



# Scenario National Trend Italia





# 1. SOMMARIO

<b>1. SOMMARIO</b> .....	<b>1</b>
<b>2. INDICE DELLE FIGURE</b> .....	<b>2</b>
<b>3. INDICE DELLE TABELLE</b> .....	<b>3</b>
<b>4. EXECUTIVE SUMMARY</b> .....	<b>6</b>
<b>5. CONTESTO</b> .....	<b>10</b>
<b>6. INPUT E RIFERIMENTI METODOLOGICI</b> .....	<b>12</b>
<b>Richiamo alla catena modellistica</b> .....	<b>12</b>
<b>Input di scenario</b> .....	<b>13</b>
Anno climatico di riferimento e producibilità delle risorse rinnovabili .....	13
Rendimento degli impianti termoelettrici per il calcolo della domanda di gas .....	15
Contesto macroeconomico .....	16
Commodities .....	16
Reference grid.....	18
Power-to-Gas in configurazione off-grid .....	19
<b>7. DATI DI SCENARIO</b> .....	<b>22</b>
<b>Domanda</b> .....	<b>22</b>
Fabbisogno di elettricità.....	22
Domanda di gas .....	23
<b>Offerta</b> .....	<b>27</b>
Evoluzione della capacità installata .....	27
Evoluzione del mix di generazione .....	30
Evoluzione dei flussi import/export .....	31
Evoluzione dei prezzi zonali .....	32
Offerta di gas.....	34

## 2. INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 1 - TIMELINE DI PROCESSO DI SCENARI EUROPEI E NAZIONALI .....	10
FIGURA 2 - CATENA MODELLISTICA DEL PROCESSO DI SIMULAZIONE DEGLI SCENARI	12
FIGURA 3 - CATENA MODELLISTICA DELLE SIMULAZIONI DI MERCATO MGP ED MSD ....	13
FIGURA 4 - ORE EQUIVALENTI DI PRODUZIONE SOLARE (# ORE).....	14
FIGURA 5 - ORE EQUIVALENTI DI PRODUZIONE EOLICO (# ORE).....	15
FIGURA 6 – GRAFICI DI CORRELAZIONE TRA LA PRODUZIONE DI CALORE ED ELETTRICITÀ E IL RENDIMENTO DEGLI IMPIANTI COGENERATIVI A GAS – ANNI 2014-2019 (FONTE: DATI STATISTICI DI TERNA).....	15
FIGURA 7 - GRAFICI DI CORRELAZIONE TRA LA PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ E IL RENDIMENTO DEGLI IMPIANTI NON-COGENERATIVI A GAS – ANNI 2015-2019 (FONTE: DATI STATISTICI DI TERNA) .....	16
FIGURA 8 - CURVA DI DURATA DELL’OVERGENERATION ATTESA AL 2040.....	19
FIGURA 9 - EVOLUZIONE DEL FABBISOGNO DI ELETTRICITÀ DAL 2004 AL 2040 (TWH)...	22
FIGURA 10 - EVOLUZIONE DEI PICCHI DI CARICO ELETTRICO DAL 2004 AL 2040 (GW)....	23
FIGURA 11 - EVOLUZIONE DELLA DOMANDA COMPLESSIVA DI GAS (BCM).....	24
FIGURA 12 - EVOLUZIONE DELLA DOMANDA DI GAS NATURALE E BIOMETANO TRA IL 2018 E IL 2040 (* INCLUDE AGRICOLTURA; ** INCLUDE BUNKERAGGI) (BCM).....	25
FIGURA 13 - EVOLUZIONE DELLA PUNTA DI DOMANDA GAS (DOMANDA DI PICCO) (MILIONI DI M <sup>3</sup> /GIORNO).....	26
FIGURA 14 - EVOLUZIONE DELLA PUNTA DI DOMANDA GAS (DOMANDA OFF-PEAK) (MILIONI DI M <sup>3</sup> /GIORNO).....	27
FIGURA 15 - EVOLUZIONE DELLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLO SCENARIO NT ITALIA DAL 2019 AL 2040 (GW) .....	28
FIGURA 16 - EVOLUZIONE DELLA RIPARTIZIONE ZONALE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI DAL 2019 AL 2040 (GW) .....	29
FIGURA 17 - EVOLUZIONE DELLA CAPACITÀ INSTALLATA ZONALE DI IMPIANTI EOLICI (ONSHORE E OFFSHORE) DAL 2019 AL 2040 (GW) .....	29
FIGURA 18 - EVOLUZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO DAL 2019 AL 2040 (GW).....	30
FIGURA 19 - EVOLUZIONE DEL MIX DI GENERAZIONE – RISULTATI DELLE ANALISI DI MERCATO MGP + MSD (GW) .....	31
FIGURA 20 - EVOLUZIONE DEI PREZZI ZONALI (€/MWH) E VARIAZIONE RISPETTO AL PUN (%) DAL 2019 AL 2040 .....	33
FIGURA 21 - EVOLUZIONE DEL DELTA TRA PREZZO ZONALE E PUN DAL 2019 AL 2040 (%) .....	34
FIGURA 22 - EVOLUZIONE DELL’OFFERTA DI GAS DAL 2019 AL 2040 PER LO SCENARIO NT ITALIA (BCM).....	34

## 3. INDICE DELLE TABELLE

TABELLA 1 - EVOLUZIONE DI POPOLAZIONE E PIL .....	16
TABELLA 2 – PREZZI DELLE COMMODITIES.....	17
TABELLA 3 - PREZZI DEL GAS NATURALE PER APPROVVIGIONAMENTO GAS .....	17
TABELLA 4: DETTAGLIO DELLA PRODUZIONE DA IMPIANTI COGENERATIVI E NON COGENERATIVI (LA PRODUZIONE DI CALORE È STATA OTTENUTA CONSIDERANDO UN RAPPORTO TRA PRODUZIONE ELETTRICA E PRODUZIONE DI CALORE PARI A 1,75).....	31
TABELLA 5 - FLUSSI TRANSFRONTALIERI NEGLI ANNI TARGET (TWH) .....	32
TABELLA 6 - POTENZIALE DI OFFERTA DI GAS DAI PRINCIPALI FORNITORI DEL MERCATO EUROPEO .....	36
TABELLA 7 - MASSIMI E MINIMI PER PUNTO DI IMPORT AL 2025, 2030 E 2040 (*) INCLUDE BUNKERAGGI .....	37





# 4.

## Executive summary

## 4. EXECUTIVE SUMMARY

In ottemperanza alla delibera n. 574/2020/R/eel e alla delibera n. 539/2020/R/gas ARERA ha richiesto a Terna e Snam di **redigere un documento congiunto di descrizione degli scenari** per la predisposizione dei rispettivi piani di sviluppo 2021, che tenga in considerazione anche le ipotesi contenute nello scenario **National Trend** sviluppato da ENTSO-E ed ENTSG per il Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2020, opportunamente modificate per tenere conto di eventuali ipotesi migliorative e aggiornamenti a dati più recenti.<sup>1</sup>

Terna e Snam hanno pertanto lavorato alla realizzazione di uno scenario denominato **National Trend Italia (NT Italia)**, sviluppato per gli anni orizzonte 2025, 2030 e 2040, utilizzando tool di modellazione della domanda elettrica, della domanda gas e di simulazione dei mercati energetici. I risultati dello scenario NT Italia si basano su analisi di mercato gas ed elettriche realizzate sull'intero perimetro europeo, in coerenza con lo scenario NT degli ENTSOs. Dalla valutazione dei principali risultati di scenario, riassunti nella tabella sottostante, emerge quanto segue:

