



2020

Documento di descrizione degli scenari rilevanti ai fini della redazione dei Piani 2021

Documento recante la descrizione degli scenari di riferimento di cui all'articolo 4, comma 1, lettera c), dell'Allegato A alla Deliberazione 468/2018/R/Gas dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Sommario

PREMESSA.....	3
ANDAMENTO STORICO DELLA DOMANDA DI ENERGIA E DI GAS IN ITALIA.....	4
Consumi primari energetici in Italia	4
Domanda di gas naturale 2019.....	4
Offerta di gas naturale 2019.....	5
Capacità di trasporto nel periodo 2017-2021	7
SCENARI DI DOMANDA E DI OFFERTA DI GAS NEL PERIODO 2020-2040.....	10
Scenari di lungo termine.....	10
Previsioni di breve e medio termine	13
Confronto degli scenari di domanda con altri scenari italiani ed europei	15
Piano Nazionale Integrato per l'energia e il clima (PNIEC).....	15
Scenari congiunti ENTSG-ENTSOE 2020.....	15
Scenari di approvvigionamento per l'Italia.....	18
Assunzioni sulla domanda gas	18
Assunzioni sullo scenario infrastrutturale	18
Assunzioni sulla potenzialità delle fonti di approvvigionamento.....	18
Assunzioni prezzi fonti energetiche.....	19
Risultati	19

PREMESSA

Il presente documento descrive gli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi che saranno considerati per la redazione dei piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale di cui alla delibera 468/2018/R/GAS dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Nella prima parte del documento viene presentato il contesto energetico italiano e la sua evoluzione negli ultimi tre anni con un dettaglio specifico riguardante l'evoluzione della domanda e dell'offerta di gas naturale. Di seguito viene quindi descritta la previsione di domanda e offerta gas italiana fino al 2040 e le ipotesi di fondo utilizzate per la stima di tale dato. Viene inoltre descritta la metodologia per la determinazione della domanda per la definizione delle infrastrutture da inserire nei piani. Infine vengono presentati gli scenari di domanda, disponibilità delle fonti di approvvigionamento energetico, prezzo delle fonti energetiche e disponibilità infrastrutturali che saranno utilizzati per la determinazione dei benefici dei principali progetti con impatto transfrontaliero inclusi nei piani.

ANDAMENTO STORICO DELLA DOMANDA DI ENERGIA E DI GAS IN ITALIA

Consumi primari energetici in Italia

La domanda di energia primaria nel 2019 è stata di 169,1 Mtep e rispetto al dato 2018 ha registrato un decremento dell'1,3%, a fronte di un aumento del PIL reale dello 0,3%. Il dato si inquadra in un percorso di riduzione dei consumi di energia primaria intrapreso dal paese e determinato sia dalle politiche di risparmio energetico sia dall'impatto della profonda crisi economica manifestatasi negli anni successivi al 2008. Rispetto al massimo storico nel 2005 (197,8 Mtep) sul periodo 2005 -2019 la domanda energia primaria del Paese ha registrato una contrazione di circa 28,7 Mtep con una riduzione media annua del 1,1% e toccando un minimo di 166 Mtep nel 2014. Successivamente al 2014 il consumo di energia primaria in Italia ha ripreso una fase di moderata crescita con un incremento dello 0,4% medio annuo sul periodo 2014-2019.

La ripresa della domanda energetica ha favorito l'incremento della domanda di gas naturale che nel periodo 2014-2019 è incrementata del 3,8% medio annuo, passando da 50,7 Mtep del 2014 a circa 60,9 Mtep del 2019 coprendo circa il 36% dei consumi di energia primaria. Tale incremento risulta giustificato in buona parte dalla progressiva riduzione dei consumi di carbone che sullo stesso periodo registrano una contrazione di circa 7,1 Mtep passando dai 13,7 Mtep nel 2014 a 6,6 Mtep nel 2019. Sostanzialmente stabile la domanda di prodotti petroliferi che mantengono sul mix nazionale una percentuale del 34% e sul periodo 2014 -2019 registrano un tasso medio annuo di crescita dello 0,2%.

Le energie rinnovabili nel 2019 raggiungono 35,3 Mtep rappresentando il 21% sul mix energetico nazionale con una crescita di circa 1,6 Mtep rispetto al 2018. La dinamica che si registra sul periodo 2014 -2019, dove l'incremento è di circa 0,6 Mtep, è condizionata dall'andamento della produzione idroelettrica che dopo il massimo registrato nel 2014 (58 TWh) per una stagione estremamente piovosa ha visto un minimo nel 2017 (36 TWh). Risultano invece stabilmente in crescita la generazione eolica e fotovoltaica che sul periodo registrano un incremento rispettivamente del 33% e del 6%. In crescita anche il contributo delle bioenergie con un incremento del 2% sullo stesso periodo grazie anche all'avvio della immissione di biometano in rete per 29 milioni di metri cubi nel 2018 e 53 milioni di metri cubi nel 2019

TABELLA 1: ENERGIA PRIMARIA IN ITALIA

<i>Mtep</i>	2005	2016	2017	2018	2019
Solidi	17,1	11,7	10,4	9,4	6,6
Gas	71,2	58,1	61,5	59,5	61,0
Prodotti Petroliferi	85,2	57,5	57,7	59,0	57,8
Rinnovabili	13,5	32,3	31,7	33,6	35,3
Energia Elettrica	10,8	8,1	8,3	8,3	8,3
TOTALE	197,8	167,7	169,7	169,9	169,0

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, "Bilancio Energetico Nazionale"

Domanda di gas naturale 2019

La domanda di gas in Italia nel 2019 è stata pari a 74,5 miliardi di metri cubi (Gm³), in aumento di circa 1,8 miliardi di metri cubi (+2,5%) rispetto al 2018. Tale crescita è da attribuirsi principalmente all'aumento dei consumi nel settore termoelettrico (+2,5 Gm³; +10,3%) favorito da uno scenario di prezzi che ha permesso lo switch da carbone a gas.

In calo la domanda nel settore civile (-0,7 Gm³; -2,4%), per una climatica più mite nei mesi invernali. La domanda di gas del settore civile depurata degli effetti climatici registra un calo di circa 0,5 miliardi di metri cubi rispetto al 2018 (-1,8%), per aumento dell'efficienza energetica favorita dagli sgravi fiscali per

ristrutturazione edilizia e dagli obblighi di efficientamento dei sistemi di riscaldamento. La tabella sottostante riporta la segmentazione della domanda gas in Italia per usi finali.

