

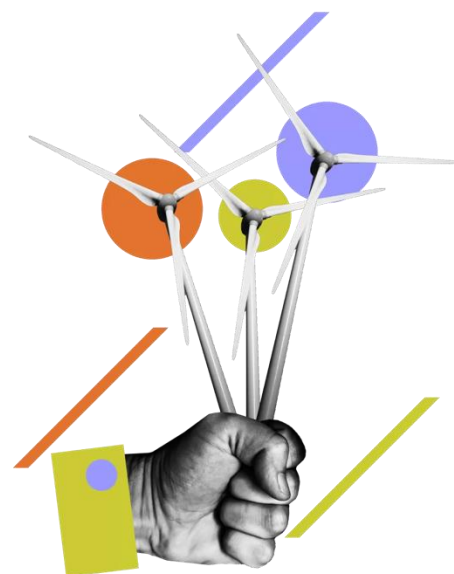


THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

IL GAS TRA CALO DELLA DOMANDA E INFRASTRUTTURE IN ECCESSO

Rischi per la competitività
italiana

ANALISI
SETTEMBRE 2025



Francesca Andreolli

Matteo Leonardi

SOMMARIO

Executive summary	3
1. Introduzione	5
2. Il calo della domanda di gas in italia: dinamiche post crisi energetica e scenari futuri	7
3. Le infrastrutture di trasporto gas in Italia: investimenti storici e scenari futuri	9
3.1 Cenni sulla regolazione	9
3.2 La dimensione dell'infrastruttura gas	10
3.3 Il valore dell'infrastruttura di trasporto storico e previsionale	11
4. L'evoluzione delle tariffe di trasporto gas	15
5. Conclusioni	18

EXECUTIVE SUMMARY

In Italia, la domanda di gas è calata del 19% dal 2021, passando da 76 a 61 miliardi di metri cubi nel 2024. Secondo le previsioni del Governo, contenute nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, si stima un'ulteriore diminuzione a 58, 46 e 24 miliardi di metri cubi rispettivamente entro il 2030, 2040 e 2050. Questo per effetto delle politiche di decarbonizzazione e di rafforzamento della sicurezza energetica nazionale ed europea. Il mutato contesto geopolitico, esacerbato dalla guerra dei dazi con gli USA, impone all'Europa di costruire la propria autonomia energetica puntando su una maggiore indipendenza dalle importazioni estere, attraverso la progressiva sostituzione delle fonti fossili con le fonti rinnovabili. In questo senso il ridimensionamento del ruolo del gas come combustibile di transizione avrà degli effetti sull'uso delle infrastrutture di rete del gas stesso. **Il passaggio del gas nei condotti non continuerà in modo perpetuo e richiederà una nuova pianificazione in grado di prevedere tempi e volumi di uscita, per evitare che i costi della transizione ricadano in modo inefficiente e sproporzionato sui consumatori.**

Lo studio evidenzia la correlazione tra gli investimenti infrastrutturali e le tariffe di trasporto. **Se gli investimenti previsti nei piani decennali degli operatori di rete (13,6 miliardi di €) venissero confermati le tariffe aumenterebbero in modo significativo: tra il 18% e il 66% al 2030 e fino al 483% al 2050, a seconda dello scenario di riduzione della domanda considerato.** Nello scenario di domanda centrato sugli attuali obiettivi del *Fit For 55*, le tariffe raddoppiano entro il 2040. Solo nel caso in cui gli investimenti, previsti oggi, si limitino a quelli già avviati (5,9 miliardi di €), l'aumento al 2040 è più contenuto, ma comunque rilevante (il 12% su un prezzo del gas ipotizzato attorno ai 20 €/MWh al 2050). Tali valutazioni si basano su ipotesi conservative che non includono i costi di dismissione, quelli di coordinamento con la rete di distribuzione e sostituzione post-2033, rendendo quindi sottostimato il fabbisogno reale di investimenti. Inoltre, la quota crescente di gas rinnovabili (biometano e idrogeno verde) e le tecnologie di cattura della CO₂, necessari a sostituire il metano nella transizione, con i loro costi di produzione elevati manterranno alta la pressione sui prezzi della *commodity*, alimentando di conseguenza la volontà di emancipazione dalla rete gas.

Oggi il sistema regolatorio garantisce il ritorno degli investimenti indipendentemente dall'effettivo utilizzo della rete, trasferendo il rischio interamente sui consumatori. Questo rischia di incentivare sovrainvestimenti non giustificati né dalla sicurezza energetica né dagli obiettivi di decarbonizzazione. Le imprese, di canto loro, si assumono un rischio minimo. Lo spiega Snam stessa all'interno della [Relazione finanziaria annuale 2024](#) quando, nell'analizzare i 'fattori di rischio e incertezza' legati nello specifico alla transizione energetica, scrive: *in forza di tale meccanismo, circa il 99,5% dei ricavi complessivi dell'attività di trasporto consentiti risulta garantito.*

Il valore degli asset infrastrutturali regolati (la cosiddetta RAB) è già in aumento di un 4% annuo dal 2019, e ha raggiunto i 20,6 miliardi di € al 2024. Crescita che è in parte spiegata dagli effetti inflattivi, ma in parte anche da un aumento degli investimenti. Già oggi si stima che senza nuovi interventi l'infrastruttura di trasporto di Snam sia completamente ammortizzata intorno al 2045, quando, secondo il Governo, la domanda di gas sarà inferiore del 43% rispetto al 2024.

Con politiche e investimenti nel settore energetico che spingono verso la riduzione dei consumi di gas metano è importante che la regolazione si ponga il problema di come bilanciare la tutela dei consumatori con la garanzia di remunerazione degli operatori. **Investire risorse in infrastrutture che hanno bisogno di 45 anni per essere ammortizzate, andando oltre le tempistiche previsionali di domanda gas, espone gli utenti a un significativo rischio volume.** Tali

investimenti sovradimensionati non lasciano spazio a un approccio regolatorio più ragionevole che stabilisca tempi più rapidi di ammortamento. Si verificherebbe un incremento del valore degli asset da ripagare e di conseguenza tariffe più alte, con ulteriore aggravio del problema.

Come da Direttiva UE (Direttiva 2024/1788) sui mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che impone agli Stati membri di garantire l'elaborazione di piani di disattivazione della rete di distribuzione nel caso di riduzione della domanda di gas naturale, **è necessario che i regolatori richiedano un piano di uscita dal gas, incluso trasporto e distribuzione, al fine di integrarlo all'interno di una pianificazione coordinata delle infrastrutture del gas e dell'elettricità. Tale pianificazione evita che i costi della transizione diventino un freno alla competitività del sistema e un onere insostenibile per i cittadini.**

1. INTRODUZIONE

Il gas naturale copre oggi circa il [35%](#) del consumo interno lordo di energia in Italia, e rimane la fonte energetica principale in alcuni settori, dalla generazione elettrica, ai processi industriali e al riscaldamento. Per il suo trasporto e distribuzione nei decenni passati è stato necessario costruire chilometri di rete – solo i gasdotti di trasporto in Europa hanno una lunghezza di 130.000 km -, e il modello regolatorio definito a livello europeo e nazionale è stato funzionale a tale sviluppo, con l'obiettivo di garantire, nell'interesse pubblico, un meccanismo tariffario che fosse efficiente, equo, *cost-reflective*, e certo in termini di ritorno degli investimenti. Questo per assicurare la fruibilità di un servizio di pubblica utilità a tutti gli utenti.

