



Scenari di riferimento
per il piano di sviluppo
delle reti di trasporto
del gas 2022-2031



1. SOMMARIO

1. SOMMARIO	1
2. INDICE DELLE FIGURE	2
3. INDICE DELLE TABELLE	3
4. EXECUTIVE SUMMARY	5
5. CONTESTO E FINALITA'	9
6. ANDAMENTO STORICO DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA DI GAS IN ITALIA	12
Domanda di gas nel 2020.....	12
Offerta di gas naturale nel 2020 e utilizzo della rete	13
Capacità di trasporto nel periodo 2018-2020	14
7. DATI DI SCENARIO	17
Commodities	18
DOMANDA GAS	19
Domanda annuale di gas (National Trend Italia)	19
Domanda giornaliera di picco e off-peak (National Trend Italia).....	21
Domanda annuale di gas (Global Ambition).....	23
Domanda giornaliera di picco e off-peak (Global Ambition)	25
OFFERTA	26
Offerta di gas (National Trend Italia)	26
Offerta di gas (Global Ambition).....	27
Scenari di approvvigionamento per l'Italia	28
Assunzioni sulla domanda gas	28
Assunzioni sullo scenario infrastrutturale.....	28
Assunzioni sulla potenzialità delle fonti di approvvigionamento di gas naturale	28
Assunzioni prezzi fonti energetiche	30
Assunzioni sulla produzione e l'approvvigionamento di idrogeno	30
Risultati	31

2. INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 1 - TIMELINE DI PROCESSO DI SCENARI EUROPEI E NAZIONALI	10
FIGURA 2 - EVOLUZIONE DELLA DOMANDA COMPLESSIVA DI GAS (BCM).....	17
FIGURA 3 - EVOLUZIONE DELLA DOMANDA COMPLESSIVA DI GAS (NT-IT) (BCM)	19
(* INCLUDE AGRICOLTURA; ** INCLUDE BUNKERAGGI).....	21
FIGURA 4 - EVOLUZIONE DELLA DOMANDA GAS NATURALE BIOMETANO E IDROGENO (NT-IT) (BCM).....	21
FIGURA 5 - EVOLUZIONE DELLA PUNTA DI DOMANDA GAS (DOMANDA DI PICCO) (NT-IT) (MILIONI DI M ³ /GIORNO).....	22
FIGURA 6 - EVOLUZIONE DELLA PUNTA DI DOMANDA GAS (DOMANDA OFF-PEAK) (NT-IT) (MILIONI DI M ³ /GIORNO).....	22
(* INCLUDE AGRICOLTURA; ** INCLUDE BUNKERAGGI).....	24
FIGURA 8 - EVOLUZIONE DELLA DOMANDA GAS NATURALE BIOMETANO E IDROGENO (GA) (BCM)	24
FIGURA 9 - EVOLUZIONE DELLA PUNTA DI DOMANDA GAS (DOMANDA DI PICCO) (GA) (MILIONI DI M ³ /GIORNO).....	25
FIGURA 10 - EVOLUZIONE DELLA PUNTA DI DOMANDA GAS (DOMANDA OFF-PEAK) (GA) (MILIONI DI M ³ /GIORNO).....	26
FIGURA 11 - EVOLUZIONE DELL'OFFERTA DI GAS DAL 2020 AL 2040 PER LO SCENARIO NT ITALIA (BCM).....	26
FIGURA 12 - EVOLUZIONE DELL'OFFERTA DI GAS DAL 2020 AL 2040 PER LO SCENARIO GLOBAL AMBITION (BCM).....	27

3. INDICE DELLE TABELLE

TABELLA 1 – DOMANDA GAS 2018-2020	12
TABELLA 2 – UTILIZZO DELLA RETE NEL PERIODO 2018-2020	13
TABELLA 3 – CAPACITÀ MASSIME NEL PERIODO 2018-2020	15
TABELLA 4 – PREZZI DELLE COMMODITIES.....	18
TABELLA 5 – PREZZI DEL GAS NATURALE PER APPROVVIGIONAMENTO GAS	18
TABELLA 6 – POTENZIALE DI OFFERTA DI GAS DAI PRINCIPALI FORNITORI DEL MERCATO EUROPEO.....	29
TABELLA 7 – MASSIMI E MINIMI PER PUNTO DI IMPORT AL 2025, 2030 E 2040	31

4.

Executive summary

4. EXECUTIVE SUMMARY

Il presente documento, predisposto da Snam in coordinamento con Terna, descrive gli scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2022 – 2031 e contiene il relativo set informativo da utilizzare ai fini delle relative analisi. Terna ha pubblicato il piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN) 2021 lo scorso luglio e presenterà il prossimo piano nel 2023 considerando che il piano di sviluppo della RTN è stato reso biennale dalla Legge 120/20.

Gli scenari di riferimento sono stati individuati al fine di consentire l'analisi di possibili evoluzioni tra loro differenti e, ove possibile, contrastanti, come di seguito rappresentato:

- National Trend Italia (NT Italia)¹: scenario sviluppato da Snam e Terna coerentemente allo scenario National Trends (NT ENTSOs), unitamente ad alcuni necessari affinamenti e aggiornamenti, in particolare sulla *reference grid* e sul settore della generazione elettrica;
- Global Ambition²: scenario elaborato da ENTSOs (nell'ambito del TYNDP 2020) nel rispetto degli obiettivi di contenimento della temperatura entro 1,5 °C previsti dall'accordo di Parigi, con una visione più centralizzata del sistema energetico, dove oltre allo sviluppo delle rinnovabili assume rilevanza il contributo dei gas decarbonizzati, in particolare idrogeno e biometano.

Tali scenari sono coerenti con gli obiettivi ambientali previsti per l'Italia dal PNIEC e per l'Europa dal "Clean energy for all Europeans package" (ottobre 2017)³.

Nel documento viene fornito per ciascuno scenario il set informativo relativamente a prezzi delle commodities, della CO₂, della domanda e dell'offerta di gas per gli anni 2025-2030 e 2040. I due scenari si differenziano negli anni 2030 e 2040 mentre per l'anno 2025 si è assunto un unico valore di "best estimate" coincidente con il NT Italia per entrambi gli scenari in linea con quanto effettuato a livello europeo. L'anno di riferimento storico assunto come raccordo per gli scenari è il 2020.

Al fine di garantire la coerenza e la confrontabilità con gli scenari sviluppati in ambito Europeo, per le commodities e CO₂ si sono adottati gli stessi prezzi utilizzati dagli ENTSOs per gli scenari NT Italia e Global Ambition, pubblicati nel documento ENTSOs "TYNDP 2020 Scenario Report".⁴

¹ Lo scenario "NT Italia" è stato pubblicato a febbraio 2021 ed è consultabile al link https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2021_2030/SCENARIO-NATIONAL-TREND-ITALIA_def.pdf

² Lo scenario "Global Ambition" è stato pubblicato a luglio 2020 nel documento ENTSOs "TYNDP 2020 Scenario Report" ed è consultabile al link <https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

³ Gli obiettivi del nuovo pacchetto UE "Fit-for-55" di luglio 2021 saranno recepiti nel prossimo Documento di Descrizione degli Scenari che Terna e Snam predisporranno nel corso del 2022 relativamente ai piani di sviluppo 2023

⁴ Si segnala che in particolare per la CO₂ il prezzo considerato appare decisamente sottostimato in quanto, sotto la spinta delle nuove politiche UE "Fit for 55" (luglio 2021), il costo di emissione è cresciuto rapidamente portandosi a valori già oggi circa doppi rispetto a quelli previsti dagli scenari al 2030.

Scenario National Trend Italia (NT Italia)

Domanda

La domanda annua di gas dello scenario NT Italia presenta un andamento decrescente in linea con quanto previsto dal PNIEC. Al 2025 la domanda di gas si mantiene al di sopra dei 70 miliardi di metri cubi (72,2 bcm) ed il decremento dei consumi è atteso soprattutto nel periodo successivo al 2025, raggiungendo al 2030 i 62,3 miliardi di metri cubi per scendere a 60,6 miliardi di metri cubi al 2040. Nello scenario NT Italia oltre a gas naturale e biometano si considerano anche i quantitativi di idrogeno previsti nel PNIEC che, in miliardi di metri cubi equivalenti di metano sono pari a circa 0,1 bcm al 2030 per crescere fino a 3,9 bcm al 2040 (3,2 Mtep). La domanda di gas e di gas verdi è quindi pari a 64,5 miliardi di metri cubi al 2040.

La domanda di punta nello scenario NT Italia si mantiene sopra ai 400 milioni di metri cubi giorno passando da 453 Mmc/g al 2025 ai 421 Mmc/g al 2040.

Offerta

La maggior parte della domanda di gas continua ad essere soddisfatta dalle importazioni dall'estero, per circa l'80% al 2040, ma, la quota di produzione nazionale è prevista in aumento grazie ai gas verdi che compensano il decremento della produzione di gas naturale. Al 2040 lo scenario National Trends Italia, in coerenza col PNIEC, prevede circa 7 miliardi di metri cubi di biometano e circa 12 TWh di consumi di elettricità associati alla produzione di idrogeno da impianti Power-to-Gas (P2G), cui corrisponde una produzione di idrogeno di circa 1 miliardo di metri cubi di metano eq. Per soddisfare l'intera domanda, di idrogeno pari a 3,9 miliardi di metri cubi metano eq, al 2040 come anche previsto dalle linee guida sulla strategia dell'idrogeno, la produzione nazionale di idrogeno, potrebbe essere integrata con le importazioni o con altre forme di idrogeno a basse emissioni di carbonio, ad esempio l'idrogeno blu.

Scenario Global Ambition

Domanda

La domanda di gas dello scenario Global Ambition presenta un andamento abbastanza costante, mantenendosi anche nel lungo termine sopra i 70 miliardi di metri cubi.

Al 2025 la domanda di gas, pari a 72,2 miliardi di metri cubi, è sostenuta dal "phase out" del carbone (cfr NT-Italia). Al 2030 la domanda complessiva di gas raggiunge i 74,9 miliardi di metri cubi, grazie alla crescita di biometano (3,4 miliardi di metri cubi) e idrogeno (2,6 miliardi di metri cubi metano equivalente) che contribuiscono alla decarbonizzazione degli usi finali. La domanda di gas naturale e di gas verdi al 2040 è pari a 70,2 miliardi di metri cubi grazie al contributo di biometano e idrogeno che valgono rispettivamente 9,3 e 7,3 miliardi di metri cubi.