TABELLA 2: DOMANDA DI GAS IN ITALIA PER SETTORE

<i>MILIARDI DI Sm³ @ 10,6 KWh/Sm³</i>	2016	2017	2018	2019	Var. ass 2019 vs 2018	Var. % 2019 vs 2018
RESIDENZIALE E TERZIARIO	28,9	29,5	28,8	28,1	-0,7	-2,4%
TERMOELETTRICO	23,4	25,4	24,2	26,7	2,5	10,3%
INDUSTRIA	14,5	15,7	15,4	15,2	-0,2	-1,6%
ALTRI SETTORI (*)	2,1	2,1	2,0	2,1	0,1	5,0%
CONSUMI E PERDITE	2,0	2,5	2,3	2,4	0,1	3,2%
TOTALE DOMANDA	70,9	75,2	72,7	74,5	1,8	+2,5%

(*) Comprende i consumi dei settori Agricoltura e Pesca, Usi Non Energetici, Consumi e Perdite

Con riferimento alla domanda giornaliera di gas, il 2019 è stato caratterizzato da una domanda di punta giornaliera elevata che ha raggiunto i 394 Mm³/g (23/01/2019). Tale valore rappresenta uno dei più elevati registrati dal 2012, anno in cui si è raggiunta la domanda di punta massima storica pari a 464 Mm³/g (7/2/2012). I maggiori contributi alla punta sono legati ai prelievi del settore civile, attraverso le reti di distribuzione, che hanno registrato un prelievo massimo di 225 Mm³/g, a fronte di un massimo storico del 2012 di 303 Mm³/g. In corrispondenza della punta giornaliera massima, si è registrato anche il massimo prelievo nel settore termoelettrico (109 Mm³/g).

Offerta di gas naturale 2019

L'offerta di gas naturale in Italia nel 2019 è stata pari a 74 miliardi di metri cubi, in aumento di circa 1,6 miliardi di metri cubi (+2,2%) rispetto al 2018.

Le importazioni di gas naturale nel 2019 sono state pari a 70,9 miliardi di metri cubi, rappresentando circa il 96% dell'offerta totale, con un aumento del fabbisogno da importazione rispetto all'anno precedente del 4,7% circa, pari in valore assoluto a circa 3,16 miliardi di metri cubi.

La tabella sottostante riporta l'evoluzione delle importazioni di gas naturale nel 2017-2019 distinguendo tra importazioni via Pipeline e Importazioni di GNL.

TABELLA 3: IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE IN ITALIA

<i>MILIARDI DI Sm³ @ 10,6 KWh/Sm³</i>	2016	2017	2018	2019	Var. ass 2019 vs 2018	Var% 2019 vs 2018
IMPORTAZIONI VIA PIPELINE	58,7	60,9	59,01	56,90	-2,13	-3,6%
IMPORTAZIONI GNL	6,4	8,40	8,66	13,95	5,29	61%
TOTALE IMPORTAZIONI	65,1	69,35	67,70	70,85	3,15	4,7%

La produzione nazionale nel 2019 è stata pari a 4,85 miliardi di metri cubi registrando una riduzione del 11%, circa 0,60 miliardi di metri cubi in valore assoluto e confermando un trend che nell'ultimo decennio ha registrato complessivamente una riduzione del 43% circa.

Nella tabella seguente è riportata, come indicazione del livello di utilizzo della rete, l'offerta di gas in Italia nel triennio 2017-2019. La crescita delle importazioni è principalmente attribuibile all'aumento del GNL

grazie agli incrementi degli arrivi a Livorno, in crescita di 2,55 miliardi di metri cubi rispetto al 2018 (+236,9%) a Panigaglia in crescita di 1,53 miliardi di metri cubi rispetto al 2018 (+173,7%) e Cavarzere in crescita di 1,20 miliardi di metri cubi rispetto al 2018 (+18,0%). Cresce l'import a Passo Gries (3,37 miliardi di metri cubi; +43,4%) e a Gela (1,23 miliardi di metri cubi; +27,6%) che compensano in parte la riduzione dell'import a Mazara (-6,89 miliardi di metri cubi; -40,3%).

TABELLA 4: UTILIZZO DELLA RETE NEL PERIODO 2016-2019

MILIARDI DI Sm ³ @ 10,6 KWh/Sm ³	2016	2017	2018	2019	VAR. ASS 2019 VS 2018	VAR% 2019 VS 2018
TARVISIO IMPORTAZIONE	28,3	30,2	29,7	29,9	0,2	0,6%
MAZARA DEL VALLO	18,9	18,9	17,1	10,2	-6,9	-40,3%
PASSO GRIES IMPORTAZIONE	6,7	7,3	7,8	11,1	3,4	43,4%
GELA	4,8	4,6	4,5	5,7	1,2	27,6%
GORIZIA IMPORTAZIONE	0,01	0,02	0,03	0,02	-0,01	-36,1%
CAVARZERE (GNL)	5,7	6,9	6,7	7,9	1,2	18,0%
PANIGAGLIA (GNL)	0,2	0,6	0,9	2,4	1,5	173,7%
LIVORNO (GNL)	0,5	0,9	1,1	3,6	2,6	236,9%
TOTALE IMPORTAZIONI	65,1	69,4	67,7	70,9	3,2	4,7%
PRODUZIONI NAZIONALI (*)	5,6	5,2	5,1	4,5	-0,6	-11,9%
SALDO NETTO PRELIEVI/EMISSIONI STOCCAGGIO (**)	0,2	0,2	-0,4	-1,4	-0,97	225,1%
TOTALE DISPONIBILITÀ DI GAS NATURALE	70,4	74,8	72,4	74,0	1,6	2,2%
RICONSEGNA AL MERCATO NAZIONALE	69,9	73,97	71,48	73,03	1,60	2%
TOTALE ESPORTAZIONI	0,3	0,33	0,45	0,38	-0,07	-15%
CONSUMI ED EMISSIONI SNAM RETE GAS	0,2	0,28	0,27	0,23	-0,04	-16%
GAS NON CONTABILIZZATO E ALTRE VARIAZIONI	0,03	0,24	0,19	0,33	0,10	43%
TOTALE PRELIEVI DI GAS NATURALE	70,4	74,82	72,39	74,0	1,6	2%
GAS IMMESSO SU RETE REGIONALE DI ALTRI OPERATORI (***)	0,04	0,03	0,03	0,03	0,00	3%
TOTALE ESPORTAZIONI	0,26	0,33	0,45	0,38	-0,07	-15%
ALTRI CONSUMI (****)	0,71	0,63	0,69	0,84	0,15	22%
TOTALE OFFERTA ITALIA	70,9	75,15	72,66	74,47	1,81	2%

(*) Dato 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 2017-2021

La capacità di trasporto continua ed interrompibile ad inizio anno termico 2020-2021, relativa ai punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, è pari a 368,1 milioni di metri cubi/giorno (Mm³/g). Si evidenzia in particolare che nel corso dell'anno termico 2020/2021, entro la fine del Q4 del 2020 entrerà in esercizio il punto d'entrata di "Interconnessione TAP". Sui punti di Entrata di Mazara del Vallo, Gela e TAP si è resa disponibile una capacità concorrente di 30,7 Mm³/g ai sensi del capitolo 5 paragrafo 3 del Codice di Rete. In aggiunta alle capacità sopra descritte, sono disponibili capacità di trasporto ai punti di entrata delle produzioni nazionali per un totale di 23,4 Mm³/g. Per questi ultimi è stata inoltre messa a disposizione capacità di trasporto modulata nell'arco dell'anno, introducendo due periodi, estivo ed invernale, nell'ottica di incrementare la capacità di trasporto nel periodo invernale.