- La **produzione complessiva da rinnovabili** elettriche dello scenario NT Italia risulta coerente con lo scenario PNIEC in tutti gli anni orizzonte; sono stati effettuati alcuni aggiustamenti sulla producibilità delle singole fonti senza, tuttavia, impattare in modo rilevante sul risultato complessivo di scenario
- Lo scenario NT Italia mostra **valori di saldo import/export maggiori rispetto allo scenario PNIEC**. La crescita rispetto allo scenario di policy nazionale deriva dall'utilizzo di simulazioni di mercato effettuate sull'intero perimetro europeo, dall'aggiornamento della reference grid italiana a dati più recenti e dall'utilizzo di modelli esteri e prezzi delle commodities allineati allo scenario NT del TYNDP 2020; l'aumento dell'import netto, a parità di fabbisogno e generazione rinnovabile, comporta una **riduzione della produzione termoelettrica** attesa, soprattutto per l'anno di riferimento 2030 (118 TWh nel PNIEC, 100 TWh nel NT Italia).
- Lo scenario NT Italia mostra una **domanda di gas per il settore termoelettrico in linea con il dato PNIEC**, nonostante la minore produzione termoelettrica complessiva. Tale risultato è conseguenza di un'approfondita analisi **dei rendimenti del parco termoelettrico attuale e prospettico**. In particolare, Terna e Snam hanno verificato che, per il parco termoelettrico cogenerativo, le ipotesi di miglioramento tecnologico sottese al PNIEC risultavano eccessivamente ottimistiche rispetto a quanto la realtà stia dimostrando. Per questo motivo si sono adottati come riferimento i dati storici statistici di cui Terna stessa è responsabile, attraverso una analisi di correlazione storica tra produzione e rendimento opportunamente proiettata sugli scenari futuri, caratterizzati da un esercizio del parco termoelettrico sempre più discontinuo ed intermittente.
- **La domanda di gas si mantiene sopra i 60 miliardi di metri cubi anche oltre il 2030**. La riduzione si osserva soprattutto negli usi finali del gas in accordo con il progressivo incremento dell'efficienza energetica e con la penetrazione di tecnologie più efficienti, in particolare nel settore dei trasporti e nel settore residenziale.
- Al gas naturale si affiancano lo sviluppo dei gas verdi, in particolare del **biometano che raggiunge i 7 miliardi di metri cubi nel 2040**, e **dell'idrogeno rinnovabile che al 2040 raggiunge i 3,9 miliardi di metri cubi (metano equivalente)**. La domanda termoelettrica è prevista stabile ai valori attuali fino al 2025, per poi rimanere anche nel lungo termine sopra i 20

<sup>1</sup> Per il settore gas, oltre allo scenario NT Italia descritto nel presente documento, si considerano come ulteriori scenari di riferimento, lo scenario Business-As-Usual (BAU) già presente nel Documento congiunto di Descrizione degli Scenari 2019 e lo scenario Centralised (CEN) contenuto nel documento di descrizione degli scenari del 2020 redatto da Snam ai sensi della delibera 468/2018/R/gas.

miliardi di metri cubi. In particolare, per l'idrogeno tali valori non comprendono ancora gli sviluppi previsti dalla recente "Linee guida per la strategia nazionale sull'idrogeno", che anticipa di circa un decennio lo sviluppo dell'idrogeno rispetto allo scenario PNIEC assunto come riferimento per lo scenario NT Italia.

DATO	PNIEC (DIC'19)				NT ITALIA <sup>12</sup>		
	2019	2025	2030	2040 <sup>3</sup>	2025	2030	2040 <sup>3</sup>
<b>FABBISOGNO DI ELETTRICITÀ (TWH)</b>	<b>320</b>	<b>326</b>	<b>331</b>	<b>381</b>	<b>326</b>	<b>331</b>	<b>381</b>
<b>GENERAZIONE FER (TWH)</b>	<b>114</b>	<b>143</b>	<b>187</b>	<b>245</b>	<b>140</b>	<b>182</b>	<b>238</b>
DI CUI SOLARE	23	40	73	91	39	70	87
DI CUI EOLICO	20	31	42	74	30	40	71
<b>GENERAZIONE TERMOELETTRICA NETTA (TWH)<sup>4</sup></b>	<b>169</b>	<b>153</b>	<b>118</b>	<b>103</b>	<b>145</b>	<b>100</b>	<b>106</b>
DI CUI GAS <sup>5</sup>	138	N/A	113	102	135	95	103
<b>SALDO IMPORT/EXPORT (TWH)</b>	<b>38</b>	<b>30</b>	<b>28</b>	<b>32</b>	<b>43</b>	<b>58</b>	<b>53</b>
<b>CAPACITÀ INST. FER (GW)<sup>2</sup></b>	<b>55</b>	<b>68</b>	<b>95</b>	<b>122</b>	<b>68</b>	<b>95</b>	<b>114</b>
DI CUI SOLARE	21	29	52	72	29	52	64
DI CUI EOLICO	11	16	19	25	16	19	25
<b>CAPACITÀ INST. TERMOELETTRICO (GW)<sup>3</sup></b>	<b>58</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>	<b>52</b>	<b>50</b>	<b>50</b>
DI CUI GAS <sup>5</sup>	45	N/A	N/A	N/A	49	48	48
<b>CAPACITÀ INSTALLATA ACCUMULI (GW)</b>	<b>7</b>	<b>N/A</b>	<b>17,5</b>	<b>N/A</b>	<b>8,6</b>	<b>17,5</b>	<b>20,5</b>
<b>DOMANDA GAS (BCM)</b>	<b>74,5</b>	<b>71,9</b>	<b>61,8</b>	<b>54,4</b>	<b>72,2</b>	<b>62,3</b>	<b>60,6</b>
DI CUI BIOMETANO	0,1	0,6	1,0	7,0	0,6	1,0	7,0
TERMOELETTRICO (INCLUSO CAL. DERIVATO)	31,0	30,6	23,2	17,9	30,3	22,3	24,0
USI FINALI ENERGETICI (INCLUSO CALORE DIRETTO)	40,5	38,1	35,6	33,3	38,1	36,9	33,5
USI FINALI NON EN., ALTRI USI, PERDITE E BUNKERAGGI	3,0	3,2	3,0	3,2	3,2	3,0	3,2
DOMANDA DI IDROGENO (BCM METANO EQ.)			0,1	3,9		0,1	3,9
<b>RENDIMENTO MEDIO PARCO GAS (%)</b>	<b>47%</b>	<b>52%</b>	<b>52%</b>	<b>57%</b>	<b>47%</b>	<b>44%</b>	<b>45%</b>

<sup>2</sup> Mix di generazione risultante a valle delle simulazioni di MSD; la generazione FER include curtailment; la produzione complessiva include le perdite degli impianti di accumulo

<sup>3</sup> Il fabbisogno non include 12 TWh di consumi per la produzione di idrogeno indicati nel PNIEC; coerentemente la generazione FER (capacità installata FER) non include i corrispondenti 12 TWh (8 GW) necessari ad alimentare gli impianti P2G in configurazione off-grid

<sup>4</sup> Non include biomasse e geotermico, incluse nella produzione e capacità installata FER

<sup>5</sup> Include generazione termoelettrica da gas verdi



5.  
Contesto

## 5. CONTESTO

In ottemperanza alla delibera n. 574/2020/R/eel e alla delibera n. 539/2020/R/gas Terna e Snam hanno predisposto un nuovo scenario di riferimento denominato National Trend Italia (NT Italia), costruito coerentemente allo scenario National Trends (NT ENTSOs) reso disponibile dagli ENTSOs con la pubblicazione dello Scenario Report 2020, unitamente alle seguenti migliorie e aggiornamenti:

- Dati di **domanda di energia elettrica** italiana allineati allo scenario PNIEC 2019 in quanto più aggiornati rispetto al NT ENTSOs;
- **Capacità di generazione installata** in Italia allineata ai dati del PNIEC (revisione di dicembre 2019) in tutti gli anni orizzonte (2025, 2030 e 2040);
- Utilizzo di una “**Reference Grid**” aggiornata rispetto allo scenario NT ENTSOs unitamente ad una **profilazione** dei limiti di scambio più fine e precisa;
- Ipotesi di **producibilità eolica** maggiormente allineate all’evoluzione tecnologica attesa nell’intervallo 2025-2040 e ipotesi di producibilità idroelettrica normalizzate su produzione storica
- Ipotesi di **rendimenti del parco termoelettrico** per il calcolo della domanda gas basate su analisi di correlazione con dati storici
- dati di **domanda di gas negli usi finali e di evoluzione del biometano e di idrogeno** italiana allineati allo scenario PNIEC 2019 in quanto più aggiornati rispetto al NT ENTSOs;

Lo scenario NT Italia recepisce, grazie alle versioni definitive sia del TYNDP 2020 che del PNIEC, gli aggiornamenti derivanti da entrambe le pubblicazioni (vedi timeline in Figura 1).

