



THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

LO STATO DEL GAS

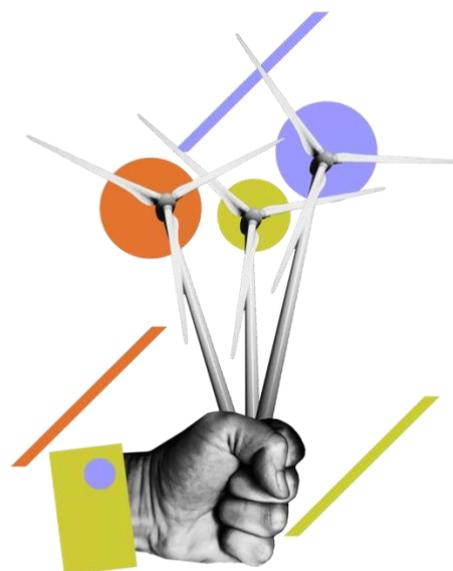
Scenari 2030, 2040 e 2050

ANALISI

FEBBRAIO 2024

Francesca Andreolli

Gabriele Cassetti



SOMMARIO

Executive summary	3
1. Introduzione	7
2. Il contesto internazionale: la variazione della domanda di gas nel biennio 2022-2023	8
3. La domanda globale di gas: scenari di breve, medio e lungo termine	11
4. Le infrastrutture gas in discussione in Italia e in Europa	12
5. Gli scenari di domanda e offerta del gas per l'Italia al 2030, 2040 e 2050	16
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
6. Il bilancio tra domanda e offerta: simulazioni del modello	22
7. Discussione dei risultati	27
8. Conclusioni	33

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 MtCO₂eq 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.

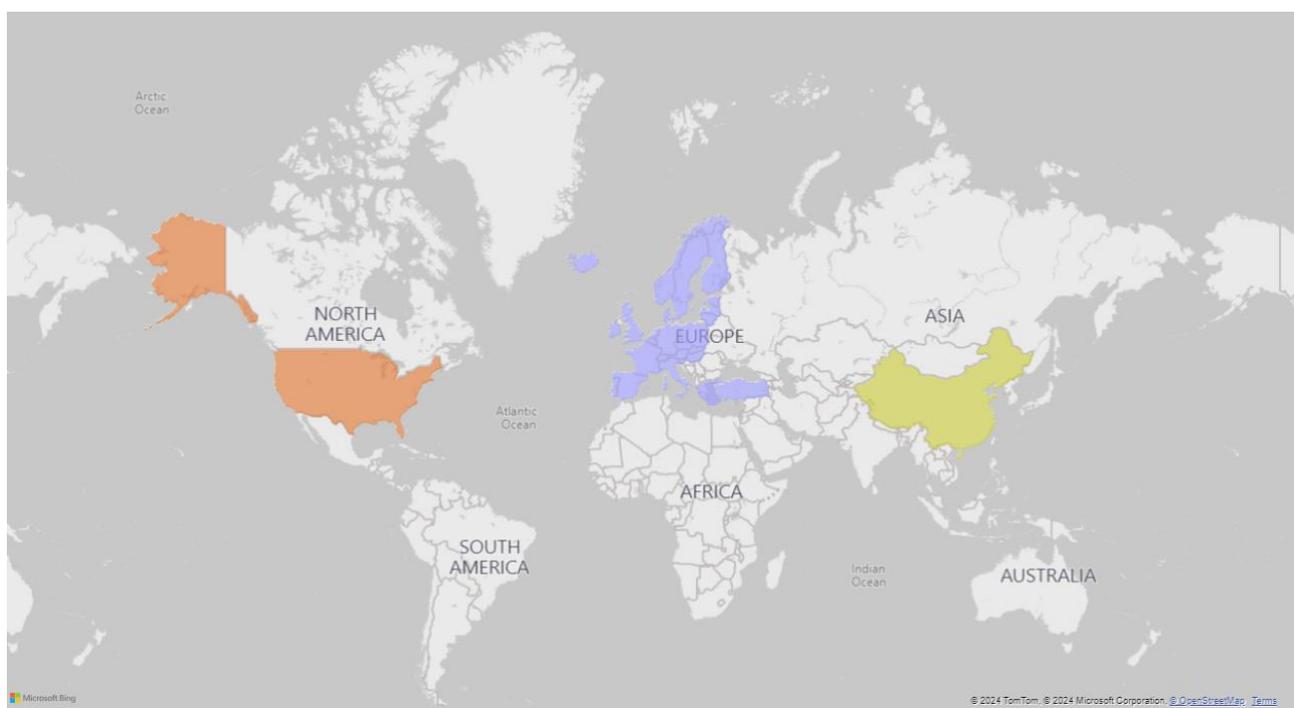


Figura 1 – Aree geografiche di rilevanza nel contesto internazionale

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 mc¹. 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

¹ 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 sono già autorizzati (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 (capitolo REPower) 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 bozza di aggiornamento 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 Snam , 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 protocollo d'intesa 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 società TAP 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 Market Test del 2023 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 dichiarata

	rigassificazione per 12 Mld mc/a	strategica 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 prorogata 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 quinto elenco di PIC. Tuttavia, nella bozza di aggiornamento 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 800 milioni di euro .