Ma il ruolo del gas nel mix energetico vedrà un progressivo ridimensionamento nei prossimi decenni, per effetto della decarbonizzazione e dell'autonomia energetica europea, e l'uso delle infrastrutture per il suo trasporto e distribuzione non continuerà in modo perpetuo. È già calato del 20% dal 2019. Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) l'”[Età dell'oro del gas](#)” è terminata, e il consumo globale di gas dovrà ridursi, con tempistiche diverse tra i paesi, dell'80% al 2050 per rimanere allineato con gli impegni internazionali dell'Accordo di Parigi. A livello europeo, la diminuzione nell'uso della rete è stimata nell'ordine del 71-73% tra 2019 e 2050 in coerenza con la proposta della Commissione Europea di ridurre le emissioni del 90% (rispetto al 1990) entro il 2040, come step intermedio per la neutralità climatica al 2050. A livello italiano, nel Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (PNIEC) il Governo si è impegnato a ridurre il consumo di gas naturale del 24% al 2030 e 39% al 2040 (rispetto al 2021).

A livello europeo diversi studi¹²³⁴ si sono posti la domanda di come gestire una rete infrastrutturale gas dal punto di vista regolatorio e tariffario in un processo che vede la domanda gas in progressivo calo: in uno scenario di graduale phase-out del gas, un numero sempre minore di consumatori dovrà sostenere i costi di gestione delle infrastrutture e l'ammortamento dei costi sommersi della rete. Un numero crescente di utenti si staccherà dalla rete, per l'elettrificazione dei consumi, rinnovabili ed efficienza energetica, e le tariffe di rete aumenteranno: il regolatore britannico Ofgem stima una crescita di un fattore 10 entro 20 anni; in Austria le stime sono di un aumento fino a 4 volte entro il 2040; per Germania e Francia le proiezioni indicano rispettivamente un aumento di 5 e di 3 volte.

Questi studi mostrano il rischio che parte dei costi di trasmissione del gas potrebbe diventare *stranded* a causa della diminuzione della domanda di gas. In tale scenario, gravare i consumatori gas, specialmente i più piccoli, di costi di infrastrutture non più utilizzate andrebbe contro ai principi stessi della regolazione - efficienza, equità, economicità, coerenza con la tutela ambientale.

In questo contesto, lo studio mira a quantificare, a partire dalla stima previsionale del valore degli asset infrastrutturali attuali e futuri, l'impatto delle scelte di investimento degli operatori di trasporto gas sulle tariffe di rete, ipotizzando tre scenari di evoluzione della domanda di gas nazionale al 2050. Dopo una prima analisi, pubblicata a inizio 2024, sull'effettiva necessità per l'Italia di investire in nuove infrastrutture gas a garanzia della sicurezza energetica nazionale ed europea in un contesto di

¹ Pototschnig et al. (2021), [Sector coupling and the evolution of the gas sector: new tariffication principles for gas infrastructure?](#)

² Rosenow et al. (2024), [The elephant in the room: How do we regulate gas transportation infrastructure as gas demand declines?](#)

³ REF Ricerche (2021), [La distribuzione di gas naturale nella transizione energetica.](#)

⁴ REF Ricerche (2022), [La regolazione europea del mercato del gas tra transizione energetica ed emergenza geopolitica.](#)

instabilità geopolitica, questo secondo studio ha l'obiettivo di inquadrare i costi futuri e il loro impatto economico sui consumatori finali. Questo lavoro è il primo di una serie di pubblicazioni finalizzate a mostrare i rischi della mancanza di un piano di phase-out dal gas all'interno della strategia energetica nazionale e della sua *governance*: da un'estensione dell'analisi sulle tariffe di distribuzione gas, alla valutazione dei rischi climatici e finanziari legati agli *stranded cost* infrastrutturali, fino a una valutazione approfondita dei Piani di transizione del settore *oil&gas*.

L'analisi mira a far emergere come le reti abbiano rappresentato un asset strategico, ma se non adeguatamente inquadrato in una visione integrata del sistema energetico rischiano di diventare *stranded cost* a carico dei consumatori finali e della competitività del sistema. Avere una visione integrata significa inquadrare l'uscita dal gas all'interno della regolazione, pianificandola in maniera coordinata e coerente con lo sviluppo delle rinnovabili, dell'elettrificazione dei consumi, dell'efficienza energetica, della sostituzione con gas rinnovabili e idrogeno, a partire dalla loro fattibilità tecnico-economica.

2. IL CALO DELLA DOMANDA DI GAS IN ITALIA: DINAMICHE POST CRISI ENERGETICA E SCENARI FUTURI

A due anni dalla crisi energetica del biennio 2021-2022, la domanda italiana di gas naturale rimane inferiore di 12 miliardi di mc rispetto al livello del 2019, ultimo anno prima della pandemia (corrispondente a un **-17% rispetto ai 74,3 miliardi di mc del 2019**). Rispetto al 2021 il consumo di gas è diminuito del 10% nel 2022 (68,4 miliardi di mc) e del 19% nel 2023 (61,5 miliardi di mc), con una riduzione anno su anno, dal 2021 al 2023, del 10%, a conferma di come non si tratti di un effetto a breve termine destinato a rientrare su livelli storici ma mostri, al contrario, elementi strutturali. Nonostante dalla primavera del 2023 in poi il mercato gas abbia mostrato maggiore stabilità e una sorta di equilibrio, seppur più fragile del precedente con prezzi medi più alti e volatili, **nel 2024 la domanda italiana di gas è rimasta attorno ai 61 miliardi di mc**. Nei primi otto mesi del 2025 si conferma una riduzione media del 17% rispetto agli stessi mesi del 2021, con dinamiche leggermente differenti nei tre macrosettori di consumo (comparto industriale, comparto della distribuzione - composto prevalentemente dal settore civile e dalle imprese di natura non industriale quali i servizi -, comparto termoelettrico). La leggera ripresa del 2025 è trainata dal termoelettrico per effetto della quasi completa chiusura del carbone, della minore producibilità idroelettrica e del più basso import estero, non totalmente compensate dalla maggior produzione solare. In ogni caso, **buona parte della riduzione dei consumi può essere considerata strutturale a seguito delle azioni di risparmio, degli interventi di efficientamento energetico e dello sviluppo delle rinnovabili**.

La distribuzione è il primo comparto in termini di minor consumi, con un -19% nel periodo gennaio-agosto tra 2025 e 2021. Maggiormente influenzato dalla variazione delle temperature invernali, il consumo del settore civile è assai correlato alla stagionalità, con un calo più importante nei mesi autunnali e invernali, a testimoniare la trazione dell'uso per riscaldamento. Tuttavia, oltre alla temperatura hanno contribuito anche il cambiamento nelle abitudini e le iniziative di efficientamento energetico (e.g., Ecobonus e Superbonus).

A seguire l'industria che, nello stesso periodo, ha ridotto i propri consumi di gas di quasi il 17%. In questo settore le azioni di risparmio sono più strettamente legate agli aumenti di prezzo e rispondono con maggiore immediatezza all'aumento dei costi di produzione. Anch'essa grazie agli interventi di efficientamento mantiene un pattern di risparmio costante nel tempo.

In ultimo, la generazione termoelettrica mostra una riduzione di oltre il 14% nel 2025 rispetto al 2021. Grazie allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, cresciute di 16 GW tra 2024 e 2021, e a una forte ripresa della produzione idroelettrica (+36% tra 2023 e 2022 e +30% tra 2024 e 2023), i prelievi del settore termoelettrico flettono di 5 miliardi di mc tra 2024 e 2021. Nel 2025 il settore mostra una ripresa per effetto del ritorno della produzione idroelettrica a livelli storici (-21% nel periodo gen-ago tra 2025 e 2024) e del quasi totale spegnimento della generazione a carbone (-16% nello stesso periodo), compensati tuttavia dalle rinnovabili la cui produzione è in continua crescita (+21,5% per la produzione fotovoltaica nello stesso periodo).