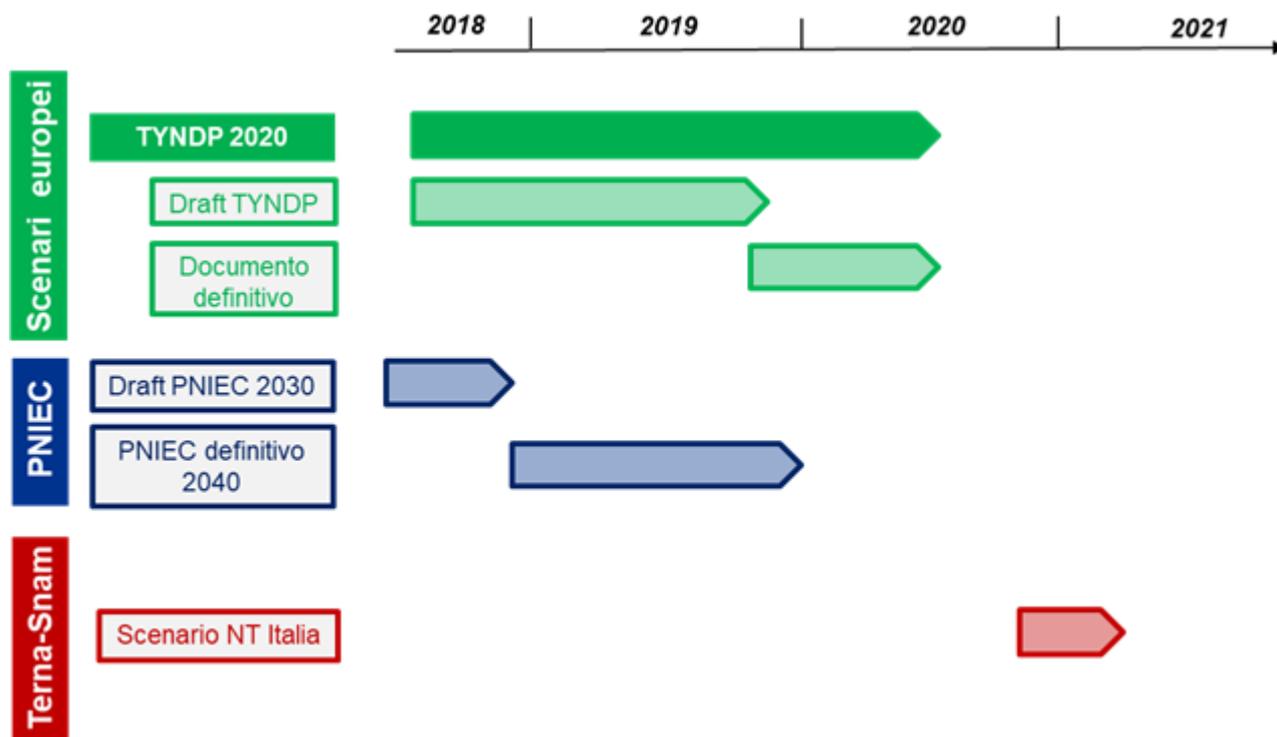
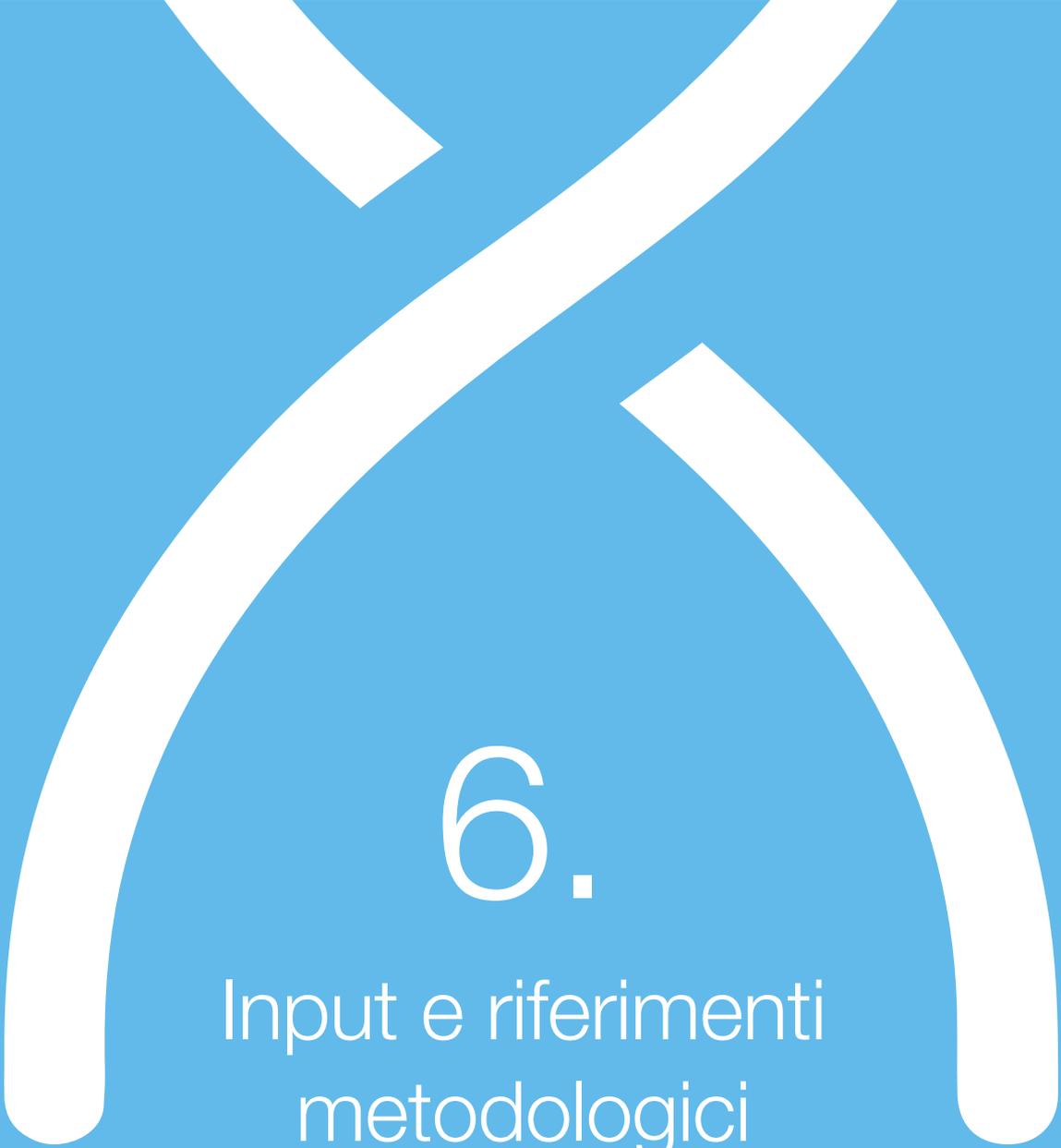


Figura 1 - Timeline di processo di scenari europei e nazionali



# 6.

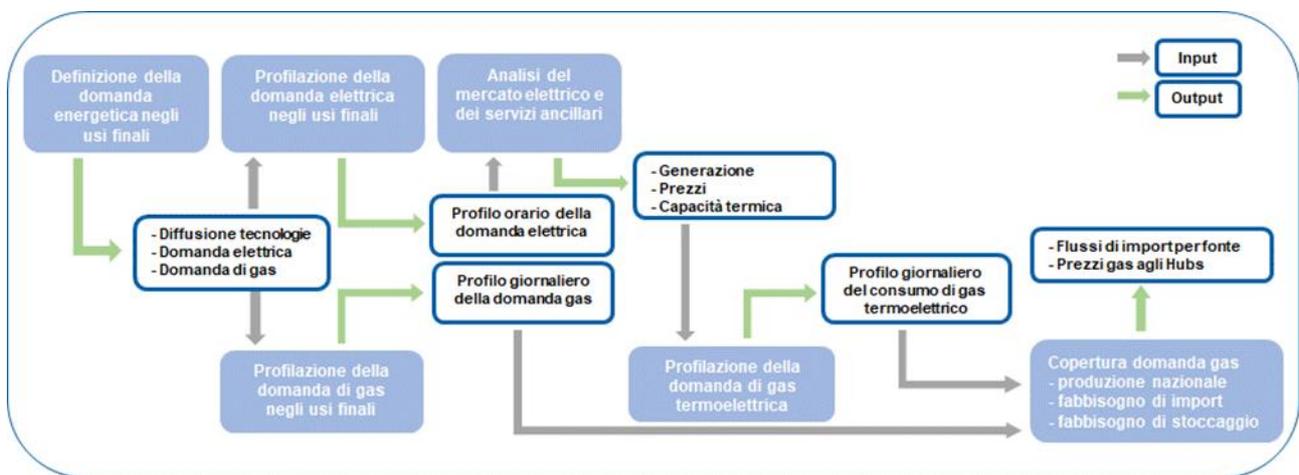
## Input e riferimenti metodologici

# 6. INPUT E RIFERIMENTI METODOLOGICI

## Richiamo alla catena modellistica

Gli studi scenaristici riportati nel presente documento sono frutto dell'applicazione di una metodologia di analisi sequenziali supportate da una catena modellistica. Tale sequenza di modelli permette la mappatura di ogni passaggio dello studio attraverso software di analisi dedicati, garantendo coerenza tra le varie fasi attraverso un meccanismo di input/output tra i diversi moduli.