La domanda di punta nello scenario Global Ambition si mantiene abbastanza stabile sopra i 450 milioni di metri cubi dal 2025 al 2040 grazie al contributo crescente della domanda di idrogeno.

Offerta

La maggior parte della domanda di gas continua ad essere soddisfatta dalle importazioni dall'estero, per circa il 75% al 2040, ma, la quota di produzione nazionale è prevista in aumento grazie ai gas verdi che compensano il decremento della produzione di gas naturale. Al 2040 la produzione di biometano e metano sintetico raggiunge i 9,3 miliardi di metri cubi e la produzione nazionale di idrogeno verde da Power To Gas è pari a 0,8 miliardi di metri cubi metano eq. La copertura della domanda di idrogeno pari a 7,3 miliardi di metri cubi metano eq al 2040 è garantita da importazioni di idrogeno verde prodotto all'estero e, marginalmente, da idrogeno blu prodotto in Italia utilizzando importazioni di gas naturale dedicate.

Sia per lo scenario National trend Italia, sia per il Global Ambition si assume l'importazione di idrogeno via tubo dal Nord Africa, sfruttando il vantaggio competitivo dell'idrogeno verde prodotto in tale Area e la presenza di infrastrutture di trasporto di collegamento con la Sicilia, coerentemente con quanto previsto dallo studio "*Extending the European Hydrogen Backbone*"⁵ pubblicato ad aprile 2021.

⁵ https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/European-Hydrogen-Backbone_April-2021_V3.pdf

5.

Contesto

5. CONTESTO E FINALITA'

In ottemperanza alle delibere 468/18/R/gas e 539/2020/R/gas per il settore gas Snam ha predisposto in coordinamento con Terna il presente documento recante il set informativo e la descrizione degli scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2022 - 2031. Terna ha pubblicato il piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN) 2021 lo scorso luglio e presenterà il prossimo piano nel 2023 considerando che il piano di sviluppo della RTN è stato reso biennale dalla Legge 120/20.

Al fine di avere scenari che permettano di analizzare situazioni differenti e, ove possibile, contrastanti per le verifiche di trasporto sulla rete del gas, gli scenari di riferimento per il piano di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2022 - 2031, come comunicato ad ARERA con nota del 3 giugno 2021, sono:

- National Trend Italia (NT Italia)⁶: scenario sviluppato da Snam e Terna coerentemente allo scenario National Trends (NT ENTSOs), unitamente ad alcuni necessari affinamenti e aggiornamenti, in particolare sulla *reference grid* e sul settore della generazione elettrica.
- Global Ambition⁷: scenario elaborato da ENTSOs (nell'ambito del TYNDP 2020) nel rispetto degli obiettivi di contenimento della temperatura entro 1,5 °C previsti dall'accordo di Parigi, con una visione più centralizzata del sistema energetico, dove oltre allo sviluppo delle rinnovabili assume rilevanza il contributo dei gas decarbonizzati, in particolare idrogeno e biometano;

Nella figura seguente (Figura 1), si riportano le timeline di elaborazione degli scenari sia in ambito nazionale che europeo. Come si può osservare, tali scenari sono precedenti al nuovo pacchetto UE "Fit for 55" (luglio 2021) e traggono gli obiettivi ambientali previsti per l'Italia dal PNIEC e per l'Europa dal "Clean energy for all Europeans package" (ottobre 2017). Quest'ultimo riguardava una riduzione delle emissioni CO₂ del 40% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, mentre con il nuovo pacchetto "Fit for 55" la percentuale di riduzione è stata portata al 55%, con l'obiettivo di arrivare alla "carbon neutrality" per il 2050.

Gli obiettivi del nuovo pacchetto UE saranno recepiti nel prossimo Documento di Descrizione degli Scenari che Terna e Snam predisporranno nel corso del 2022 relativamente ai piani di sviluppo 2023.

⁶ Lo scenario "NT Italia" è stato pubblicato a febbraio 2021 ed è consultabile al link https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2021_2030/SCENARIO-NATIONAL-TREND-ITALIA_def.pdf

⁷ Lo scenario "Global Ambition" è stato pubblicato a luglio 2020 nel documento ENTSOs "TYNDP 2020 Scenario Report" ed è consultabile al link <https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

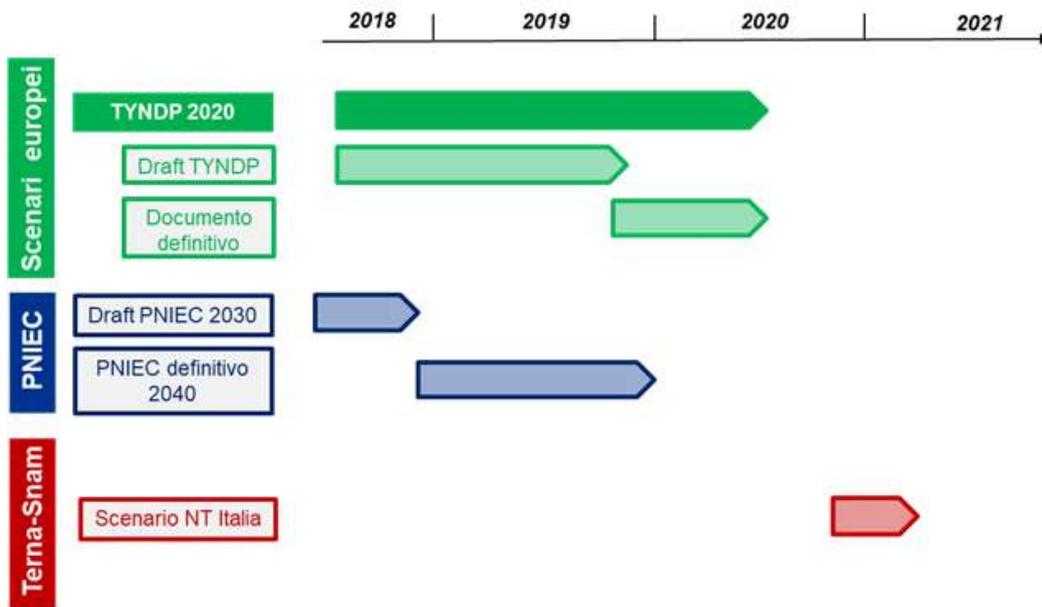


Figura 1 - Timeline di processo di scenari europei e nazionali

6.

Andamento storico della
domanda e dell'offerta di
gas in Italia

6. ANDAMENTO STORICO DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA DI GAS IN ITALIA

Domanda di gas nel 2020

La domanda del gas in Italia nel 2020 è stata complessivamente pari a 71,3 miliardi di metri cubi, in riduzione di 3,2 miliardi di metri cubi (-4,3%) rispetto all'anno precedente. La riduzione è motivata dagli impatti su tutti i settori economici e produttivi delle misure di contenimento della pandemia da Covid 19 attuate nel corso dell'anno 2020.

Le maggiori riduzioni si registrano per il settore civile, che passa da 28,3 a 26,7 miliardi di metri cubi con una riduzione di -1,6 miliardi di metri cubi (-5,6%) suddivisa nelle due componenti Residenziale e Terziario. Per la componente residenziale la riduzione dei consumi, circa 0,6 miliardi di metri cubi (-2%), in linea con il trend storico di riduzione dei consumi per gli interventi di efficienza. Per la componente terziario la riduzione è molto più marcata ed è pari a circa 1,0 miliardo di metri cubi (-12%), calo analogo alla perdita complessiva di fatturato (-12%) evidenziato da ISTAT nel "Rapporto competitività 2021".

Per il settore termoelettrico e della generazione combinata di elettricità e calore da gas naturale si registra una contrazione dei consumi di circa 0,9 miliardi di metri cubi (-2,9%), in termini assoluti pari ad una minor generazione da gas di circa 4 TWh. La contrazione è principalmente determinata dalla riduzione della domanda elettrica, che a causa delle misure di contenimento della pandemia ha registrato un calo del 5,6% rispetto al 2019, pari in termini assoluti a circa -18 TWh.

In calo la domanda di gas per gli usi energetici industriali che nel 2020 registra un consumo di 10,2 miliardi di metri cubi con una riduzione di circa -0,2 miliardi di metri cubi (-2,2%). Il comparto ha risentito del rallentamento economico legato alle misure di lock-down, che hanno impattato principalmente i mesi primaverili del 2020. Anche per il settore dei trasporti si registra una contrazione di circa 0,22 miliardi di metri cubi.

Tabella 1 – Domanda gas 2018-2020⁸

Miliardi di m ³	2018	2019	2020	Var. 2020 vs 2019	ass	Var. 2020 vs 2019	%
Civile	29.0	28.3	26.8	-1.6		-5.6%	
Industria	10.6	10.4	10.2	-0.2		-2.2%	
Trasporti (*)	1.3	1.4	1.2	-0.2		-15.7%	
Altri usi (**)	3.2	3.2	3.0	-0.2		-5.8%	
Generazione elettrica e calore	28.6	31.1	30.1	-1.0		-3.1%	

⁸ I volumi di gas nel documento sono sempre espressi in standard metri cubi e loro multipli. L'energia corrispondente è ottenuta considerando il Potere Calorifico Inferiore (PCI) 34,3 MJ/m³, che, in accordo con Eurostat, è pari al Potere Calorifico Superiore (PCS) 38,1 MJ/m³ ridotto del 10%

Domanda di gas naturale + biometano	72.7	74.5	71.3	-3.2	-4.3%
<i>di cui Biometano</i>	<i>0.03</i>	<i>0.05</i>	<i>0.10</i>	<i>0.05</i>	<i>97.5%</i>

(*) include bunkeraggi

(**) Include usi non energetici, consumi del sistema energetico, consumi e perdite

Con riferimento alla domanda giornaliera di gas nel 2020 la punta di prelievo è stata pari 366 milioni di metri cubi giorno registrata il 14/1/2020. Tale punta è stata sostenuta dalla domanda termoelettrica che ha raggiunto i 108 milioni di metri cubi giorno, in concomitanza di una riduzione dell'import elettrico dalla Francia a causa di una domanda elettrica interna particolarmente alta per un picco di freddo. Nella stessa data si è registrato anche il massimo prelievo giornaliero delle reti di distribuzione pari a 202 milioni di metri cubi giorno, con una temperatura media molto vicina alla temperatura normale. Tale valore è 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".

Si ricorda inoltre che la punta massima storica è stata di 467 milioni di metri cubi giorno, raggiunta il 6 febbraio 2012, in concomitanza di una condizione di freddo eccezionale (1/20), con un prelievo delle reti di distribuzione di circa 300 milioni di metri cubi e un prelievo termoelettrico di circa 114 milioni di metri cubi giorno.