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



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.

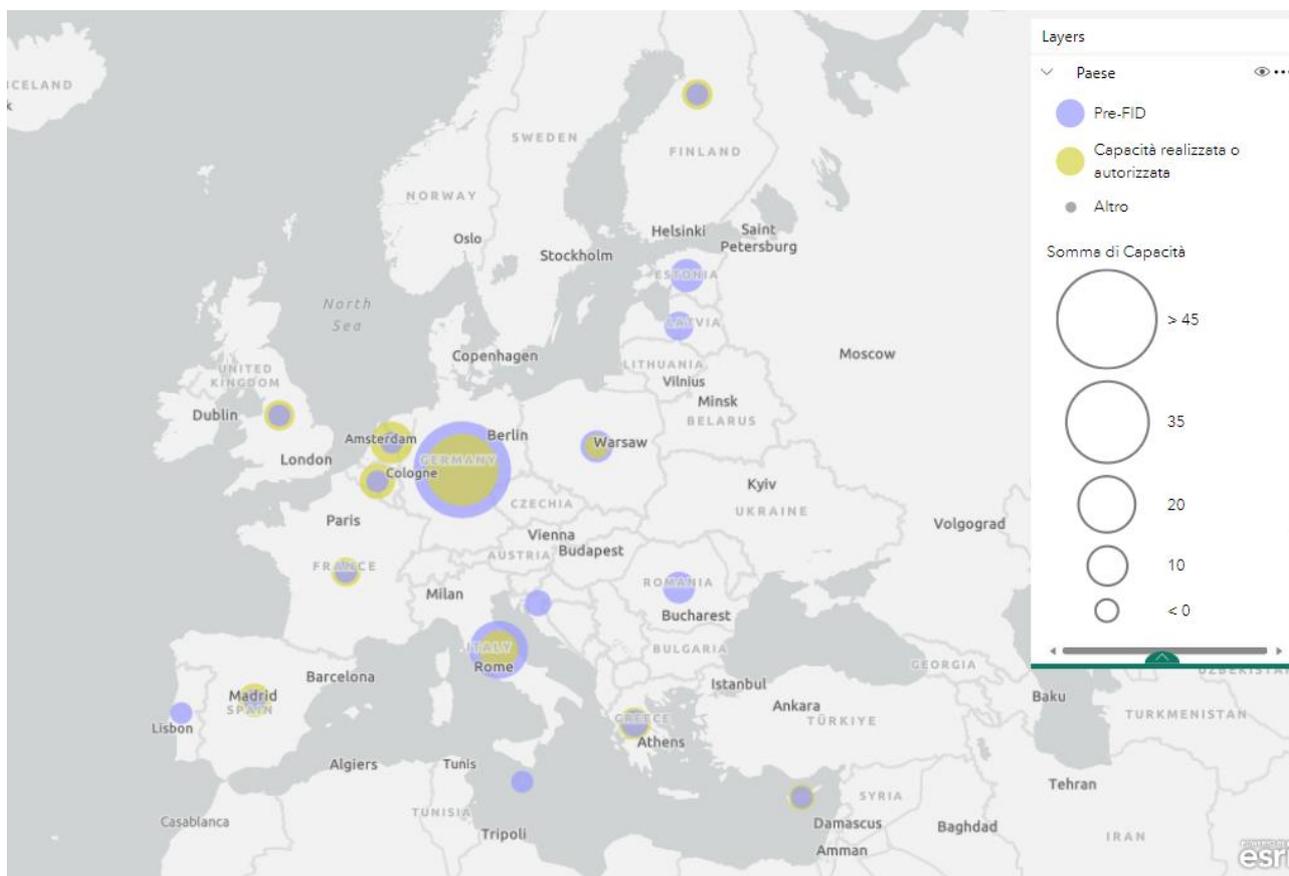


Figura 3 – Nuova capacità di rigassificazione in Europa per stato di avanzamento (Mld mc/a).

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
TOTALE	212,6	46,2	44,5	95,2

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 giorni² 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 CO₂ del -40% al 2030. Al 2040 lo scenario non

² 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.