La catena modellistica è sinteticamente rappresentata nel seguente schema (Figura 2).



**Figura 2 - Catena modellistica del processo di simulazione degli scenari**

Partendo dalla domanda elettrica annuale negli usi finali, dai profili orari storici di consumo e dalla diffusione attesa delle nuove tecnologie elettriche (essenzialmente auto elettriche e pompe di calore) viene costruito il profilo orario atteso della domanda per tutte le zone di mercato e le 8.760 ore dell'anno. Il profilo viene poi fornito in input alle analisi di mercato al fine di determinare il mix di generazione orario in grado di soddisfare il fabbisogno al minimo costo del sistema garantendone contestualmente la dispacciabilità (rispetto dei vincoli di riserva, sicurezza e risoluzione delle congestioni intrazonali).

Come riportato in maggior dettaglio nella seguente Figura 3, i dati della domanda elettrica per lo scenario NT Italia partono dalle indicazioni fornite dal PNIEC e, dopo la profilazione mediante software dedicato, la domanda viene trasferita al simulatore di mercato per le analisi del mercato dell'energia e dei servizi

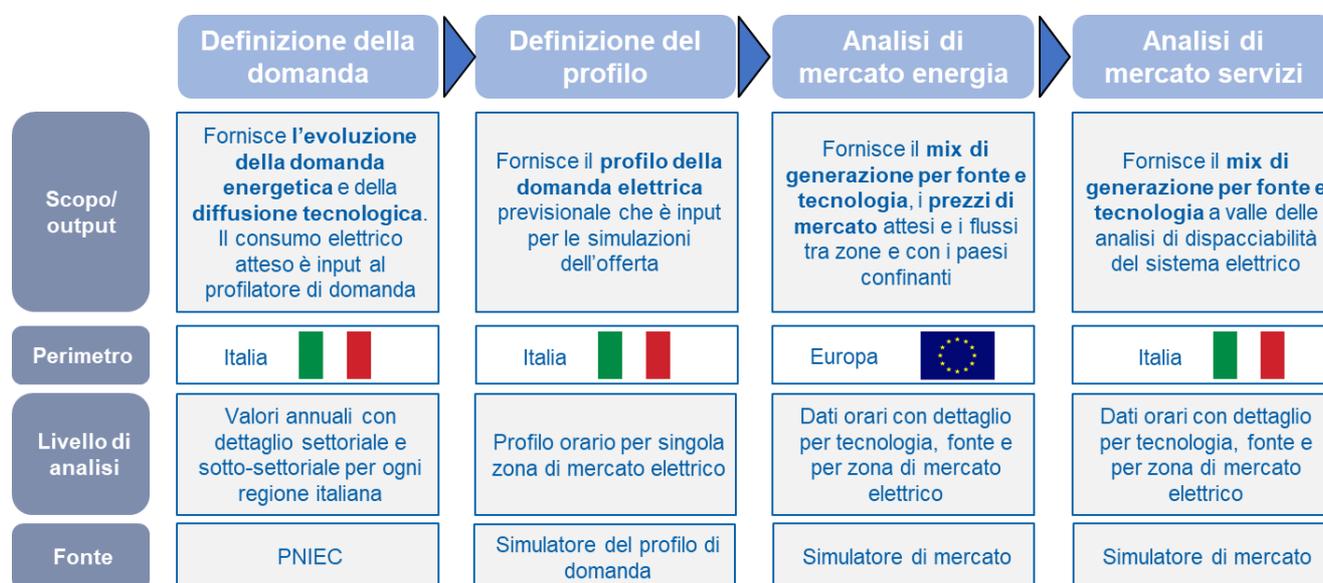


Figura 3 - Catena modellistica delle simulazioni di mercato MGP ed MSD

Analogamente per il gas, partendo dalla domanda di gas negli usi finali, dai profili orari storici di consumo e dalla diffusione attesa delle tecnologie a gas viene costruito il profilo giornaliero della domanda gas per gli usi finali. La domanda giornaliera di gas per termoelettrico viene invece ottenuta dai risultati di generazione del mercato elettrico. Definita quindi la domanda totale di gas come somma della domanda di gas negli usi finali e nel termoelettrico si elabora il fabbisogno di importazione e attraverso un modello di ottimizzazione dei flussi di europei si ottengono la copertura della domanda gas per fonte e i prezzi del gas agli hubs. I dati della domanda di gas negli usi finali per lo scenario NT Italia partono dalle indicazioni fornite dal PNIEC, mentre i dati di domanda gas termoelettrica derivano dagli output delle analisi di mercato elettrico sviluppate per lo scenario NT Italia.

## Input di scenario

### Anno climatico di riferimento e producibilità delle risorse rinnovabili

La costruzione di scenari energetici previsionali impone la scelta di anni climatici di riferimento da utilizzare per le simulazioni di mercato. Le variabili climatiche come la temperatura, l'irraggiamento e la ventosità influenzano infatti sia il fabbisogno di energia (e.g. per riscaldamento e raffrescamento), sia la producibilità degli impianti a fonte rinnovabile, incidendo sui risultati delle analisi.

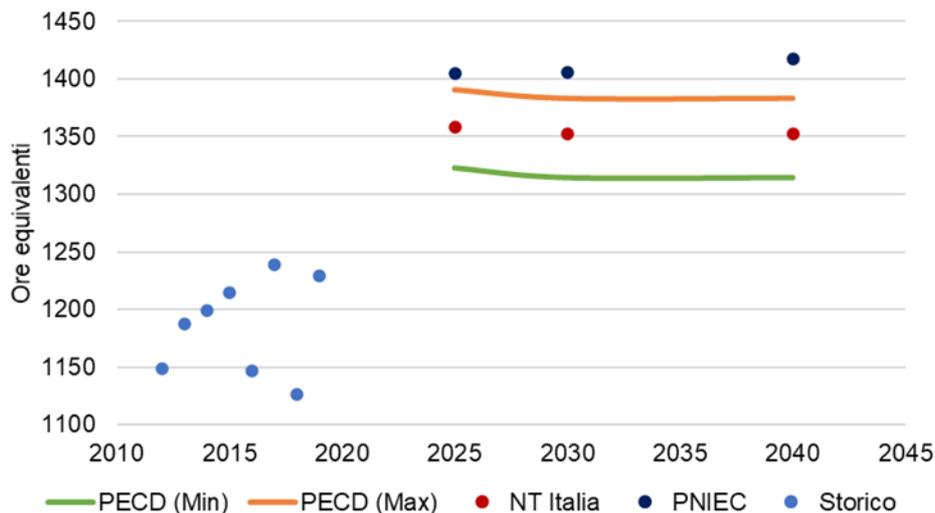
Per lo scenario NT Italia i dati rappresentati nel presente documento fanno riferimento alle simulazioni effettuate per un anno climatico "medio", ottenuto come media tra gli anni climatici nell'intervallo 1982-2016.

Relativamente al fabbisogno di elettricità, come anticipato in Figura 3, lo scenario NT Italia ha utilizzato come riferimento i dati di fabbisogno pubblicati nella versione finale del Piano Nazionale Energia e Clima per tutti gli anni orizzonte. Il valore di fabbisogno utilizzato per le analisi di mercato corrisponde quindi a quello pubblicato nel PNIEC, assunto come valore medio.