In questa nuova normalità del mercato del gas, dove i prezzi sono maggiormente correlati ai livelli espressi dagli equilibri di domanda e offerta di gas globali, con operatori maggiormente avversi al rischio, alcune dinamiche attivate durante la crisi energetica hanno tutte le specifiche per essere considerate strutturali. L'attuale contesto geopolitico e [l'imposizione di dazi da parte degli Stati Uniti](#) hanno certamente spinto verso nuovi impegni di acquisto di Gas Naturale Liquefatto (GNL), ma hanno soprattutto evidenziato come [la vera sicurezza e autonomia strategica dell'Europa risieda nella capacità di ridurre la dipendenza dalle fonti fossili](#), risorse di cui il continente è strutturalmente privo. In questo scenario, **è evidente la tendenza a una progressiva contrazione dei consumi, che si realizzerà con intensità variabile in funzione della rapidità con cui verranno attuati i processi**

di elettrificazione, significativamente più efficienti rispetto alle tecnologie termiche, contestuali alla penetrazione delle rinnovabili.

Nel lavoro abbiamo ipotizzato tre differenti scenari di domanda nazionale che tenessero in considerazione le variabili e le dinamiche settoriali sopra descritte:

- **Un settore elettrico** fortemente influenzato dalla crescita della capacità e della produzione rinnovabile che copre ormai più del 40% del fabbisogno elettrico nazionale. L'aumento delle FER è da considerarsi una variabile certa e con il minimo rischio, date le tendenze del mercato e le indicazioni fornite dal PNIEC, il quale traspone l'obiettivo di sviluppo delle FER, vincolante per gli Stati Membri, come da Direttiva Europea sull'Energia Rinnovabile (*Renewable Energy Directive – RED III*).
- **Un settore civile** che nel medio-lungo termine vedrà una sempre maggiore riduzione della domanda per effetto dell'efficienza energetica, dell'elettrificazione dei consumi, dell'incremento delle temperature con effetto diretto sul fabbisogno di energia per il riscaldamento, e del progressivo calo demografico.
- **Un settore industriale** che, rispetto ai primi due, vedrà una domanda di gas scendere più lentamente. Il calo che si registrerà maggiormente nei settori a bassa temperatura (e.g., tessile e alimentare), grazie a elettrificazione ed efficienza energetica, verrà in parte compensato da un impiego nella produzione di acciaio per il passaggio, auspicabile ma ancora ipotetico, dell'acciaieria ex-Ilva di Taranto alla tecnologia DRI (*Direct Reduced Iron*).

Nello studio abbiamo ipotizzato gli scenari di domanda nazionale di gas come da Figura 1 che differiscono tra loro per una diversa velocità di realizzazione e attuazione delle variabili sopra descritte e di conseguenza un diverso grado di conformità rispetto agli obiettivi climatici. Per maggiori dettagli circa le ipotesi alla base di essi si rimanda a un precedente studio "[Lo stato del gas: quali infrastrutture servono all'Italia?](#)".

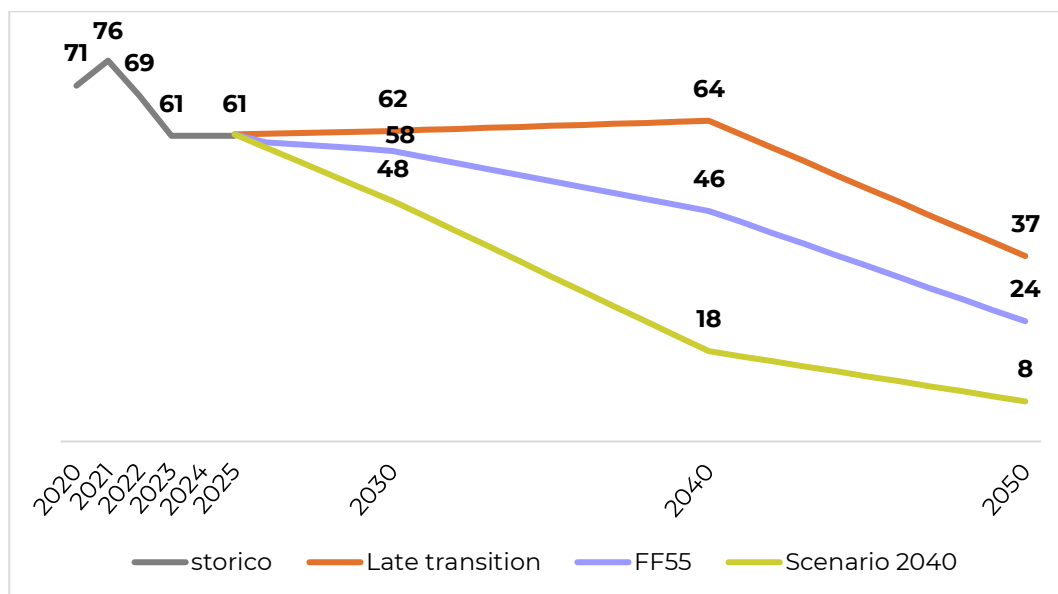


Figura 1 – Domanda storica di gas in Italia dal 2020 al 2024, e scenari di evoluzione al 2030, 2040 e 2050 [miliardi di mc/anno]. Fonte: MASE, Snam ed elaborazioni ECCO

3. LE INFRASTRUTTURE DI TRASPORTO GAS IN ITALIA: INVESTIMENTI STORICI E SCENARI FUTURI

3.1 CENNI SULLA REGOLAZIONE

Il servizio di trasporto è un monopolio naturale e per questo è un'attività regolata⁵. Il modello regolato serve a garantire stabilità, coordinamento e investimenti a lungo termine: all'impresa di trasporto è concessa la fornitura del servizio in cambio di obblighi relativi alla disponibilità, fruibilità e qualità del servizio stesso.

Le norme relative ai criteri per la determinazione dei ricavi riconosciuti e delle tariffe per l'utilizzo delle infrastrutture sono tra gli ambiti normativi interessati dalla regolazione. **Il modello attuale prevede che le tariffe di rete, pagate dagli utenti, garantiscano la copertura integrale di tutti i costi sostenuti dai gestori di rete che hanno quindi certezza del ritorno sugli investimenti effettuati.** In particolare, la disciplina prevede che ARERA sia chiamata ad approvare le proposte tariffarie formulate dagli operatori di rete stessi. **Con tale meccanismo le imprese di trasporto si assicurano una garanzia completa sui ricavi**, e il rischio volume è completamente a carico dei consumatori: **l'intero costo della rete è pagato dagli utenti attraverso le tariffe indipendentemente dal grado di utilizzo della rete stessa.** Per le imprese il rischio è minimo. Ad spiegarlo è Snam stessa che all'interno della Relazione finanziaria annuale 2024⁶, nell'analizzare i 'fattori di rischio e incertezza' legati nello specifico alla transizione energetica, scrive: *in forza di tale meccanismo, circa il 99,5% dei ricavi complessivi dell'attività di trasporto consentiti risulta garantito.*

Se in passato tale approccio, giustificato dalla natura monopolistica del settore, ha favorito investimenti privati e una diffusione infrastrutturale capillare, **oggi, con politiche e investimenti nelle rinnovabili e elettrificazione che spingono verso la riduzione dei consumi di gas, la regolazione deve meglio bilanciare la tutela dei consumatori con la garanzia di remunerazione degli operatori.**

I costi garantiti dovrebbero corrispondere ai costi necessari e giustificabili per gestire, mantenere e innovare l'infrastruttura **in maniera efficiente.** Questo implica che, in un processo che vede il consumo di gas comunque ridursi del 40% al 2050, lo sviluppo di nuove infrastrutture, che necessitano 45 anni per essere ripagate, sia coerentemente valutato all'interno di un quadro che integri lo sviluppo delle rinnovabili, dell'elettrificazione dei consumi, dell'efficienza energetica, dei gas rinnovabili e dell'idrogeno, tenendo conto le diverse potenzialità, distribuzione geografica e settori di utilizzo. Dal momento che le imprese regolate non si assumono alcun rischio legato al volume effettivamente trasportato, è doveroso che i costi legati allo sviluppo infrastrutturale non prevalgano sugli effettivi fabbisogni di consumo. Il rischio è un sovra-dimensionamento e un sovra-investimento infrastrutturale con significativi effetti negativi sulla economicità dei costi per i consumatori.