Offerta di gas naturale nel 2020 e utilizzo della rete

L'offerta di gas naturale in Italia nel 2020 è stata pari a 71,3 miliardi di metri cubi, in riduzione di circa 3 miliardi di metri cubi (-4,2%) rispetto al 2019.

Le importazioni di gas naturale nel 2020 sono state pari a 66,1 miliardi di metri cubi, suddivise tra importazioni GNL pari a 12,6 miliardi di metri cubi e importazioni via pipeline pari a 53,5 miliardi di metri cubi. Nel corso del 2020 sono state completate le attività di messa in gas della nuova importazione TAP (Melendugno) con avvio dei flussi di importazione negli ultimi giorni dell'anno.

La produzione nazionale e lo stoccaggio hanno contribuito rispettivamente per 3,8 miliardi di metri cubi e per 0,9 miliardi di metri cubi.

Nella tabella seguente (Tabella 2) è riportata, come indicazione del livello di utilizzo della rete, l'offerta di gas in Italia nel triennio 2018-2020.

Tabella 2 – Utilizzo della rete nel periodo 2018-2020

<i>Miliardi di m3</i>	2018	2019	2020	Var. 2020 vs 2019	ass Var. 2020 vs 2019	%
TARVISIO IMPORTAZIONE	29.7	29.9	28.4	-1.42	-5%	
MAZARA DEL VALLO	17.1	10.2	12.0	1.81	18%	
PASSO GRIES IMPORTAZIONE	7.8	11.1	8.6	-2.53	-23%	
GELA	4.5	5.7	4.5	-1.24	-22%	

MELENDUGNO IMPORTAZIONE	-	-	0.0 ⁹	-	-
GORIZIA IMPORTAZIONE	0.0	0.0	0.0	-0.02	-87%
CAVARZERE (GNL)	6.7	7.9	6.8	-1.10	-14%
PANIGAGLIA (GNL)	0.9	2.4	2.5	0.09	4%
LIVORNO (GNL)	1.1	3.6	3.3	-0.35	-10%
TOTALE IMPORTAZIONI	67.7	70.9	66.1	-4.74	-7%
PRODUZIONE NAZIONALI (*)	5.1	4.5	3.8	-0.66	-15%
SALDO NETTO PRELIEVI/EMISSIONI STOCCAGGIO (**)	- 0.4	- 1.4	0.9	2.32	-167%
TOTALE DISPONIBILITÀ DI GAS NATURALE	72.4	74.0	70.9	-3.09	-4%
RICONSEGNA AL MERCATO NAZIONALE	71.5	73.0	70.0	-3.01	-4%
TOTALE ESPORTAZIONI	0.4	0.4	0.4	-0.02	-4%
CONSUMI ED EMISSIONI SNAM RETE GAS	0.3	0.2	0.2	0.00	2%
GAS NON CONTABILIZZATO E ALTRE VARIAZIONI	0.2	0.3	0.3	-0.08	-23%
TOTALE PRELIEVI DI GAS NATURALE	72.4	74.0	70.9	-3.09	-4%
GAS IMMESSO SU RETE REGIONALE DI ALTRI OPERATORI (***)	0.0	0.0	0.0	0.00	0%
TOTALE ESPORTAZIONI	0.4	0.4	0.4	-0.02	-4%
ALTRI CONSUMI (****)	0.7	0.7	0.8	0.05	7%
TOTALE OFFERTA ITALIA	72.7	74.3	71.3	-3.03	-4%

(*) Dato che include biometano ed al netto degli autoconsumi di gas dei pozzi

(**) Inteso come saldo tra prelievo da stoccaggio (+) e immissioni in stoccaggio (-) espressi al lordo dei consumi per iniezione/erogazione

(***) Include la variazione dell'invaso in rete. Nel bilancio energetico redatto da Snam Rete Gas è definito convenzionalmente GNC la differenza fisiologica tra le quantità di gas misurate all'ingresso della rete e le quantità di gas misurate all'uscita, derivante dalla tolleranza tecnica degli strumenti di misura.

(****) Comprende i consumi dei terminali di GNL, i consumi delle centrali di compressione per stoccaggio e delle centrali per il trattamento della produzione

Capacità di trasporto nel periodo 2018-2020

La capacità di trasporto insieme alla domanda annuale costituisce un parametro chiave che fornisce indicazioni sull'utilizzo della rete. In tabella 3 si riporta la capacità massima di trasporto utilizzata nel periodo 2018-2020 per importazioni, le esportazioni, gli hub di stoccaggio (iniezione/erogazione), la produzione nazionale (aggregato di tutti i punti di immissione da campi di produzione nazionale) e la capacità alle aree di prelievo che rappresenta la capacità aggregata dei punti di riconsegna.

⁹ Dal 31/12/2020 ad oggi TAP ha importato circa 5 miliardi di metri cubi di gas naturale.

Tabella 3 – Capacità massime nel periodo 2018-2020

IMMISSIONI IN RETE (MSmc/giorno)	2018	2019	2020	Capacità Continua AT 20-21	Load Factor¹⁰ (%)
IMPORTAZIONI					
TARVISIO	116.80	113.00	115.70	108.78	106%
MAZARA DEL VALLO	75.60	61.30	75.00	107.65	70%
PASSO GRIES	46.50	52.60	56.50	60.57	93%
GELA	23.90	22.80	24.90	39.76	63%
MELENDUGNO IMPORTAZIONE	-	-	10.20 ¹¹	46.08	22%
GORIZIA	2.40	2.50	1.00	2.03	49%
CAVARZERE (GNL)	27.50	27.00	27.20	27.36	99%
PANIGAGLIA (GNL)	11.10	11.70	11.70	14.01	84%
LIVORNO (GNL)	15.40	14.80	14.70	15.50	95%
HUB STOCCAGGIO STOGIT (EROGAZIONE)	117.30	113.70	118.40	258.10	46%
HUB STOCCAGGIO EDISON (EROGAZIONE)	8.90	8.90	9.30	16.50	56%
HUB STOCCAGGIO ITALGAS STORAGE (EROGAZIONE)	0.00	1.90	1.60	27.71	6%
PRODUZIONE NAZIONALI (DATO AGGREGATO)	14.80	13.70	11.40	24.33	47%
USCITE DA RETE (MSmc/giorno)					
ESPORTAZIONI					
TARVISIO	9.10	6.90	0.00	18.30	0%
PASSO GRIES	3.60	2.50	2.50	40.81	6%
GORIZIA	1.60	0.20	0.00	4.46	0%
BIZZARONE	0.80	0.70	0.70	1.23	57%
SAN MARINO	0.40	0.40	0.30	0.41	74%
HUB STOCCAGGIO STOGIT (INIEZIONE)	103.40	89.40	80.70	151.46	53%
HUB STOCCAGGIO EDISON (INIEZIONE)	7.00	7.20	7.00	16.50	42%
HUB STOCCAGGIO ITALGAS STORAGE (INIEZIONE)	2.70	2.80	1.30	27.71	5%
AREE DI PRELIEVO	400.2	391.4	366.4		

¹⁰ Rapporto tra il flusso massimo nel periodo considerato e la capacità continua messa a disposizione sul punto.

¹¹ Il massimo flusso registrato ad oggi è pari a 28,1 MSmc/giorno.

¹² Rapporto tra il flusso massimo nel periodo considerato e la capacità continua messa a disposizione sul punto.

7.

Dati di scenario

7. DATI DI SCENARIO

Di seguito viene fornita una sintesi degli scenari NT Italia e Global Ambition e viene fornito per ciascuno scenario il set informativo relativamente a prezzi delle commodities, della CO₂, della domanda e dell'offerta di gas per gli anni 2020-2025-2030 e 2040.

I due scenari si differenziano negli anni 2030 e 2040 mentre per l'anno 2025 si è assunto un unico valore di "best estimate" coincidente con il NT Italia per entrambi gli scenari in linea con quanto effettuato a livello europeo.

La domanda totale di gas, espressa in metri cubi equivalenti di gas naturale, nello scenario Global Ambition rimane più alta rispetto allo scenario NT Italia in ragione del maggior contributo del biometano e dell'idrogeno, conseguente ad una riduzione dei consumi finali meno marcata rispetto allo scenario NT Italia ed anche alla minore elettrificazione degli usi finali.

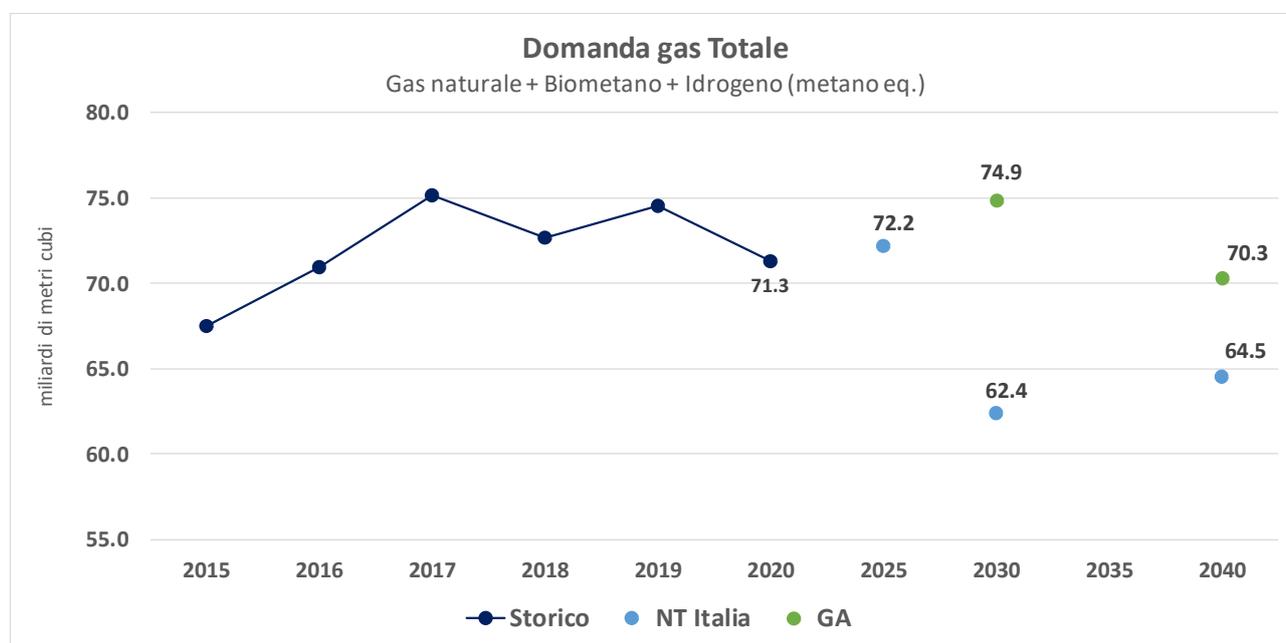


Figura 2 - Evoluzione della domanda complessiva di gas (bcm)

Commodities

Si sono adottati per gli scenari NT Italia e Global Ambition gli stessi prezzi utilizzati dagli ENTSOs e pubblicati nel documento ENTSOs "TYNDP 2020 Scenario Report".