Per la producibilità delle fonti rinnovabili, in coerenza con lo scenario National Trend di ENTSO-E, si è fatto riferimento al Pan-European Climate Database (PECD) e ai database degli ENTSOs utilizzati per la costruzione degli scenari europei. Anche in questo caso sono state utilizzate delle producibilità medie, con le seguenti eccezioni:

- la producibilità eolica media relativa all'anno orizzonte 2030 è stata ridotta rispetto al dato fornito dal PECD assumendo una evoluzione tecnologica più progressiva e meno rapida di quella sottesa al PECD nell'intervallo 2025-2040;
- per la producibilità idroelettrica i valori utilizzati nei database degli ENTSOs (hydro inflow) sono stati normalizzati per tenere conto della produzione storica effettivamente registrata nell'ultimo decennio (e disponibile nei rapporti statistici di Terna).

La Figura 4 e la Figura 5 mostrano l'evoluzione della producibilità solare e eolica prevista nel PECD, il dato utilizzato nello scenario National Trend Italia ed il confronto con la producibilità utilizzata nello scenario PNIEC<sup>6</sup>. I dati rappresentano la producibilità media a livello nazionale ponderata sull'evoluzione zonale attesa della corrispondente capacità installata rinnovabile. Come anticipato, il valore utilizzato per lo scenario NT Italia corrisponde alla producibilità media tra gli anni climatici inclusi nel PECD, di cui sono rappresentati i valori massimi e minimi in linea continua.



**Figura 4 - Ore equivalenti di produzione solare (# ore)**

Relativamente alla producibilità solare, il dato del PECD risulta lievemente inferiore rispetto a quello utilizzato nel PNIEC.

In merito all'eolico, al 2030 è stato introdotto un fattore di derating della producibilità, che presenta quindi una crescita progressiva tra il 2020 e il 2040. I valori così ottenuti si avvicinano a quelli ipotizzati nel PNIEC.

<sup>6</sup> Ottenuta a partire dal mix di generazione e dalle capacità installate pubblicate nella versione finale del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima.

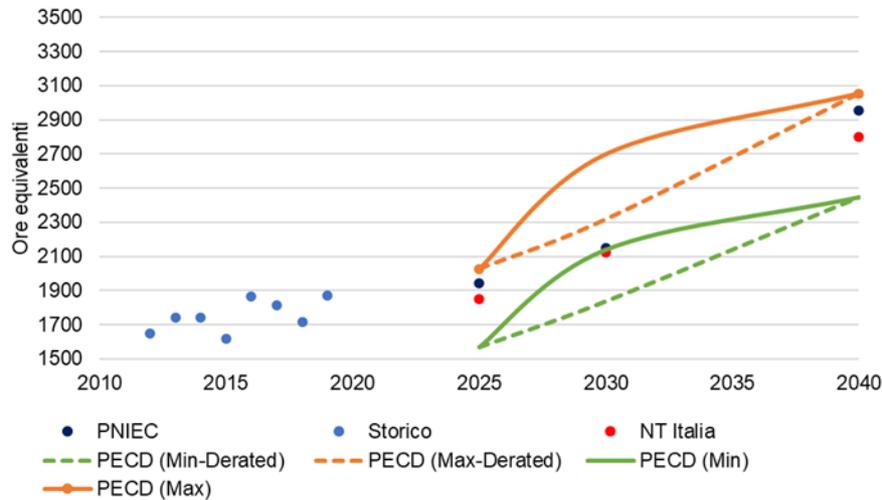


Figura 5 - Ore equivalenti di produzione eolico (# ore)

## Rendimento degli impianti termoelettrici per il calcolo della domanda di gas

Il consumo di gas per la produzione termoelettrica è ottenuto dividendo la somma della generazione termoelettrica e del calore cogenerato risultanti dalle simulazioni di mercato per il rendimento del parco di generazione.

Differentemente da quanto effettuato nello scenario NT del TYNDP2020, per il quale si utilizzano dei rendimenti medi rappresentativi, per lo scenario NT Italia sono state effettuate delle analisi puntuali sul rendimento degli impianti termoelettrici cogenerativi e non cogenerativi, basate sui dati storici pubblicati in forma aggregata negli annuari statistici di Terna<sup>7</sup>.

In particolare, è stata effettuata un'analisi di correlazione tra la produzione degli impianti cogenerativi e non cogenerativi e il rendimento medio degli stessi durante un intervallo storico rappresentativo.

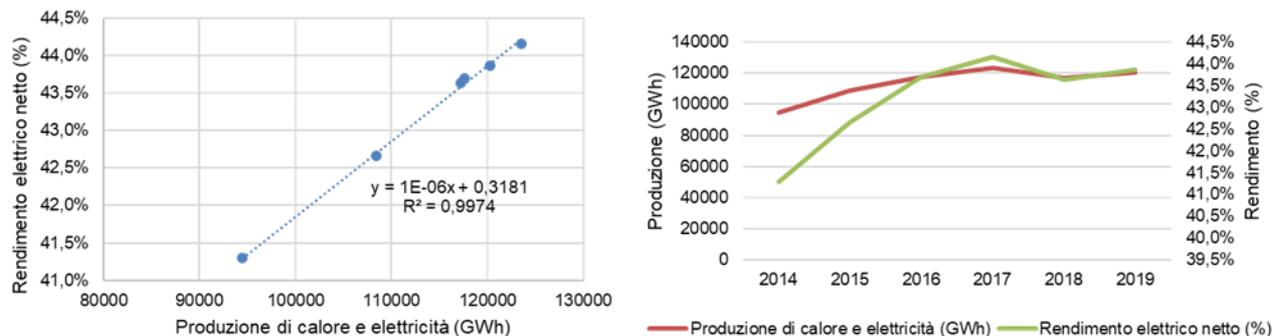
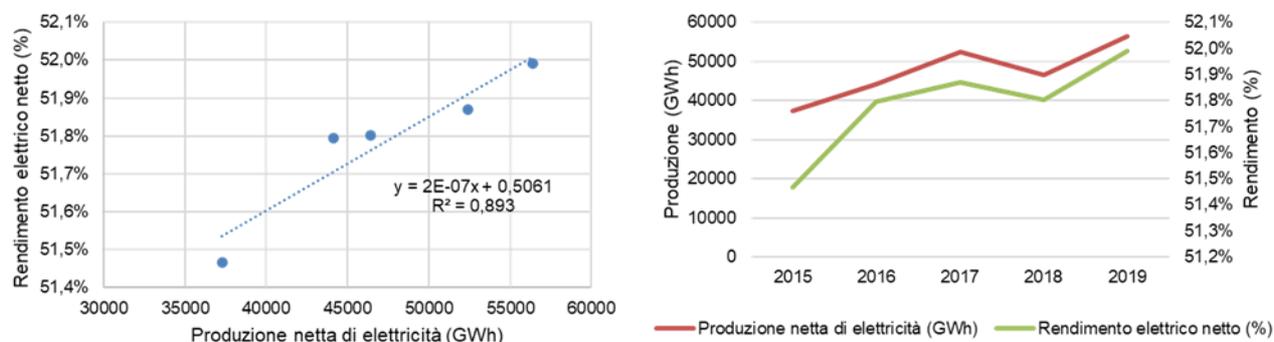


Figura 6 – Grafici di correlazione tra la produzione di calore ed elettricità e il rendimento degli impianti cogenerativi a gas – Anni 2014-2019 (Fonte: Dati statistici di Terna)

<sup>7</sup> I rendimenti così calcolati sono stati utilizzati solo per la valutazione dei consumi di gas associati alla produzione termoelettrica; per l'esecuzione delle simulazioni di mercato elettrico si è invece fatto riferimento ai rendimenti utilizzati dagli ENTSOs nella costruzione dello scenario Nationa Trends



**Figura 7 - Grafici di correlazione tra la produzione di elettricità e il rendimento degli impianti non-cogenerativi a gas – Anni 2015-2019 (Fonte: Dati statistici di Terna)**

Come riportato nei grafici di Figura 6 per gli impianti a gas cogenerativi e in Figura 7 per gli impianti a gas non cogenerativi, la produzione e il rendimento elettrico netto mostrano andamenti tra loro allineati e coefficienti di correlazione molto elevati, vicini all'unità nel caso degli impianti cogenerativi.

Dall'interpolazione dei dati storici è stato quindi possibile estrarre delle semplici relazioni da utilizzare in ottica previsionale sui risultati delle analisi di mercato dello scenario NT Italia, ottenendo quindi i valori di rendimento degli impianti cogenerativi e non-cogenerativi da utilizzare per il calcolo della domanda di gas ad essi associata.

