**, Ricercatrice Senior Energia ed Efficienza, ECCO

[francesca.andreoli@eccoclimate.org](mailto:francesca.andreoli@eccoclimate.org)

**Gabriele Casetti**, Ricercatore Senior sui Sistemi Energetici, ECCO

[gabriele.casetti@eccoclimate.org](mailto:gabriele.casetti@eccoclimate.org)

Le opinioni riportate nel presente documento sono riferibili esclusivamente ad ECCO autore della ricerca.

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

**Andrea Ghianda**, Responsabile Comunicazione, ECCO

[andrea.ghianda@eccoclimate.org](mailto:andrea.ghianda@eccoclimate.org)

+39 3396466985

[www.eccoclimate.org](http://www.eccoclimate.org)

Data di pubblicazione:

22 febbraio 2024



## VALUTAZIONE SINTETICA DELLE EMISSIONI CLIMALTERANTI DAL RIGASSIFICATORE GOLAR TUNDRA DI VADO LIGURE

La valutazione delle emissioni climalteranti dal rigassificatore Golar Tundra di Vado Ligure è stata sviluppata sulla base delle informazioni condivise da ReCommon e di un'analisi bibliografica indipendente svolta da ECCO.

Le ipotesi alla base della valutazione derivano dalla scarsa disponibilità di informazioni pubbliche in merito all'entità delle emissioni di gas climalteranti del rigassificatore Golar Tundra, che ha reso necessario l'adozione di assunzioni equivalenti a rigassificatori già in esercizio operati da SNAM, in particolare il rigassificatore OLT di Livorno.

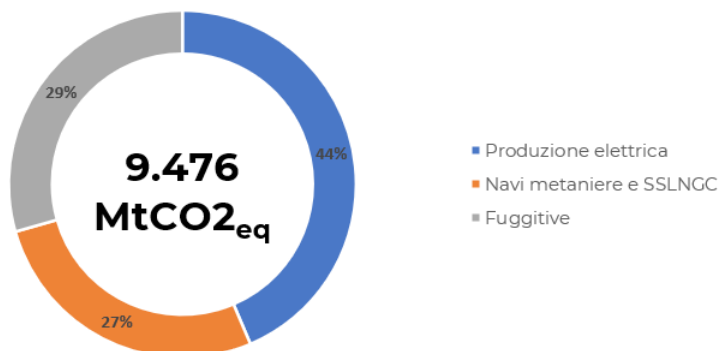
Nell'analisi è stata presa in considerazione l'intera fase di esercizio del rigassificatore, prevista di **22 anni**, ed è stata cautelativamente assunta come operativa la capacità massima di rigassificazione (**5 bcm/anno**).

Le sorgenti emmissive considerate sono:

1. Produzione di energia elettrica on board. E' stato ipotizzato l'impiego di generatori turbogas con una capacità complessiva di 48 MW, come da studio modellistico ricadute in atmosfera di Golar Tundra, operanti per 8400 ore/anno. Le emissioni sono state stimate ipotizzando l'efficienza dei turbogas e i fattori emissivi della combustione di gas naturale.
2. Emissioni dalle navi metaniere e SSLNGC che approdano al rigassificatore. Per questa stima è stato assunto un numero di approdi e una durata del singolo approdo uguale allo scenario autorizzato di OLT, che prevede 59 approdi/anno di navi metaniere e 122 approdi/anno di SSLNGC. Sono considerate solo le emissioni dovute al consumo di carburante durante gli approdi. Questa ipotesi è da considerarsi conservativa.
3. Emissioni da traffico indotto di appoggio a navi metaniere, SSNGC e guardia costiera. In mancanza di informazioni sulla tipologia di natanti, questo contributo è stato stimato come share aggiuntivo rispetto al contributo precedente, sulla base del SIA OLT.
4. Emissioni fuggitive dal rigassificatore. Questo contributo è stato calcolato come percentuale dei volumi di gas rigassificati, sulla base delle risposte di SNAM nel documento Domande pervenute prima dell'Assemblea ai sensi dell'art. 127-ter del d.lgs. n. 58/1998 e in linea con una stima dell'Agenzia Internazionale dell'Energia.

Sulla base delle ipotesi descritte, la stima delle emissioni climalteranti del rigassificatore Golar Tundra di Vado Ligure risulta essere di circa **9.5 MtCO<sub>2</sub>eq (9.476) cumulate sull'intero periodo di esercizio**.

## Emissioni climalteranti Golar Tundra



**ECCO** è il primo **think tank italiano**, indipendente e senza fini di lucro, dedicato ai temi del cambiamento climatico e della transizione energetica. ECCO riunisce esperti e dialoga con decisori politici, istituzioni, società civile e comunità scientifiche per ripensare la narrativa ambientale e proporre soluzioni innovative per favorire la transizione verso una società a zero emissioni e contrastare il cambiamento climatico.