I due scenari NT Italia e Global Ambition hanno lo stesso andamento dei prezzi per i combustibili petroliferi, per il carbone, per il nucleare e del gas naturale, mentre si differenziano per i costi di emissione di CO₂, con lo scenario Global Ambition che adotta valori più alti rispetto allo scenario NT Italia.

Tabella 4 – Prezzi delle commodities¹³

Valori real 2019	UdM	2020	2025		2030		2040	
			NT-It	GA	NT-It	GA	NT-It	GA
Nucleare			0.47		0.47		0.47	
Lignite	€/GJ		1.1		1.1		1.1	
Gas		2.6	6.5		6.9		7.3	
Carbone	\$/t	51	126		136		229	
Brent	\$/bbl	43	114		118		142	
BTZ	\$/t	287	1019		1058		1202	
ATZ	\$/t	225	721		753		931	
CO2 price	€/tCO ₂	25	24		28	36	77	82

Il prezzo gas fornito da ENTSOs è stato utilizzato come riferimento unico europeo per le simulazioni di mercato elettrico. Per le analisi di approvvigionamento del gas naturale si è ritenuto più rappresentativo della realtà considerare il prezzo del gas agli hub europei¹⁴ ottenuto con un modello di ottimizzazione economica dei flussi di gas che copre la domanda di gas dello scenario considerato mettendo in concorrenza le fonti di importazione per il mercato europeo (Russia/Norvegia/Nord Africa/GNL/Azerbaijan) considerando lo scenario di prezzi petroliferi di cui sopra.

Tabella 5 – Prezzi del gas naturale per approvvigionamento gas

Gas Naturale		2020	2025		2030		2040	
Valori real 2019	UdM		NT-IT	GA	NT-IT	GA	NT-IT	GA
PSV	€/MWh	10.6	22.9		21.7	20.4	23.8	19.7
TTF	€/MWh	9.4	22.5		20.9	20.0	22.8	18.6

¹³ Per le analisi di mercato elettrico sono stati utilizzati i valori real 2017, in coerenza con lo scenario NT ENTSOs

¹⁴ Il prezzo del gas che si forma agli hubs europei dipende dal valore della domanda gas totale (usi finali + termoelettrico) e dallo scenario di prezzi energetici/petroliferi che definiscono i prezzi delle fonti di approvvigionamento gas

DOMANDA GAS

Domanda annuale di gas (National Trend Italia)

La domanda annua di gas dello scenario NT Italia presenta un andamento decrescente in linea con quanto previsto dal PNIEC. Al 2025 la domanda di gas si mantiene al di sopra dei 70 miliardi di metri cubi (72,2 bcm) ed il decremento dei consumi è atteso soprattutto nel periodo successivo al 2025, raggiungendo al 2030 i 62,3 miliardi di metri cubi per scendere a 60,6 miliardi di metri cubi al 2040. L'andamento della domanda gas è infatti condizionato sia dalle misure di efficienza energetica previste negli usi finali, sia dalla progressiva penetrazione delle fonti rinnovabili nella generazione elettrica. A costituire la domanda di gas descritta concorrono sia il gas naturale sia il biometano che, in accordo con il PNIEC, si assume pari a circa 1 miliardo di metri cubi al 2030, per salire fino a circa 7 miliardi di metri cubi al 2040.

Nello scenario NT Italia oltre a gas naturale e biometano si considerano anche i quantitativi di idrogeno previsti nel PNIEC che, in miliardi di metri cubi equivalenti di metano sono pari a circa 0,1 bcm al 2030 per crescere fino a 3,9 bcm al 2040 (3,2 Mtep). I quantitativi di idrogeno previsti potranno essere ottenuti in varie modalità e potranno concorrere sia come idrogeno puro sia come metano sintetico alla decarbonizzazione dei settori industriali ad alta intensità energetica e dei trasporti commerciali a lungo raggio. In particolare, per l'idrogeno tali valori non comprendono ancora gli sviluppi previsti dalle recenti "Linee guida per la strategia nazionale sull'idrogeno" che anticipa di circa un decennio lo sviluppo dell'idrogeno¹⁵ rispetto allo scenario PNIEC assunto come riferimento per lo scenario NT Italia.

Nello scenario NT Italia la domanda di gas e di gas verdi è pari al 2040 a 64,5 miliardi di metri cubi come riportato nel grafico che segue.

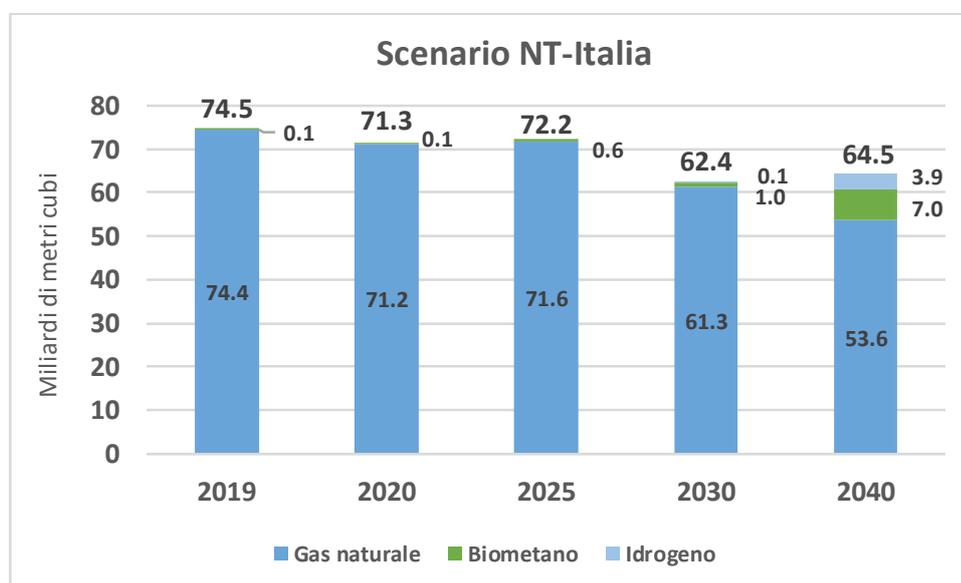


Figura 3 - Evoluzione della domanda complessiva di gas (NT-IT) (bcm)

¹⁵ La "Strategia nazionale idrogeno. Linee guida preliminari" prevede un consumo di idrogeno pari a 0,7 Mt (circa 2,6 bcm metano eq) al 2030.

https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminari_nov20.pdf

Di seguito l'analisi dei principali settori di consumo:

Civile: il settore civile accorpa i consumi del residenziale e del terziario e rappresenta oggi in Italia il principale settore di consumo del gas naturale negli usi finali con un volume complessivo di circa 28,3 miliardi di metri cubi nel 2019 (Eurostat). Nello scenario NT Italia, in accordo con il PNIEC, si assume che il settore raggiunga al 2030 circa 21 miliardi di metri cubi per scendere ulteriormente a circa 19,5 miliardi di metri cubi al 2040 di cui circa 1,6 miliardi di metri cubi di biometano. Il trend di riduzione è attribuibile all'efficientamento energetico degli edifici ed all'ammodernamento degli impianti di riscaldamento esistenti con sistemi più efficienti.

Industria¹⁶: Nel 2019 il consumo del settore è stato di circa 10,5 miliardi di metri cubi. Nello scenario NT Italia, in accordo con il PNIEC si assume che i consumi del settore si mantengano sostanzialmente stabili per raggiungere al 2040 i circa 10,4 miliardi di metri cubi di cui circa 0,9 miliardi di metri cubi di biometano. Si assume inoltre che circa metà dei consumi di idrogeno previsti al 2040 saranno destinati agli usi industriali in particolare per i processi industriali "hard to abate".

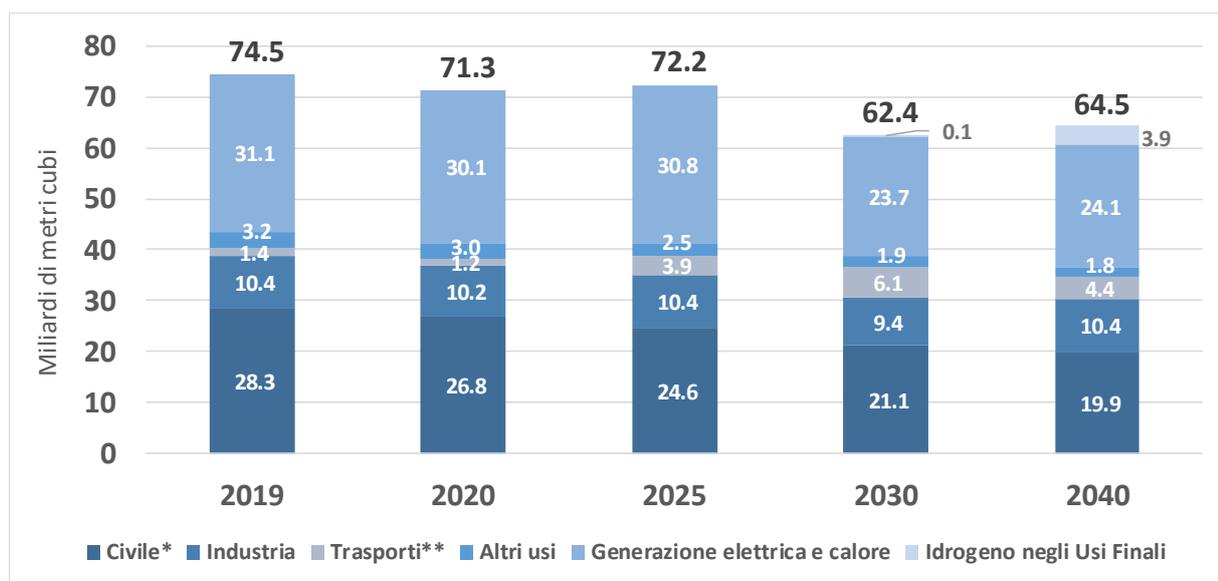
Trasporti e bunkeraggi: i consumi di gas nel settore dei trasporti rappresentano in Italia circa 1,2 miliardi di metri cubi al 2019. Il consumo è principalmente di CNG nel trasporto leggero e privato con un mercato complessivo di circa 1 miliardo di metri cubi, ma negli ultimi anni si è registrata una crescita progressiva anche del GNL come combustibile nei mezzi pesanti che al 2019 è di circa 0,2 miliardi di metri cubi. Nello scenario NT Italia, in accordo con il PNIEC si assume che i consumi del settore crescano per raggiungere al 2030 circa 5 miliardi di metri cubi (di cui 1 di biometano). Nel periodo 2030-2040, la diffusione della mobilità elettrica e della mobilità a idrogeno ridurranno progressivamente i consumi di metano nei trasporti ed al 2040 i volumi saranno circa 3 miliardi di metri cubi di cui 1,7 miliardi di biometano. Anche nel settore del trasporto marittimo a partire dal 2025 si ha una penetrazione dei consumi di gas, in particolare come GNL che si sostituisce ai combustibili marini di origine petrolifera. La domanda di GNL per i bunkeraggi cresce infatti da 0,7 miliardi di metri cubi al 2025 agli 1,1 miliardi nel 2030 fino a 1,4 miliardi di metri cubi al 2040. Si assume inoltre che tutto l'idrogeno previsto al 2030 (0,1 miliardi di metri cubi) e circa metà dei consumi di idrogeno previsti al 2040 saranno destinati ai trasporti.