Si noti che l'utilizzo di una correlazione su dati storici è avvalorato dall'attuale mancanza di evidenze su un'evoluzione di breve-medio termine del parco di generazione termoelettrica italiano, con particolare riferimento al parco cogenerativo.

## Contesto macroeconomico

Lo scenario National Trend Italia (NT Italia) assume le dimensioni di evoluzione dell'economia e della popolazione che sono considerate nel "Piano Nazionale Integrato Energia e Clima" - dicembre 2019 (PNIEC).

In particolare, si considera una popolazione italiana che al 2040 raggiunge 65,5 milioni di abitanti con un incremento della popolazione di circa 4,2 milioni di abitanti rispetto al 2020 considerato nel PNIEC pari a 61,2 milioni di abitanti.

La crescita della popolazione è accompagnata da un andamento macroeconomico caratterizzato da una crescita media del Prodotto Interno Lordo 2020-2040 pari a 1,4%. In particolare, sul periodo 2020-2030 la crescita media del PIL è assunta pari a 1,2% mentre sul periodo 2030-2040 pari a 1,5%.

Nella Tabella 1 sono riportati i dati di popolazione e PIL (fonte PNIEC dicembre 2019).

**Tabella 1 - Evoluzione di popolazione e PIL**

	UNITÀ	2015	2020	2025	2030	2040
Popolazione	milioni	60,8	61,2	62,2	63,3	65,4
PIL (crescita percentuale)	%		1,4%	1,2%	1,2%	1,5%

## Commodities

Nell'elaborazione dello scenario NT Italia per i combustibili petroliferi, per il carbone, per il nucleare e per il costo di emissione si sono adottati gli stessi prezzi utilizzati per lo scenario National Trend TYNDP 2020 (NT-ENTSOs) pubblicato dagli ENTSOs.

**Tabella 2 – Prezzi delle commodities<sup>8</sup>**

		2019	2025	2030	2040
Valori real 2019	UdM	<b>NT Italia</b>			
<b>Nucleare</b>			0,47		
<b>Lignite</b>	€/GJ		1,1		
<b>Gas</b>		3,7	6,5	6,9	7,3
<b>Carbone</b>	\$/t	63	126	136	229
<b>Brent</b>	\$/bbl	64	114	118	142
<b>BTZ</b>	\$/t	388	1019	1058	1202
<b>ATZ</b>	\$/t	371	721	753	931
<b>CO2 price</b>	€/tCO2	25	24	28	77

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 corretto considerare il prezzo del gas agli hub europei<sup>9</sup> ottenuto con un modello di ottimizzazione economica dei flussi di gas europei che copre la domanda di gas europea allineata allo scenario NT-ENTSOs mettendo in concorrenza le fonti di importazione per il mercato europeo (Russia/Norvegia/Nord Africa/GNL/Azerbaijan) nello scenario di prezzi petroliferi di cui sopra.

**Tabella 3 - Prezzi del gas naturale per approvvigionamento gas**

<b>GAS NATURALE</b>		2019	2025	2030	2040
Valori real 2019	UdM	<b>NT Italia</b>			
<b>PSV</b>	€/MWh	16,1	22,9	21,7	23,8
<b>TTF</b>	€/MWh	13,6	22,5	20,9	22,8

<sup>8</sup> Per le analisi di mercato elettrico sono stati utilizzati i valori real 2017, in coerenza con lo scenario NT ENTSOs

<sup>9</sup> 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

## Reference grid

La capacità di interconnessione con l'estero è prevista evolvere come descritto di seguito.

Allo stato attuale la capacità di interconnessione italiana è principalmente localizzata sulla frontiera Nord del paese, collegata con i quattro paesi confinanti Francia, Svizzera, Austria e Slovenia a cui si aggiungono le interconnessioni con Montenegro, Grecia e Malta. Delle 26 linee suddivise tra i vari livelli di tensione, due sono Merchant Line, più precisamente l'elettrodotto 400 kV "Mendrisio-Cagno" e l'elettrodotto 132 kV "Tarvisio - Greuth". Il valore complessivo della capacità di scambio sulla frontiera Nord, definito con i gestori di rete dei paesi confinanti, per l'anno 2020 è nel range 6.300 MW÷8.400 MW in import e 3.000 MW÷3.900 MW in export.

La capacità di scambio con la Francia è prevista in aumento di circa 1200 MW grazie al contributo dell'interconnessione HVDC Piosasco - Grand'Îlle, la cui entrata in esercizio è prevista gradualmente nei prossimi mesi. In fase di realizzazione è anche il collegamento 132 kV Prati di Vize/Brennero Steinach che aumenterà la capacità di trasmissione tra Italia e Austria.

Infine, si evidenzia che a fine 2019 è entrato in esercizio il primo polo dell'interconnessione Italia-Montenegro che ha comportato una capacità di scambio pari a 600 MW sia in import che in export, mentre, come disposto dal parere 574/2020/R/eel, il secondo polo dell'interconnessione Italia-Montenegro e l'interconnessione HVDC Italia-Slovenia Salgareda – Divaca/Bericevo sono stati posti in valutazione e, quindi, non considerati nella reference grid.

Per quanto riguarda il collegamento Italia-Tunisia, Terna ha siglato nel 2019 un MoU con il TSO tunisino (STEG), con l'obiettivo di intensificare la cooperazione industriale nell'ambito delle infrastrutture elettriche e in particolare del progetto Elmed, l'interconnessione sottomarina da 600 MW in corrente continua che collegherà Italia e Tunisia. L'entrata in esercizio dell'interconnessione è prevista per il 2027.

I principali interventi di sviluppo su perimetro nazionale impattanti sulla capacità di scambio tra le zone di mercato sono:

- La sezione Nord-Centro Nord interessata dallo sviluppo della rete di trasmissione 380 kV tramite la realizzazione di un collegamento fra le stazioni di Colunga e Calenzano;
- La sezione Centro Sud-Sud interessata dalle nuove linee 380 kV "Foggia-Villanova", "Deliceto-Bisaccia" e "Montecorvino-Avellino Nord – Benevento II";
- Il collegamento HVDC Centro Sud – Centro Nord (Adriatic link);
- Il collegamento HVDC Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I.3);
- Il collegamento Centro Sud – Sicilia – Sardegna 500 kV "Tyrrhenian Link".

La rete di riferimento tiene conto anche di alcuni interventi ulteriori che verranno descritti in dettaglio in sede di pubblicazione del PdS 2021 e comunque coerentemente alla tempistica funzionale alla relativa consultazione pubblica.

## Power-to-Gas e produzione idrogeno

Al 2040 lo scenario PNIEC prevede circa 12 TWh di consumi di elettricità associati alla produzione di idrogeno da impianti Power-to-Gas (P2G).

Analogamente a quanto fatto per la predisposizione del DDS 2019 il modello utilizzato non ha considerato in modo esplicito né il fabbisogno di elettricità per il P2G né la generazione necessaria per soddisfarlo. Si tratta di un approccio semplificato, che corrisponde ad ipotizzare un'alimentazione degli impianti P2G attraverso generazione rinnovabile dedicata (i.e. in configurazione off-grid).

Per effettuare una modellazione completa del P2G sarebbe infatti necessario definire il modello tecnico (on-grid, off-grid o ibrido) ed economico (partecipazione al mercato vs profilo imposto) di implementazione, ancora in fase di definizione sia a livello nazionale che europeo (e.g. Strategia Nazionale Idrogeno ancora in corso di definizione).

