

Scenari di riferimento
per i piani di sviluppo
delle reti di trasporto
del gas 2023-2032 e
2024-2033



1. SOMMARIO

1. SOMMARIO	1
2. INDICE DELLE FIGURE	2
3. INDICE DELLE TABELLE	3
4. EXECUTIVE SUMMARY	6
5. CONTESTO NORMATIVO E REGOLATORIO	10
6. INPUT E RIFERIMENTI METODOLOGICI	12
6.1 Framework di analisi.....	12
6.2 Richiamo alla catena modellistica	12
7. ANDAMENTO STORICO DELLA DOMANDA E DELLA COPERTURA DI GAS IN ITALIA ...	15
7.1 Domanda annuale di gas e punta giornaliera (2018-2022).....	15
7.2 Approvvigionamento di gas (2018-2022).....	17
8.DATI DI SCENARIO	21
8.1 Linee guida a livello europeo	21
8.2 Descrizione degli scenari del DDS 2023.....	21
8.3 Contesto macroeconomico e commodities	23
8.3.1 Contesto macroeconomico	23
8.3.2 Commodities.....	23
8.4 La domanda di gas al 2030	24
8.4.1 Gas naturale	25
8.4.2 Biometano	26
8.4.3 Idrogeno	27
8.5 La domanda di gas al 2040	28
8.5.1 Gas naturale	28
8.5.2 Biometano	29
8.5.3 Idrogeno	30
8.6 Domanda giornaliera di picco e off-peak	31
8.7 Copertura domanda	32
8.7.1 Gas naturale	32
8.7.2 Biometano	34
8.7.3 Idrogeno	35

2. INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Scenari italiani e orizzonti temporali considerati nel DDS 2023 e corrispondenti scenari di base del DDS 2022.....	6
Figura 2 – Scenari italiani ed orizzonti temporali presentati in questo documento.....	7
Figura 3 - Processo di simulazione domanda/offerta gas.....	12
Figura 4 - Domanda giornaliera massima di gas 2018-2022.....	16
Figura 5 - Import di gas naturale via pipe 2018-2022.....	18
Figura 6 - Import di gas naturale via GNL 2018-2022 (include consumi e perdite).....	18
Figura 7 – Scenari italiani ed europei considerati per i rispettivi orizzonti temporali.....	22
Figura 8 - Domanda di picco inverno eccezionale 2030-2040.....	31
Figura 9 - Domanda off-peak: estate media 2030 e 2040.....	32

3. INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Principali valori degli scenari DDS 2023 e consuntivo 2021.	8
Tabella 2 - Domanda annua di gas 2018-2022.	16
Tabella 3 - Approvvigionamento di gas naturale in Italia 2018-2022.....	17
Tabella 4 - Andamento delle variabili economiche e demografiche anni 2019-2040.....	23
Tabella 5 - Prezzi commodities e CO ₂ elaborati negli scenari Snam-Terna del DDS 2022 e considerati anche per gli scenari Snam del presente documento (i.e., F55+, DE-IT+ e GA-IT+) per i rispettivi orizzonti temporali.	23
Tabella 6 - Prezzi commodities e CO ₂ considerati negli scenari PNIEC (REFERENCE e POLICY) nei rispettivi orizzonti temporali.	24
Tabella 7 - Domanda gas al 2030.	25
Tabella 8 – Domanda di gas naturale al 2030.	26
Tabella 9 – Domanda di biometano al 2030.	27
Tabella 10 – Domanda di idrogeno al 2030.	27
Tabella 11 – Domanda di gas al 2040.	28
Tabella 12 – Domanda di gas naturale al 2040.	29
Tabella 13 - Domanda di biometano al 2040.	30
Tabella 14 – Domanda di idrogeno al 2040.	30
Tabella 15 – Produzione nazionale di gas naturale.	33
Tabella 16 – Bilancio nazionale gas.	34
Tabella 17 – Produzione nazionale di biometano.	34
Tabella 18 – Produzione di biometano da diverse matrici al 2040.	35



4.

Executive summary

4. EXECUTIVE SUMMARY

Il presente documento, predisposto da Snam in coordinamento con l'operatore della rete elettrica di trasmissione nazionale (Terna), descrive gli scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2023 – 2032 e contiene il relativo set informativo da utilizzare ai fini delle relative analisi ¹. Il presente documento rappresenta il risultato delle attività svolte per giungere ad una visione coerente della possibile evoluzione futura della domanda gas in Italia e costituisce la base per la predisposizione del Piano di Sviluppo della rete di trasporto del gas.

Il contesto scenaristico di riferimento è basato sugli scenari congiunti Snam-Terna già elaborati nel 2022 (DDS 2022, luglio 2022), che ha consentito di mettere a fattor comune le competenze specifiche dei due operatori, nella consapevolezza che l'interazione tra i due settori è al contempo complessa e fondamentale nel processo della transizione energetica, al fine di assicurare il raggiungimento dei target nella maniera più efficiente, efficace e socialmente equa. La visione alla base del DDS 2022 e del presente documento considera come riferimento la Legge Europea sul clima (rif. Regolamento UE 2021/1119) che sancisce l'obiettivo dell'UE di raggiungere la neutralità climatica ("Net Zero") entro il 2050 e l'obiettivo intermedio di ridurre le emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, il pacchetto UE Fit-For-55. La transizione energetica è uno dei pilastri del progetto Next Generation EU; infatti, nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) sono stati stanziati quasi 40 miliardi per incrementare l'efficienza energetica, velocizzare la penetrazione del vettore elettrico ed aumentare l'utilizzo di fonti rinnovabili elettriche e di gas verdi (semplificando le procedure di autorizzazione per le energie rinnovabili, promuovendo l'agri-voltaico e il biometano nonché sviluppando le *hydrogen valleys* e le relative filiere).

Gli scenari elaborati e descritti nel presente documento sono:

- uno scenario di policy al 2030 (i.e., Fit-For-55), basato sullo scenario F55 del DDS 2022 e aggiornato nella parte relativa alla domanda gas (F55+);
- due scenari di policy al 2040 (i.e., Distributed Energy e Global Ambition), basati sugli scenari DE-IT e GA-IT del DDS 2022 e aggiornati sulla domanda gas (DE-IT+ e GA-IT+).

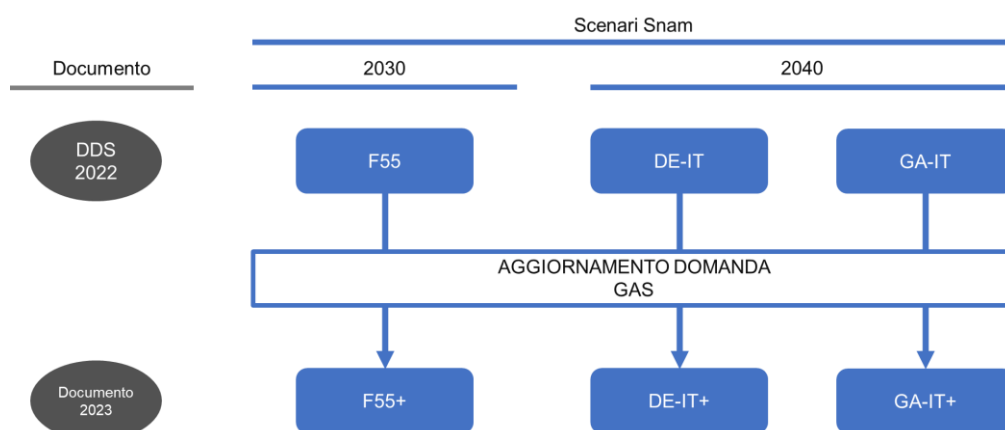


Figura 1 - Scenari italiani e orizzonti temporali considerati nel presente documento e corrispondenti scenari di base del DDS 2022.

¹ Terna ha pubblicato il piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2023 lo scorso marzo e presenterà il prossimo piano nel 2025 considerando che il piano di sviluppo della RTN è stato reso biennale dalla Legge 120/20

Per il 2030, lo scenario F55+ analogamente allo scenario F55 elaborato nel DDS 2022, rappresenta lo scenario unico di policy. Esso traguarda gli obiettivi europei di riduzione delle emissioni comunitarie del 55% grazie ad una spinta verso l'elettrificazione, all'efficienza energetica e un incremento sostanzioso delle fonti rinnovabili elettriche e dei gas verdi. È inoltre previsto già al 2030 l'utilizzo di tecnologie di Carbon Capture, Utilization & Storage (CCUS) per iniziare il percorso di progressiva decarbonizzazione dei settori "hard to abate". Relativamente all'aggiornamento della domanda gas, nell'F55+ è presente una revisione del settore dell'autotrazione, per tenere conto del regolamento UE2023/851 sul rafforzamento dei livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ delle autovetture e dei veicoli commerciali leggeri. Inoltre, stata inserita la domanda di gas per la trasformazione di parte del settore siderurgico a DRI (Direct Reduced Iron) come previsto dal nuovo PNIEC.

Gli scenari di sviluppo al 2040 Distributed Energy Italia (DE-IT) e Global Ambition Italia (GA-IT) sono alla base degli aggiornamenti DE-IT+ e GA-IT+ di questo documento e sono scenari contrastanti tra loro e allineati alle storyline degli analoghi scenari elaborati a livello europeo dagli European Network of Transmission System Operators for Gas and Electricity (ENTSO-e ed ENTSOG). Entrambi gli scenari, partendo dallo scenario FF55, definiscono degli obiettivi al 2040 non vincolanti ed intermedi verso il raggiungimento del Net Zero al 2050 (assenza di emissioni CO₂). Nello scenario GA-IT gli obiettivi di policy vengono raggiunti grazie all'azione congiunta del contenimento dei consumi, dello sviluppo di energie rinnovabili e all'utilizzo di CCUS per la cattura delle emissioni di processo industriale e di combustione. Nello scenario DE-IT, si ipotizza una penetrazione più spinta del vettore elettrico con conseguente necessità di una quantità più elevata di fonti rinnovabili non programmabili, di accumuli elettrici e di elettrolizzatori che contribuiranno a contenere l'overgeneration. Anche in tale scenario si ricorre alla tecnologia CCUS per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione sebbene con un ruolo inferiore soprattutto per la cattura delle emissioni di combustione industriale e termoelettrica. In continuità con lo scenario F55+, negli scenari DE-IT+ e GA-IT+ è stata considerata la parziale conversione a gas del settore dell'acciaio.

Oltre a tali scenari si sono inoltre presi in considerazione per entrambi gli orizzonti temporali, 2030 e 2040, gli scenari Policy e Reference del nuovo Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) il cui primo draft è stato prodotto a giugno 2023 dal MASE (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) e la versione finale è attesa entro il 30 giugno 2024. Tali scenari rappresentano la visione più aggiornata di evoluzione del sistema energetico nazionale sia a politiche correnti (REFERENCE) sia con implementazione di nuove misure di sostegno alla transizione energetica volte a conseguire obiettivi nazionali di decarbonizzazione di medio e lungo termine coerenti con quelli previsti a livello comunitario (POLICY). Si sottolinea che i dati riportati in questo documento relativamente a questi scenari contengono anche elaborazioni Snam.

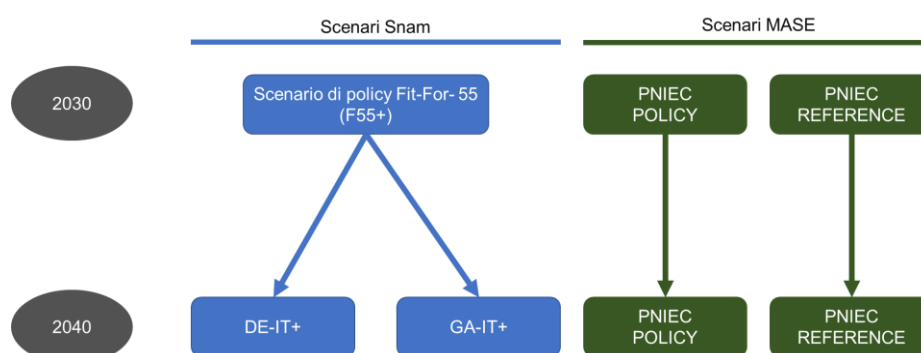


Figura 2 – Scenari italiani ed orizzonti temporali presentati in questo documento.