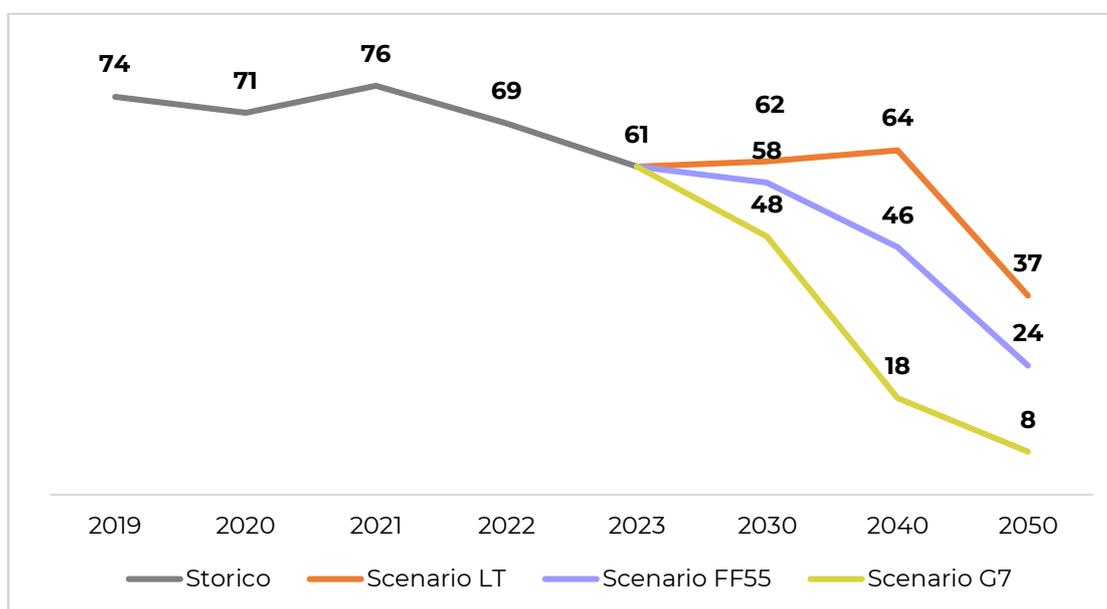


Figura 4 – Domanda italiana di gas al 2019, 2020, 2021, 2022 e 2023, e scenari di evoluzione al 2030, 2040 e 2050 [Mld di mc/anno]. Fonte: MASE, Snam ed elaborazioni ECCO

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.

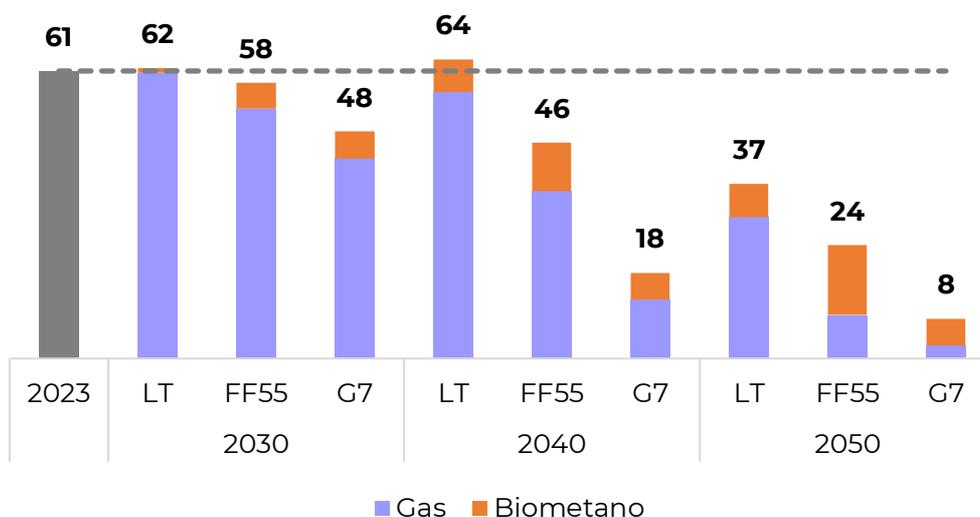


Figura 5 – Confronto tra gli scenari di domanda gas (gas naturale e biometano) al 2030, 2040 e 2050 con la domanda registrata nel 2023 per l'Italia [Mld mc/a]. Fonte: Snam ed elaborazioni ECCO. Emerge come le stime dello scenario LT al 2030 e 2040 siano superiori al livello del 2023.

Per garantire la sicurezza energetica del sistema gas è importante anche valutare la copertura della punta invernale di domanda gas giornaliera stimata in condizioni eccezionali³. 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 POLICY⁴ 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

³ Snam intende un inverno con probabilità di accadimento 1 su 20 anni.

⁴ 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.