TABELLA 5: CAPACITA' DI IMPORTAZIONE

MILIONI DI Sm ³ /g	Anno termico 2017-2018			Anno termico 2018-2019			Anno termico 2019-2020			Anno termico 2020-2021		
Punti di entrata	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale
Mazara del Vallo	107,3	3,5	110,8	105,0	3,8	108,8	103,0	4,0	107,0	102,2	2,7	104,9
Gela	46,0	3,5	49,5	45,4	3,8	49,2	40,0	4,0	44,0	38,6	2,7	41,3
Interconnessione TAP										44,0	2,7	46,7
Capacità concorrente (*)	27,3		27,3	24,4		24,4	19,6		19,6	30,7		30,7
Totale SUD	126,0	7,0	133,0	126,0	7,6	133,6	123,4	8,0	131,4	123,4	8,1	131,5
Panigaglia (GNL)	13,0		13,0	13,0		13,0	13,0		13,0	13,0		13,0
Cavarzere (GNL)	26,4		26,4	26,4		26,4	26,4		26,4	26,4		26,4
Livorno (GNL)	15,0		15,0	15,0		15,0	15,0		15,0	15,0		15,0
Totale CENTRO	54,4		54,4	54,4		54,4	54,4		54,4	54,4		54,4
Passo Gries	59,0	5,4	64,4	59,0	5,4	64,4	59,0	5,4	64,4	59,0	5,4	64,4
Tarvisio	106,9	6,1	113,0	106,9	6,1 (**)	113,0	107,0	6,0	113,0	107,0	6,0	113,0
Gorizia	1,9	2,9	4,8	1,9	2,9	4,8	2,0	2,8	4,8	2,0	2,8	4,8
Totale NORD	167,8	14,4	182,2	167,8	14,4	182,2	168,0	14,2	182,2	168,0	14,2	182,2
CAPACITA' TOTALE	348,2	21,4	369,6	348,2	22,0	370,2	345,8	22,2	368,0	345,8	22,3	368,1

(*) E' offerta una capacità concorrente sui punti di entrata di Mazara del Vallo, Gela e TAP e ai sensi del capitolo 5 paragrafo 3 del Codice di Rete e pertanto il conferimento della Capacità Concorrente nel Punto di Entrata di Mazara del Vallo riduce di un uguale valore la capacità disponibile nel Punto di Entrata di Gela e viceversa.

(**) Dal 26/02/2018 al 02/03/2018 si sono resi disponibili 2,5 MSm³/g (26.980.037 kWh/g) aggiuntivi per un totale di 8,6 MSm³/g (92.811.328 kWh/g) di capacità interrompibile.

TABELLA 6a: CAPACITÀ MASSIME UTILIZZATE NEL PERIODO 2016-2019

<i>MILIONI DI Sm³/g @10,6 KWh/Sm³</i>	2016	2017	2018	2019
IMPORTAZIONI				
TARVISIO	113,2	115,6	116,8	113,0
MAZARA DEL VALLO	75,5	77,1	75,6	61,3
PASSO GRIES	65,9	59,8	46,5	52,6
GELA	20,4	23,9	23,9	22,8
GORIZIA	2,4	2,5	2,4	2,5
CAVARZERE (GNL)	22,8	27	27,5	27,0
PANIGAGLIA (GNL)	11,2	10,2	11,1	11,7
LIVORNO (GNL)	7,6	12,3	15,4	14,8
HUB STOCCAGGIO STOGIT (EROGAZIONE)	152,3	132,6	117,3	113,7
HUB STOCCAGGIO EDISON (EROGAZIONE)	7,6	8,7	8,9	8,9
HUB STOCCAGGIO ITALGAS STORAGE (EROGAZIONE)	-	-	0	1,9
PRODUZIONI NAZIONALI (DATO AGGREGATO)	17,2	16,5	14,8	13,7
ESPORTAZIONI				
TARVISIO	2,6	5,8	9,1	6,9
PASSO GRIES	0	0	3,6	2,5
GORIZIA	1,3	2,3	1,6	0,2
BIZZARONE	0,3	0,8	0,8	0,7
SAN MARINO	0,7	0,4	0,4	0,4
HUB STOCCAGGIO STOGIT (INIEZIONE)	84,4	96,1	103,4	89,4
HUB STOCCAGGIO EDISON (INIEZIONE)	5,3	6,7	7	7,2
HUB STOCCAGGIO ITALGAS STORAGE (INIEZIONE)	-	-	2,7	2,8
AREE DI PRELIEVO	369,6	418,7	400,2	391,4

TABELLA 6b: CAPACITÀ MASSIME IMPEGNATE NEL PERIODO 2016-2019

MILIONI DI Sm ³ /g	2016	2017	2018	2019
IMPORTAZIONI				
TARVISIO	113,7	113,7	115,5	113,0
MAZARA DEL VALLO	86	84,1	74,2	80,2
PASSO GRIES	64,4	59,8	49,9	52,2
GELA	28,3	23,2	30,3	22,5
GORIZIA	2,4	2,4	1,9	2,4
CAVARZERE (GNL)	24,4	24,4	24,4	24,4
PANIGAGLIA (GNL)	2,7	6,9	5,9	12,4
LIVORNO (GNL)	15	15	15	15
HUB STOCCAGGIO STOGIT (EROGAZIONE)	134,6	130,7	129,6	129,6
HUB STOCCAGGIO EDISON (EROGAZIONE)	7,6	8,6	8,8	8,8
HUB STOCCAGGIO ITALGAS STORAGE (EROGAZIONE)	-	-	1,5	2
PRODUZIONI NAZIONALI (DATO AGGREGATO)	23,8	20,7	19,7	19,8
ESPORTAZIONI				
TARVISIO	2,5	5,7	9,9	6,8
PASSO GRIES	-	0,3	5,5	4,5
GORIZIA	1,2	2,2	1,6	0,2
BIZZARONE	0,9	0,8	0,8	0,8
SAN MARINO	0,3	0,4	0,4	0,4
HUB STOCCAGGIO STOGIT (INIEZIONE)	92,6	98,7	102,6	102,6
HUB STOCCAGGIO EDISON (INIEZIONE)	6	6,9	7,1	7,1
HUB STOCCAGGIO ITALGAS STORAGE (INIEZIONE)	-	-	2,9	2,7
AREE DI PRELIEVO	419,9	428,3	435,0	422,8

SCENARI DI DOMANDA E DI OFFERTA DI GAS NEL PERIODO 2020-2040

Nella sezione seguente si descrivono gli scenari di domanda di gas che saranno alla base del piano decennale sviluppo della rete. In particolare sull'orizzonte temporale di lungo termine (2025-2030 -2040) si considerano gli scenari elaborati congiuntamente con Terna e già descritti nel "Documento di Descrizione degli Scenari 2019" (DDS2019) pubblicato il 30 settembre 2019.