Secondo le finalità di carattere generale individuate nella legge 481/95 la regolazione dovrebbe, attraverso un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, garantire adeguati livelli di qualità nel servizio, **in condizioni di economicità e redditività, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori.** Inoltre, dovrebbe coniugare le esigenze di sviluppo infrastrutturale, **derivanti dagli obiettivi di decarbonizzazione dell'energia**, con le esigenze di economicità ed efficienza nella gestione e nello sviluppo delle reti, a beneficio degli utenti. Con

⁵ È regolato ai sensi del Decreto Legislativo 23 maggio 2000 n. 164 (c.d. "Decreto Letta") sulla base di specifici provvedimenti definiti dall'Autorità di Regolazione per l'Energia, le Reti e l'Ambiente (ARERA).

⁶ Snam (2025), [Relazione finanziaria annuale 2024](#), pag. 97.

queste finalità è in atto un progressivo e graduale superamento dell'attuale approccio di riconoscimento dei costi a favore di un approccio integrato (cd. ROSS) che responsabilizzi maggiormente gli operatori ed eviti sovra-investimenti o priorità di investimento non sufficientemente orientati all'utilità del sistema. Questo dovrebbe maggiormente incentivare le imprese all'efficienza della spesa totale (Capex + Opex), anziché premiare le imprese che fanno alti investimenti in Capex. Tuttavia, complementare a tale processo è la necessità di valutare coerentemente le scelte di investimento future al fine di assicurare un sistema efficiente e competitivo.

In questo senso lo studio ha lo scopo di valutare gli impatti economici delle decisioni di investimento degli operatori di rete sul costo degli utenti finali attraverso una stima delle tariffe di trasporto nel medio e lungo termine.

3.2 LA DIMENSIONE DELL'INFRASTRUTTURA GAS

Il sistema italiano di trasporto è composto da 35.436 km di rete, e otto sono le imprese che ne gestiscono il servizio: tre operano sulla rete nazionale (10.597 km) e regionale (24.839 km) e cinque solo sulla rete regionale. Il gruppo Snam (composto da Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas) ne possiede il 93% con 32.925 km. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia (SGI), che complessivamente gestisce il 5,1% della rete. La società Retragas, del gruppo A2A, è la terza con una quota dell'1,1%. Vi sono poi altri cinque operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.



Figura 2 – La dimensione e gli operatori dell'infrastruttura gas in Italia

Questo lavoro si concentra sulla rete di trasporto che è solo una parte dell'infrastruttura gas. Gli impatti economici analizzati rappresentano quindi solo una quota dei rischi legati all'aumento degli asset infrastrutturali gas che si sta pianificando in contraddizione con il processo di uscita dal gas, avviatosi in ottica di decarbonizzazione e indipendenza energetica. Anche i nuovi investimenti nella rigassificazione, distribuzione e stoccaggio, aventi una vita utile tra i 25 e i 60 anni, se non necessari, saranno sottoutilizzati e comporteranno costi non recuperabili che peseranno sulla competitività.

Tra le variabili che determineranno pressioni sul prezzo del gas sono da considerare inoltre:

- **I costi di distribuzione.** In una pubblicazione successiva ECCO presenterà simulazioni analoghe applicate ai diversi ambiti territoriali, mettendo in luce le differenze zonali. Per esempio, una più veloce riduzione della domanda gas al Sud, per effetto di maggiori potenziali di elettrificazione, avrà un impatto differente sulla distribuzione gas in queste aree. E non tenere in considerazione questo nelle scelte di investimento e nella regolazione rischia un uso inefficiente e non equo delle

risorse. Un caso limite è rappresentato dalla Sardegna dove si stanno realizzando investimenti per la metanizzazione i cui costi sono socializzati su tutti i consumatori. La regolazione ha previsto fino al 2031 una componente fissa per singola utenza di oltre 2000 € con lo scopo di allineare le tariffe sarde con quelle del meridione e ridistribuire i costi dei nuovi investimenti gas su tutti gli utenti. Investimenti non necessari che metteranno maggiore pressione sul costo del gas esacerbando il problema di come gestirne l'uscita.

- **Il rischio di *stranded cost* legato ai nuovi investimenti** infrastrutturali, a partire dai terminali di rigassificazione. A febbraio 2024 ECCO ha pubblicato uno [studio](#) che analizza la necessità di nuovi investimenti in infrastrutture gas per diversificare le fonti di approvvigionamento e fare dell'Italia l'hub del gas europeo. L'analisi mostra come uno sviluppo eccessivo di nuove infrastrutture, a partire dai terminali di rigassificazione (Vado Ligure, Porto Empedocle e Gioia Tauro), non sia giustificato né da ragioni tecniche né dall'instabilità geopolitica che caratterizza il mercato gas. I nuovi terminali sarebbero sottoutilizzati generando a breve *stranded cost*.
- **Il mercato del gas che continua a essere teso** per effetto del contesto geopolitico determinando prezzi che rimangono alti e volatili (oscilla oggi attorno ai 35 €/MWh rimanendo al di sopra dei valori pre-crisi di circa 20 €/MWh). Il nuovo equilibrio sul mercato del gas (ormai globale e sempre più spostato sul GNL - più costoso del gas via tubo) determina un'accelerazione del processo di decarbonizzazione riducendo i volumi importati dall'estero e assicurando così sicurezza e indipendenza energetica.
- **Lo spostamento verso gas rinnovabili quali biometano e idrogeno che hanno costi di produzione maggiori di fonti concorrenti**, a partire da un vettore elettrico decarbonizzato. Il biometano riceve oggi una [tariffa incentivante vicina ai 130 €/MWh](#) per un costo totale dell'incentivo stimato in oltre 2 miliardi all'anno, mentre l'idrogeno verde richiede ancora uno sviluppo tecnologico e una riduzione dei costi di investimento per essere competitivo ed è comunque un multiplo di costo del kWh elettrico.

3.3 IL VALORE DELL'INFRASTRUTTURA DI TRASPORTO STORICO E PREVISIONALE

Una delle voci principali per la determinazione dei costi che le società recuperano attraverso le tariffe è la RAB (*Regulated Asset Based*). Essa definisce il valore del capitale investito da un'impresa per fornire il servizio e corrisponde al **valore delle attività soggette a regolamentazione**. Questo valore è il costo storico rivalutato degli asset e, insieme agli ammortamenti economico-tecnici e ai costi operativi, viene utilizzato per determinare i ricavi riconosciuti e di conseguenza le tariffe che le società di trasporto e distribuzione applicano ai clienti.

Per stimare l'evoluzione delle tariffe di rete nei diversi scenari di domanda gas abbiamo valutato la RAB attuale e futura delle società che gestiscono il servizio di trasporto gas. Per la RAB futura abbiamo utilizzato i piani decennali di sviluppo degli operatori dove le tipologie di spesa sono quantificate e pianificate nel tempo con maggior dettaglio.

La RAB, ossia il **valore degli asset dell'attuale infrastruttura di trasporto**, è stimato in 20,6 miliardi di € al 2024 ed **è in crescita del 4% annuo** dal 2019 (17,3 miliardi di €). I metanodotti (condotte e derivazioni) sono il cespite più rilevante con un peso di circa il 75% sul totale. La crescita tra 2019 e 2024 è dovuta in maggior parte all'effetto inflattivo ma per un quarto anche all'effetto dei nuovi investimenti.

Con 19,4 miliardi di €, Snam possiede il 95% del valore di questi asset, che hanno una vita utile residua stimata in 21 anni. In altre parole, **senza nuovi investimenti l'infrastruttura di trasporto attuale di Snam sarebbe completamente ammortizzata intorno al 2045**, quando la domanda di gas sarà inferiore del 43% (rispetto al 2024) nello scenario intermedio FF55.