Termoelettrico e calore derivato¹⁷: Nel 2019 il consumo del settore è stato di circa 31,1 miliardi di metri cubi suddiviso tra impianti non cogenerativi (11,4 bcm) e impianti cogenerativi (19,7 bcm). Nello scenario NT Italia i consumi del settore termoelettrico rimangono a circa 30,3 miliardi di metri cubi al 2025, sostenuti dal "phase out" di gran parte della generazione a carbone in Italia. Al 2030 la domanda termoelettrica scende a circa 22,3 miliardi di metri cubi per l'effetto concomitante di incremento delle importazioni elettriche e di maggiore disponibilità di generazione rinnovabile. Al 2040 la domanda di gas termoelettrica è attesa a circa 24 miliardi di metri cubi. Al settore vanno inoltre attribuiti i consumi di gas per la produzione di calore con caldaie di integrazione che sono pari a 0,5 miliardi di metri cubi al 2025, 1,4 miliardi al 2030 e 0,2 miliardi di metri cubi al 2040.

Altri settori: gli altri settori del consumo del gas naturale sono rappresentati dal settore agricolo, dagli usi non energetici del gas, dai consumi del settore energetico (consumi di estrazione, autoconsumi di impianti di GNL e consumi delle raffinerie) e dai consumi delle reti di trasporto e distribuzione. Complessivamente tali volumi rappresentano nel 2019 circa 3,2 miliardi di metri cubi di cui circa 1,8 miliardi di metri cubi sono relativi al settore energetico, mentre circa 0,8 miliardi sono usi non energetici del gas. Nello scenario NT Italia, in accordo con il PNIEC si assume che complessivamente il consumo si riduca a circa 1,8 miliardi di metri cubi per la riduzione di circa 1,2 miliardi di metri cubi dei consumi del settore energetico.

¹⁶ In accordo coi bilanci Eurostat i consumi di gas nel settore industriale rappresentano i consumi diretti del gas, viene quindi escluso il consumo di gas per la produzione del calore derivato destinato all'industria che è computato nei consumi del settore cogenerativo termoelettrico.

¹⁷ In accordo coi bilanci Eurostat i consumi di gas nel settore termoelettrico sono relativi alla produzione di energia elettrica e di calore derivato.



(* Include agricoltura; ** Include bunkeraggi)

Figura 4 - Evoluzione della domanda gas naturale biometano e idrogeno (NT-IT) (bcm)

Domanda giornaliera di picco e off-peak (National Trend Italia)

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 seguenti grafici si riporta la domanda di picco (Figura 5) e fuori picco (Figura 6) per lo scenario NT Italia agli anni 2025, 2030 e 2040. Nel primo grafico (Figura 5) si osserva un calo della domanda di punta in condizioni di freddo eccezionale al 2040 dovuto principalmente al calo dei consumi gas nel settore civile. Tale andamento viene in parte compensato dall'incremento della punta di gas per generazione termoelettrica, che, come si osserva, cresce nel lungo termine, raggiungendo al 2040 il valore di 145 milioni di metri cubi giorno. Si osserva inoltre che su tutto l'orizzonte temporale 2025-2040 i valori di punta termoelettrica sono superiori al massimo storico assoluto (127 Mm³/g) ed 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.

Nel secondo grafico (Figura 6) si osserva soprattutto un calo della domanda giornaliera termoelettrica che passa da circa 88 milioni di metri cubi giorno registrati nel 2020 a circa 48 milioni

di metri cubi giorno nel 2040. Tale andamento è determinato dall'incremento della generazione da fotovoltaico che durante l'estate raggiunge il suo massimo.

Il sistema termoelettrico a gas dovrà offrire servizi di flessibilità caratterizzati da rapidità di intervento per coprire la variabilità della produzione di eolico e fotovoltaico sia a livello giornaliero che infra-giornaliero.

La domanda giornaliera di idrogeno, espressa in milioni di metri cubi metano equivalenti, è assunta costante nel corso dell'anno essendo dedicata ai settori industriale e dei trasporti.

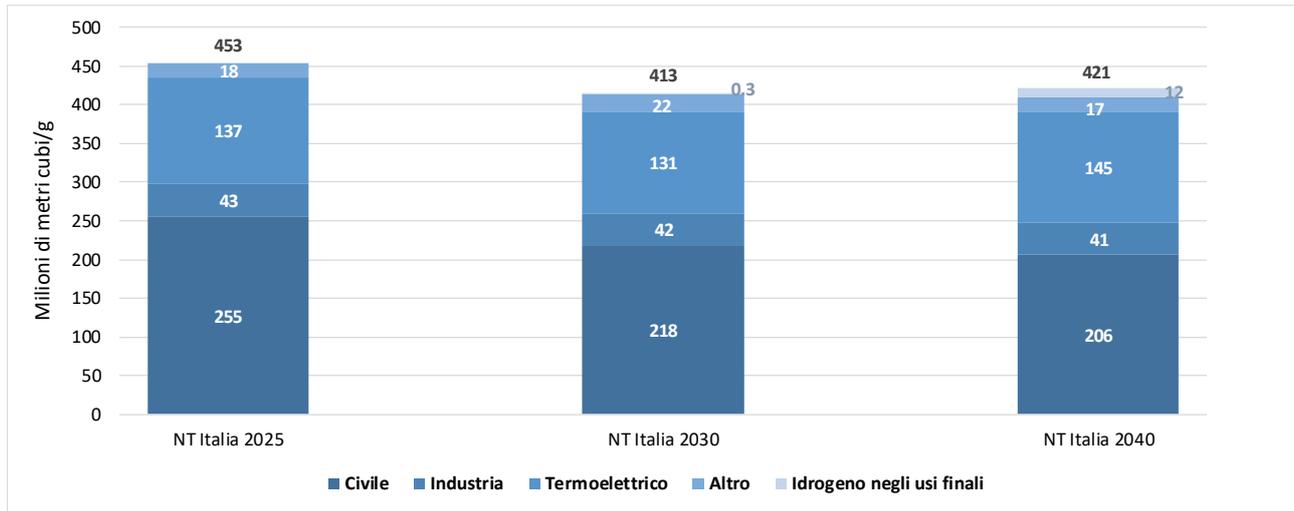


Figura 5 - Evoluzione della punta di domanda gas (domanda di picco) (NT-IT) (milioni di m³/giorno)

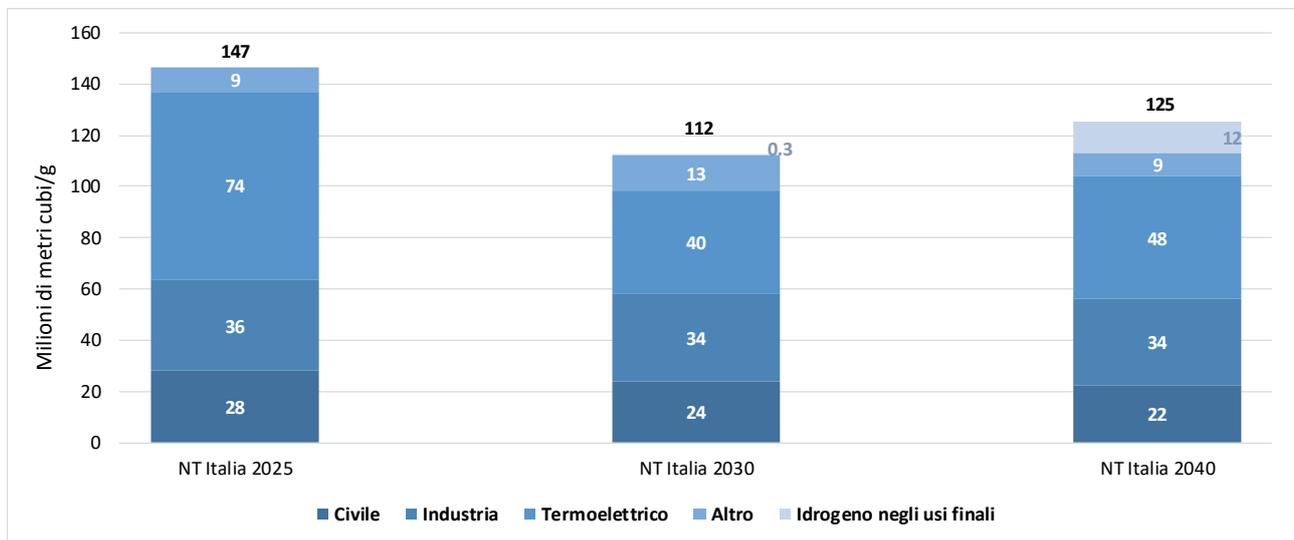


Figura 6 - Evoluzione della punta di domanda gas (domanda off-peak) (NT-IT) (milioni di m³/giorno)

Domanda annuale di gas (Global Ambition)

Lo scenario Global Ambition è stato sviluppato solo per gli anni 2030 e 2040, mentre per il 2025 la domanda è la stessa considerata nello scenario NT Italia in quanto relativa ad uno scenario best estimate derivato dalle assunzioni effettuate anche a livello europeo da ENTSOE.