Per l'orizzonte di breve e medio termine, 2020-2024, sono state sviluppate proiezioni di domanda gas annuale per valutare gli effetti dovuti alla pandemia da COVID 19 sull'andamento della domanda di gas in Italia nei prossimi anni.

Vengono inoltre descritti gli scenari di domanda gas elaborati congiuntamente da ENTSOG ed ENTSOE e pubblicati il 29 giugno 2020 nel documento TYNDP 2020 – Scenario Report

Scenari di lungo termine

Di seguito si richiamano brevemente gli scenari Business as usual (BAU) e i due scenari di sviluppo Centralized (CEN) e Decentralized (DEC) già presentati nel DDS 2019,

Tali scenari come detto rappresentano l'evoluzione della domanda di gas nel periodo 2025-2040.

Lo scenario Business-As-Usual (BAU), caratterizzato da una moderata crescita economica e popolazione in lieve decrescita, proietta inerzialmente i trend attuali e si caratterizza per uno sviluppo tecnologico basato sul solo merito economico; i due scenari di sviluppo, Centralized (CEN) e Decentralized (DEC), raggiungono i target 2030 di decarbonizzazione, quota FER ed efficienza energetica e le indicazioni non vincolanti di contenimento delle emissioni di CO₂ di lungo periodo utilizzando una logica di minimizzazione dei costi di decarbonizzazione e sviluppi tecnologici alternativi. I due scenari di sviluppo si radicano all'interno dello stesso contesto macroeconomico, con una crescita relativamente sostenuta del PIL dell'1,2% annuo e della popolazione (+2,4 milioni di abitanti al 2040) e importanti investimenti in efficienza energetica e sviluppo tecnologico.

Nello scenario Centralized (CEN) gli obiettivi di policy vengono raggiunti grazie al contenimento dei consumi e allo sviluppo delle energie rinnovabili con significativa disponibilità di risorse rinnovabili programmabili, quali i gas verdi, facendo leva sulle infrastrutture gas esistenti.

Nello scenario Decentralized (DEC), al fine di raggiungere i medesimi obiettivi di lungo termine, si ipotizza uno sviluppo ancora più rapido del vettore elettrico e delle FER non programmabili.

È importante sottolineare come entrambi gli scenari di sviluppo includano un ruolo per tutte le tecnologie disponibili e per le tecniche di abbattimento delle emissioni, soprattutto in un'ottica temporale di medio lungo termine a riprova della sfida insita negli obiettivi di decarbonizzazione profonda. Più in dettaglio :

- **Lo scenario Business As Usual (BAU)** è stato sviluppato con approccio bottom-up, caratterizzato da logiche predittive regressive e meccanismi di switching tecnologico di tipo technology-driven basati solamente sul merito economico (ad es. passaggio da caldaie tradizionali a caldaie a condensazione solo quando la tecnologia diventa più conveniente). Si tratta di uno scenario a politiche correnti, costruito considerando crescita economica moderata, che non prevede il raggiungimento dei target di policy previsti al 2030, né le indicazioni di lungo periodo. Complessivamente lo scenario si caratterizza per i seguenti elementi:
 - Crescita del PIL moderata e popolazione in lieve decrescita.
 - Struttura del Valore aggiunto invariata rispetto alla situazione corrente.
 - Switching tecnologico basato sul Total Cost of Ownership (TCO).
 - Minime misure di incentivazione dell'efficienza energetica.
 - Crescita delle rinnovabili basata sul Levelised Cost of Energy (LCoE).
 - Phase-out economico degli impianti di generazione a carbone.
 - Minimi investimenti sui sistemi di accumulo elettrochimico.
- **Lo scenario CENTRALIZED (CEN)** è costruito secondo un approccio topdown, caratterizzato da meccanismi di switching tecnologico di tipo technology-pull (ossia la diffusione di tecnologie in funzione del raggiungimento di specifici target) e caratterizzato, in più rispetto allo scenario BAU,

da una fase di verifica del raggiungimento degli obiettivi di policy ed eventuale iterazione. Si tratta di uno scenario di sviluppo, costruito considerando crescita economica sostenuta, che permette il raggiungimento dei target 2030 previsti nel Clean energy for all Europeans Package e delle indicazioni di lungo periodo. La qualifica “Centralized” fa riferimento ad un maggiore sviluppo di tecnologie rinnovabili/low carbon centralizzate (ossia maggiore sviluppo di fotovoltaico ed eolico di tipo utility-scale e maggior ricorso al termoelettrico tradizionale, con combustione di gas verdi). Complessivamente lo scenario si caratterizza per i seguenti elementi:

- Crescita economica sostenuta e popolazione in lieve crescita.
- Obiettivi vincolanti di decarbonizzazione, quota rinnovabili ed efficienza energetica.
- Phase-out degli impianti termoelettrici a carbone entro il 2025.
- Forte crescita di tecnologie rinnovabili/low carbon programmabili e centralizzate.
- Potenzialità di utilizzare tecnologie di CCS/CCU nell’industria e per la produzione elettrica.
- Maggiore diffusione di pompe di calore a gas e caldaie a condensazione per il riscaldamento civile.
- Rapida diffusione di veicoli a CNG e LNG.
- Rapida diffusione del biometano e di altri gas verdi/decarbonizzati per decarbonizzare trasporti, industria e settore civile.

- **Lo scenario DECENTRALIZED (DEC)**, come il CEN, è uno scenario di sviluppo, costruito secondo un approccio top-down per permettere il raggiungimento dei target 2030 previsti nel Clean energy for all Europeans Package e delle indicazioni di lungo periodo. La qualifica “Decentralized” fa riferimento, specularmente allo scenario CEN, a un maggiore sviluppo di sistemi di generazione decentralizzati (in particolare fotovoltaico accoppiato con sistemi di accumulo elettrochimico small-scale) e a una maggiore elettrificazione dei consumi finali. Complessivamente lo scenario si caratterizza per i seguenti elementi:

- Crescita economica sostenuta e popolazione in lieve crescita.
- Obiettivi vincolanti di decarbonizzazione, quota rinnovabili ed efficienza energetica.
- Phase-out degli impianti termoelettrici a carbone entro il 2025.
- Forte crescita di rinnovabili non programmabili, specialmente nella generazione distribuita.
- Potenzialità di utilizzare tecnologie di CCS/CCU per la produzione elettrica.
- Rapido progresso tecnologico di sistemi di accumulo accoppiati agli impianti fotovoltaici, in termini di costi, rendimento e vita utile.
- Diffusione di pompe di calore elettriche per il riscaldamento civile.
- Rapida diffusione di veicoli elettrici con smart charging.
- Diffusione del biometano e di altri gas verdi/decarbonizzati per decarbonizzare trasporti, industria e settore civile.