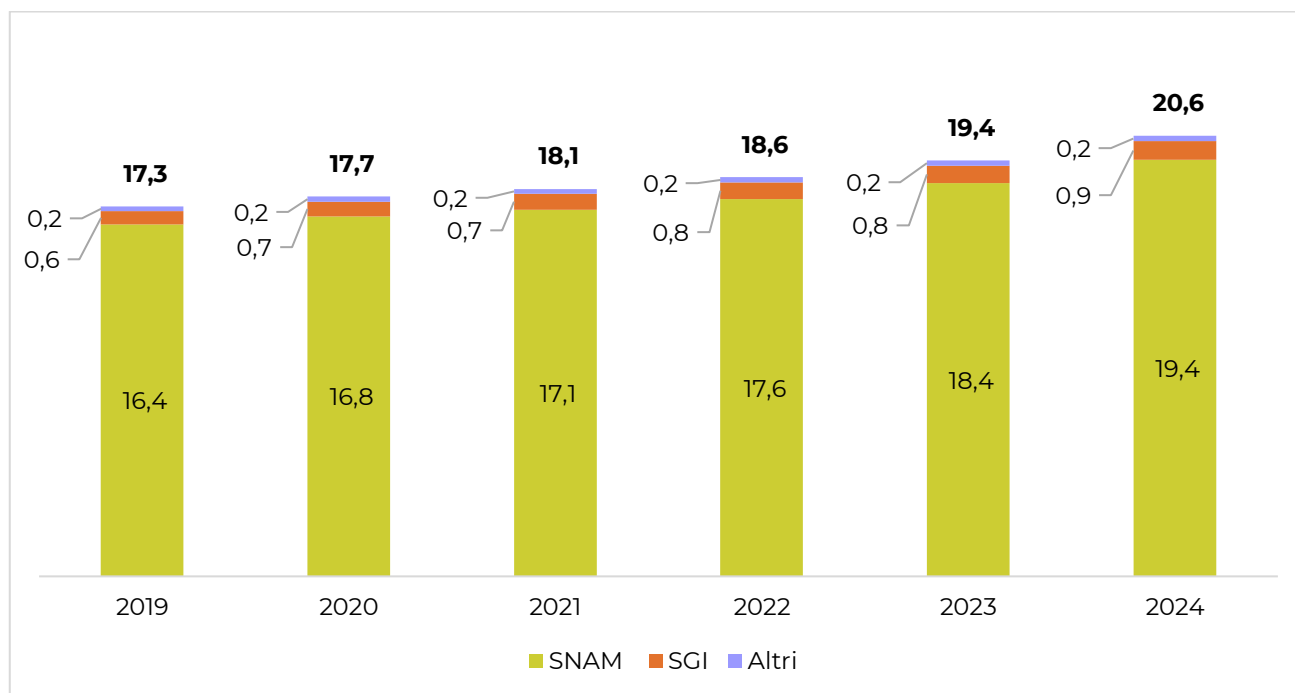


Figura 3 – Evoluzione della RAB di trasporto gas dal 2019 al 2024 [miliardi di €]. Fonte: elaborazioni ECCO sulla base delle Delibere di approvazione dei ricavi riconosciuti e determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto e misura del gas naturale pubblicate da ARERA

Sulla base dei piani decennali di sviluppo è stato stimato l'evolversi del valore della RAB di trasporto. Questi piani includono sia gli investimenti con decisione finale di investimento (*Final Investment Decision* – FID) positiva, e quindi pronti alla realizzazione, sia quelli in fase pre-FID che ancora non sono approvati in via definitiva. Per questa ragione abbiamo ipotizzato due scenari di nuovi investimenti nella rete di trasporto:

- Uno **scenario Low** che include solo gli investimenti previsti a piano con FID positiva per un totale di 5,9 miliardi di €
- Uno **scenario High** che comprende tutti gli investimenti previsti a piano, anche quelli di Enura riguardanti la metanizzazione della Sardegna, per un costo totale di 13,6 miliardi di €⁷.

In Figura 4 si riporta in particolare il dettaglio degli investimenti previsti a piano nel periodo 2025-2033⁸. Gli interventi di mantenimento della rete coprono solo 2,4 miliardi di €. Vi sono 2,1 miliardi per la Linea Adriatica (già FID per la fase 1 e 2), 0,9 miliardi per nuovi metanodotti e 0,6 per gli allacciamenti di nuovi impianti di rigassificazione. Tutti investimenti che in uno scenario di domanda gas che prevede una piena integrazione tra rinnovabili, efficienza energetica ed elettrificazione dei consumi non risultano necessari e giustificabili ai fini della sicurezza energetica, come emerge dal nostro precedente studio "[Lo stato del gas: quali infrastrutture servono all'Italia?](#)".

Inoltre, se si analizzano gli ultimi piani decennali del principale operatore di trasporto si può osservare come le spese totali messe a piano siano generalmente in aumento. Erano 12,5 miliardi nel Piano 2021-2030 e sono salite a 15,8 miliardi nel Piano 2023-2032. Snam valuta lo sviluppo della rete sulla

⁷ Nel piano decennale di Snam tra i nuovi investimenti di sviluppo non-FID risultano l'allacciamento della FSRU in Alto Tirreno, la Virtual Pipeline in Sardegna, il potenziamento dell'export da Tarvisio, ulteriori potenziamenti della capacità di trasporto da Sud, il gasdotto Matagiola-Massafra in Puglia legato ai flussi di importazione dal TAP e alla linea Adriatica, l'interconnessione con Malta.

⁸ Il [Piano decennale 2023-2032 di Snam](#) (pag. 84) pianifica le spese totali con dettaglio annuale solo fino al 2027. Nel periodo successivo 2028-2033 si è ipotizzata una distribuzione lineare dei costi rimanenti.

base di scenari effettuati e rivisti annualmente in maniera congiunta con Terna, in cui la domanda gas viene generalmente rivista al ribasso: nel Piano 2021-2030 al 2040 oscillava tra 64,5 e 84,4 miliardi di mc mentre nel Piano 2023-2032 tra 52 e 63 miliardi di mc. Non è chiaro come un consumo previsionale di gas più basso non determini un ribasso anche degli investimenti messi a piano, anzi al contrario ne vede un suo incremento. E anche qualora tali investimenti fossero destinati all'immissione di gas rinnovabili, è importante ricordare che si tratterebbe comunque di una molecola con un costo di produzione superiore rispetto al prezzo attuale del gas naturale e ad altre soluzioni alternative già disponibili.

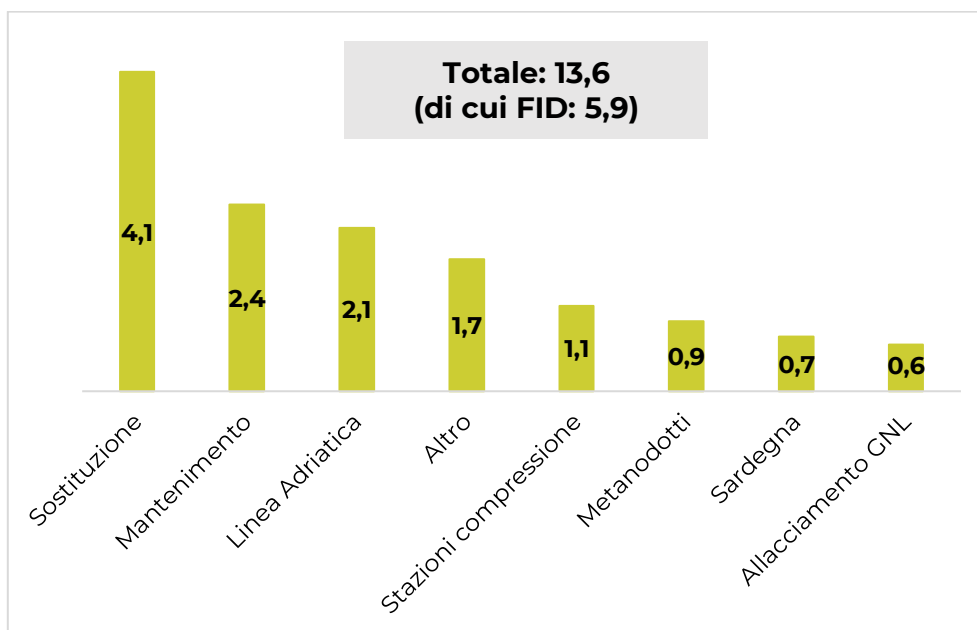


Figura 4 – Dettaglio degli investimenti previsti a piano nel periodo 2025-2033 [miliardi di €]. Fonte: elaborazioni ECCO su piani decennali