La domanda annua di gas dello scenario Global Ambition presenta un andamento abbastanza costante, mantenendosi anche nel lungo termine sopra i 70 miliardi di metri cubi.

Al 2025 la domanda di gas, pari a 72,2 miliardi di metri cubi, è sostenuta dal “phase out” del carbone. Al 2030 la domanda complessiva di gas raggiunge i 74,9 miliardi di metri cubi, grazie alla crescita di biometano (3,4 miliardi di metri cubi) e idrogeno (2,6 miliardi di metri cubi metano equivalente) che contribuiscono alla decarbonizzazione degli usi finali. A differenza del NT Italia, i quantitativi di idrogeno previsti al 2030 nello scenario Global Ambition sono coerenti con gli sviluppi previsti dalle “Linee guida per la strategia nazionale sull’idrogeno”. Al 2040 biometano e idrogeno valgono rispettivamente 9,3 e 7,3 miliardi di metri cubi.

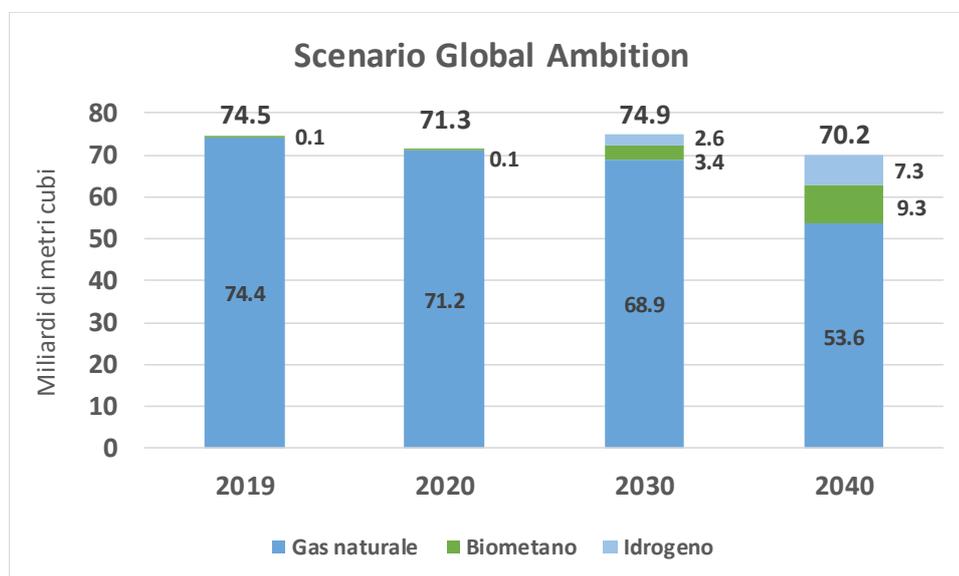


Figura 7 - Evoluzione della domanda complessiva di gas (GA) (bcm)

Di seguito l’analisi dei principali settori di consumo:

Civile: viene considerato un ritardo nelle misure di efficienza energetica rispetto allo scenario NT Italia. La domanda di gas nel settore civile rimane sostanzialmente stabile sui valori attuali fino al 2030 per poi scendere nel decennio successivo fino a raggiungere circa 21,6 miliardi di metri cubi al 2040. La penetrazione del biometano nel settore favorisce comunque la decarbonizzazione: al 2030 circa un terzo del biometano disponibile è consumato nel settore civile mentre al 2040 il settore ne assorbe circa 3,5 miliardi di metri cubi.

Industria¹⁸: Nello scenario Global Ambition i consumi del settore presentano un andamento crescente fino a circa 14 miliardi di metri cubi al 2030, in quanto il gas naturale costituisce la prima scelta per la decarbonizzazione del settore (in sostituzione a combustibili più inquinanti, in particolare solidi e prodotti petroliferi); nel decennio successivo i consumi scendono per l’effetto congiunto dell’efficientamento energetico e della penetrazione del vettore elettrico. Al 2040 i consumi

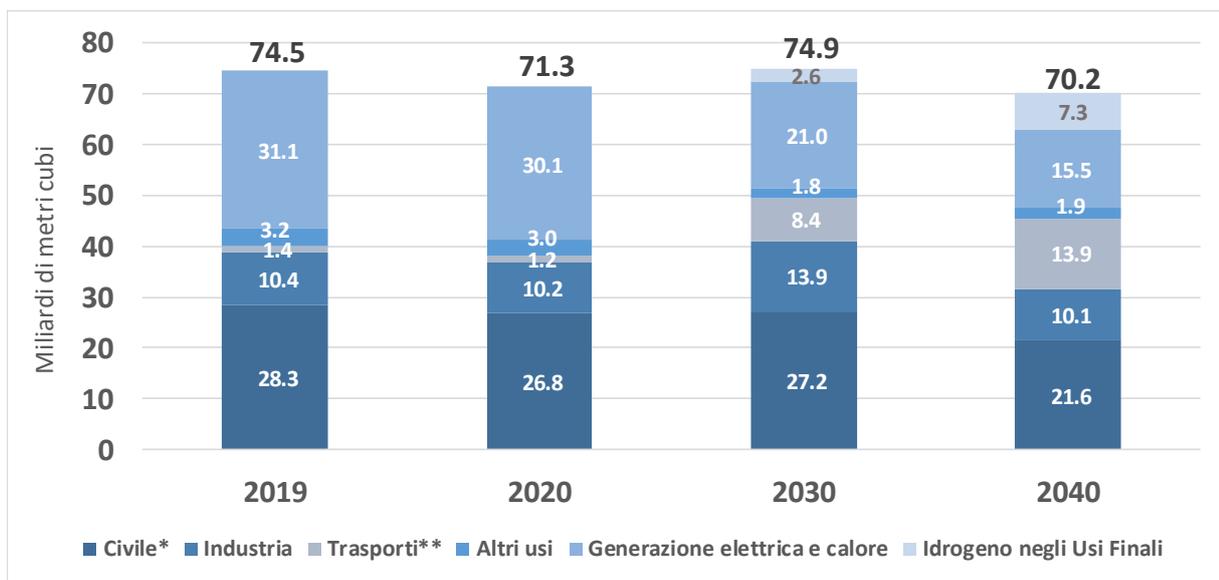
¹⁸ In accordo coi bilanci Eurostat i consumi di gas nel settore industriale rappresentano i consumi diretti del gas, viene quindi escluso il consumo di gas per la produzione del calore derivato destinato all’industria che è computato nei consumi del settore cogenerativo termoelettrico.

del settore raggiungono i circa 10,1 miliardi di metri cubi di cui circa 1,6 miliardi di metri cubi di biometano. Il settore assorbe inoltre la maggior parte della domanda di idrogeno sia al 2030 (circa 2 miliardi di metri cubi metano eq) sia al 2040 (circa 5 miliardi di metri cubi metano eq).

Trasporti e bunkeraggi: nello scenario Global Ambition i consumi del settore crescono per raggiungere al 2030 circa 8 miliardi di metri cubi (di cui 1 di biometano). La crescita è guidata da un raddoppio circa dei consumi di CNG (assunto pari al NT Italia) e soprattutto dalla crescita del GNL per il trasporto pesante e per il trasporto marittimo. Nel periodo 2030-2040 prosegue la crescita della mobilità a GNL cui si affianca la mobilità a idrogeno che nel decennio si afferma per raggiungere 2 miliardi di metri cubi. Al 2040 i volumi di gas naturale nei trasporti terrestri e marittimi saranno circa 14 miliardi di cui circa 2 miliardi di metri cubi di biometano.

Termoelettrico e calore derivato¹⁹: I consumi del settore termoelettrico rimangono a circa 30,3 miliardi di metri cubi al 2025, sostenuti dal “phase out” di gran parte della generazione a carbone in Italia (cfr. NT-italia). Al 2030 la domanda termoelettrica scende a circa 21 miliardi di metri cubi per l’effetto concomitante di incremento delle importazioni elettriche e di maggiore disponibilità di generazione rinnovabile ed al 2040 la domanda di gas termoelettrica è attesa scendere a circa 15,5 miliardi di metri cubi.

Altri settori: gli altri settori del consumo del gas naturale sono rappresentati dai consumi del settore agricolo, dagli usi non energetici del gas, dai consumi del settore energetico (consumi di estrazione, autoconsumi di impianti di GNL e consumi delle raffinerie) e dai consumi delle reti di trasporto e distribuzione. Nello scenario Global Ambition si assume che complessivamente il consumo si riduca a circa 1,9 miliardi di metri cubi per la riduzione di circa 1,2 miliardi di metri cubi dei consumi del settore energetico.



(* Include agricoltura; ** Include bunkeraggi)

Figura 8 - Evoluzione della domanda gas naturale biometano e idrogeno (GA) (bcm)

¹⁹ In accordo coi bilanci Eurostat i consumi di gas nel settore termoelettrico sono relativi alla produzione di energia elettrica e di calore derivato.

Domanda giornaliera di picco e off-peak (Global Ambition)

Nei seguenti grafici si riporta la domanda di picco (Figura 9) e fuori picco (Figura 10) per lo scenario Global Ambition per gli anni 2030 e 2040. Nel primo grafico (Figura 9) si osserva per il 2030 una domanda di punta pari a 472 Milioni di metri cubi giorno cui si sommano circa 8 milioni di metri cubi giorno metano eq. di idrogeno. Il livello della punta, simile al massimo storico registrato nel 2012, è sostenuta dalla domanda civile che ritarda le misure di efficienza oltre il 2030, dalla domanda termoelettrica per il “phase out” del carbone dopo il 2025 e per uno sviluppo della domanda di gas dei trasporti prevista in crescita significativa soprattutto nella seconda parte del decennio. Al 2040 si osserva un calo della domanda di punta in condizioni di freddo eccezionale dovuto principalmente al calo dei consumi gas nel settore civile e ad una parziale riduzione della domanda di CNG nei trasporti sostituito da idrogeno e da GNL. Il fenomeno viene in parte compensato dall’incremento della punta di gas per generazione termoelettrica, che, come si osserva, cresce nel lungo termine, raggiungendo al 2040 il valore di 147 milioni di metri cubi giorno. Si osserva inoltre che al 2040 i valori di punta termoelettrica sono superiori al massimo assoluto del prelievo termoelettrico giornaliero (127 Mm³/g) ed evidenziano, come già nel caso del NT Italia, la necessità di ulteriori approfondimenti in particolare su specifiche porzioni della rete gas, in relazione alla collocazione geografica della punta incrementale termoelettrica.