In Tabella 1 sono presentati i principali valori degli scenari presentati in questo documento. Per ulteriori dettagli in merito alla parte elettrica si rimanda al DDS 2022.

Tabella 1 - Principali valori degli scenari e consuntivo 2021.

	2021	2030			2040			
	Consuntivo	FF55+	POLICY	REFERENCE	GA-IT+	DE-IT+	POLICY	REFERENCE
DOMANDA DI METANO (TWh @ PCS 10,58 kWh/m³) [1]	808	661	624	716	518	501	553	666
di cui GAS NATURALE	806	604	564	676	409	392	492	618
di cui BIOMETANO	2	58	60	40	109	109	61	48
TERMOELETTRICO (INCLUSO CALORE DERIVATO E CALORE DIRETTO)	329	231	213	260	188	182	179	200
USI FINALI ENERGETICI	446	394	366	411	299	287	328	421
ALTRI USI [2]	33	36	45	44	32	32	46	45
DOMANDA DI IDROGENO (TWh @ PCS 10,58 kWh/m³)	-	23	9	0,5	127	77	18	n.d.
PICCO DI DOMANDA GAS (GWh/giorno) (GWh @ PCS 10,58 kWh/m³)	3.942	4.763	4.523	5.007	3.970	3.855	3.876	4.934
di cui GAS NATURALE e BIOMETANO (GWh/giorno)	3.942	4.699	4.498	5.006	3.622	3.643	3.876	4.934
di cui IDROGENO [3] (GWh /giorno)	-	64	25	1	348	212	n.d.	n.d.

[1] Per il gas i valori in kWh, e suoi multipli sono sempre espressi a Potere Calorifico Superiore (PCS), pertanto, in accordo con la convenzione adottata da ENTSOs 1 m³ corrisponde a 10,58 kWh.

[2] Usi non energetici, agricoltura e pesca, bunkeraggi ed energy branch e consumi e perdite del sistema gas.

[3] Valore annuale medio.



5.

Contesto

5. CONTESTO NORMATIVO E REGOLATORIO

Il presente documento è redatto da Snam ai sensi della deliberazione 468/2018/R/gas e descrive gli scenari di riferimento propedeutici all'elaborazione del "Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2023-2032" e del "Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2024-2033" (nel seguito Piani di Sviluppo).

Il presente documento contiene dati e informazioni per la predisposizione dei Piani di Sviluppo della rete del trasporto del gas e per lo svolgimento delle analisi costi-benefici sugli interventi contenuti nei succitati Piani di sviluppo, come indicato nell' allegato A alla delibera 468/18/R/gas.

Gli scenari SNAM considerati nel presente documento rappresentano il risultato della più aggiornata evoluzione della domanda gas in Italia in un contesto scenaristico sviluppato in coordinamento con Terna e basato sugli scenari congiunti già elaborati nel 2022 (DDS 2022, luglio 2022). Tale visione considera come riferimento il pacchetto UE Fit-For-55, i Decreti Attuativi delle Direttive EU sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (Direttiva RED II²) e sul mercato interno dell'energia elettrica (Direttiva UE Mercato Elettrico³) ed i relativi decreti nazionali di recepimento, nonché il quadro normativo per l'attuazione delle misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (di seguito PNRR).

Oltre a tale scenario si sono inoltre considerati gli scenari Policy e Reference del nuovo Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) pubblicato in bozza a giugno 2023 dal MASE (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica). Tali scenari rappresentano la visione più aggiornata di evoluzione del sistema energetico nazionale sia a politiche correnti (PNIEC RERERENCE) sia con implementazione di nuove misure di sostegno alla transizione energetica volte a conseguire obiettivi nazionali di decarbonizzazione di medio e lungo termine coerenti con quelli previsti a livello comunitario (PNIEC POLICY).

La scelta di analizzare anche tali scenari esterni permette di considerare scenari contrastanti come richiesto dalle citate delibere nazionali sul settore gas e come ribadito dalle Linee Guida ACER⁴ sugli scenari congiunti europei.

² Direttiva (UE) 2018/2001

³ Direttiva (UE) 2019/944

⁴ Framework Guidelines for the joint TYNDP scenarios (ACER -gen 23)



6.

Input e riferimenti
metodologici

6. INPUT E RIFERIMENTI METODOLOGICI

6.1 Framework di analisi

Gli scenari presentati in questo documento coprono un orizzonte temporale fino al 2040, anche in considerazione delle disposizioni relative allo svolgimento delle Analisi Costi Benefici sugli interventi contenuti nei piani di sviluppo delle reti elettriche e gas. Gli anni orizzonte scelti sono il 2030 e 2040 rappresentativi (nel caso degli scenari di policy) delle possibili traiettorie per il raggiungimento degli obiettivi europei di riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030 e di *Carbon Neutrality* al 2050.

Gli scenari presentati sono focalizzati sulla visione nazionale di evoluzione della domanda gas nel percorso di transizione energetica, ma, essendo la rete del gas una infrastruttura interconnessa a livello europeo tra i vari paesi del continente, il modello di simulazione della copertura della domanda gas considera anche le scelte energetiche ed infrastrutturali dei Paesi europei (confinanti e non) che possono influenzare il sistema italiano.

Tali Paesi, quindi, sono modellati considerando i principali input degli scenari elaborati a livello europeo ENTSO-e e ENTSOG (i.e., evoluzione della capacità di approvvigionamento, della capacità di interconnessione, della produzione di gas naturale e biometano idrogeno, evoluzione della domanda di gas naturale, biometano e idrogeno).

6.2 Richiamo alla catena modellistica

La catena modellistica di simulazione domanda / copertura gas è sinteticamente rappresentata nel seguente schema (Figura 3).

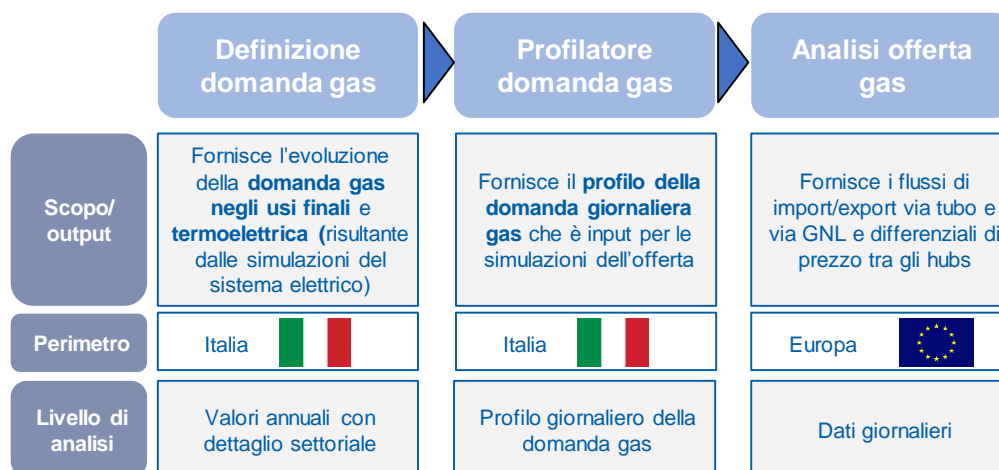


Figura 3 - Processo di simulazione domanda/offerta gas.

La costruzione dello scenario di evoluzione del sistema energetico, che tiene conto dei dati di input macroeconomici, dello sviluppo delle tecnologie e dei vincoli di decarbonizzazione, efficienza energetica e sviluppo di fonti rinnovabili fornisce la domanda di gas annuale per ogni anno orizzonte. Partendo dalla domanda di gas negli usi finali, dai profili orari storici di consumo e dalla diffusione attesa delle tecnologie a gas viene costruito il profilo giornaliero della domanda gas per gli usi finali

tenendo anche in considerazione l'evoluzione tecnologica caratteristica di ogni settore e privilegiando l'affermarsi delle tecnologie a minore emissione e a maggior efficienza. La domanda giornaliera di gas per il settore termoelettrico viene invece ottenuta dai risultati di generazione del mercato elettrico per ogni scenario e anno studio (secondo le elaborazioni di TERNA). Definita quindi la domanda totale di gas come somma della domanda di gas negli usi finali e nel settore termoelettrico si elabora il fabbisogno di importazione e, attraverso un modello di ottimizzazione dei flussi europei, si ottengono la copertura della domanda gas per fonte e le indicazioni sui differenziali di prezzo del gas tra gli hubs. A livello infrastrutturale gli scenari di copertura considerano come riferimento per le capacità di trasporto ai punti di importazione e interconnessione Europei sulla base del Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) elaborato da ENTSOG. Il database infrastrutturale è successivamente integrato ed aggiornato per riflettere possibili nuovi sviluppi infrastrutturali annunciati dai TSO⁵ quali, ad esempio, nuovi terminali di rigassificazione Europei. Per quanto riguarda l'infrastruttura italiana, vengono considerati gli sviluppi infrastrutturali previsti nel Piano Decennale Snam, ivi inclusi gli interventi per la transizione energetica quali la rete di trasporto idrogeno.

⁵ Soltanto i progetti che hanno raggiunto la Final Investment Decision (FID) vengono considerati all'interno del database infrastrutturale



7.

Andamento storico
della domanda e della
copertura di gas in
italia

7. ANDAMENTO STORICO DELLA DOMANDA E DELLA COPERTURA DI GAS IN ITALIA

7.1 Domanda annuale di gas e punta giornaliera (2018-2022)

In Italia il mercato è stato stabilmente sopra i 70 miliardi nell'ultimo quinquennio, ad eccezione del 2022 influenzato dalle misure di contenimento della domanda di gas e dell'incremento dei costi a seguito del conflitto russo-ucraino. L'analisi settoriale evidenzia un ruolo rilevante del gas naturale nella generazione elettrica e calore, che costituisce il primo settore di consumo seguito dagli usi nel settore civile principalmente per uso riscaldamento. Il terzo settore rilevante è rappresentato dall'industria dove il gas viene utilizzato come vettore energetico nei processi industriali. Gli usi del gas naturale nell'autotrazione, pur costituendo un mercato molto capillare sul territorio grazie all'elevato numero di punti di rifornimento rimane comunque limitato in termini di volumi, così come il gas utilizzato negli altri settori minori (Consumi del sistema energetico e raffinazione, Usi non energetici ed agricoltura).

Nel 2022 si è registrata una evidente contrazione della domanda di gas, che è risultata pari a 68,7 miliardi di metri cubi (708 TWh@10,58 kWh/m³). La riduzione rispetto all'anno precedente è stata pari al 10,1% equivalente in termini assoluti a circa 7,7 miliardi di metri cubi ed ha interessato la totalità dei settori. Il settore civile è passato da 29,1 a 25,1 miliardi di metri cubi con un decremento di 4 miliardi di metri cubi (-13,9%) determinato sia da una climatica del 2022 più mite rispetto al 2021 (con un effetto di circa 2 miliardi di m³) sia dalle misure introdotte per il contenimento della domanda che hanno imposto nel periodo invernale un abbassamento della temperatura di riscaldamento da 20 a 19 gradi, un ritardo di circa 15 giorni nell'accensione dei riscaldamenti e una riduzione delle ore di funzionamento giornaliera. Per il settore termoelettrico e della generazione combinata di elettricità e calore da gas naturale si è registrato un decremento dei consumi di circa 1,3 miliardi di metri cubi (-4,1%), a causa del calo della domanda elettrica e alla massimizzazione della generazione da carbone nella seconda parte dell'anno. È risultata in calo anche la domanda di gas per gli usi diretti industriali che nel 2022 ha registrato un consumo di 9,7 miliardi di m³ con un decremento di circa 1,8 miliardi di metri cubi (-15,5%). Tale riduzione ha colpito tutti i settori, in particolar modo i settori edile e chimico, concentrandosi nella seconda parte dell'anno a causa del caro prezzi registrato in estate, con un prezzo medio del gas che ha raggiunto una media annuale di 125 €/MWh rispetto a 47 €/MWh registrato nel 2021.