Nello **scenario Low**, la **RAB di trasporto gas è stimata crescere fino a un massimo di 23 miliardi di €** nel 2027 per poi progressivamente ridursi fino a 7 miliardi nel 2045, quando si porterà a termine il totale ammortamento degli asset attuali di Snam. Nello **scenario High**, invece, **il valore massimo della RAB è stimato in 27 miliardi di €** al 2032, e scenderà progressivamente a 15 miliardi nel 2045 e 13 miliardi nel 2050.

Le ipotesi sui costi futuri di investimento sono altamente conservative poiché non includono i costi di dismissione e interventi di coordinamento con la rete di distribuzione e, dopo il 2033, prevedono esclusivamente costi di mantenimento della rete per un totale di 3,9 miliardi di € (245 milioni annui ammortizzati in 15 anni) nel caso di scenario High e di 1,7 miliardi di € nello scenario Low.

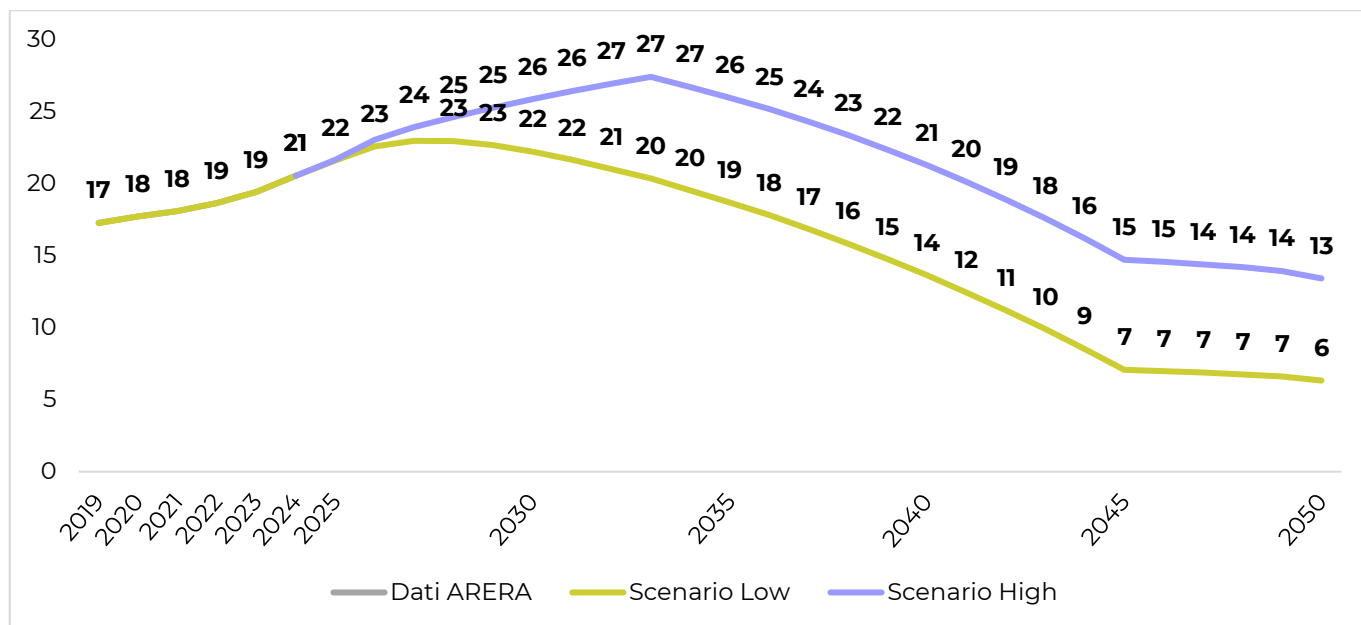


Figura 5 – Dati storici (2019-2024) ed evoluzione fino al 2050 della RAB del trasporto gas [miliardi di €]. Fonte: dati ARERA per lo storico ed elaborazioni ECCO per le stime previsionali

4. L'EVOLUZIONE DELLE TARIFFE DI TRASPORTO GAS

A partire dalla stima del valore degli asset infrastrutturali di trasporto, **il modello** calcola i ricavi garantiti e, dopo averli divisi per la domanda di gas prevista, **fornisce una stima della tariffa unitaria media**. Per la stima delle tre componenti che, sommate, compongono i ricavi garantiti sono state introdotte una serie di ipotesi:

- La **rata di ammortamento** è calcolata tenendo conto una vita utile di 45 anni per i nuovi investimenti (come media pesata sul valore di tutte le categorie di cespiti) e di 15 anni per gli investimenti di mantenimento. La vita utile residua degli asset attuali è stimata, invece, a partire dalle rate di ammortamento fornite da ARERA.
- La **remunerazione della RAB** è calcolata come prodotto tra la RAB previsionale (riportata precedentemente) e il WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), o costo medio ponderato del capitale, ossia il rendimento riconosciuto al capitale investito, il cui calcolo è definito da ARERA per ogni periodo regolatorio ma che può anche essere rivisto all'interno del singolo periodo quando i parametri di mercato cambiano (es., costo del debito, premio per il rischio, *risk-free rate*). Nel modello il WACC previsionale per il calcolo della remunerazione della RAB è stimato al 5,5% (è fissato al [5,9% nel 2024 e 5,5% nel 2025](#)).
- I **costi operativi** previsionali sono stimati come percentuale della RAB per tenere conto della diversa efficienza degli operatori e dell'alta correlazione tra queste due variabili. Lo sviluppo di nuovi gasdotti comporta, infatti, l'aumento dei costi per la manutenzione, nuove perdite, nuovo personale, ecc. Già si nota un aumento dei costi operativi storici nel 2021-2023 per effetto dell'aumento del prezzo del gas su perdite e autoconsumi e del costo del lavoro (+55% per Snam).

Per ogni simulazione e scenario è assunta un'inflazione costante pari al 2%.

Scenario di investimenti "High"

Nello scenario High le tariffe di trasporto crescono già al 2030 in tutti gli scenari per l'effetto combinato dell'aumento di tutte le voci incluse nel calcolo dei ricavi riconosciuti agli operatori - RAB, costi operativi e ammortamenti. Tuttavia, **sebbene il tasso di riduzione della domanda vari nei tre scenari, l'effetto della sua contrazione prevale in tutti i casi, al punto che persino la conclusione del ciclo di ammortamento degli asset attuali produce un impatto riduttivo sulle tariffe solo temporaneo e non sufficiente a invertire la tendenza al rialzo**. Questo emerge chiaramente nello scenario 2040, dove le tariffe crescono in maniera quasi esponenziale e diventano insostenibili già nel medio termine. Si ha una leggera decrescita dovuta al termine della vita utile residua degli asset attuali di Snam attorno al 2045 il cui effetto è solo temporaneo. **L'impatto della diminuzione della domanda, infatti, prevale sulla decrescita della RAB rafforzando l'andamento crescente delle tariffe**.

Nello scenario di domanda FF55 le tariffe aumentano in misura ridotta ma rilevante già al 2030, quando crescono di quasi un +40% rispetto al livello attuale (2024) per poi raddoppiare attorno al 2040.