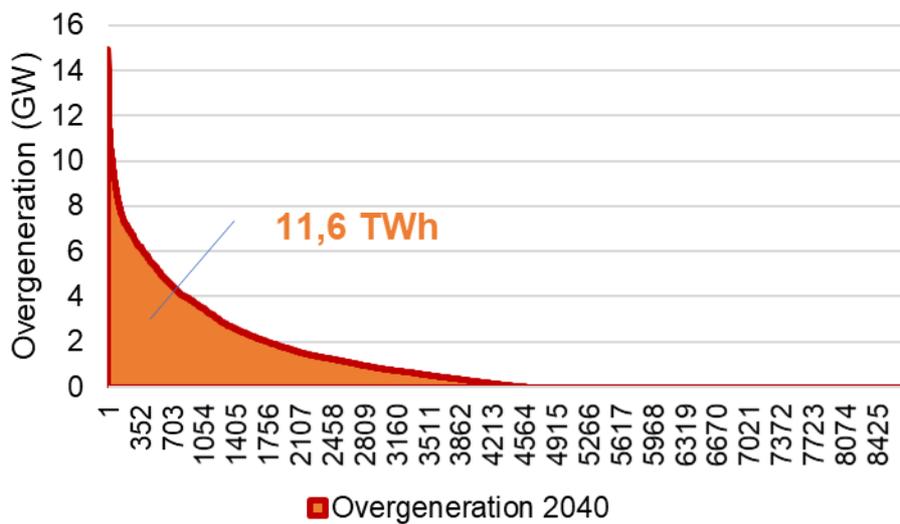


Figura 8 - Curva di durata dell'overgeneration attesa al 2040

La necessità di analisi più approfondite è avvalorata dai risultati riportati in Figura 8, che rappresenta la curva di durata dell'overgeneration attesa al 2040. Come si vede, l'overgeneration presenta una forte variabilità durante l'anno, con valori di picco superiori ai 15 GW a fronte di un valor medio pari a circa 1,3 GW. Parte di questa overgeneration potrebbe essere sfruttata efficientemente per produrre idrogeno, ma, al fine di raggiungere i quantitativi di idrogeno richiesti, sarà quindi necessario sviluppare anche altre forme di approvvigionamento di idrogeno.





# 7.

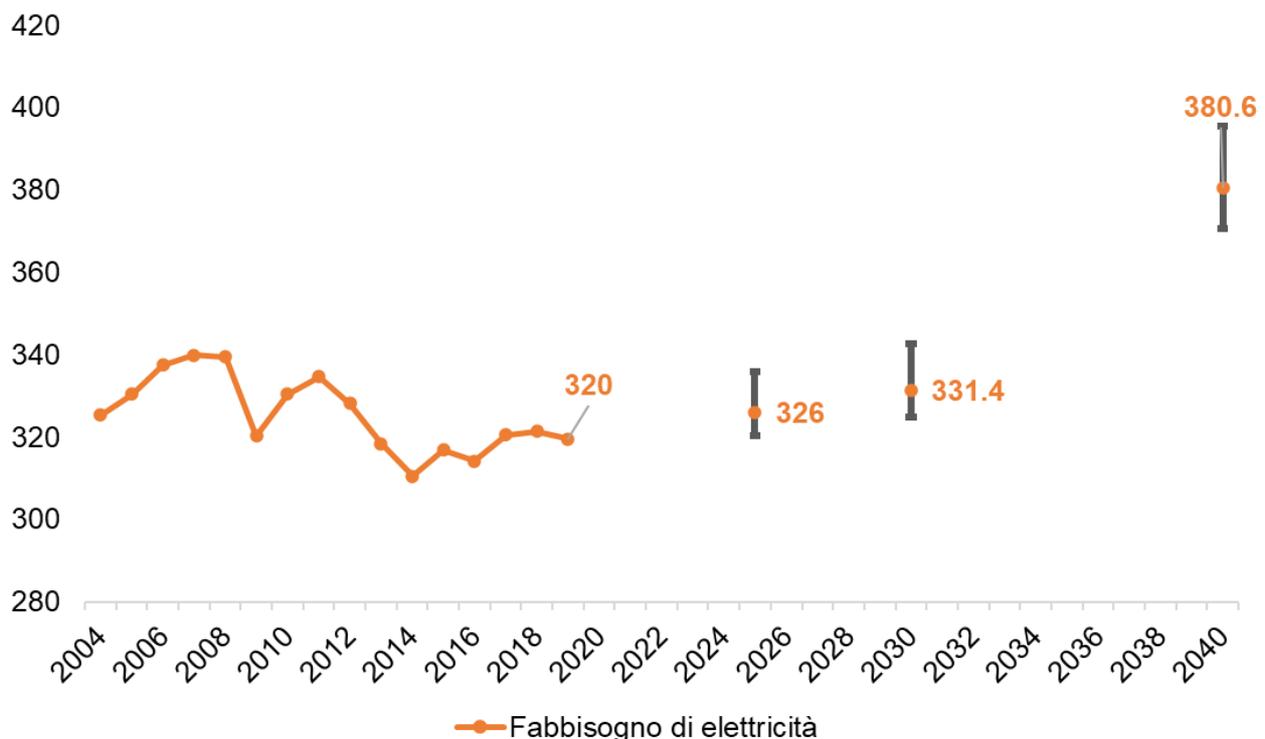
## Dati di scenario

# 7. DATI DI SCENARIO

## Domanda

### Fabbisogno di elettricità

Per fabbisogno di elettricità si intende la quantità di elettricità utilizzata negli usi finali, incrementata delle perdite di rete. Il grafico in Figura 9 mostra l'evoluzione del fabbisogno di elettricità al 2040 per lo scenario PNIEC per gli anni 2025, 2030 e 2040. La variabilità indicata è relativa ai diversi valori risultanti dall'applicazione degli anni climatici nell'intervallo 1982-2016. Si noti che il dato 2040 non include i consumi di elettricità per la produzione di idrogeno attraverso impianti P2G (stimati in 12 TWh).



**Figura 9 - Evoluzione del fabbisogno di elettricità dal 2004 al 2040 (TWh)**

Il grafico in Figura 10 riporta invece l'evoluzione dei picchi orari di fabbisogno elettrico. Per gli anni-orizzonte previsionali il dato è stato ottenuto attraverso delle elaborazioni di Terna, utilizzando i dati di diffusione tecnologica riportati nel PNIEC. La variabilità indicata è relativa ai diversi valori risultanti dall'applicazione degli anni climatici nell'intervallo 1982-2016.

Il picco è atteso in crescita al 2030 e al 2040, principalmente in virtù della diffusione di tecnologie per il riscaldamento e il raffrescamento degli ambienti, di veicoli a trazione elettrica e della maggiore elettrificazione dei consumi in generale.

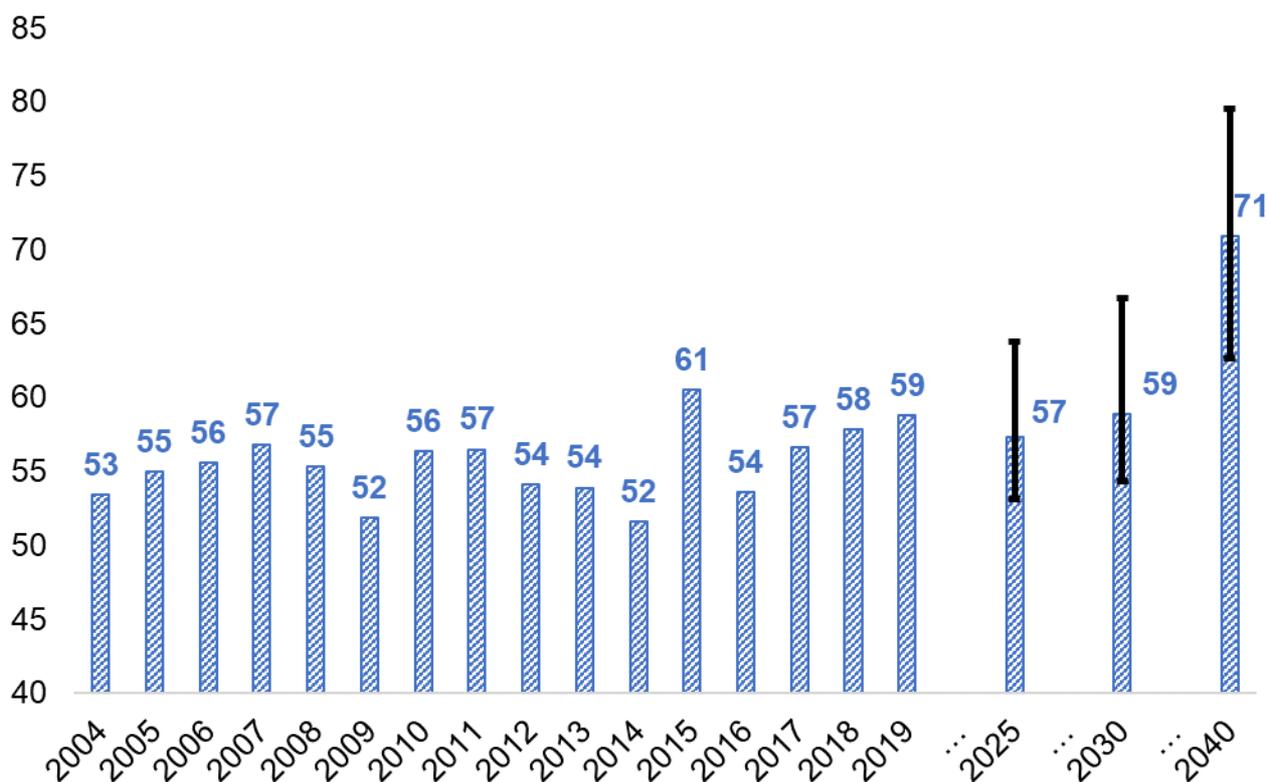


Figura 10 - Evoluzione dei picchi di carico elettrico dal 2004 al 2040 (GW)

## Domanda di gas

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 decrescente 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'idrogeno rispetto allo scenario PNIEC assunto come riferimento per lo scenario NT Italia. Considerando anche tali quantità la domanda di gas e di gas verdi è pari al 2040 a 65 miliardi di metri cubi come riportato nel grafico che segue.