Nel secondo grafico (Figura 10) si osserva soprattutto un calo della domanda giornaliera termoelettrica che passa da circa 88 milioni di metri cubi giorno registrati nel 2020 a circa 48 milioni di metri cubi giorno nel 2040. La riduzione è determinata dall’incremento della generazione da fotovoltaico che durante l’estate raggiunge il suo massimo.

Anche nel caso dello scenario Global Ambition il sistema termoelettrico a gas dovrà offrire servizi di flessibilità caratterizzati da rapidità di intervento per coprire la variabilità della produzione di eolico e fotovoltaico sia a livello giornaliero che infra-giornaliero.

La domanda giornaliera di idrogeno, espressa in milioni di metri cubi metano equivalenti, è assunta costante nel corso dell’anno essendo dedicata ai settori industriale e dei trasporti.

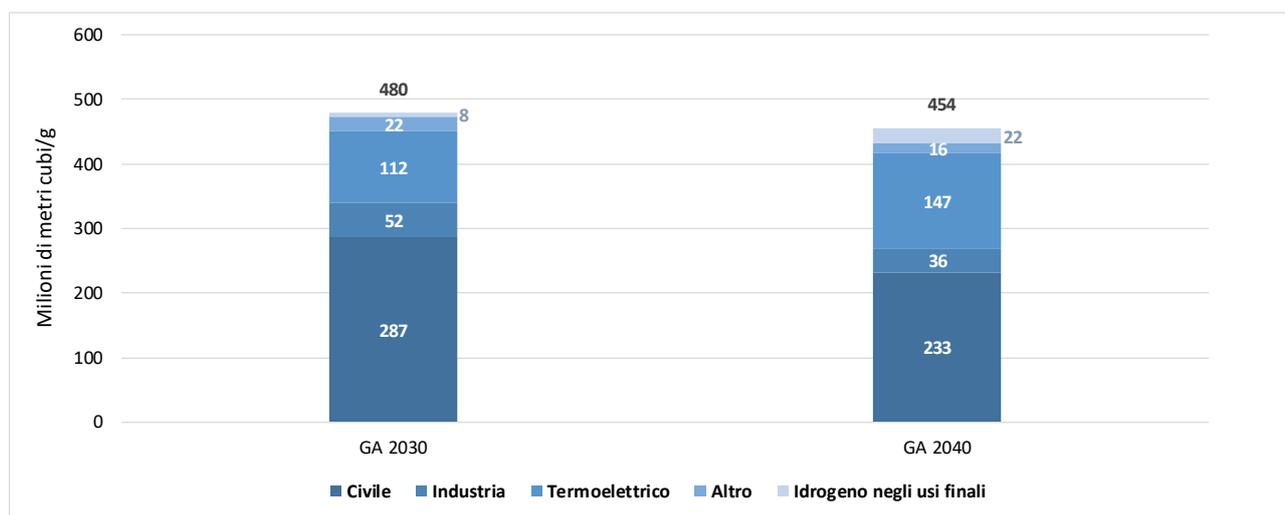


Figura 9 - Evoluzione della punta di domanda gas (domanda di picco) (GA) (milioni di m³/giorno)

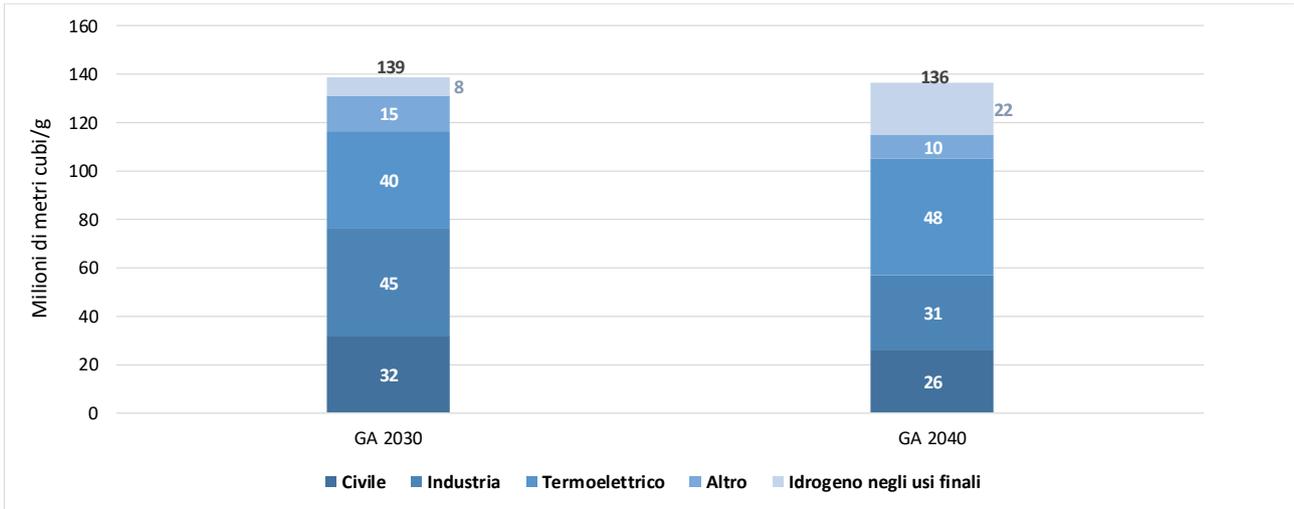


Figura 10 - Evoluzione della punta di domanda gas (domanda off-peak) (GA) (milioni di m³/giorno)

OFFERTA

Offerta di gas (National Trend Italia)

La maggior parte della domanda di gas continua ad essere soddisfatta dalle importazioni dall'estero, ma, come si può vedere nel grafico sottostante, la quota di produzione nazionale è prevista in aumento.

Il declino della produzione nazionale di gas naturale è più che compensato dalla crescita dei gas verdi.

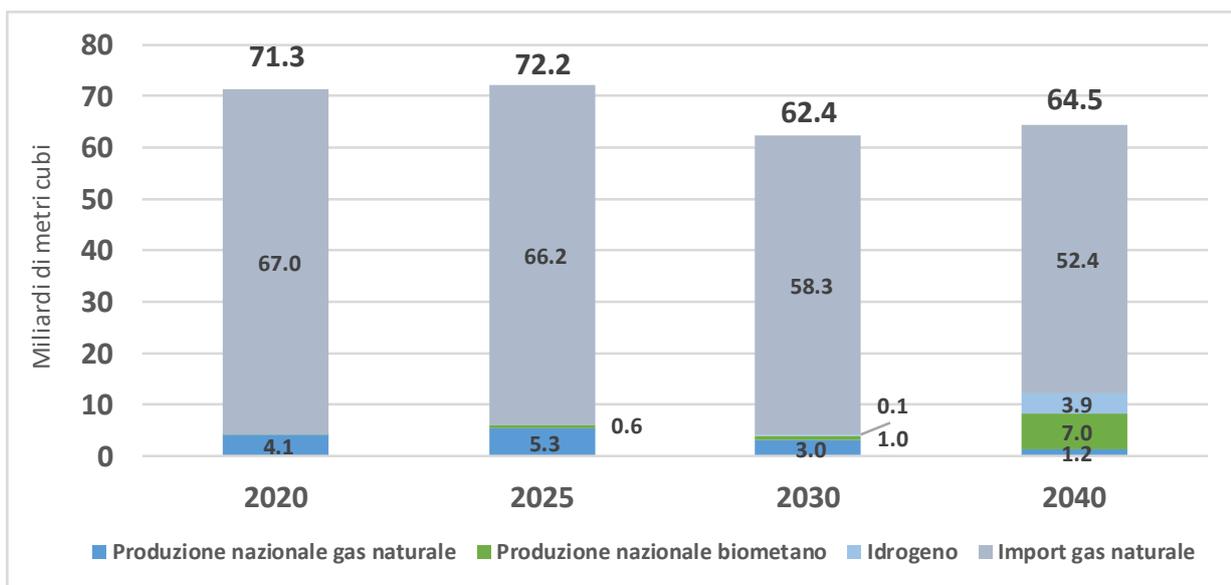


Figura 11 - Evoluzione dell'offerta di gas dal 2020 al 2040 per lo scenario NT Italia (bcm)

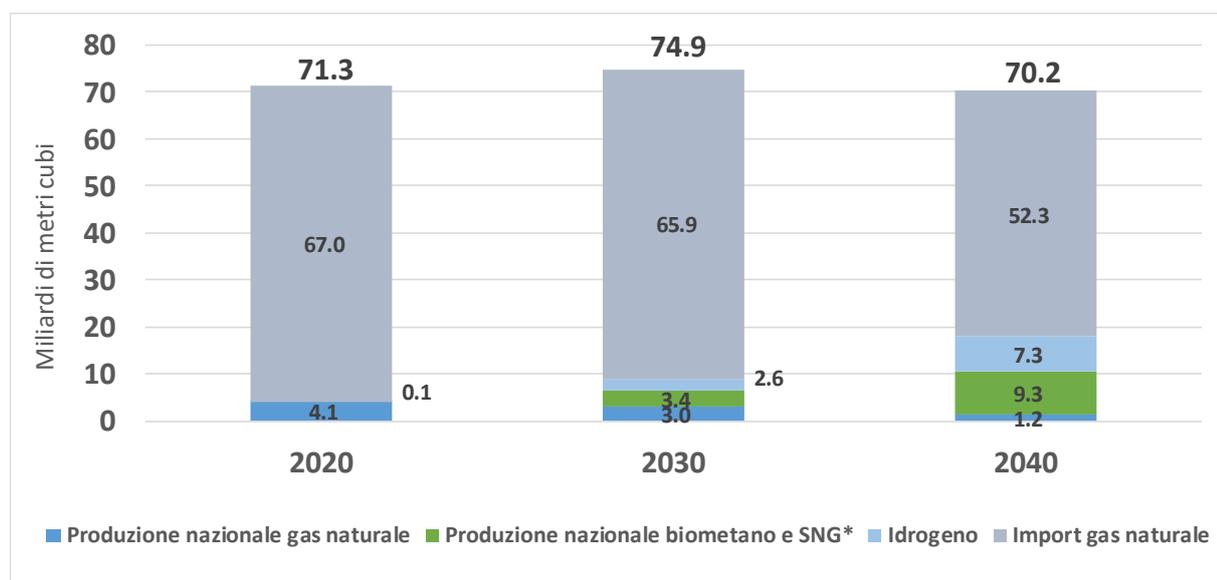
Le assunzioni relative alle produzioni nazionali di gas naturale e biometano e della disponibilità di idrogeno sono quelle del PNIEC.