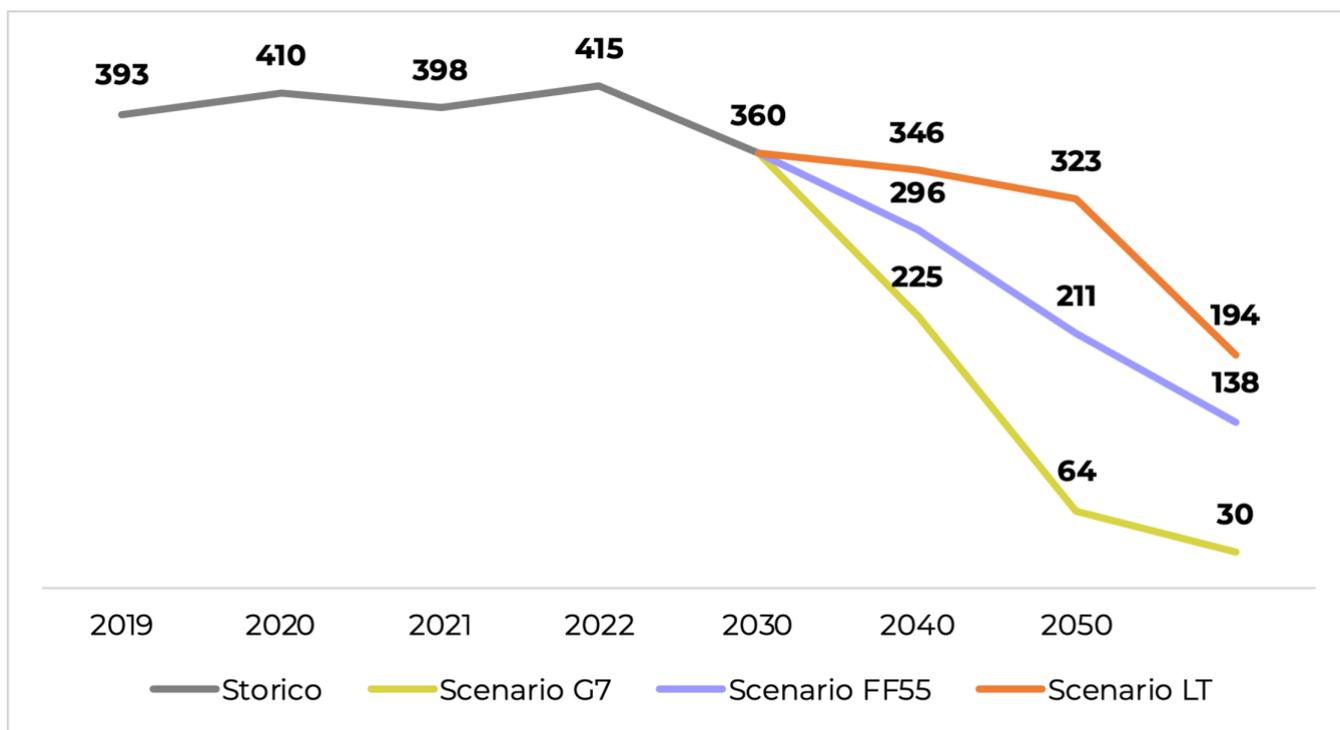


Figura 6 – Domanda storica europea di gas e scenari al 2030, 2040 e 2050 [Mld di mc/anno]. Fonte: Eurostat ed elaborazioni ECCO

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

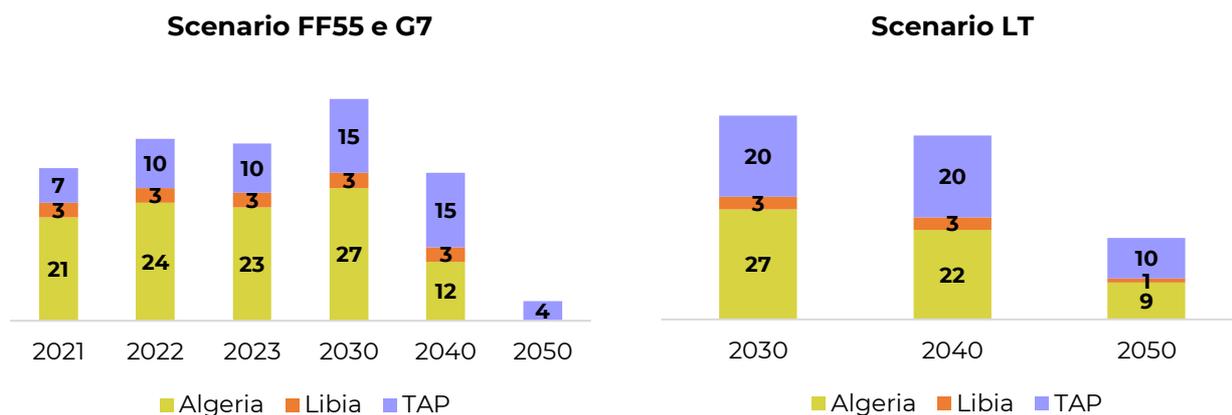


Figura 7 – Potenziali forniture via gasdotto da Algeria, Libia e Azerbaijan (TAP) – importazioni storiche e scenari al 2030, 2040 e 2050 [Mld mc/anno]

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
LT	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 Figura 4	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
FF55		Volumi come da scenario FF55 e G7 in Figura 4		
G7				

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 nave⁵.

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](#)).

⁵ 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.