Tabella 2 - Domanda annua di gas 2018-2022.

Miliardi di m ³	2018	2019	2020	2021	2022
Civile	29,0	28,3	27,6	29,1	25,1
Industria	10,6	10,4	9,9	11,5	9,7
Trasporti	1,0	1,2	0,9	0,9	0,7
Altri usi [1]	3,5	3,4	3,2	3,2	2,9
Generazione elettrica e calore	28,6	31,1	29,6	31,6	30,3
Domanda di Gas Naturale e Biometano	72,7	74,4	71,2	76,4	68,7
di cui biometano	0,03	0,05	0,10	0,17	0,21

[1] Include: usi non energetici, consumi del sistema energetico (i.e., energy sector), agricoltura e pesca e consumi e perdite del sistema gas (incluso pipeline transport).

Con riferimento alla domanda giornaliera di gas nel 2022 la punta di prelievo è stata pari a 377 milioni di metri cubi giorno (3.983 GWh/giorno) registrata il 25/1/2022. Tale punta è stata sostenuta in particolare dalla domanda termoelettrica che ha raggiunto i 115 milioni di metri cubi giorno e dal prelievo giornaliero delle reti di distribuzione pari a 210 milioni di metri cubi giorno. Quest'ultimo valore è risultato molto più basso rispetto alla domanda di punta di un inverno rigido che per le reti di distribuzione supera i 260 milioni di metri cubi giorno.

A titolo di esempio si ricorda che nel 2018 l'ondata di freddo "Burian" ha spinto la domanda giornaliera di gas a 396 milioni di metri cubi con una domanda delle reti di distribuzione a circa 262 milioni di metri cubi giorno, ed una domanda termoelettrica di circa 79 milioni di metri cubi giorno. Nel 2019 la punta si è attestata sempre sugli stessi livelli (393 Mm³/g), ma a sostenere la punta è stata la domanda termoelettrica che è salita a circa 110 milioni di metri cubi giorno, mentre il prelievo delle reti di distribuzione ha registrato 228 milioni di metri cubi giorno per una climatica decisamente più mite rispetto al freddo intenso del "Burian".

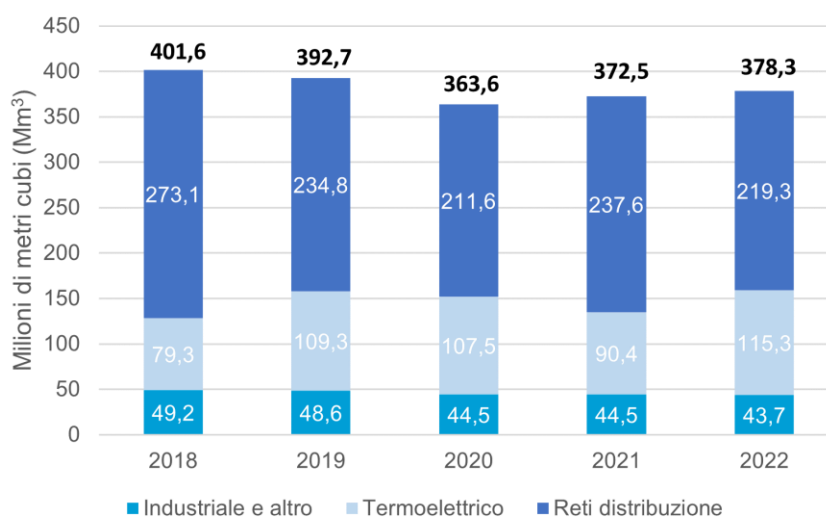


Figura 4 - Domanda giornaliera massima di gas 2018-2022.

FOCUS: DOMANDA GAS NEL PRIMO SEMESTRE 2023

La domanda di gas nel primo semestre 2023 è stata pari a 32,7 miliardi di metri cubi, registrando una riduzione del 16,4 % rispetto al corrispondente periodo del 2022. In termini assoluti la contrazione è stata pari a circa 6,5 miliardi di metri cubi. In particolare, il settore termoelettrico ha registrato una riduzione del 19,2% pari a - 3,0 miliardi di metri cubi dovuto alla riduzione della domanda elettrica, al maggior ricorso all'importazione di energia elettrica dall'estero e, sul lato della produzione, al progressivo recupero della produzione idroelettrica dopo il minimo del 2022 ed alle misure di massimizzazione della produzione da altri combustibili fossili (olio e carbone). Il settore civile, residenziale e terziario, ha registrato una flessione del 16,5% in termini assoluti pari a -2,7 miliardi di metri cubi, dovuta essenzialmente alle temperature complessivamente più miti rispetto al primo semestre 2022, e agli effetti delle azioni di contenimento della domanda di gas per far fronte alla riduzione delle importazioni dalla Russia. A tali effetti si sommano i minori consumi dovuti all'efficientamento del parco edilizio e dei sistemi di riscaldamento grazie alle misure quali il superbonus e gli sgravi fiscali. Il settore industriale registra una riduzione del -12,8% circa, pari a - 0,83 miliardi di metri cubi rispetto al 2022 per effetto dell'aumento dei prezzi delle materie prime e dell'instabile situazione macroeconomica che ha determinato una flessione della produzione industriale in alcuni settori energivori.

7.2 Approvvigionamento di gas (2018-2022)

L'approvvigionamento di gas in Italia è ottenuto tramite produzione nazionale (gas naturale e biometano), import via *pipes* e GNL. Le importazioni dall'estero (via *pipes* e GNL) costituiscono oltre il 95% dell'approvvigionamento nazionale mentre la produzione si è ridotta progressivamente nel tempo, rispetto al massimo storico registrato nel 1994 pari a 20,2 miliardi di metri cubi.

Nell'ultimo quinquennio la produzione nazionale è diminuita in modo costante fino a 3,3 miliardi di metri cubi nel 2022. La produzione nazionale costituisce oggi meno del 5% dell'approvvigionamenti di gas naturale.

Tabella 3 - Approvvigionamento di gas naturale in Italia 2018-2022.

Miliardi di m ³	2018	2019	2020	2021	2022
Produzione nazionale	5,4	4,9	4,1	3,3	3,3
di cui biometano	0,03	0,05	0,10	0,17	0,26
Importazioni	67,8	70,9	66,2	72,6	72,4
Pipes	59,0	56,9	53,5	62,9	58,1
GNL [1]	8,7	14,0	12,7	9,7	14,3
Esportazioni	0,4	0,3	0,3	1,5	4,6
Variazione stoccaggi	0,3	1,1	-1,1	-1,6	2,6
Consumo interno lordo	72,6	74,3	71,0	76,0	68,5

[1] Include consumi e perdite.

L'import via pipe costituisce oltre il 75% dell'approvvigionamento ed è garantito in Italia attraverso sei punti di interconnessione con i metanodotti di importazione (Tarvisio, Gorizia, Passo Gries, Mazara del Vallo, Gela; Melendugno). I punti di interconnessione consentono al sistema gas italiano di ricevere gas via tubo dai principali produttori di gas europei ed extraeuropei, in particolare dalla Russia attraverso Tarvisio, dal Nord Europa (Olanda e Norvegia) da Passo Gries, dalla Libia a Gela, dall'Algeria a Mazara del Vallo e infine dall'Azerbaijan attraverso Melendugno che connette il TAP alla rete nazionale italiana. L'importazione di gas dall'Azerbaijan attraverso il TAP è stata avviata

all'inizio del 2021, contribuendo ad aumentare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento ed offrendo una capacità fino a 10 miliardi di metri cubi entrata subito a pieno regime.

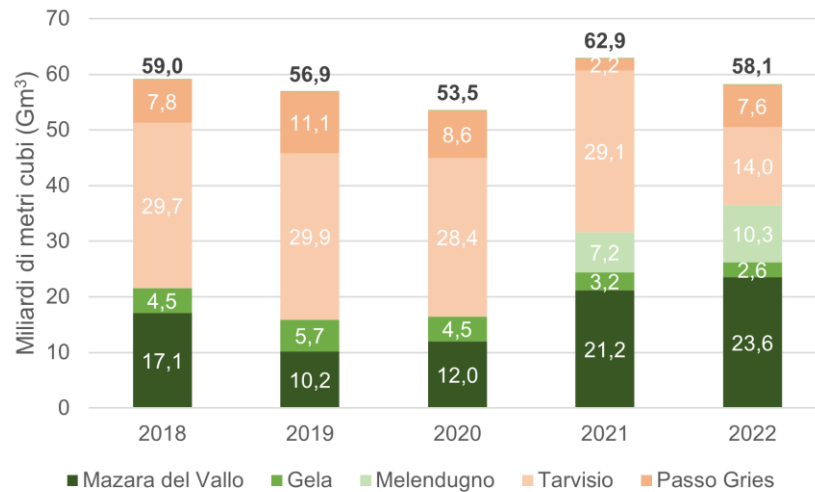


Figura 5 - Import di gas naturale via pipe 2018-2022.

L'importazione di gas naturale liquefatto (GNL) nel periodo in oggetto ha costituito circa un quinto dell'approvvigionamento di gas in Italia ed è stato assicurato da tre terminali di rigassificazione collegati alla rete nazionale dei gasdotti "GNL Italia" nel mar ligure che immette a Panigaglia, "GNL Adriatico" nell'off shore dell'Alto Adriatico che immette a Cavarzere e "OLT Offshore" nel mar Tirreno davanti alla costa toscana che immette a Livorno.

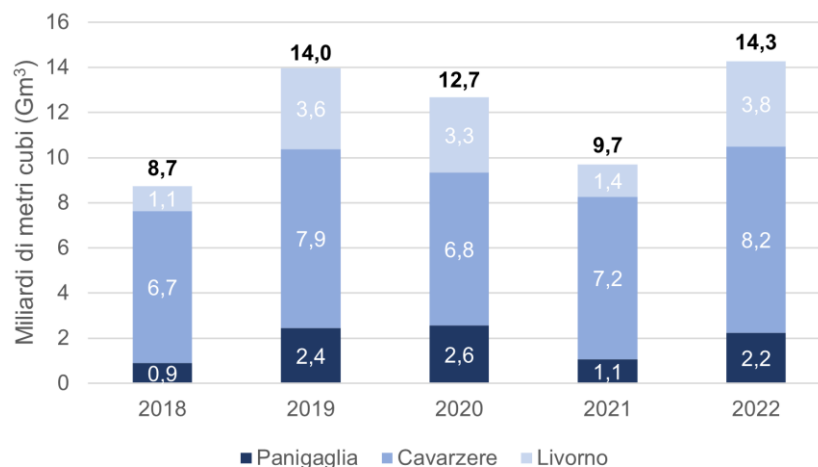


Figura 6 - Import di gas naturale via GNL 2018-2022 (include consumi e perdite).