Di seguito le tabelle con il dettaglio della domanda gas per settore e per tipologia di gas. Si riporta inoltre la domanda di punta di gas nelle condizioni di domanda di picco invernale (inverno eccezionale - peak) e di prelievo medio estivo (estate media- off-peak)

Con particolare riferimento alla domanda giornaliera di gas in condizioni di freddo eccezionale si osserva una progressiva riduzione sul periodo 2025 -2040 dovuta principalmente al calo dei consumi gas nel settore civile, settore che maggiormente influenza la variabilità stagionale della domanda giornaliera di gas naturale.

Il calo della punta civile, che passa da circa 290 Mm³/g nel 2025 a circa 180 Mm³/g al 2040, viene in parte compensato dall’incremento della punta di gas per generazione termoelettrica, che cresce nel lungo termine, raggiungendo nello scenario DEC 2040 il valore di 162 milioni m³ giorno. (CFR fig 71 - DDS2019).

Tale valore, superiore di circa il 30% rispetto al massimo storico (127 Mm³/g) evidenzia la necessità di ulteriori approfondimenti in particolare su specifiche porzioni della rete gas, in relazione alla collocazione geografica della punta incrementale termoelettrica.

TABELLA7: DOMANDA DI GAS IN ITALIA NEL LUNGO TERMINE

MILIARDI DI Sm ³ @ 10,6 KWh/Sm ³	BAU 2025	CEN 2025	DEC 2025	BAU 2030	CEN 2030	DEC 2030	BAU 2040	CEN 2040	DEC 2040
RESIDENZIALE E TERZIARIO	27,8	25,7	25,2	26,1	23,0	22,6	22,1	17,1	14,7
TERMOELETTRICO	27,7	29,6	28,6	30,8	25,7	25,4	33,0	28,8	28,2
INDUSTRIA	13,7	12,7	12,5	14,0	11,6	11,3	14,6	11,1	10,7
TRASPORTI	2,6	5,7	3,4	4,3	8,7	4,9	8,8	13,5	7,7
ALTRI SETTORI (*)	4,0	3,9	3,9	4,4	4,4	4,4	5,9	6,0	5,9
TOTALE DOMANDA	75,9	77,5	73,7	79,6	73,5	68,6	84,4	76,5	67,2
Punta di domanda gas - peak (Inverno eccezionale) [Mln m3/g]	467,0	458,0	451,0	461,0	429,0	423,0	454,0	399,0	388,0
Punta di domanda gas –offpeak (Estate media) [Mln m3/g]	152,0	163,0	153,0	160,0	142,0	127,0	163,0	140,0	113,0

(*) Comprende i consumi dei settori Agricoltura e Pesca, Usi Non Energetici, Consumi e Perdite

TABELLA 8: DOMANDA DI GAS NATURALE E GAS VERDI

MILIARDI DI Sm ³ @ 10,6 KWh/Sm ³	BAU 2025	CEN 2025	DEC 2025	BAU 2030	CEN 2030	DEC 2030	BAU 2040	CEN 2040	DEC 2040
GAS TOTALE	75,9	77,5	73,7	79,6	73,5	68,6	84,4	76,5	67,2
Gas Naturale	75,9	74,6	72,6	79,6	65,2	64,8	84,4	58,0	54,0
<i>di cui CCS</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,8	7,6
Gas verdi	0,0	3,0	1,1	0,0	8,3	3,7	0,0	18,5	13,2
<i>Biometano</i>	0,0	3,0	1,1	0,0	8,1	3,7	0,0	12,0	12,0
<i>Idrogeno</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	3,0	1,2
Metano Sintetico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	0,0

La copertura della domanda di gas in Italia è garantita principalmente dalle importazioni che anche nel lungo termine ed in tutti gli scenari mantengono un ruolo rilevante coprendo in tutti gli scenari oltre il 70% della domanda di gas in Italia

TABELLA 9: OFFERTA DI GAS IN ITALIA

MILIARDI DI Sm ³ @ 10,6 KWh/Sm ³	BAU 2025	CEN 2025	DEC 2025	BAU 2030	CEN 2030	DEC 2030	BAU 2040	CEN 2040	DEC 2040
GAS TOTALE	75,9	77,5	73,7	79,6	73,5	68,6	84,4	76,5	67,2
Gas Naturale	75,9	74,6	72,6	79,6	65,2	64,8	84,4	58,0	54,0
<i>Importazione</i>	71,6	70,3	68,3	76,3	61,9	61,5	82,4	56,0	52,0
<i>Prod. Nazionale</i>	4,3	4,3	4,3	3,3	3,3	3,3	2,0	2,0	2,0
Gas verdi	0,0	3,0	1,1	0,0	8,3	3,7	0,0	18,5	13,2
<i>Biometano</i>	0,0	3,0	1,1	0,0	8,1	3,7	0,0	12,0	12,0
<i>Idrogeno</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	3,0	1,2

Per ulteriori dettagli e approfondimenti sugli scenari, sulla metodologia e sul processo di costruzione si rimanda al [DDS2019](https://www.snam.it/it/trasporto/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/piano_decennale_2020_2029/scenari.html) (https://www.snam.it/it/trasporto/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/piano_decennale_2020_2029/scenari.html)

Previsioni di breve e medio termine

Le previsioni di breve e medio termine analizzano l'evoluzione della domanda gas nel periodo 2020-2024 per valutare gli impatti che la crisi determinata dalla pandemia da COVID 19 può avere sulla domanda gas nei prossimi anni. Per l'elaborazione si sono considerati i dati di consuntivo di domanda gas e di domanda elettrica fino ad agosto 2020. Inoltre si è considerato l'andamento del PIL in linea con quanto previsto dal Documento di economia e Finanza 2020 che prevede una contrazione dell'8% nel 2020 ed un rimbalzo a circa il 5% per il 2021. A partire da tali ipotesi si è costruito lo scenario di domanda gas considerando che gli impatti della crisi COVID possano essere superati a partire dal 2022 per raccordarsi alla previsione di domanda gas già elaborata per il 2025.