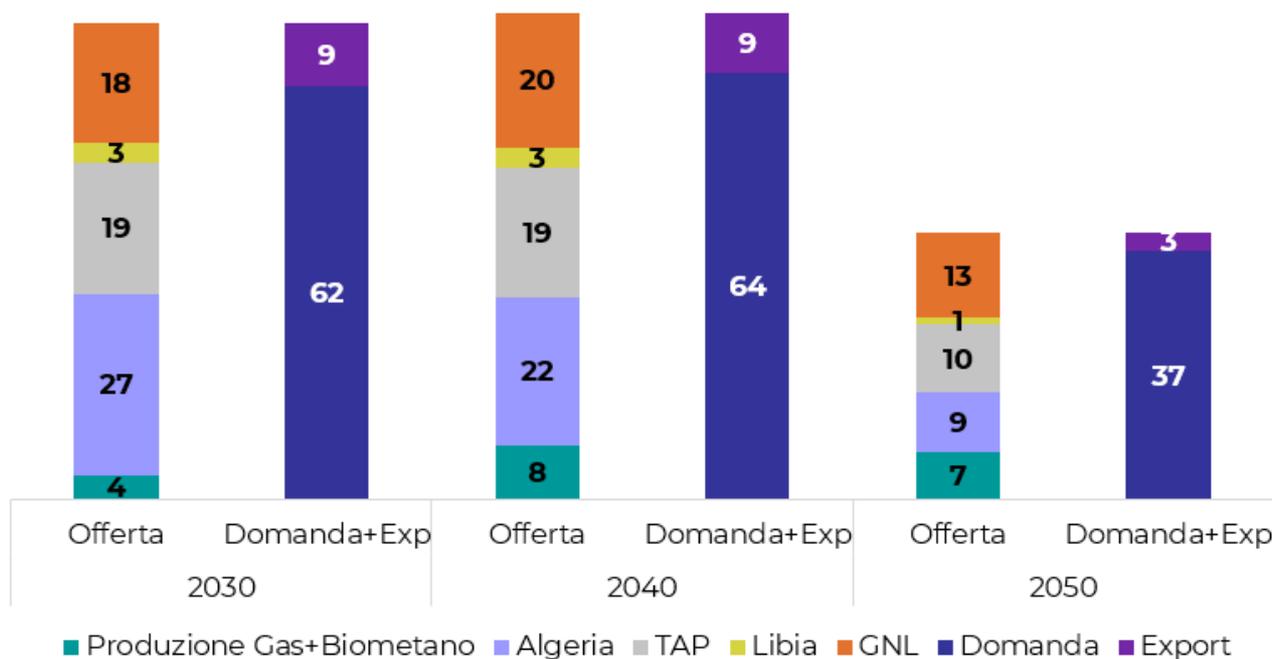


Figura 8 – Bilancio tra domanda e offerta di gas per l'Italia al 2030, 2040 e 2050 nello scenario Late Transition [Mld mc/a]

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](#)).

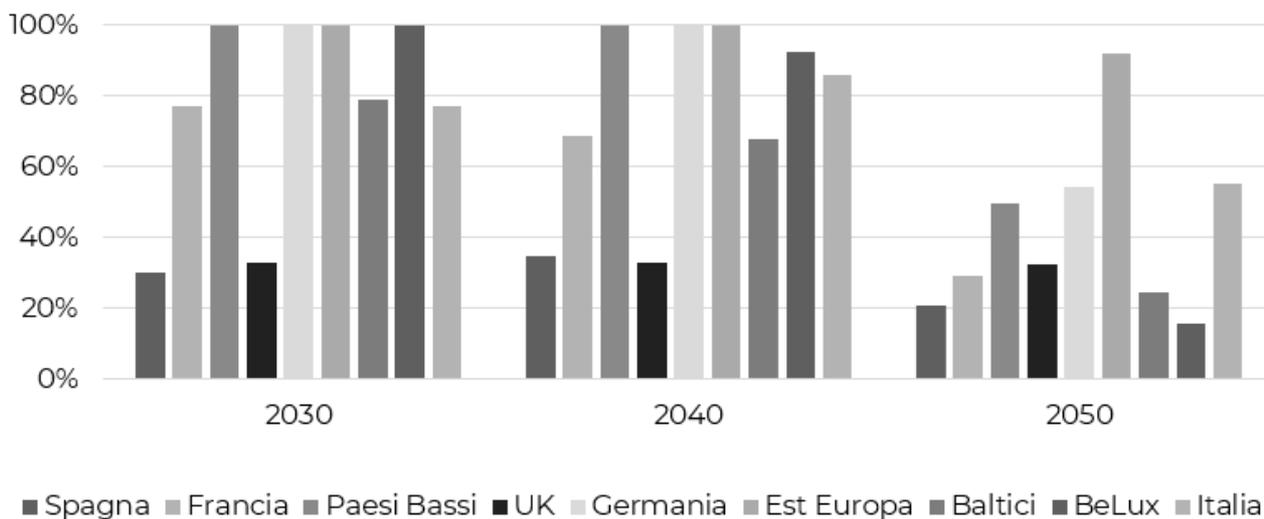


Figura 9 – Tasso di utilizzo della capacità di rigassificazione nelle principali aree di mercato simulate al 2030, 2040 e 2050 nello scenario Late Transition

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%).