Il 2022 è stato un anno in cui l'approvvigionamento di gas è stato particolarmente influenzato dalla situazione di instabilità causata dal conflitto russo-ucraino. L'impatto della guerra tra Russia e Ucraina iniziata a febbraio 2022 ha comportato nel corso dell'anno una modifica sostanziale del mix di approvvigionamento dell'Italia con una notevole riduzione delle importazioni dalla Russia, passate dai 29,1 miliardi del 2021 a 14 miliardi nel 2022, compensata da una crescita dei volumi da sud (Mazara del Vallo, Melendugno e Gela) di circa 5 miliardi di metri cubi, una crescita dei volumi del GNL di circa 4,6 miliardi e una crescita delle importazioni da nord (Passo Gries) di circa 5,4 miliardi.

Complessivamente nel 2022 le immissioni di gas naturale nella rete nazionale si assestano a 75,7 miliardi di metri cubi, mantenendosi costanti rispetto al 2021 (-0,2 miliardi di metri cubi; -0,3%). Di questi 72,4 miliardi sono relativi alle importazioni dall'estero, di cui 58,1 miliardi via pipe (-4,8 miliardi di metri cubi; -8% vs 2021) e i restanti 14,3 da GNL.

L'immissione in rete è stata inoltre sostenuta dall'incremento delle esportazioni che nel 2022 sono risultate pari a 4,6 miliardi di metri cubi, in netto aumento rispetto al 2021 (+3,1 miliardi di metri cubi; +206%). La crescita dei volumi di esportazione è stata resa possibile grazie alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento italiane, (che hanno compensato la perdita dei volumi dalla Russia), alla riduzione della domanda e al buon livello degli stoccaggi durante l'ultima parte dell'anno.

FOCUS: APPROVVIGIONAMENTO DI GAS NEL PRIMO SEMESTRE 2023

Nel primo semestre 2023 l'approvvigionamento di gas naturale è stato assicurato dalle importazioni via pipe per 24,1 miliardi di metri cubi, dalle importazioni via GNL per 8,2 miliardi di metri cubi e per 1,5 miliardi di metri cubi dalla produzione nazionale. Prosegue anche ne 2023 la riduzione delle forniture di gas dalla Russia (- 76,5%; - 7,2 miliardi di metri cubi) mentre le importazioni da Sud (Mazara, Gela, Melendugno) registrano un volume pari a 17,7 miliardi di metri cubi analogo al valore dell'anno precedente. In crescita appaiono le importazioni da Nord Europa (Passo Gries) che registrano volumi per 4,4 miliardi di metri cubi (+14,2%). Anche l'import da GNL è aumentato registrando un volume importato di 8,2 miliardi di metri cubi, in termini percentuali pari al +22% in più rispetto al 2021 grazie al maggior utilizzo dei terminali esistenti. Al fine rafforzare la disponibilità infrastrutturale per le forniture di GNL in Italia sono stati autorizzati due nuovi impianti per una capacità aggiuntiva di circa 10 miliardi di metri cubi annui. Nel mese di maggio è stato avviato il primo dei due impianti a Piombino, mentre il terminale di Ravenna è previsto entrare in esercizio nella seconda metà del 2024.



8.

Dati di scenario

8.DATI DI SCENARIO

8.1 Linee guida a livello europeo

La Legge Europea sul Clima (Regolamento UE 2021/1119) sancisce l'obiettivo dell'UE di raggiungere la neutralità climatica ("net zero") entro il 2050 e l'obiettivo intermedio di ridurre le emissioni di gas a effetto serra (GHG) di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. La legge è stata formalmente adottata dal Consiglio dell'UE il 28 giugno 2021 ed è entrata in vigore il 29 luglio 2021, 20 giorni dopo la sua pubblicazione nella Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea.

La Legge Europea sul Clima è un elemento centrale del Green Deal europeo e la sua adozione pone le basi per la transizione ecologica dell'UE. A luglio 2021 la Commissione Europea ha presentato una serie di proposte legislative denominate Fit-For-55, volte a specificare nel concreto come raggiungere l'obiettivo 2030 della legge sul clima. Il pacchetto prevede target specifici a livello europeo, in particolare per l'efficienza energetica e per la quota delle rinnovabili sui consumi finali complessivi. Inoltre, sono disponibili prime indicazioni di "effort sharing" tra stati membri dell'UE.

A seguito della guerra in Ucraina, la Commissione Europea ha proposto di rivedere a rialzo il target delle rinnovabili (45% sui consumi finali energetici invece dei 40% inizialmente previsti). Attualmente il pacchetto FF55 è in fase di negoziazione tra Parlamento Europeo e Consiglio Europeo.

Con la Decisione 02/2022 l'ACER ha fornito a ENTSO-E indicazioni sulla costruzione degli scenari. In particolare, ACER chiede di considerare gli effetti della Legge Europea sul Clima e di garantire la coerenza degli scenari con le politiche europee sul clima. Considerando che alcuni dei dettagli su come raggiungere il target a livello settoriale siano ancora in fase di negoziazione, ACER suggerisce di adottare delle semplificazioni.⁶

8.2 Descrizione degli scenari

Di seguito si rappresentano gli scenari di domanda gas per gli anni orizzonte 2030 e 2040 per l'Italia. Nello specifico, vengono presi in considerazione l'evoluzione del gas naturale e dei gas verdi, biometano e idrogeno. Come già accennato nel documento, il set di scenari considerato è costituito da:

- Scenari Snam-Terna presentati nel DDS 2022 aggiornati relativamente alla domanda gas per:

Il settore industriale, con l'aggiunta della parziale conversione del settore dell'acciaio a gas naturale, grazie alla tecnologia DRI (Direct Reduced Iron), come previsto dall'aggiornamento del PNIEC. Per lo sviluppo annunciato di un nuovo impianto DRI, presso il complesso siderurgico di Taranto, è stato considerato un consumo aggiuntivo di gas naturale dal 2030 di 1,1 miliardi di metri cubi e di 1,6 al 2040;

Il settore dell'autotrazione, al fine di tenere conto del mutato contesto derivante dagli ultimi indirizzi europei per quanto riguarda il rafforzamento dei livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi, in linea con la maggiore ambizione dell'Unione in materia di clima (Regolamento (UE) 2023/851). L'aggiornamento ha previsto una riduzione dei volumi di gas di 2,6

⁶"Bearing in mind that the fine details of how to achieve the 55% target are yet to be determined, (..) may consider simplifications for reflecting the target."

miliardi di metri cubi al 2030, mentre per il 2040 sono stati conservati i volumi di domanda pubblicati nel DDS 2022.

Gli scenari Snam-Terna aggiornati sono denominati per il 2030 F55+ e per il 2040 DE-IT+ (Distributed Energy Italia +) e GA-IT+ (Global Ambition Italia +).

Oltre a tali scenari si sono inoltre considerati gli scenari Policy e Reference del nuovo PNIEC pubblicato in bozza a giugno 2023 dal MASE. Tali scenari rappresentano la visione più aggiornata di evoluzione del sistema energetico nazionale sia a politiche correnti (PNIEC REFERENCE) sia con implementazione di nuove misure di sostegno alla transizione energetica volte a conseguire obiettivi nazionali di decarbonizzazione di medio e lungo termine coerenti con quelli previsti a livello comunitario (PNIEC POLICY).

Al fine di definire la copertura della domanda, ogni scenario italiano di domanda è stato associato al corrispondente scenario europeo di domanda, consentendo quindi di ottenere una visione completa e coerente dei flussi tra Paesi europei. Nello specifico, sono stati considerati gli scenari National Trend (NT), riportati nello Scenario Report per il TYNDP 2022⁷ e National Trend+ (NT+), i cui set di dati di input sono stati posti in consultazione a luglio 2023 per il TYNDP 2024⁸. In entrambi gli scenari le serie di dati sull'elettricità e sul gas si basano su dati raccolti dai gestori dei sistemi di trasmissione e trasporto (TSO) che traducono gli ultimi sviluppi politici e di mercato nazionali. Lo scenario NT è allineato con le politiche nazionali in materia di energia e clima derivanti dagli obiettivi europei e riportati nei PNIEC pubblicati nel 2019. In questo documento, tale scenario è stato associato allo scenario italiano PNIEC REFERENCE. Lo scenario NT+ è sviluppato sulla base dei dati dei TSO in conformità agli ultimi obiettivi dell'UE e considera anche i sotto obiettivi non vincolanti proposti dalla Commissione. L'NT+ è stato associato agli scenari italiani F55+, GA-IT+, e DE-IT+, ed allo scenario PNIEC POLICY.

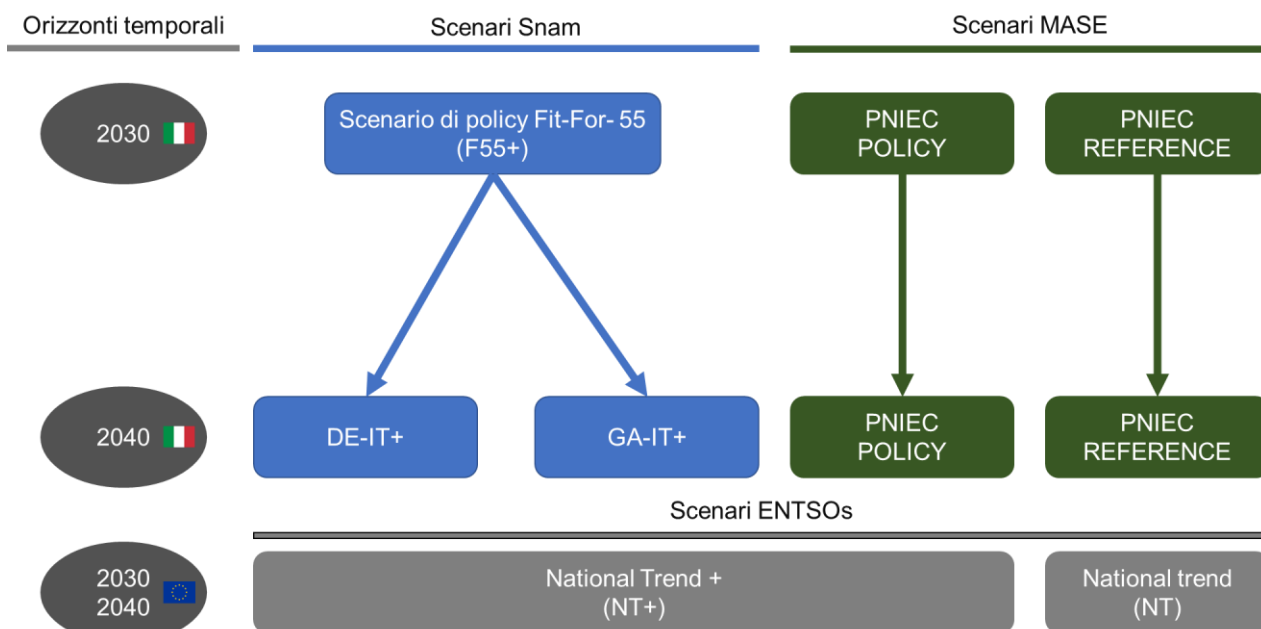


Figura 7 – Scenari italiani ed europei considerati per i rispettivi orizzonti temporali.

⁷ TYNDP 2022 Scenario Report – Introduction and Executive Summary (entsos-tyndp-scenarios.eu)
⁸ TYNDP 2024 Scenarios by ENTOSOG and ENTOSO-E (entsos-tyndp-scenarios.eu)

8.3 Contesto macroeconomico e commodities

8.3.1 Contesto macroeconomico

Tutti gli scenari Snam del presente documento sono basati sul contesto macroeconomico identificato nell'ambito del DDS 2022 nel quale si considera un'evoluzione del PIL con un tasso medio di crescita (CAGR) positivo in tutto l'orizzonte ma progressivamente decrescente. Inoltre, si prevede una popolazione in calo che arriva a meno di 60 milioni di abitanti, con una parallela diminuzione del numero medio dei componenti di una famiglia. In media, in ogni nucleo familiare ci saranno meno di 2 componenti. Questo fenomeno provoca una crescita del numero di abitazioni nonostante la decrescita della popolazione.