Si sono elaborate 2 previsioni di domanda che partendo dal 2020 comune si differenziano per evoluzione della domanda di gas nei trasporti e per una diversa disponibilità di biometano. La previsione a maggiore crescita segue anche sul periodo 2020 -2024 il percorso di sviluppo previsto dallo scenario CEN al 2025, mentre la previsione a minor crescita si raccorda al percorso di sviluppo previsto dallo scenario DEC al 2025

Il settore che risulta più impattato dalla crisi COVID 19 è il settore industriale per il quale si prevede una riduzione del consumo di circa 1 miliardo di metri cubi tra il 2019 ed il 2020, con un rimbalzo nel 2021 per recuperare circa il 60% della perdita. Dal 2022 il tasso di crescita dei consumi del settore è più che compensato dai guadagni di efficienza determinando una riduzione media annua del 2% circa della domanda di gas sul periodo fino al 2024

Il settore termoelettrico è influenzato da un lato dall'andamento della domanda elettrica che si è assunta in riduzione del 7% nel 2020 con un rimbalzo a +5% nel 2021 e dall'altro dalla riduzione delle importazioni elettriche che favoriscono l'utilizzo delle risorse di generazione nazionali.

La domanda di gas termoelettrico inoltre è sostenuta dalla progressiva fuoriuscita del carbone tra il 2021 ed il 2024 (con la chiusura prevista di circa 3000 MW) per raggiungere il phase out completo al 2025.

Il settore residenziale appare quello che meno ha risentito degli effetti della pandemia e del lock-down, essendo la domanda di riscaldamento la parte più consistente della domanda di gas del settore. La domanda del settore è quindi stata elaborata a partire dall'ultimo dato storico e considerando un tasso di efficientamento dei consumi del 2% circa, in linea con i tassi di risparmio energetico desumibili dai rapporti ENEA disponibili (RAEE)

Con riferimento alla domanda giornaliera di gas in condizioni di freddo eccezionale, rappresentativa della domanda di picco, si evidenzia una sostanziale stabilità della domanda di punta intorno a valori prossimi a quelli registrati negli ultimi anni. Al riguardo si ricorda che nel 2017 in occasione dell'ondata di freddo che investì l'Europa nel mese di gennaio la domanda di gas registrò 425 milioni di metri cubi giorno (Mm^3/g), mentre con il freddo anomalo di fine febbraio 2018 ("Burian") il prelievo massimo raggiunse i 396 Mm^3/g .

Di seguito le tabelle con il dettaglio della domanda gas per settore e per tipologia di gas ed i valori attesi della punta di gas nelle condizioni peak e off-peak e le tabelle con il dettaglio dell'offerta di gas suddivisa tra produzione nazionale importazione e biometano

TABELLA 10: DOMANDA DI GAS NATURALE NEL PERIODO 2020-2024 (CEN)

MILIARDI DI Sm ³ @ 10,6 KWh/Sm ³	2020	2021	2022	2023	2024
RESIDENZIALE E TERZIARIO	27,4	27,1	26,6	26,1	25,7
TERMOELETTRICO	24,2	24,4	25,4	25,9	25,9
INDUSTRIA	14,3	15,3	15,1	14,5	14,2
TRASPORTI	0,8	1,3	2,9	3,9	5,1
ALTRI SETTORI (*)	3,3	2,2	2,3	2,4	2,5
TOTALE DOMANDA	70,0	70,3	72,3	72,9	73,4
Punta di domanda gas - peak (Inverno eccezionale) [Mm ³ /g]		432,2	432,6	430,4	427,2
Punta di domanda gas –offpeak (Estate media) [Mm ³ /g]		137,5	142,5	144,3	145,5

(*) Comprende i consumi dei settori Agricoltura e Pesca, Usi Non Energetici, Consumi e Perdite

TABELLA 11: DOMANDA DI GAS NATURALE NEL PERIODO 2020-2024 (DEC)

MILIARDI DI Sm ³ @ 10,6 KWh/Sm ³	2020	2021	2022	2023	2024
RESIDENZIALE E TERZIARIO	27,4	27,1	26,6	26,1	25,5
TERMOELETTRICO	24,2	24,4	25,3	25,5	25,6
INDUSTRIA	14,3	15,3	15,2	14,6	14,1
TRASPORTI	0,8	1,3	2,3	2,8	3,3
ALTRI SETTORI (*)	3,3	2,2	2,3	2,4	2,4
TOTALE DOMANDA	70,0	70,3	71,7	71,4	71,0
Punta di domanda gas - peak (Inverno eccezionale) [Mln m ³ /g]		432,2	431,5	426,9	420,7
Punta di domanda gas –offpeak (Estate media) [Mln m ³ /g]		137,5	141,4	141,2	140,7

(*) Comprende i consumi dei settori Agricoltura e Pesca, Usi Non Energetici, Consumi e Perdite

Di seguito le tabelle con il dettaglio dell'offerta di gas suddivisa tra produzione nazionale importazione e biometano. Come si osserva la copertura della domanda di gas in Italia è garantita principalmente dalle importazioni che mantengono un ruolo rilevante coprendo oltre il 90% della domanda di gas in Italia.

La produzione nazionale di gas naturale rimane la stessa nei due casi CEN e DEC, incrementandosi al 2024 per l'avvio previsto di alcune produzione nel sud Italia.

La produzione di biometano è invece più alta nel caso CEN, dove si prevede un maggiore sviluppo grazie anche alla riconversione degli impianti di biogas esistenti.

TABELLA 12: OFFERTA DI GAS NATURALE E GAS VERDI NEL PERIODO 2020-2024 (CEN)

MILIARDI DI Sm ³ @ 10,6 KWh/Sm ³	CEN 2020	CEN 2021	CEN 2022	CEN 2023	CEN 2024
GAS TOTALE	70,0	70,3	72,3	72,9	73,4
Gas Naturale	69,9	70,0	71,8	71,6	71,3
<i>Importazione</i>	65,8	66,4	68,4	68,4	66,7
<i>Prod. Nazionale</i>	4,1	3,6	3,4	3,3	4,5
Biometano	0,1	0,3	0,5	1,3	2,1

TABELLA 13: OFFERTA DI GAS NATURALE E GAS VERDI NEL PERIODO 2020-2024 (DEC)

MILIARDI DI Sm ³ @ 10,6 KWh/Sm ³	DEC 2020	DEC 2021	DEC 2022	DEC 2023	DEC 2024
GAS TOTALE	70,0	70,3	71,7	71,4	71,0
Gas Naturale	69,9	70,0	71,2	70,7	70,1
<i>Importazione</i>	65,8	66,4	67,8	67,5	65,6
<i>Prod. Nazionale</i>	4,1	3,6	3,4	3,3	4,5
Biometano	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9

Confronto degli scenari di domanda con altri scenari italiani ed europei

Gli scenari di riferimento e di confronto per le previsioni di domanda gas in Italia ed in Europa rilevanti per il presente documento sono:

- lo scenario Italiano del Piano Nazionale per Energia e il Clima (PNIEC)
- gli scenari predisposti da ENTSO-E ed ENTSG nell'ambito dell'elaborazione del piano europeo di sviluppo della rete (di seguito TYNDP).