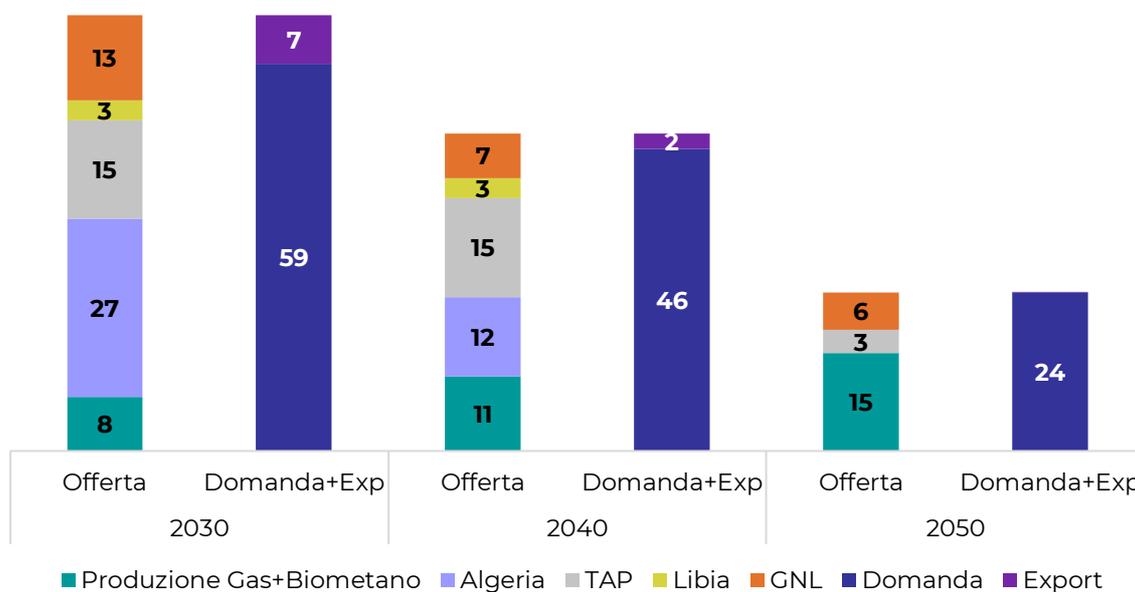


Figura 10 – Bilancio tra domanda e offerta di gas per l'Italia al 2030, 2040 e 2050 nello scenario Fit-For-55 [Mld mc/a]

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).

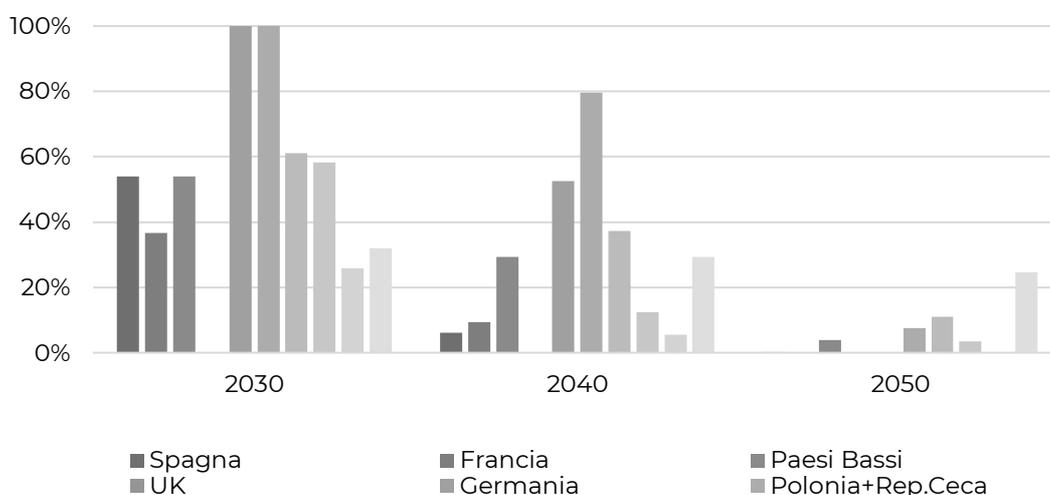


Figura 11 – Tasso di utilizzo della capacità di rigassificazione nelle principali aree di mercato simulate al 2030, 2040 e 2050 nello scenario Fit-For-55

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).