Anche lo scenario di domanda gas non allineato agli obiettivi climatici (scenario Late Transition) che, contrariamente alla tendenza registrata negli ultimi anni, vede un aumento del consumo di gas fino al 2040 mostra una crescita delle tariffe medie di trasporto già al 2030, le quali rimangono pressoché stabili intorno lo stesso valore fino al 2050.

In sintesi, nello scenario di investimenti High (Figura 6) la crescita della tariffa media di trasporto è stimata:

- Nel medio termine al 2030 (rispetto al 2024):
 - +29% nello scenario di domanda Late Transition
 - +38% nello scenario di domanda FF55
 - +66% nello scenario di domanda 2040
- Nel lungo termine al 2050 (rispetto al 2024):
 - +26% nello scenario di domanda Late Transition
 - +94% nello scenario di domanda FF55
 - +483% nello scenario di domanda 2040

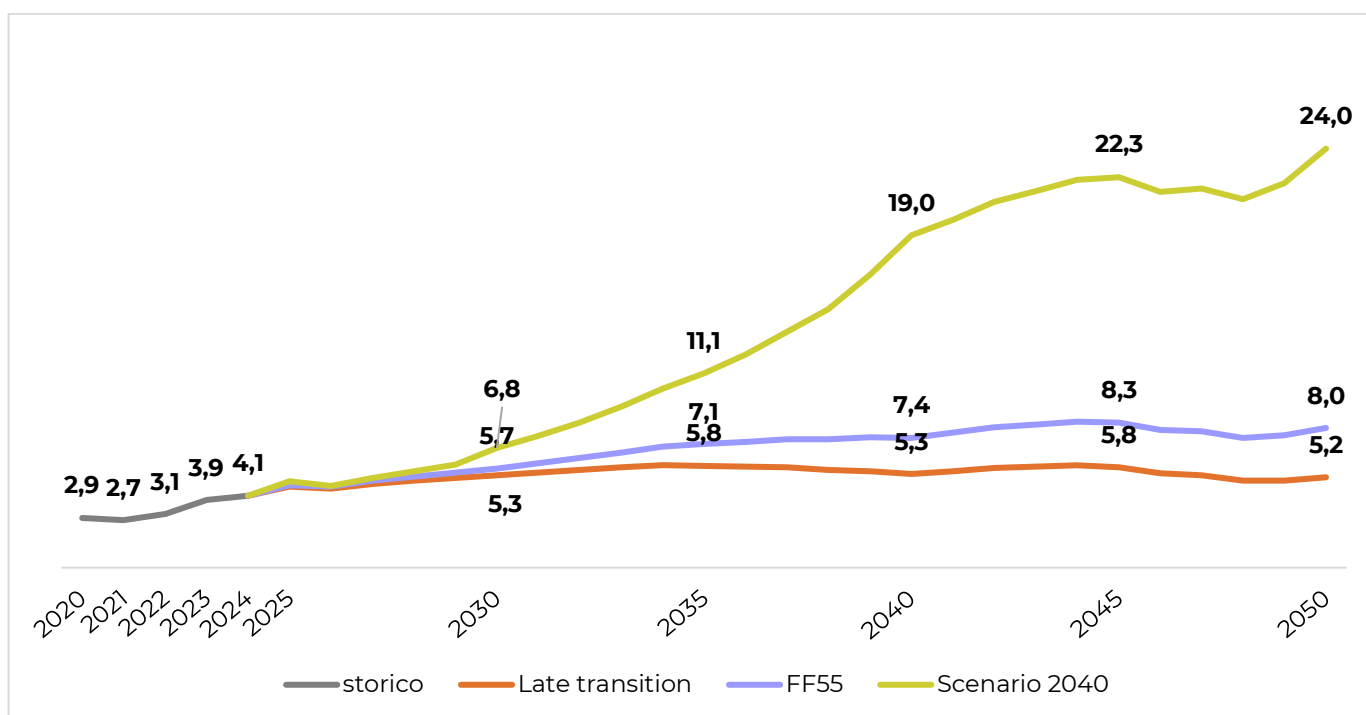


Figura 6 - Stima dell'evoluzione della tariffa media unitaria di trasporto gas nei tre scenari di domanda nel caso di investimenti "High" [€/Smc]. Fonte: elaborazioni ECCO

Scenario di investimenti "Low"

Nello scenario Low le simulazioni mostrano tariffe di trasporto in crescita in tutti gli scenari di domanda fino al 2030 per ripiegare al 2050 a un valore comunque doppio rispetto a oggi. Nello scenario 2040 crescono nel 2042 a un valore che è 3,5 volte superiore a quello attuale (2024). Anche nello scenario di domanda intermedio FF55 il valore massimo si raggiunge nel 2042 ed è 1,4 volte maggiore dell'attuale. L'unico scenario che mostra un punto di massimo attorno al 2030 e successivamente una progressiva decrescita è lo scenario di domanda più alta Late Transition.

Tuttavia, questi **risultati si basano su ipotesi conservative dei costi di investimento**. Essi sono, infatti, sottostimati in quanto non considerano costi di dismissione della rete. Nello scenario Low, infatti, sono considerati solo costi di manutenzione pari in totale a 1,7 miliardi. Con una domanda di gas che rimane alta, e addirittura superiore all'attuale al 2030 (scenario Late Transition), è inverosimile che dopo il 2030 non siano più effettuati nuovi investimenti nella rete, siano essi anche solo di ammodernamento o sostituzione. Gli scenari si basano su ipotesi di investimento definite nel presente. Questa sottostima evidenzia come il rischio di *stranded cost* sia perfino maggiore.

In sintesi, nello scenario di investimenti Low (Figura 7) la variazione della tariffa media di trasporto è stimata:

- Nel medio termine al 2030 (rispetto al 2024):
 - +18% nello scenario di domanda Late Transition
 - +25% nello scenario di domanda FF55
 - +48% nello scenario di domanda 2040
- Nel lungo termine al 2050 (rispetto al 2024):
 - -39% nello scenario di domanda Late Transition
 - -7% nello scenario di domanda FF55
 - +171% nello scenario di domanda 2040