Al 2040 lo scenario National Trends Italia, in coerenza col PNIEC, prevede circa 12 TWh di consumi di elettricità associati alla produzione di idrogeno da impianti Power-to-Gas (P2G), cui corrisponde una produzione di idrogeno di circa 1 miliardo di metri cubi di metano eq. Per soddisfare l'intera domanda, come anche previsto dalle linee guida sulla strategia dell'idrogeno, la produzione nazionale di idrogeno da P2G potrebbe essere integrata con le importazioni o con altre forme di idrogeno a basse emissioni di carbonio, ad esempio l'idrogeno blu.

Offerta di gas (Global Ambition)

Anche nello scenario Global Ambition la maggior parte della domanda di gas continua ad essere soddisfatta dalle importazioni dall'estero, ma, come si può vedere nel grafico sottostante, la quota di produzione nazionale è prevista in aumento.

Il declino della produzione nazionale di gas naturale è più che compensato dalla crescita dei gas verdi.



* SNG: metano sintetico (0.1 bcm 2030; 1.3 bcm 2040)

Figura 12 - Evoluzione dell'offerta di gas dal 2020 al 2040 per lo scenario Global Ambition (bcm)

Le assunzioni relative alle produzioni nazionali di gas naturale sono analoghe a quelle dello scenario NT-IT.

La produzione nazionale di idrogeno verde da Power To Gas (0,8 miliardi di metri cubi metano eq al 2040) non è sufficiente a coprire la domanda di idrogeno (7,3 miliardi di metri cubi metano eq al 2040). La copertura della domanda è garantita da importazioni di idrogeno verde prodotto all'estero e, marginalmente, da idrogeno blu prodotto in Italia utilizzando importazioni di gas naturale dedicate.

Nel capitolo successivo si approfondisce il tema delle importazioni di gas naturale dall'estero.

Scenari di approvvigionamento per l'Italia

Al fine di far apprezzare i benefici dei progetti proposti nel Piano Decennale che hanno impatti transfrontalieri, in scenari anche molto differenti fra loro, Snam Rete Gas ha svolto le analisi nell'ambito di un contesto Europeo. Basandosi sulle informazioni disponibili relativamente al TYNDP 2020 di EntsoG sono stati costruiti 3 scenari di approvvigionamento denominati "Equilibrato", "Sud" e "Nord" caratterizzati dalle seguenti assunzioni relativamente a:

- domanda gas;
- scenario infrastrutturale europeo;
- potenzialità delle fonti di approvvigionamento;
- prezzo delle fonti energetiche.

Assunzioni sulla domanda gas

Le proiezioni di domanda gas sono state dettagliate sia per l'Italia che per il resto dell'Europa. Per il resto d'Europa, la domanda gas assunta coincide con quella fornita da ENTSOs nello Scenario Report 2020. In particolare:

- NT Italia
per il 2025 si è assunto lo scenario Best Estimate – CBG mentre per il 2030 ed il 2040 si è considerato lo scenario NT. Per l'Italia, al fine di avere una rappresentazione più dettagliata è stato considerato lo scenario NT Italia sopra descritto.
- Global Ambition
per il 2025 si è assunto lo scenario Best Estimate – CBG mentre per il 2030 ed il 2040 si è considerato lo scenario GA. Per l'Italia, al fine di avere una rappresentazione più dettagliata è stato considerato lo scenario GA Italia sopra descritto.

Assunzioni sullo scenario infrastrutturale

In tutti gli scenari si assume una stessa configurazione infrastrutturale.

In Europa l'infrastruttura simulata è quella utilizzata da ENTISOG nel piano decennale del 2020 (TYNDP 2020) e definita come infrastruttura allo stato "Low Infrastructure" nell'allegato A del TYNDP 2020.

Relativamente allo scenario infrastrutturale considerato sono da mettere in evidenza la riduzione della capacità in entrata a Wallbach, punto di interconnessione tra Germania e Svizzera, in conseguenza della indisponibilità di una delle due linee del gasdotto TENP.

Assunzioni sulla potenzialità delle fonti di approvvigionamento di gas naturale

Le analisi sono state condotte assumendo determinate evoluzioni dell'offerta in relazione ai maggiori produttori di gas da cui l'Italia e l'Europa importano, ossia Russia, Algeria e Norvegia.

Gli scenari analizzati tengono conto del potenziale massimo e minimo di esportazione indicati da ENTISOG nel TYNDP 2020 e sono stati definiti in modo da favorire nello scenario Sud l'import da Sud (Algeria) mentre in quello Nord l'importazione da Nord Europa, assumendo una maggiore disponibilità di gas russo e dalla Norvegia (ed una minore di gas algerino).

In particolare, lo scenario Equilibrato è stato sviluppato tenendo conto di una potenzialità della produzione di gas naturale algerina e russa in lieve calo rispetto a quella ad oggi disponibile. Più in dettaglio nello scenario Equilibrato, la capacità di esportazione dalla Russia verso l'Europa via tubo è stabile attorno a 170 miliardi di metri cubi anno (bcm/a) lungo tutto l'orizzonte di analisi 2020-40 (in linea con le proiezioni medie di capacità di esportazione di ENTSOG). La capacità di esportazione dall'Algeria cala da 41 (bcm/a) nel 2018 fino a 31 (bcm/a) nel 2040 (in linea con le proiezioni di offerta media di ENTSOG) mentre quella da Nord Europa parte da 140 (bcm/a) nel 2018 raggiungendo 121 (bcm/a) nel 2025 (in linea con l'ultima previsione del Piano Nazionale di Sviluppo norvegese), per poi scendere a 66 (bcm/a) nel 2040 (in linea con le proiezioni medie di offerta di ENTSOG).

Lo scenario Sud include le seguenti assunzioni di esportazione: la capacità di esportazione dall'Algeria è assunta stabile a 45 bcm/a, pari al massimo registrato negli ultimi 10 anni; la capacità di esportazione dalla Russia è stabile a 137 bcm/a, pari al minimo registrato negli ultimi 10 anni; la produzione nordeuropea risulta in linea con lo scenario minimo di ENTSOG, partendo da 14 bcm/a nel 2018 e raggiungendo 45 bcm/a nel 2040 (-20 bcm/a rispetto allo scenario Equilibrato).

Lo scenario Nord include le seguenti assunzioni di esportazione: la capacità di esportazione dall'Algeria è assunta in calo fino a 13 bcm/a (valore ottenuto considerando il maggiore tra lo scenario minimo di ENTSOG e i contratti di lungo termine); la capacità di esportazione dalla Russia oscilla intorno ai 205 bcm/a, in linea con lo scenario massimo di ENTSOG; la produzione norvegese, dai 121 bcm/a del 2025 (NDP), scende a 86 bcm/a al 2040, in linea con lo scenario massimo di ENTSOG.

Tabella 6 – Potenziale di offerta di gas dai principali fornitori del mercato europeo

Norvegia: capacità di esportazione gas verso EU					
MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2020	2025	2030	2035	2040
minimo	118	121	49	47	45
massimo	120	121	93	90	86
media	118	121	71	69	66

Russia: capacità di esportazione gas verso EU					
MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2020	2025	2030	2035	2040
minimo	137	137	137	137	137
massimo	210	206	205	205	206
media	174	171	171	171	171

Algeria: capacità di esportazione gas verso EU					
MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2020	2025	2030	2035	2040
minimo	22	13	13	13	13
massimo	45	45	45	45	45
media	42	41	37	31	31

Assunzioni prezzi fonti energetiche

I prezzi delle fonti energetiche utilizzati in input al modello (in particolare Brent e Heavy Oil) sono allineati con le proiezioni per gli scenari NT e GA sopra descritte.

Assunzioni sulla produzione e l'approvvigionamento di idrogeno

Come già anticipato nella descrizione degli scenari domanda di idrogeno è coperta solo in parte dalla produzione nazionale, sia nello scenario NT-Italia che nello scenario Global Ambition.

La copertura della domanda è garantita da importazioni di idrogeno verde prodotto all'estero e, pur se in misura minore, in Italia. Si prevede anche lo sviluppo, anche se marginale rispetto alla produzione di idrogeno verde, di idrogeno blu prodotto in Italia, utilizzando gas naturale prodotto in Italia e/o importato dall'estero.

Si assume che l'importazione di idrogeno avverrà via tubo dal Nord Africa, sfruttando il vantaggio competitivo dell'idrogeno verde prodotto in tale Area e la presenza di infrastrutture di trasporto di collegamento con la Sicilia, coerentemente con quanto previsto dallo studio *"Extending the European Hydrogen Backbone"*²⁰ pubblicato ad aprile 2021.

Lo scenario di sviluppo di una produzione nazionale di idrogeno verde e di approvvigionamento di idrogeno verde dal Nord Africa è coerente con il ruolo dell'Italia di hub energetico del Sud Europa e consente di valorizzare, anche in ottica di sector coupling, il ruolo strategico dell'infrastruttura energetica gas Italiana, interconnessa con il nord Europa tramite altri sistemi a Passo Gries e con l'Est Europa e l'Ucraina a Tarvisio, nonché con la Grecia e la Turchia tramite il TAP, oltre che con il nord Africa con gli attraversamenti sottomarini del Canale di Sicilia.

²⁰ https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/European-Hydrogen-Backbone_April-2021_V3.pdf

Risultati

Per l'Italia, al fine di valutare diversi scenari di approvvigionamento, sono state definite opzioni contrastanti che derivano dai tre scenari di disponibilità denominati "Equilibrato", "Sud" e "Nord", fornendo un set di tre combinazioni di copertura. Nella tabella seguente sono indicati i valori massimo e minimo per i punti di importazione via metanodotto e per totale di importazione di GNL come somma dei tre terminali presenti in Italia entro cui ricadono i flussi di importazione nelle differenti configurazioni analizzate.

Tabella 7 – Massimi e minimi per punto di import al 2025, 2030 e 2040

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2025		2030		2040	
	min	max	min	max	min	max
PASSO GRIES	0	3	0	1	0	3
TARVISIO	28	32	27	30	13	29
MAZARA DEL VALLO	8	22	8	23	4	27
GELA	5	5	3	6	3	6
TAP	7	8	7	9	7	7
LNG*	11	13	6	12	2	9

* Include bunkeraggi

Nell'elaborazione degli scenari di flusso si considera la possibilità di un'esportazione dall'Italia verso i mercati Europei attraverso le interconnessioni abilitate al Reverse Flow, per una capacità complessiva di 44,4 Mm³/g.

In particolare, i flussi di esportazione più consistenti si verificano nella configurazione Sud che prevede volumi in uscita fino a circa 10 miliardi m³ in virtù della consistente disponibilità di gas da sud, come già sopra descritto.