Il contesto macroeconomico considerato nel PNIEC, per entrambi gli scenari POLICY e REFERENCE, è quello raccomandato dalla Commissione europea.

Tabella 4 - Andamento delle variabili economiche e demografiche anni 2019-2040.

Scenari	Variabile	2019-25	2026-30	2031-35	2035-40
Snam (F55+, GA-IT+ e DE- IT+)	PIL (CAGR)	1,1%	0,8%	0,3%	0,3%
	Popolazione (mln)	60,3	60,1	59,7	59,7
	Componenti famiglia (avg., #)	2,3	2,2	1,9	1,9
	Tasso di inflazione (avg., %)	0,9%	1,5%	1,9%	1,9%
	Tasso di cambio (\$/€)	1,22	1,25	1,28	1,28
PNIEC [1] (REFERENCE e POLICY)	PIL (CAGR)	1,2%	0,3%	0,7%	1,1%
	Popolazione (mln)	60,0	59,9	59,7	59,4

[1] I dati PNIEC in merito al PIL e alla popolazione nel documento originale sono riferiti agli orizzonti temporali 2020, 2025, 2030, 2035 e 2040. Al fine di renderli confrontabili con i valori degli scenari Snam, il PIL del PNIEC è stato riportato come CAGR e la popolazione considerata come valida il periodo considerato in tabella (e.g., popolazione PNIEC del 2030 pari a 59,9 mln considerata per tutto il periodo 2026-30).

8.3.2 Commodities

I prezzi delle commodities rappresentano un elemento rilevante nella costruzione di uno scenario. Per gli scenari Snam del presente documento (F55+, DE-IT+, e GA-IT+) il set di dati di prezzi delle commodities e della CO₂ considerato è quello già presentato nel DDS 2022 e richiamato in Tabella 5.

Tabella 5 - Prezzi commodities e CO₂ elaborati negli scenari Snam-Terna del DDS 2022 e considerati anche per gli scenari Snam del presente documento (i.e., F55+, DE-IT+ e GA-IT+) per i rispettivi orizzonti temporali.

Anno	Petrolio €/MWh	Gas (NCV) [1] €/MWh	Carbone €/MWh	Quote di emissione €/tCO ₂
2030	46	45	9	95
2040	46	45	9	123

[1] Net Calorific Value (NCV)

In Tabella 6, vengono riportati i prezzi delle commodities e della CO₂ utilizzati nel PNIEC per la costruzione sia dello scenario REFERENCE sia dello scenario POLICY. Lo scenario di prezzi utilizzato fa riferimento ai parametri raccomandati dalla Commissione europea nell'ambito del meccanismo di monitoraggio di cui al Regolamento Governance in materia di proiezioni di gas a effetto serra.

Tabella 6 - Prezzi commodities e CO₂ considerati negli scenari PNIEC (REFERENCE e POLICY) nei rispettivi orizzonti temporali.

Anno	Petrolio €/MWh	Gas (NCV) €/MWh	Carbone €/MWh	Quote di emissione €/tCO ₂
2030	55	41	11	80
2040	59	41	12	85

8.4 La domanda di gas al 2030

Al 2030, come specificato nelle parti precedenti del documento, è stato sviluppato uno scenario F55+ coerente con il pacchetto UE Fit-For-55 e in continuità con lo scenario F55 pubblicato nel DDS 2022 (luglio 2022). Inoltre, sono riportati i due scenari del PNIEC, denominati PNIEC REFERENCE e PNIEC POLICY.

Nello scenario 2030 F55+ la domanda di gas è pari a 64,7 miliardi di metri cubi (685 TWh@10,58 kWh/m³). I volumi sono costituiti da gas naturale, idrogeno e biometano. Per raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni previsto a circa -51% nello scenario si fa leva su efficienza energetica, rinnovabili elettriche, sviluppo del biometano e dell'idrogeno verde. Inoltre, nello scenario, emerge l'esigenza di ricorrere a tecnologie di cattura e sequestro dell'anidride carbonica applicate sia alle emissioni di processo tipiche di alcuni settori industriali sia alla cattura delle emissioni di combustione in particolare nei settori già sottoposti al regime ETS (Emission Trading System).

Nello scenario 2030 PNIEC POLICY la domanda di gas è pari a 59,8 miliardi di metri cubi (633 TWh@10,58 kWh/m³). Come per l'FF55+, i volumi sono costituiti da gas naturale, da idrogeno e biometano. Lo scenario è coerente sia per emissioni sia per rinnovabili ed efficienza energetica con il documento formalmente trasmesso dal MASE alla Commissione UE. Nello scenario PNIEC POLICY l'obiettivo di decarbonizzazione trapiantato è pari a circa -47% rispetto al 1990. Per raggiungere questo risultato si ricorre allo sviluppo dei gas verdi, biometano e idrogeno, e all'utilizzo di tecnologie di *Carbon Capture & Storage/Utilization* (CCUS). Attraverso quest'ultime si prevede un volume catturato stimato in 4 Mton/CO₂ all'anno grazie al programma sperimentale "CCS Ravenna Fase 1" di cattura, trasporto e stoccaggio geologico di anidride carbonica nel complesso di individuato nell'ambito di un'area di coltivazione di idrocarburi a gas offshore proveniente dalla centrale di ENI di Casalborgone (RA), che ha un obiettivo di 4 Mton/anno già dal 2026 con un possibile sviluppo fino a 16-20 Mton/anno.

Lo scenario 2030 PNIEC REFERENCE presenta differenze sostanziali in tutti i settori dovuti ad una minore ambizione alla decarbonizzazione che si ferma ad una riduzione delle emissioni pari a -38% rispetto ai livelli del 1990. Inoltre, questo scenario prevede uno sviluppo inferiore del biometano e non considera il contributo dell'idrogeno.

Nella tabella seguente è riportato il dettaglio della suddivisione tra i vari vettori energetico nei tre scenari.

Tabella 7 - Domanda gas al 2030⁹.

SCENARIO	2030 F55+		2030 POLICY		2030 REFERENCE	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
GAS NATURALE	57,0	604	53,2	564	63,9	676
BIOMETANO	5,4	58	5,7	60	3,8	40
IDROGENO (Gm ³ met. eq.)	2,2	24	0,9	9	0,0	0
TOTALE	64,7	685	59,8	633	67,7	716

8.4.1 Gas naturale

La domanda di gas naturale nello scenario 2030 F55+ è pari a 57 miliardi di metri cubi di cui 33,2 miliardi di metri cubi negli usi finali, 20,4 miliardi di metri cubi nel settore termoelettrico e calore e la restante parte, circa 3,4 miliardi negli altri usi (usi non energetici, agricoltura e pesca, bunkeraggi ed *energy branch* e consumi e perdite del sistema gas).

La domanda di gas negli usi diretti industriali è pari a 10,9 miliardi di metri cubi con una riduzione di circa 0,3 miliardi di metri cubi rispetto ad una domanda industriale preliminare del 2021 pari a 11,2 miliardi di metri cubi. Lo scenario include lo sviluppo della domanda industriale in Sardegna che prevede anche il riavvio della filiera dell'alluminio e la parziale riconversione a gas del settore dell'acciaio per cui si è assunta una produzione pari a 4 Mton/anno, in coerenza con lo scenario PNIEC POLICY. Infatti, la produzione di acciaio a basso impatto di CO₂ richiede gas naturale, eventualmente miscelabile con idrogeno, per la riduzione di minerali ferrosi in ferro spugnoso (DRI). Per ogni tonnellata di acciaio grezzo sono necessari 10,1 GJ di gas naturale; pertanto, l'incremento di volumi del settore è stimato pari a circa 1,1 miliardi di metri cubi di gas naturale.

Nel settore dei trasporti la domanda di gas naturale nello scenario F55+ è pari 1,4 miliardi di metri cubi principalmente concentrati nel trasporto pesante merci (GNL). Se si includono anche i consumi di GNL nei bunkeraggi pari a 1,1 miliardi di metri cubi la domanda complessiva di gas naturale nei trasporti risulta pari a 2,5 miliardi di metri cubi. Rispetto al precedente scenario F55, i volumi di gas naturale sono stati rivisitati a ribasso di 2,5 miliardi di metri cubi per tenere conto dell'attuale situazione del mercato e degli ultimi indirizzi europei.

Ai consumi degli usi finali energetici si sommano gli usi non energetici del gas naturale, 0,7 miliardi di metri cubi, i consumi dell'*energy branch* ed i consumi e perdite del sistema gas, pari a circa 1,5 miliardi di metri cubi, e gli utilizzi del gas naturale per l'agricoltura e la pesca pari a 0,2 miliardi di metri cubi.

Nello scenario F55+ il settore termoelettrico e calore ha un volume complessivo pari a 20,4 miliardi di metri cubi. Tale valore include la produzione di energia elettrica e la produzione di calore sia esso da cogenerazione o da caldaie di integrazione.

La domanda di gas naturale nello scenario 2030 PNIEC POLICY è pari a 53,2 miliardi di metri cubi di cui 28,9 miliardi di metri cubi negli usi finali, 20,1 miliardi di metri cubi nel settore termoelettrico e calore e la restante parte, circa 4,3 miliardi negli altri usi (usi non energetici, agricoltura e pesca, bunkeraggi ed *energy branch* e consumi e perdite del sistema gas). Le differenze con lo scenario F55+ sono principalmente concentrate nel settore civile e nell'industria nei quali si prevede un consumo inferiore di 4,0 miliardi di metri cubi, di cui 1,8 miliardi di metri cubi nel civile per un maggior efficientamento e 2,2 miliardi di metri cubi nell'industria legati ad una maggiore efficienza ed elettrificazione.

⁹ TWh riferiti a PCS 10,58 kWh/m³

La domanda di gas naturale nello scenario 2030 PNIEC REFERENCE è pari a 63,9 miliardi di metri cubi di cui 35,1 miliardi di metri cubi negli usi finali, 24,6 miliardi di metri cubi nel settore termoelettrico e calore e la restante parte, circa 4,2 miliardi negli altri usi (usi non energetici, agricoltura e pesca, bunkeraggi ed *energy branch* e consumi e perdite del sistema gas). Lo scenario PNIEC REFERENCE non considera la parziale conversione del settore dell'acciaio e considera livelli di elettrificazione ed efficientamento energetico più bassi.

Nella tabella seguente è riportato il dettaglio dei volumi per settore

Tabella 8 – Domanda di gas naturale al 2030¹⁰.

GAS NATURALE	2030 F55+		2030 POLICY		2030 REFERENCE	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
Totale	57,0	604	53,2	564	63,9	676
Civile	20,9	221	19,1	202	26,2	277
Industria	10,9	116	8,7	92	7,7	81
Trasporti	1,4	14	1,0	11	1,2	12
Termoelettrico e Calore	20,4	216	20,1	213	24,6	260
Altri usi	3,4	36	4,3	45	4,2	44

8.4.2 Biometano

La domanda di biometano nello scenario 2030 F55+ è pari a 5,4 miliardi di metri cubi (58 TWh@10,58 kWh/m³), in un percorso di crescita coerente con le indicazioni di sviluppo previste dal PNRR che stima una produzione di biometano al 2026 di circa 3,5 miliardi di metri cubi. Lo scenario di penetrazione del biometano nei settori d'uso vede circa 1,5 miliardi di metri cubi di domanda nei trasporti, dove il biometano rientra nella quota di immissione al consumo dei biocombustibili, e circa 2,6 miliardi tra consumo industriale e civile dove svolge un ruolo per la riduzione delle emissioni distribuite del riscaldamento e delle emissioni di combustione industriale, contribuendo a ridurre i costi ambientali sostenuti dalle imprese. Anche nella generazione elettrica il biometano si affianca al biogas offrendo una opzione di produzione di energia elettrica rinnovabile programmabile con un consumo pari a circa 1,4 miliardi di metri cubi.