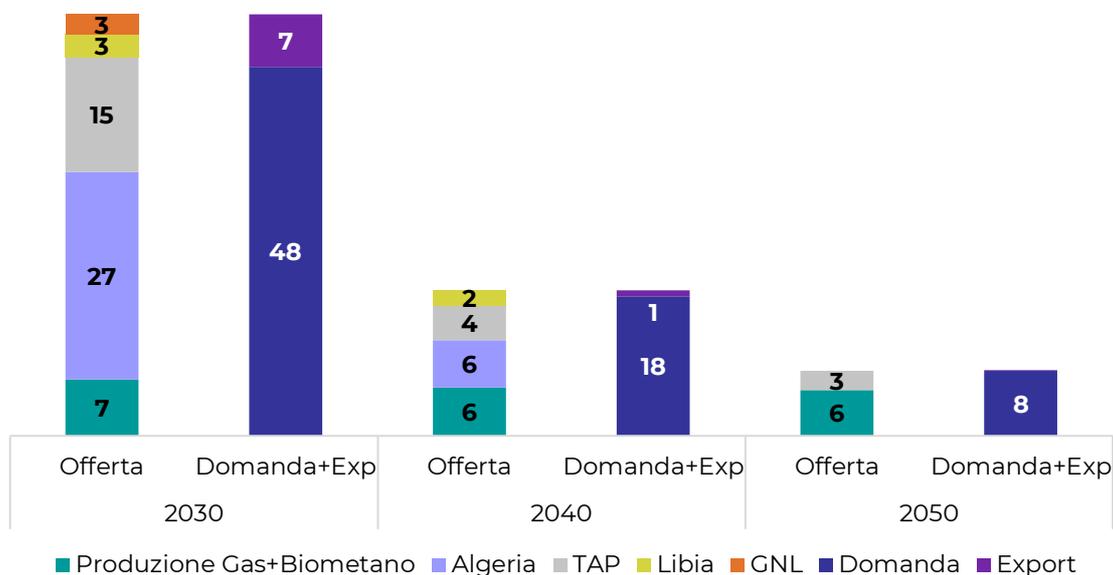


Figura 12 – Bilancio tra domanda e offerta di gas per l'Italia al 2030, 2040 e 2050 nello scenario G7 [Mld mc/a]

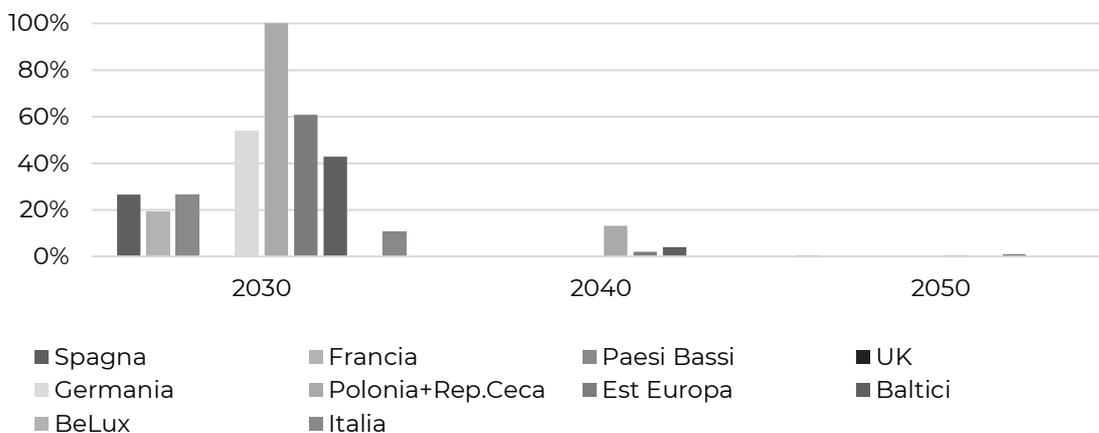


Figura 13 – Tasso di utilizzo della capacità di rigassificazione nelle principali aree di mercato simulate al 2030, 2040 e 2050 nello scenario Fit-For-55

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.

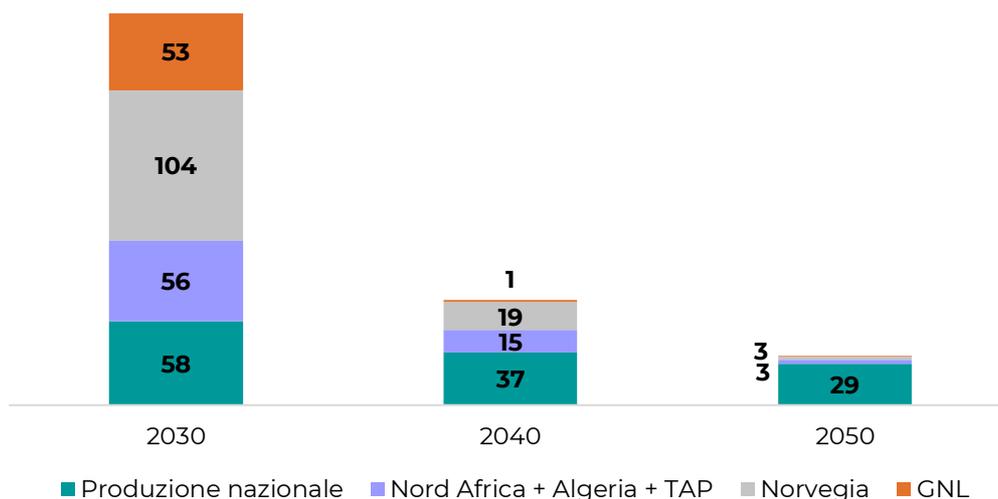


Figura 14 – Volumi di domanda europea al 2030, 2040 e 2050 coperti da produzione nazionale nei vari Paesi, importazione via gasdotto da sud, produzione norvegese, importazione di GNL nello scenario G7 [Mld mc/a]