Gli scenari ENTSG tengono in considerazione gli scenari elaborati dalla Commissione Europea e dai vari Stati Membri (PNIEC), rispetto ai quali prevedono il rispetto dei target di politica energetica e ambientale stabiliti a livello comunitario. A partire dal TYNDP 2018, è stato previsto a livello europeo un coordinamento tra ENTSG ed ENTSOE volto a definire, attraverso un processo congiunto di elaborazione e consultazione, un set di scenari di riferimento comune alle due associazioni e basato su potenziali e differenziate evoluzioni del panorama energetico, economico e tecnologico (c.d. "storylines").

Le "storylines" elaborate in ambito europeo sono riconducibili a scenari di evoluzione coerenti con quelli considerati da Snam Rete Gas nell'ambito dell'elaborazione dei propri piani di sviluppo. In particolare, gli scenari considerati sono quelli elaborati da Snam e Terna nell'ambito del processo congiunto, di cui alle deliberazioni 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas di ARERA.

Piano Nazionale Integrato per l'energia e il clima (PNIEC)

Lo scenario PNIEC "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima" è l'attuale scenario di policy italiano ed è stato trasmesso nella sua forma definitiva alla Commissione Europea a gennaio 2020.

Il PNIEC presenta l'evoluzione dei consumi energetici e dei consumi di gas al 2030 ed al 2040 con traiettorie di evoluzione della domanda energetica che permettono di traguardare gli obiettivi di decarbonizzazione, copertura rinnovabile ed efficienza energetica previsti dal Clean energy for all Europeans Package.

Complessivamente lo scenario si caratterizza per i seguenti elementi:

- crescita economica sostenuta e popolazione in crescita;
- obiettivi vincolanti di decarbonizzazione, quota rinnovabili ed efficienza energetica;
- phase-out degli impianti termoelettrici a carbone entro il 2025;
- forte crescita di rinnovabili non programmabili, in particolare eolico e fotovoltaico;
- forte crescita dei sistemi di accumulo, sia idroelettrici che elettrochimici;
- diffusione di pompe di calore elettriche per il riscaldamento civile;
- diffusione di veicoli elettrici e avvio della mobilità a idrogeno pubblica e privata.

Scenari congiunti ENTSG-ENTSOE 2020

Come già accennato i Ten Year Network Development Plan (TYNDP) di ENTSG (associazione europea dei trasportatori gas) ed ENTSOE (associazione europea dei trasportatori elettrici) hanno alla base uno scenario di evoluzione della domanda elaborato congiuntamente. Per il TYNDP 2020 lo scenario di domanda congiunto è stato pubblicato il 29 giugno 2020 nel documento TYNDP 2020 – Scenario Report.

In esso sono state sviluppate tre storylines: National Trends, Global Ambition e Distributed Energy.

Il National Trends (NT) riflette gli impegni di ciascuno Stato Membro per raggiungere gli obiettivi definiti dall'Unione europea in termini di efficienza energetica e riduzione delle emissioni di gas serra. A livello dei singoli Paesi, il NT è allineato al rispettivo Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), che declina gli obiettivi europei in specifici obiettivi per il 2030.

Gli scenari Distributed Energy (DE) e Global Ambition (GA) sono costruiti con due obiettivi:

- esplorare due diverse “strade” che permettano il rispetto degli Accordi di Parigi della COP21
- raggiungere la neutralità carbonica del sistema energetico europeo entro il 2050.

A questi scenari si aggiunge uno scenario di breve termine: Best Estimate, con sensitivity della competizione tra gas e carbone.

Di seguito si riporta la sintesi per l'Italia di tali scenari

Best Estimate

La domanda di gas per Usi finali e Non-network considerata nel “Best Estimate” è di 49,4 miliardi di metri cubi al 2025. Per il settore termoelettrico, nel “Best Estimate” si considerano due ipotesi di merit order nella competizione tra le fonti: gas before coal (GBC) che massimizza la generazione da gas e coal before gas (CBG) che massimizza la generazione da carbone. La domanda di gas per generazione elettrica nei due casi è rispettivamente 29,3 e 25,1 miliardi di metri cubi.

Global Ambition (GA)

La domanda di gas per Usi finali e Non-network considerata nel Global Ambition è di 53,9 miliardi di metri cubi al 2030 e di 54,8 miliardi di metri cubi al 2040. La domanda di gas per generazione di energia elettrica considerata nel Global Ambition risulta di 21,0 miliardi di metri cubi e 15,5 miliardi di metri cubi rispettivamente al 2030 e al 2040.

Distributed Energy (DE)

La domanda di gas per Usi finali e Non-network considerata nel Distributed Energy è di 48,9 miliardi di metri cubi al 2030 e di 45,4 miliardi di metri cubi al 2040. Per quanto riguarda il settore Termoelettrico, la domanda di gas al 2030 ed al 2040 nello scenario Distributed Energy vale rispettivamente 25,9 e 20,6 miliardi di metri cubi.

National Trends (NT)

Lo scenario National Trends considera una domanda di gas per Usi finali e Non-network di 37,5 miliardi di metri cubi al 2030 e 41,7 miliardi di metri cubi al 2040. La domanda di gas per generazione di energia elettrica considerata nel National Trends risulta di 21,3 miliardi di metri cubi al 2030 e 20,4 al 2040.

Di seguito il confronto tra gli scenari Snam-Terna CEN e DEC e gli scenari Global Ambition (GA) e Distributed Energy (DE) per gli anni 2030 e 2040 relativamente alla domanda di gas negli usi finali e nella generazione elettrica

Usi finali

Per il 2030, nel confronto DE – DEC e GA – CEN valgono alcune considerazioni comuni: gli scenari del TYNDP assumono un efficientamento dei consumi energetici meno spinto, che si traduce in una domanda di gas più alta nel settore civile (circa 4 miliardi di metri cubi di differenza); per quanto riguarda l'industria, i consumi maggiori degli scenari europei sono dovuti alla combinazione di due fattori, minor efficientamento e maggior penetrazione dell'idrogeno, a discapito dell'elettrificazione (circa 3 miliardi di metri cubi di differenza); nel

settore trasporti la situazione è inversa, con gli scenari Snam-Terna che assumono un contesto più favorevole alla mobilità a gas (-0,8 miliardi di metri cubi di differenza in entrambi gli scenari).

Per il 2040, invece, occorre analizzare separatamente i confronti.

La differenza tra DE e DEC è dovuta principalmente al settore civile, in cui le diverse assunzioni sull'efficientamento portano il DE ad essere più alto del DEC di circa 6 miliardi di metri cubi. Industria e trasporti sono invece sostanzialmente allineati.

La differenza maggiore sta nel confronto tra GA e CEN. Nel settore civile, il minor efficientamento dello scenario GA comporta una differenza di circa 5 miliardi di metri cubi. Nel settore industriale, la differenza di 2 miliardi di metri cubi è riconducibile a una maggior domanda di idrogeno nel GA. Il settore dei trasporti invece è sostanzialmente allineato.