Nello scenario 2030 PNIEC POLICY si assume uno sviluppo del biometano ancora più ambizioso, pari a 5,7 miliardi di metri cubi (60 TWh@10,58 kWh/m³), destinato al solo consumo negli usi finali. È stato ritenuto infatti che l'utilizzo del biometano sia più efficace come forma di energia rinnovabile soprattutto nei settori ad emissione diffuse, quali civile e trasporti, e nell'industria, soprattutto dove è più difficile la decarbonizzazione con il vettore elettrico, rispetto al suo utilizzo nel settore termoelettrico.

Nello scenario 2030 PNIEC REFERENCE si prevede uno sviluppo più rallentato del biometano che raggiunge nel 3,8 miliardi di metri cubi (40 TWh@10,58 kWh/m³), e viene impiegato principalmente nel settore industriale.

Di seguito la tabella di dettaglio per settore.

¹⁰ TWh riferiti a PCS 10,58 kWh/m³

Tabella 9 – Domanda di biometano al 2030¹¹.

BIOMETANO	2030 F55+		2030 POLICY		2030 REFERENCE	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
Totale	5,4	58	5,7	60	3,8	40
Civile	1,6	17	1,6	17	0,0	0
Industria	1,0	11	2,6	28	2,9	31
Trasporti	1,5	16	1,5	16	0,8	9
Termoelettrico e Calore	1,4	15	0,0	0	0,0	0
Altri usi	0,0	0	0,0	0	0,0	0

8.4.3 Idrogeno

La domanda di idrogeno al 2030 nello scenario F55+ è pari a 2,2 miliardi di metri cubi (metano equivalenti) (23 TWh@10,58 kWh/m³), distribuita sia tra settori che ne fanno storicamente uso come la raffinazione (i.e., *energy branch*) dove l'idrogeno viene usato nei processi di desolfurazione e di produzione di biocombustibili e la sintesi chimica (i.e., usi non energetici) dove l'idrogeno è utilizzato soprattutto per la produzione di fertilizzanti. Tali settori assorbono circa la metà della domanda di idrogeno (1,1 miliardi di metri cubi equivalenti). Il resto della domanda di idrogeno è negli usi finali, in particolare nel settore industriale nei segmenti energivori “*hard to abate*” (0,2 miliardi di metri cubi equivalenti) e nel settore dei trasporti dove l'utilizzo è principalmente nel trasporto pesante.

Nello scenario 2030 PNIEC POLICY il consumo di idrogeno è previsto per rispettare almeno gli obiettivi RED III¹², ovvero 1% tenendo conto del moltiplicatore 2X dell'energia fornita al settore dei trasporti e 1,2% del carburante per l'aviazione e navigazione (nazionale ed internazionale) da *Renewable fuels of non-biological origin* (RFNBOs). Più specificatamente, il PNIEC POLICY considera un consumo H₂ maggiore del doppio di quello obbligato. Inoltre, il 42% della domanda industriale di idrogeno prevista per il 2030, negli usi finali energetici e non, è considerata essere verde in coerenza con la RED III¹³.

Nello scenario 2030 PNIEC REFERENCE l'idrogeno è considerato in uno stato embrionale.

Di seguito la tabella di dettaglio per settore

Tabella 10 – Domanda di idrogeno al 2030¹⁴.

IDROGENO	2030 F55+		2030 POLICY		2030 REFERENCE	
	Gm ³ eq.	TWh	Gm ³ eq.	TWh	Gm ³ eq.	TWh
Totale	2,2	23	0,9	9	0,04	0,5
Civile	0,0	0	0,0	0	n.d.	n.d.
Industria	0,2	2	0,4	4	n.d.	n.d.
Trasporti	0,9	10	0,5	5	0,03	0,3
Termoelettrico e Calore	0,0	0	0,0	0	n.d.	n.d.
Altri usi	1,1	12	0,0	0	n.d.	n.d.

¹¹ TWh riferiti a PCS 10,58 kWh/m³

¹² [Renewable energy directive \(europa.eu\)](https://europa.eu)

¹³ [Renewable energy directive \(europa.eu\)](https://europa.eu)

¹⁴ TWh riferiti a PCS 10,58 kWh/m³

8.5 La domanda di gas al 2040

Al 2040 sono stati sviluppati due scenari, DE-IT+ e GA-IT+, che rappresentano il ponte di transizione tra la riduzione delle emissioni che caratterizza il 2030 e l'obiettivo di zero emissioni nel 2050. Tali scenari sono basati sugli scenari Snam-Terna DE-IT e GA-IT sviluppati in ambito del DDS 2022 ai quali sono state apportate alcune modifiche, come riportato precedentemente. Inoltre, anche per il 2040, sono stati presi in considerazione i due scenari PNIEC, REFERENCE e POLICY.

Al 2040 la domanda di gas è pari a 54,6 miliardi di metri cubi (578 TWh@10,58 kWh/m³) nello scenario DE-IT+ e 61,0 miliardi di metri cubi (645 TWh@10,58 kWh/m³) nello scenario GA-IT+. La spinta alla decarbonizzazione contribuisce allo sviluppo dei gas verdi quali idrogeno e biometano, che si sostituiscono ai consumi di gas naturale. Rispetto allo scenario inerziale PNIEC REFERENCE, infatti, i volumi di gas naturale si riducono del 37% passando da 58,4 miliardi di metri cubi a 37,0 nel DE-IT+ e del 34%, passando a 38,7 miliardi di metri cubi, nel GA-IT+. Inoltre, per raggiungere i livelli di decarbonizzazione al 2040 emerge la necessità di un maggior ricorso a forme di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica CO₂ applicata sia alla cattura delle emissioni di processo che caratterizzano alcuni settori industriali sia per la cattura delle emissioni di combustione in particolare nei settori che sono sottoposti a regime ETS. Un ulteriore sviluppo è previsto anche dalla Strategia Italiana di Lungo Termine sulla Riduzione delle Emissioni dei Gas a Effetto Serra (i.e., *Long Term Strategy*)¹⁵, dove il contributo della CCS raggiunge 40 Mt/anno.

Nella tabella seguente è riportato il dettaglio della suddivisione tra i vari vettori energetici negli scenari.

Tabella 11 – Domanda di gas al 2040¹⁶.

SCENARIO	2040 GA-IT+		2040 DE-IT+		2040 POLICY		2040 REFERENCE	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
GAS NATURALE	38,7	409	37,0	392	46,5	492	58,4	618
BIOMETANO	10,3	109	10,3	109	5,8	61	4,5	48
IDROGENO (Gm ³ met. eq.)	12,0	127	7,3	77	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
TOTALE	61,0	645	54,6	578	52,3	553	63,0	666

8.5.1 Gas naturale

La domanda di gas naturale al 2040 è pari a 37,0 miliardi di metri cubi (392 TWh@10,58 kWh/m³) nello scenario DE-IT+ e 38,7 miliardi di metri cubi (409 TWh@10,58 kWh/m³) nello scenario GA-IT+. Negli usi finali energetici le differenze tra i due scenari sono limitate, pari a circa 0,8 miliardi di metri cubi. La differenza è legata soprattutto ai volumi consumati dal settore civile. Si assume infatti che lo scenario GA-IT+ presenti una minore penetrazione di tecnologie elettriche nel riscaldamento con una domanda di gas nel civile che rimane circa 12,0 miliardi di metri cubi rispetto a 10,8 miliardi di metri cubi dello scenario DE-IT+. Tali scenari hanno una domanda di gas fossile nel civile più bassa rispetto agli scenari presentati nel PNIEC (REFERENCE e POLICY).

¹⁵ LTS Gennaio 2021 (mase.gov.it)

¹⁶ TWh riferiti a PCS 10,58 kWh/m³

La domanda di gas negli usi diretti industriali è molto simile nei due scenari con il GA-IT+ che ha una domanda di 6,7 miliardi di metri cubi ed il DE-IT+ di 7,0 miliardi di metri cubi. Rispetto ai precedenti scenari DE-IT e GA-IT nel settore industriale è stata considerata la domanda di gas naturale derivante dalla parziale riconversione a gas del settore dell'acciaio, in coerenza con lo scenario PNIEC POLICY. Lo scenario PNIEC REFERENCE non considera invece la parziale conversione del settore dell'acciaio.

Nel settore dei trasporti la domanda di gas è uguale tra i due scenari DE-IT+ e GA-IT+ ed è pari a 1,6 miliardi di metri cubi, concentrati nel GNL per trasporto pesante. Se si includono anche i consumi di GNL nei bunkeraggi, pari a 1,1 miliardi di metri cubi, la domanda complessiva di gas naturale nei trasporti è pari a 2,7 miliardi di metri cubi. Nello scenario PNIEC POLICY il consumo di gas naturale nei trasporti è pari a 1,0 miliardi di metri cubi.

Nel settore termoelettrico e calore, che include sia la produzione di energia elettrica sia la produzione di calore da cogenerazione o da caldaie di integrazione, i volumi di gas naturale sono simili tra i due scenari e sono rispettivamente pari a 14,5 miliardi di metri cubi nello scenario DE-IT+ e 15,4 miliardi di metri cubi nello scenario GA-IT+. Nello scenario PNIEC POLICY i consumi di gas naturale per la generazione elettrica e calore sono leggermente più alti, pari a 16,9 miliardi di metri cubi. Nello scenario PNIEC REFERENCE i volumi di gas naturale sono più alti, pari a circa 18,9 miliardi di metri cubi, per il minor contributo delle rinnovabili alla copertura della domanda elettrica.

Nella tabella seguente è riportato il dettaglio dei volumi per settore.

Tabella 12 – Domanda di gas naturale al 2040¹⁷.

GAS NATURALE	2040 GA-IT+		2040 DE-IT+		2040 POLICY		2040 REFERENCE	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
Totale	38,7	409	37,0	392	46,5	492	58,4	618
Civile	12,0	127	10,8	114	15,6	165	26,0	275
Industria	6,7	71	7,0	74	8,7	92	7,6	81
Trasporti	1,6	17	1,6	17	1,0	10	1,6	17
Termoelettrico e Calore	15,4	163	14,5	154	16,9	179	18,9	200
Altri usi	3,0	32	3,0	32	4,4	46	4,2	45

8.5.2 Biometano

La domanda di biometano al 2040 è pari a 10,3 miliardi di metri cubi (109 TWh@10,58 kWh/m³) sia nello scenario DE-IT+ sia nello scenario GA-IT+ e corrisponde ad un valore di produzione massima di biometano in tale orizzonte. Il maggior consumo di biometano è previsto nel settore civile dove, a fianco della penetrazione delle pompe di calore elettriche, permane una domanda di riscaldamento da servire attraverso vettori gassosi rinnovabili al fine di ridurre le emissioni del settore. L'utilizzo del biometano si afferma anche nel settore termoelettrico per gli scenari GA-IT+ e DE-IT+, dove contribuisce come risorsa rinnovabile programmabile alla decarbonizzazione della generazione elettrica, e in questi scenari i volumi sono superiori a 2 miliardi di metri cubi.

Gli scenari PNIEC REFERENCE e PNIEC POLICY considerano dei volumi di produzione di biometano inferiori, rispettivamente pari a 4,5 e 5,8 miliardi di metri cubi (48 e 61 TWh@10,58 kWh/m³). In questi due scenari la maggior quota di biometano è allocata al settore industriale con 3,3 miliardi di metri cubi nel caso del PNIEC REFERENCE e 2,7 miliardi di metri cubi nel PNIEC

¹⁷ TWh riferiti a PCS 10,58 kWh/m³

POLICY. Il consumo di biometano è inoltre presente nel settore dei trasporti e, nello scenario PNIEC POLICY, anche nel settore civile. Nel termoelettrico, invece, il biometano risulta essere assente in entrambi gli scenari PNIEC.