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

Mln 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
Domanda di punta	425		
Importazioni	98,1	112,1	182,1
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
Prod. nazionale	23,4	23,4	23,4
Stoccaggio	174,0	174,0	174,0
GNL	74,4	94,4	94,4
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)
N-1 % (senza Russia) = Offerta disponibile / Domanda di punta	102%	113%	113%*
N-2 % (senza Russia e Algeria) = Offerta disponibile / Domanda di punta	86%	95%	111%
Offerta utile di punta (N-2)	366,9	403,9	473,8
Interrompibilità	12,0	12,0	12,0
Domanda max di punta con interrompibilità (N-2 %)	413 (90%)	413 (98%)	413 (115%)

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.

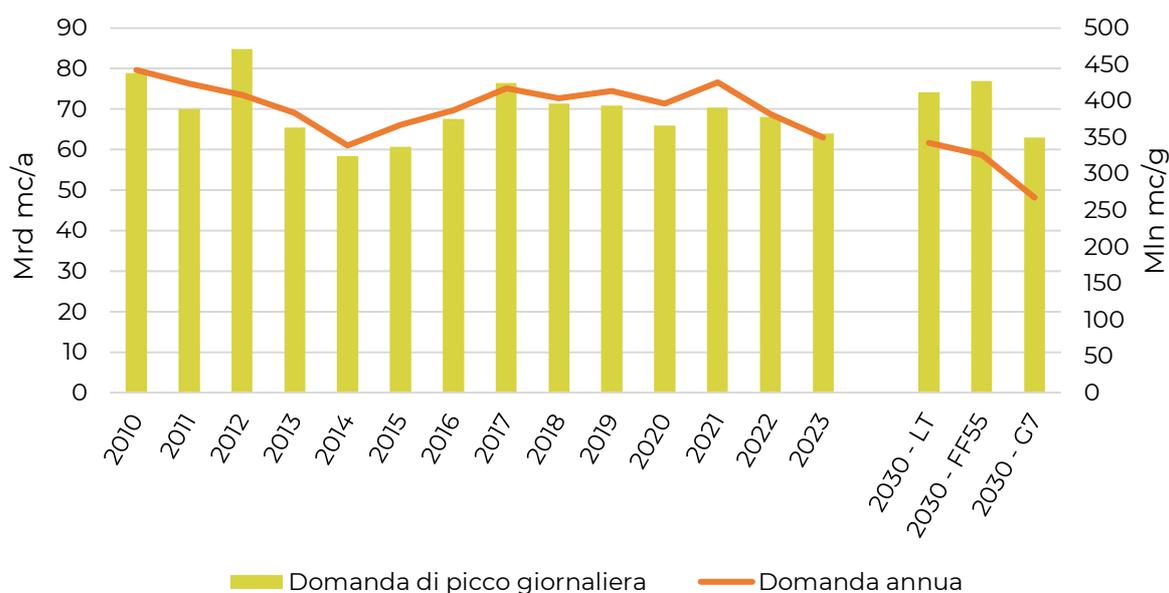


Figura 15 – Domanda storica annua e di picco giornaliera con i tre scenari di evoluzione al 2030. Fonte: Snam ed elaborazioni ECCO

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
Scenario LT	✓	✓ (412)	2030: 77% 2040: 86% 2050: 55%	2030: 9,2 2040: 8,9 2050: 2,8	×
Scenario FF55	✓	- (425; 98%)	2030: 56% 2940: 29% 2050: 25%	2030: 7,4 2040: 2,4 2050: 0,0	-
Scenario G7	✓	✓ (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
Scenario LT	✓	✓ (412)	2030: 29% 2040: 27% 2050: 17%	2030: 7,5 2040: 6,0 2050: 2,4	×
Scenario FF55	✓	✓ (425)	2030: 18% 2940: 7% 2050: 2%	2030: 7,0 2040: 3,3 2050: 0,0	-
Scenario G7	✓	✓ (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
Scenario LT	-	- (412; 92%)	2030: 100% 2040: 100% 2050: 67%	2030: 4,1 2040: 2,3 2050: 2,7	×
Scenario FF55	✓	- (425; 90%)	2030: 92% 2940: 59% 2050: 30%	2030: 7,1 2040: 1,8 2050: 0,0	-
Scenario G7	✓	✓ (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

Gabriele Casseti, Ricercatore Senior sui Sistemi Energetici, ECCO

gabriele.cassetti@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

+39 3396466985

www.eccoclimate.org

Data di pubblicazione:

22 febbraio 2024