Generazione elettrica

Il consumo di gas per generazione elettrica è influenzato, oltre che dal livello di domanda elettrica, dalle assunzioni fatte sulla copertura della suddetta domanda. In particolare, dal confronto tra gli scenari sviluppati dagli Entsos e gli scenari Snam-Terna, emerge come nei primi la domanda termoelettrica di gas sia generalmente più bassa, soprattutto nel lungo termine.

Questo è dovuto principalmente ad assunzioni differenti riguardo i rendimenti delle centrali a carbone europee. Rendimenti maggiori delle centrali estere comportano una maggiore convenienza ad importare elettricità rispetto a produrla in centrali a gas italiane. Ciò comporta livelli di import elettrico circa doppi negli scenari europei rispetto agli scenari Snam-Terna.

A questo si aggiunge il fatto che le simulazioni del mercato elettrico del TYNDP 2020 e degli scenari Snam-Terna sono state svolte con due simulatori differenti, rendendo quindi più difficile il confronto e la giustificazione delle differenze.

TABELLA 14: DOMANDA GAS IN ITALIA: CONFRONTO TRA SCENARI AL 2030 e 2040 -

<i>MILIARDI DI Sm³@ 10,6 KWh/Sm³</i>	2030			2040		
Scenario	Usi finali	Generazione elettrica	Totale	Usi finali	Generazione elettrica	Totale
Distributed Energy (DE)	48,9	25,9	74,8	45,4	20,6	66,0
Global Ambition (GA)	53,9	21,0	74,9	54,8	15,5	70,3
National Trend (NT)	37,5	21,3	58,8	41,7	20,4	62,1
Centralized (CEN)	47,8	25,7	73,5	47,7	28,8	76,5
Decentralized (DEC)	43,2	25,4	68,6	39,0	28,2	67,2
PNIEC (*)	37,5	24,4	61,9	41,7	16,1	57,8

(*) Elaborazione Snam su dati PNIEC

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 ENTOS nello scenario Report 2020. In particolare, per il 2025 si è assunto lo scenario Best Estimate – GBC mentre per il 2030 ed il 2040 si sono considerati gli scenari GA, DE ed NT precedentemente descritti. Per l'Italia, al fine di avere una rappresentazione più dettagliata si sono considerati gli scenari CEN, DEC e PNIEC sopra descritti. Nella composizione degli scenari si è considerata l'associazione GA per Europa con CEN per Italia, DE per Europa con DEC per Italia, NT per Europa + PNIEC per Italia

Assunzioni sullo scenario infrastrutturale

In tutti gli scenari si assume una stessa configurazione infrastrutturale.

In Europa l'infrastruttura simulata è quella che sarà utilizzata da ENTOS 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

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 ENTOS 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 (ed una minore di gas algerino).

In particolare, lo scenario Equilibrato è stato sviluppato tenendo conto di una potenzialità della produzione 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 Gmc/a lungo tutto l'orizzonte di analisi 2020-40 (in linea con le proiezioni medie di capacità di esportazione di ENTOS). La capacità di esportazione dall'Algeria cala da 41 Gmc/a nel 2018 fino a 31 Gmc/a nel 2040 (in linea con le proiezioni di offerta media di ENTOS) mentre quella da Nord Europa parte da 140 Gmc/a nel 2018 raggiungendo 121 Gmc/a nel 2025 (in linea con l'ultima previsione del Piano Nazionale di Sviluppo norvegese), per poi scendere a 66 Gmc/a nel 2040 (in linea con le proiezioni medie di offerta di ENTOS).

Lo scenario Sud include le seguenti assunzioni di esportazione: la capacità di esportazione dall'Algeria è assunta stabile a 45 Gmc/a, pari al massimo registrato negli ultimi 10 anni; la capacità di esportazione dalla Russia è stabile a 137 Gmc/a, pari al minimo registrato negli ultimi 10 anni; la produzione nord europea risulta in linea con lo scenario minimo di ENTSOG, partendo da 140 Gmc/a nel 2018 e raggiungendo 45 Gmc/a nel 2040 (-20 Gmc/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 Gmc/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 Gmc/a, in linea con lo scenario massimo di ENTSOG; la produzione norvegese, dai 121 Gmc/a del 2025 (NDP), scende a 86 Gmc/a al 2040, in linea con lo scenario massimo di ENTSOG.

TABELLA 15: POTENZIALE DI OFFERTA DI GAS DAI PRINCIPALI FORNITORI DEL MERCATO EUROPEO

Norvegia: capacità di esportazione gas verso EU

<i>MILIARDI DI Sm³@ 10,6 KWh/Sm³</i>	2020	2025	2030	2035	2040
minimo	118	121	49	47	45
massimo	120	121	93	90	86
<i>media</i>	118	121	71	69	66

Russia: capacità di esportazione gas verso EU

<i>MILIARDI DI Sm³@ 10,6 KWh/Sm³</i>	2020	2025	2030	2035	2040
minimo	137	137	137	137	137
massimo	210	206	205	205	206
<i>media</i>	174	171	171	171	171

Algeria: capacità di esportazione gas verso EU

<i>MILIARDI DI Sm³@ 10,6 KWh/Sm³</i>	2020	2025	2030	2035	2040
minimo	22	13	13	13	13
massimo	45	45	45	45	45
<i>media</i>	42	41	37	31	31

Assunzioni prezzi fonti energetiche

Le fonti energetiche utilizzate per l'analisi sono: carbone, greggio. I prezzi delle fonti energetiche sono allineati con le proiezioni già utilizzate per gli scenari Snam Terna al 2030 ed al 2040. Per gli anni dal 2020 al 2030 si è invece utilizzato un valore interpolato a partire dalle quotazioni 2020 al fine di tenere in considerazione l'andamento reale dei prezzi soprattutto nel breve termine.

Risultati

Per l'Italia, al fine di valutare diversi scenari di approvvigionamento, sono state definite opzioni contrastanti che derivano dalla composizione dei 3 scenari di disponibilità denominati "Equilibrato", "Sud" e "Nord" e dei tre scenari di domanda CEN DEC e PNIEC, fornendo un set di nove combinazioni di domanda / 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 combinazioni analizzate.

TABELLA 16: MASSIMI E MINIMI PER PUNTO DI IMPORT AL 2025, 2030 e 2040

<i>MILIARDI DI Sm³@ 10,6 KWh/Sm³</i>	2025		2030		2040	
	min	max	min	max	min	max
PASSO GRIES	0	3	0	1	0	2
TARVISIO	28	32	25	29	13	29
MAZARA DEL VALLO	8	21	8	25	4	27
GELA	5	5	3	6	3	6
TAP	7	9	7	9	7	9
LNG	10	13	5	13	1	9

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 nello scenario CEN-Sud che prevede volumi in uscita fino a circa 17 miliardi m3 in virtù della consistente disponibilità di gas da sud, come già sopra descritto, e di una domanda Europea sostenuta ed allineata con lo scenario Global Ambition del TYNDP 2020 di ENTSOs.