Nella tabella seguente si riporta il dettaglio dei volumi per settore di ogni scenario.

Tabella 13 - Domanda di biometano al 2040¹⁸.

BIOMETANO	2040 GA-IT+		2040 DE-IT+		2040 POLICY		2040 REFERENCE	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
Totale	10,3	109	10,3	109	5,8	61	4,5	48
Civile	4,1	43	4,7	50	1,7	18	0,0	0
Industria	1,0	11	1,3	14	2,7	28	3,3	35
Trasporti	2,9	30	1,6	17	1,4	15	1,2	13
Termoelettrico e Calore	2,3	25	2,7	29	0,0	0	0,0	0
Altri usi	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0

8.5.3 Idrogeno

La domanda di idrogeno al 2040 è differente tra gli scenari Snam, in accordo con le *storylines* alla base delle differenze tra gli scenari del DDS 2022, DE-IT e GA-IT. In particolare, nello scenario DE-IT+ sono previsti 7,3 miliardi di metri cubi equivalenti di metano (77 TWh@10,58 kWh/m³) mentre nello scenario GA-IT+ 12 miliardi di metri cubi equivalenti di metano (127 TWh@10,58 kWh/m³).

Il dettaglio settoriale evidenzia che la domanda di idrogeno è principalmente concentrata nel settore dei trasporti come alternativa decarbonizzata ai prodotti petroliferi, soprattutto nel trasporto pesante e di lungo raggio. L'idrogeno inizia ad affermarsi anche nel settore industriale ed in particolare nei settori cosiddetti "hard to abate" dove si sostituisce soprattutto ai consumi di gas naturale. Nel settore civile l'idrogeno si affaccia come combustibile alternativo e decarbonizzato. La domanda di idrogeno negli altri usi è assunta uguale per entrambi gli scenari DE-IT+ e GA-IT+ ed è associata ai consumi di idrogeno nella chimica di sintesi e nel settore dell'energy branch, soprattutto per la produzione biocombustibili ed *e-fuels* liquidi. Complessivamente i due settori hanno una domanda di idrogeno pari a 1,6 miliardi di metri cubi metano equivalente. L'idrogeno trova inoltre un utilizzo anche nel trasporto navale con una quota nei bunkeraggi come consumo diretto o in forma di *green ammonia*.

Tabella 14 – Domanda di idrogeno al 2040¹⁹.

IDROGENO	2040 GA-IT+		2040 DE-IT+		2040 POLICY		2040 REFERENCE	
	Gm ³ _{eq.}	TWh	Gm ³ _{eq.}	TWh	Gm ³ _{eq.}	TWh	Gm ³ _{eq.}	TWh
Totale	12,0	127	7,3	77				
Civile	1,8	19	0,3	3				
Industria	3,8	40	1,8	19				
Trasporti	4,8	51	3,6	38				
Termoelettrico e Calore	0,0	0	0,0	0				
Altri usi	1,6	17	1,6	17				

¹⁸ TWh riferiti a PCS 10,58 kWh/m³

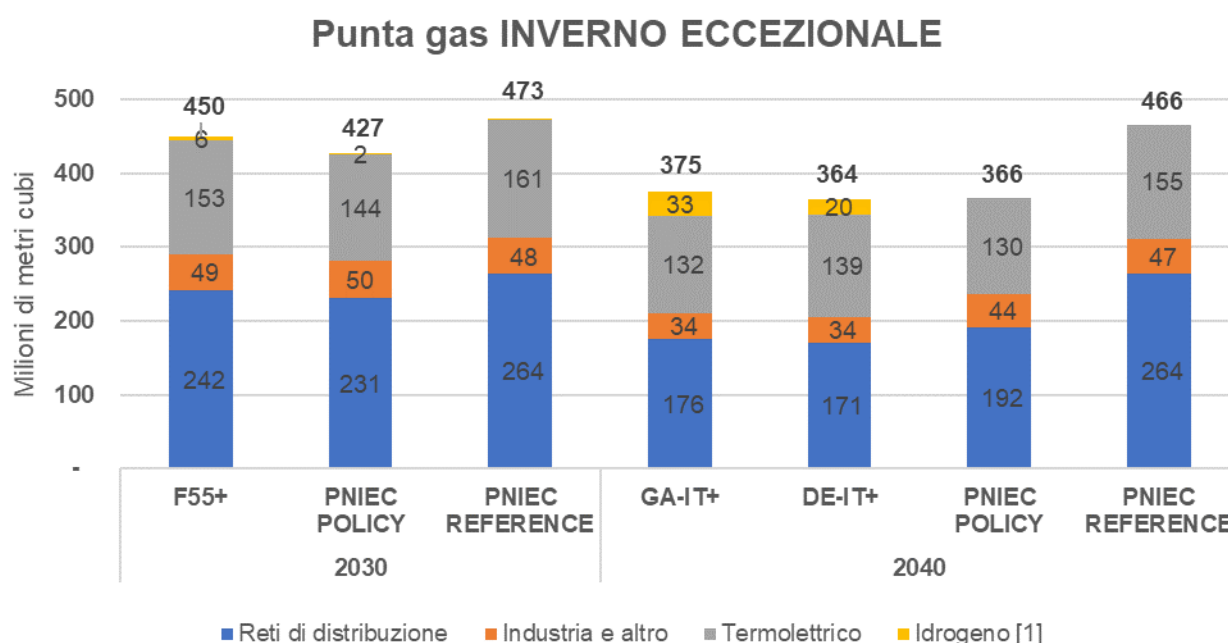
¹⁹ TWh riferiti a PCS 10,58 kWh/m³

8.6 Domanda giornaliera di picco e off-peak

Per valutare la punta di domanda gas si considerano differenti scenari di consumo giornaliero che tengono conto della stagionalità dei consumi. In particolare, vengono considerati:

- Domanda di picco: scenario di domanda di punta invernale in condizioni eccezionali (inverno con probabilità di accadimento 1 su 20 anni)
- Domanda off-peak: uno scenario di domanda media estiva

Nei grafici seguenti si riporta la domanda di picco e fuori picco per gli scenari agli anni 2030 e 2040, relativamente al gas naturale e biometano. La domanda giornaliera di idrogeno, espressa in milioni di metri cubi metano equivalenti, è assunta costante nel corso dell'anno.

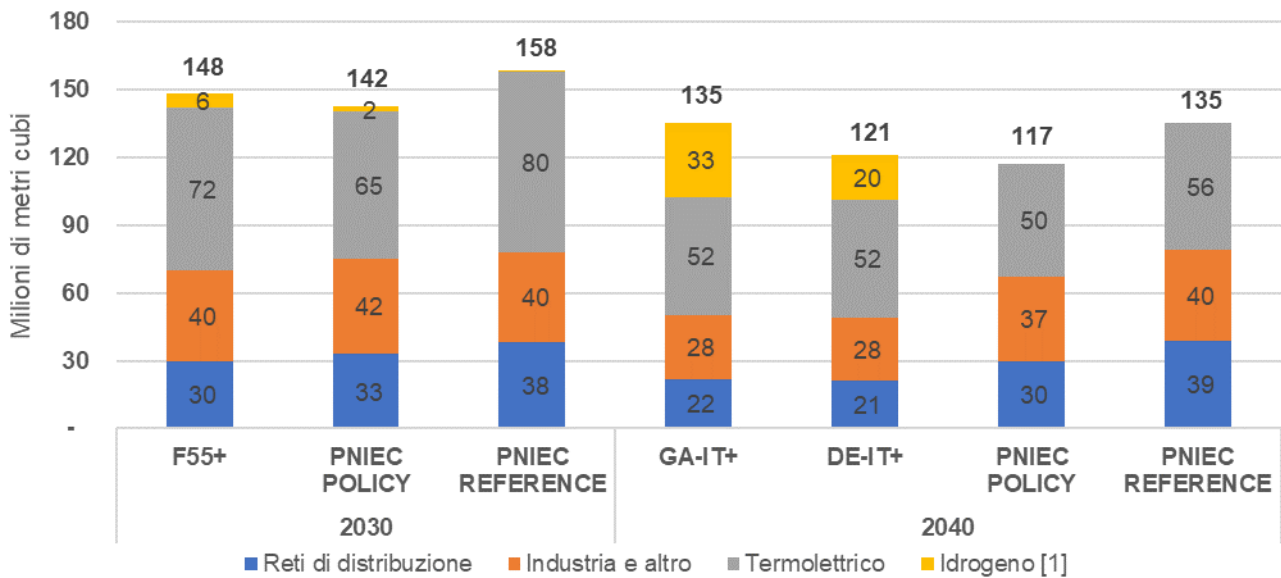


[1] Domanda di idrogeno non disponibile per gli scenari PNI EC al 2040.

Figura 8 - Domanda di picco invernale eccezionale 2030-2040

La punta gas in condizioni di freddo eccezionale tra il 2030 e 2040 si riduce di circa 100 milioni di metri cubi giorno, in conseguenza in particolare della contrazione del mercato delle reti di distribuzione. Come si osserva, anche la punta di domanda termoelettrica si riduce tra il 2030 e 2040, in relazione all'incremento della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, principalmente eolico e solare. Si osserva inoltre che su tutto l'orizzonte temporale i valori di punta termoelettrica a gas sono superiori al massimo storico assoluto (127 milioni di metri cubi giorno). La punta termoelettrica inoltre potrebbe essere influenzata da fenomeni di indisponibilità della generazione rinnovabile, subendo un ulteriore incremento che può raggiungere i 30 milioni di metri cubi giorno nel 2030. Tali considerazioni evidenziano la necessità di ulteriori approfondimenti in particolare su specifiche porzioni della rete gas, in relazione alla collocazione geografica della punta incrementale termoelettrica per valutare la resilienza delle reti esistenti

Off-peak ESTATE MEDIA



[1] Domanda di idrogeno non disponibile per gli scenari PNIEC al 2040.

Figura 9 - Domanda off-peak: estate media 2030 e 2040.

La domanda giornaliera estiva oscilla sul periodo tra i 142 milioni di metri cubi giorno a circa 118 milioni di metri cubi giorno. La punta è sostenuta dal termoelettrico che costituisce il maggiore tra i prelievi settoriali. Al 2030 i volumi di prelievo giornaliero estivo sono molto simili ai volumi estivi attuali che registrano prelievi di circa 150 milioni di metri cubi giorno. La domanda di punta si riduce al 2040 soprattutto per la riduzione del prelievo giornaliero termoelettrico che scende a valori di poco superiori a 50 milioni di metri cubi giorno. I dati giornalieri mostrano quindi come il sistema termoelettrico a gas dovrà offrire servizi di flessibilità caratterizzati sia da rapidità di intervento per coprire la variabilità della produzione giornaliera da eolico e fotovoltaico sia per coprire le variazioni di punta stagionali tra la produzione termoelettrica estiva ed invernale.

8.7 Copertura domanda

Per ognuno degli scenari di domanda e orizzonti temporali descritti precedentemente, sono stati definiti i corrispondenti scenari di copertura della domanda di gas naturale e biometano.

Al fine di definire l'approvvigionamento di gas, ogni scenario italiano di domanda è stato associato al corrispondente scenario europeo (TYNDP ENTSOs) di domanda, consentendo quindi di ottenere una visione completa e coerente dei flussi tra Paesi europei.

8.7.1 Gas naturale

La produzione di gas naturale è prevista in aumento con l'avvio nel 2024 della produzione nei giacimenti di Argo e Cassiopea al largo delle coste siciliane con una portata di picco stimata di 1 miliardo di metri cubi annui. Dopo il raggiungimento di un picco di circa 4 miliardi di metri cubi annui al 2030, la produzione di gas è prevista in declino.