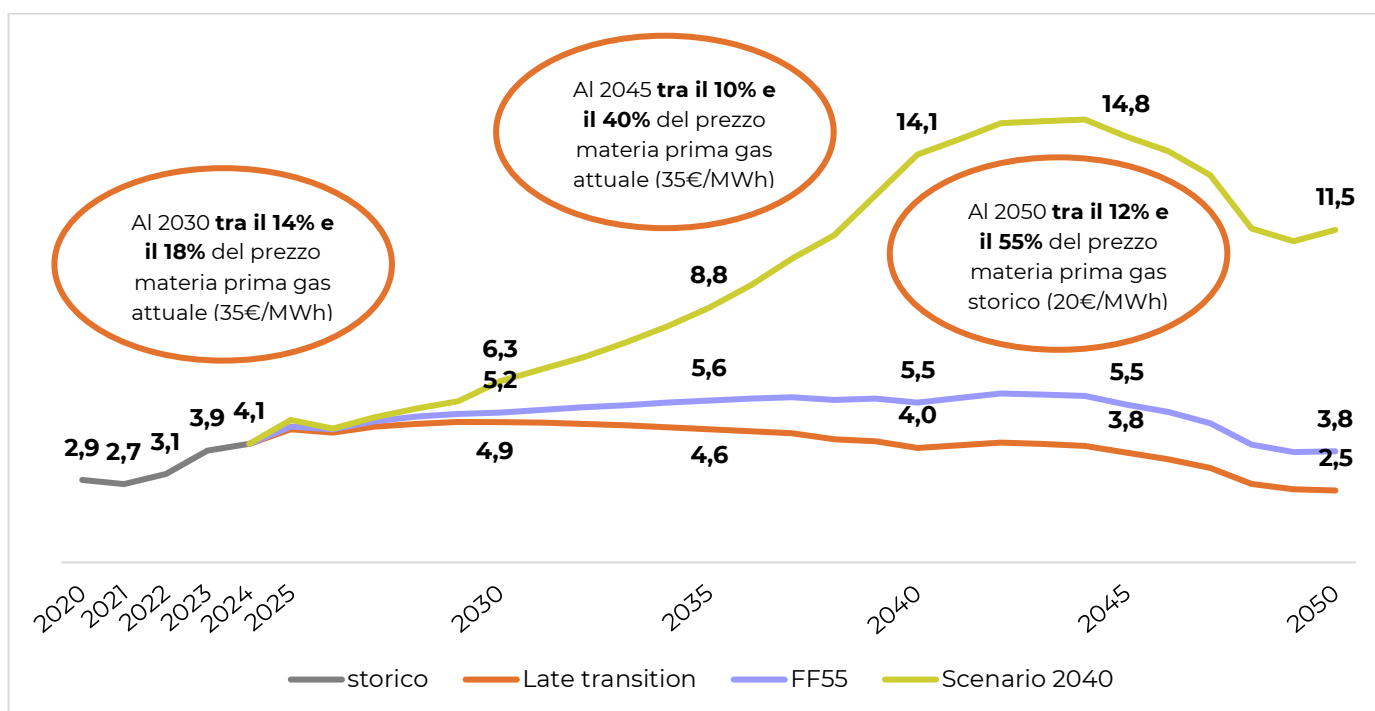


Figura 7 – Stima dell'evoluzione della tariffa media unitaria di trasporto gas nei tre scenari di domanda nel caso di investimenti "Low" [€/Smc]. Fonte: elaborazioni ECCO

Dalle simulazioni si evince che **solamente con il livello minimo di investimenti** (già a piano e pronti per essere avviati) **l'effetto della riduzione della domanda gas sui costi di trasporto viene mitigato dalla contestuale decrescita dei ricavi regolatori, garantiti alle imprese di trasporto attraverso il pagamento delle tariffe da parte dei consumatori finali**. In questo caso i ricavi diminuiscono a un ritmo più sostenuto.

Il lavoro pertanto mette in luce l'impatto delle decisioni di investimento pianificate oggi, raccomandando la necessità di un piano strategico di uscita dal gas al fine di valutarne gli effetti sul costo, sulla protezione dei consumatori e sul rischio di investimenti *stranded*. Si stanno investendo risorse in infrastrutture che hanno bisogno di 45 anni per essere ammortizzate, andando oltre le tempistiche previsionali di domanda gas ed esponendo gli utenti a un significativo rischio volume. Tali investimenti non lasciano spazio a un approccio regolatorio più ragionevole, che ne preveda un ammortamento accelerato attraverso la riduzione della vita utile. Una simile scelta, infatti, comporterebbe un incremento del valore della RAB e, di conseguenza, delle tariffe di rete, aggravando ulteriormente il problema anziché contribuire a risolverlo.

5. CONCLUSIONI

Nel percorso di transizione il ruolo del gas naturale subirà un progressivo ridimensionamento. Il suo fabbisogno verrà in parte ridotto grazie alla diffusione delle fonti rinnovabili – che già oggi contribuiscono per oltre il 40% alla generazione elettrica –, al miglioramento dell'efficienza energetica e all'elettrificazione dei consumi, e in parte sostituito con gas rinnovabili e idrogeno verde. Europa e Italia hanno identificato lo scenario futuro allineato agli obiettivi climatici, ma non affrontano in modo sistemico il tema della transizione in ottica di accompagnamento all'uscita delle fonti fossili.

Se l'obiettivo è realizzare un sistema energetico efficiente e competitivo, serve delineare un piano di uscita dal gas, che tenga conto delle proiezioni di domanda e delle reali necessità di sviluppo infrastrutturale, e che sia inquadrato all'interno dei meccanismi regolatori e tariffari per evitare l'insorgere di costi elevati per i consumatori finali.

L'analisi mostra come gli investimenti individuati nei piani decennali degli operatori di trasporto gas determinino un aumento delle tariffe di trasporto tra il 18% e il 66% al 2030 e fino al 483% (un costo insostenibile) al 2050, a seconda dello scenario di riduzione della domanda considerato.

Solo nel caso in cui gli operatori di rete non confermino nuovi interventi oltre a quelli già avviati (per un costo di 5,9 miliardi) e la domanda di gas rimanga elevata (scenario Late Transition e FF55), il modello mostra la possibilità di mantenere le tariffe di trasporto al valore attuale. Tale scenario è tuttavia poco plausibile alla luce di due importanti considerazioni. La prima riguarda una sottostima degli investimenti considerati che non includono (i) i costi di dismissione della rete, (ii) eventuali costi per il coordinamento con la rete di distribuzione, e (iii) nuovi investimenti dopo il 2033, costi che è improbabile non vengano sostenuti nel momento in cui la domanda diminuisce più lentamente. La seconda considerazione sottolinea come il maggiore contributo di gas rinnovabili, quali biogas, biometano e idrogeno verde, e di tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ determinerà un significativo incremento dei costi della materia prima. Questo scenario, che nello specifico del segmento della trasmissione potrebbe apparire come il più economicamente ragionevole, presuppone l'impiego di fonti energetiche progressivamente più costose, a confronto con un vettore elettrico sempre più decarbonizzato e competitivo. Con l'aumento dei costi, un numero crescente di utenti sceglierà di disconnettersi da quella fonte, a meno che non sia forzato a rimanervi connesso tramite una regolazione e una fiscalità distorsiva, con un impatto rilevante sulla competitività e sui costi sociali.

Indirizzare risorse in nuovi investimenti infrastrutturali con una vita utile di 45 anni che si rivelano non necessari né giustificabili in ottica di sicurezza energetica e decarbonizzazione significa generare *stranded cost*. È un uso inefficiente delle risorse e non tutela imprese e consumatori, che si assumono totalmente il rischio volume legato alla diminuzione della domanda di gas, ed è contrario ai principi della regolazione. In uno scenario di decarbonizzazione allineato agli impegni definiti dal Governo al 2030, **l'infrastruttura gas esistente è in grado di [assicurare la sicurezza energetica italiana](#) ed europea senza bisogno di ulteriori investimenti.**

In questa prospettiva, la regolazione ha avviato una serie di misure per mitigare gli impatti di sovra-investimenti: ha eliminato la maggiorazione sulla remunerazione (WACC) per i nuovi investimenti;

ammette nella RAB solo gli investimenti previsti nel piano decennale (approvato dal Governo) con analisi costi-benefici positiva (se negativa, sono ammessi solo i benefici); ha introdotto incentivi che promuovono il mantenimento delle reti a fine vita; ha posto limiti per le aree di nuova metanizzazione; e ha avviato una riforma della regolazione per promuovere l'efficienza sulla spesa totale, inclusi sia i costi di investimento che i costi operativi.

Tuttavia, sono soluzioni non sufficienti a garantire economicità, competitività ed efficienza. È necessario limitare i nuovi investimenti ai soli interventi infrastrutturali coerenti con un processo di decarbonizzazione che includa un piano di uscita dal gas. Se la regolazione non vede il problema legato al rischio climatico e al rischio mercato, non lo faranno gli operatori di rete che hanno oggi la quasi totale garanzia sul ritorno dei loro investimenti. È Snam stessa a indicare nella propria Relazione finanziaria annuale 2024 che *il 99,5% dei ricavi complessivi dell'attività di trasporto consentiti risulta garantito* grazie al sistema tariffario che ribalta i rischi del mancato utilizzo delle infrastrutture sul consumatore finale.



THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

Questo documento è stato curato da:

Francesca Andreolli, Ricercatrice Senior Energia ed Efficienza, ECCO

francesca.andreolli@eccoclimate.org

Matteo Leonardi, Cofondatore e direttore esecutivo, ECCO

matteo.leonardi@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:

26 settembre 2025