Tabella 15 – Produzione nazionale di gas naturale.

GAS NATURALE	2030	2040
	Gm ³	Gm ³
Produzione nazionale	3,9	1,2

La maggior parte della domanda italiana continua ad essere soddisfatta attraverso le importazioni di gas dall'estero, sia attraverso le rotte via gasdotto che sotto forma di GNL.

Al fine di valutare le implicazioni derivanti dall'attuale incertezza sugli approvvigionamenti di gas Europei, per ognuno degli scenari di domanda sono stati considerati tre scenari di copertura. In particolare, ognuno degli scenari di copertura prevede un diverso mix di approvvigionamento Europeo considerando possibili variazioni nei volumi disponibili dalle tre principali fonti: rotta Nord (importazioni dalla Norvegia), rotta Sud (importazioni da Algeria, Libia, Azerbaijan) e GNL. Tutti gli scenari prevedono l'azzeramento delle importazioni di gas dalla Russia a livello Europeo entro il 2027, in linea con il piano REPowerEU.

Elemento essenziale per far fronte alla riduzione delle forniture russe, è il rafforzamento delle importazioni via tubo dal Sud Italia. Il potenziamento delle dorsali di trasporto da Sud a Nord (Dorsale Adriatica) permette al sistema italiano di accogliere flussi addizionali da Mazara del Vallo, Gela e la massimizzazione del TAP. In tutti gli scenari di copertura, la rotta dal Sud Italia contribuisce al soddisfacimento della domanda italiana ed Europea con oltre **40 miliardi di metri cubi** annui al 2030 mentre nel 2040 il suo contributo potrebbe risultare compreso in un range da **26 miliardi di metri cubi a 50 miliardi di metri cubi** a seconda delle diverse ipotesi sulla disponibilità delle fonti di approvvigionamento (i.e., sviluppi upstream in Algeria e Azerbaijan) e della possibilità di conversione di parte dorsale Sud-Nord al trasporto di Idrogeno.

Anche il GNL assume un ruolo centrale, sia per la copertura della domanda, che per il contributo alla diversificazione e alla sicurezza degli approvvigionamenti. Grazie all'incremento della capacità di rigassificazione ottenuto attraverso le nuove unità galleggianti (FSRU), tra i **19 miliardi di metri cubi** ed i **26 miliardi di metri cubi** di gas liquefatto possono raggiungere la rete italiana nel 2030. Nel 2040 i volumi variano tra **8 miliardi di metri cubi** e **26 miliardi di metri cubi** a seconda dello scenario di copertura considerato. La capacità di rigassificazione garantisce un margine sicurezza e flessibilità in grado di mitigare le incertezze nelle forniture via tubo nel medio termine.

Elemento costante in tutti gli scenari è il posizionamento dell'Italia come Hub Europeo del gas, in grado di esportare quantità significative attraverso le interconnessioni al confine con l'Austria, la Svizzera ed in misura marginale con la Slovenia e contribuire all'approvvigionamento dei paesi del Centro-Est Europa. Le necessità di importazione ed esportazione, variano in funzione della domanda di gas considerata, nonché dello scenario di disponibilità delle fonti di approvvigionamento extra-europee.

Nello scenario inerziale, in cui si ipotizza un ritardo rispetto ai target di decarbonizzazione (PNIEC REFERENCE per Italia, NT per Europa), le importazioni sono massimizzate per far fronte ad una domanda italiana ed europea che si mantiene su livelli cospicui ed una minore disponibilità di biometano. In tale scenario, si evidenzia come potrebbe esserci nel lungo termine (dopo 2030) la necessità di prevedere un rafforzamento del mix di approvvigionamento e nuove fonti per la copertura della domanda Europea e Italiana, rispetto quanto ipotizzato finora.

Gli scenari di Policy (F55+ e PNIEC POLICY per Italia, NT+ per Europa) raggiungono livelli elevati di esportazioni al 2030 (tra 13 e 15 miliardi di metri cubi) evidenziando il ruolo chiave dell'Italia negli approvvigionamenti dei paesi limitrofi. Dopo il 2030, esportazioni e importazioni si riducono gradualmente riflettendo una contrazione nei consumi di gas guidata dai target di decarbonizzazione.

Dal punto di vista delle coperture, l'export dall'Italia viene massimizzato ove si considera un incremento della disponibilità degli approvvigionamenti da Sud in transito attraverso l'Italia e una elevata competizione sul mercato del GNL. Sotto queste condizioni, la maggiore competitività delle importazioni da Sud rispetto al GNL Europeo porta a mantenere le esportazioni oltre i 10 miliardi di metri cubi anche dopo il 2040.

Tabella 16 – Bilancio nazionale gas.

<i>Gm³</i>	2030	2040
Produzione gas naturale	4	1
Produzione biometano	4 - 6	5 - 10
Importazioni via gasdotti da Nord [1]	0	0
Importazioni via gasdotti da Sud [2]	41 - 50	26 - 50
Importazioni GNL	19 - 26	8 - 26
Esportazioni	9 - 15	0 - 14

[1] Include Tarvisio e Passo Gries

[2] Include Mazara del Vallo, Gela e TAP

8.7.2 Biometano

Gli scenari F55+ e PNIEC POLICY prevedono una produzione di biometano al 2030 compresa tra i 5 Miliardi di metri cubi ed i 6 Miliardi di metri cubi, in un percorso di crescita coerente con le indicazioni di sviluppo previste dal PNRR che stima una produzione di biometano al 2026 di circa 3,5 miliardi di metri cubi. Tale disponibilità è invece limitata a 3,8 miliardi di metri cubi nello scenario PNIEC REFERENCE. Nel 2040 il biometano raggiunge 10,4 Miliardi di metri cubi negli scenari DE-IT+ e GA-IT+, dimostrando il suo fondamentale contributo alla decarbonizzazione, mentre negli scenari PNIEC REFERENCE e PNIEC POLICY il biometano si ferma ad un volume annuo di 4,5 e 6 Miliardi di metri cubi rispettivamente.

Tabella 17 – Produzione nazionale di biometano.

BIOMETANO	F55+	GA-IT+	DE-IT+	POLICY		REFERENCE	
	<i>Gm³</i> 2030	2040	2040	2030	2040	2030	2040
Produzione	5,4	10,4	10,4	5,7	6,0	3,8	4,5

Si assume che il biometano venga tutto prodotto sul suolo nazionale valorizzando le differenti matrici di produzione, in particolare quella di origine agricola che costituisce oltre il 60% della produzione.

La tabella successiva mostra la ripartizione dei potenziali di produzione al 2040 per origine della biomassa.

Tabella 18 – Produzione di biometano da diverse matrici al 2040.

<i>Gm³</i>	2040
Colture rotazione	6,4
Scarti agricoli	0,6
Scarti legnosi/ Manutenzione boschiva / Verde urbano	0,8
Liquami zootecnici	1,5
Rifiuti alimentari	0,5
Fanghi di depurazione e Rifiuti solidi urbani	0,5
Totale	10,4

8.7.3 Idrogeno

La crescita della domanda di idrogeno in Italia deve essere accompagnata dallo sviluppo della produzione e dell'approvvigionamento di idrogeno.

Parte della copertura della domanda di idrogeno è legata alla produzione attraverso elettrolizzatori collegati alla rete elettrica. Tale quantitativo, considerato il rendimento di trasformazione, è ipotizzabile fino a 6 - 7 TWh al 2030 (scenari F55+ e PNIEC POLICY) e fino a 10,5 - 12 TWh al 2040 (GA-IT+ e DE-IT+). Un ulteriore contributo alla produzione in Italia può essere fornito da elettrolizzatori con rinnovabili elettriche dedicate e dalla produzione di idrogeno blu attraverso il reforming del gas naturale associato ad un processo di cattura della CO₂.

Considerato il livello di domanda di idrogeno previsto già al 2030 (fino a 23 TWh - vedi capitolo 8.4.3), si prevede che sarà necessario complementare le produzioni nazionali con una quota significativa di idrogeno di importazione e che tale quota andrà man mano aumentando nella decade successiva. Le importazioni di idrogeno potranno avvenire via gasdotto ad alta pressione o via nave in forma liquida (sia come idrogeno puro che sotto forma di composti quali ammoniaca o Liquid Organic Hydrogen Carriers). La vicinanza con il Nord Africa e la presenza di infrastrutture esistenti per il gas naturale convertibili ad idrogeno, rappresenta un'opportunità per importare in Italia grandi volumi di idrogeno generato in maniera efficiente dalle abbondanti risorse naturali disponibili (solare ed eolico) e quindi ad un costo inferiore rispetto ad una produzione sul territorio italiano (anche considerando i costi di trasporto). Tali importazioni potrebbero non solo soddisfare parte della domanda italiana ma anche contribuire alla copertura della domanda di idrogeno negli altri paesi europei.

Per realizzare questa visione, SNAM ha previsto lo sviluppo di una "Italian Hydrogen Backbone" in grado di collegare le produzioni nazionali di idrogeno prevalentemente ubicate al Sud ed ulteriori volumi provenienti dal Nord Africa con le principali aree di consumo italiane fino ai punti di interconnessione con le reti estere. Il progetto prevede lo sviluppo di 2,300 km di infrastrutture per il trasporto di idrogeno, di cui oltre il 70% riconvertite dal gas naturale, e di 1.5 bcm di capacità di stoccaggio sotterraneo. Data la rilevanza strategica per l'approvvigionamento di idrogeno a livello Europeo ed il potenziale contributo al raggiungimento del target di 10 Milioni di tonnellate di importazioni di idrogeno in Europa al 2030 previsto dal piano RePowerEU, il progetto è stato candidato per ottenere lo status di Progetto di Interesse Comune ai sensi del Regolamento TEN-E (Reg. (UE) 2022/869) al fine di accedere ai fondi della Connecting Europe Facility (Reg. (UE) 2021/1153).

Attraverso la collaborazione con i principali TSO Austriaci e Tedeschi, la backbone italiana dell'idrogeno è stata inserita all'interno dei consorzi South H2 corridor²⁰ e Sunshyne²¹ con il comune obiettivo di creare un corridoio mediterraneo di importazione dell'idrogeno.

Un ulteriore vantaggio nell'abilitare l'importazione dell'idrogeno risiederebbe nella possibilità di evitare che una parte significativa della produzione di energia elettrica nazionale da fonti rinnovabili debba essere dedicata alla produzione di idrogeno, rendendo ancora più sfidanti gli obiettivi di penetrazione rinnovabili nel vettore elettrico.

In un'ottica di transizione l'idrogeno è visto inoltre come elemento per accompagnare la decarbonizzazione della rete gas, in *blending* con gas naturale e biometano. In coerenza con i limiti tecnologici e normativi delle infrastrutture di trasporto, il vettore porterà un contributo significativo alla riduzione delle emissioni delle tecnologie tradizionali a gas naturale.

Con riferimento agli elettrolizzatori, sarà altresì importante garantirne la progressiva integrazione all'interno del sistema elettrico tramite una serie di leve abilitanti. In prima istanza, la valorizzazione delle garanzie d'origine come strumento di tracciatura dell'origine rinnovabile dell'idrogeno e come strumento per aumentare la liquidità del mercato: in particolare si considera auspicabile l'equiparazione del trattamento delle garanzie d'origine biometano a quelle idrogeno, inclusa la possibilità di mutuaione delle GO con i titoli EUA nell'ambito dello schema ETS e con i certificati d'obbligo per il settore dei trasporti. In secondo luogo, si vede con favore la proposta di associare alla produzione di idrogeno verde un regime tariffario agevolato per il prelievo da rete elettrica come indicato nel Decreto-legge 30 aprile 2022, n. 36 (articolo 23).

²⁰ <https://www.south2corridor.net/>

²¹ <https://www.sunshynecorridor.eu/sunshyne-project/>