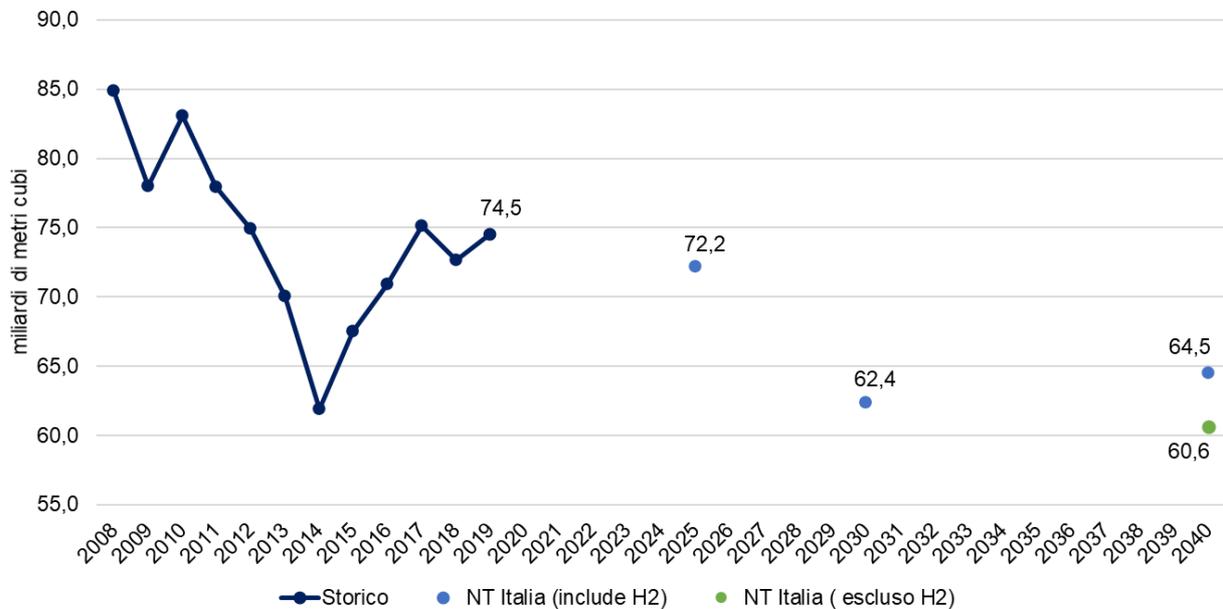


Figura 11 - Evoluzione della domanda complessiva di gas (bcm)

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 29 miliardi di metri cubi nel 2018 (Eurostat). I dati del 2019 evidenziano una riduzione dei consumi di circa 0,7 miliardi di metri cubi rispetto al 2018 con un consumo complessivo di settore di circa 28,3 miliardi di metri cubi. La riduzione dei consumi impatta principalmente sui consumi di riscaldamento grazie al miglioramento dell'isolamento degli edifici e a sistemi di riscaldamento più efficienti come caldaie a condensazione e pompe di calore. Nello scenario NT Italia, in accordo con il PNIEC si assume che tale trend di riduzione prosegua e 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.

**Industria:** 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.

Nel 2018 il consumo del settore è stato di circa 10,6 miliardi di metri cubi, con una leggera riduzione nel 2019 a 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 ad alta temperatura.

**Trasporti e bunkeraggi:** I consumi di gas nel settore dei trasporti rappresentano in Italia circa 1 miliardo di metri cubi al 2018. Il consumo è principalmente di CNG nel trasporto leggero e privato, ma negli ultimi anni si è registrata una crescita progressiva anche del GNL come combustibile nei mezzi pesanti. I dati del 2019 confermano i volumi di CNG e registrano un consumo di GNL per circa 0,2 miliardi di metri cubi, portando il consumo del settore a circa 1,2 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 gas 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 derivato: In accordo coi bilanci Eurostat i consumi di gas nel settore termoelettrico rappresentano i consumi del gas per la produzione di energia elettrica e di calore derivato.

Nel 2018 il consumo del settore è stato di circa 28,6 miliardi di metri cubi suddiviso tra impianti non cogenerativi (9,3 bcm) e impianti cogenerativi (19,3 bcm). Nel 2019 si è registrata una ulteriore crescita dei consumi di settore che hanno raggiunto i 31,1 miliardi di metri cubi suddivisi tra impianti non cogenerativi (11,4 bcm) e impianti cogenerativi (19,7 bcm). L'incremento dei consumi deriva da condizioni di prezzo che hanno determinato la maggior competitività della generazione termoelettrica a gas rispetto a quella carbone. Tale effetto si nota soprattutto nella parte non cogenerativa del parco termoelettrico che è più flessibile rispetto alla parte cogenerativa. 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 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. Complessivamente tali consumi rappresentano nel 2019 circa 3,2 miliardi di metri cubi di cui circa 1,8 miliardi di metri cubi sono consumi del 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.

Il seguente grafico mostra l'evoluzione della domanda di gas naturale e biometano (i consumi di idrogeno non sono inclusi).

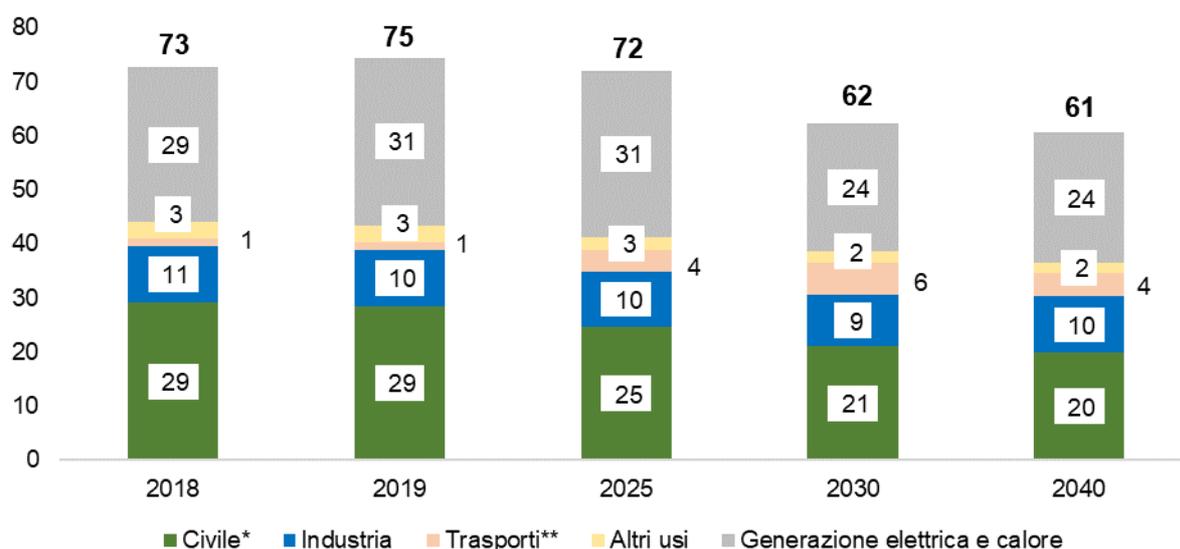


Figura 12 - Evoluzione della domanda di gas naturale e biometano tra il 2018 e il 2040 (\* Include agricoltura; \*\* Include bunkeraggi) (bcm)

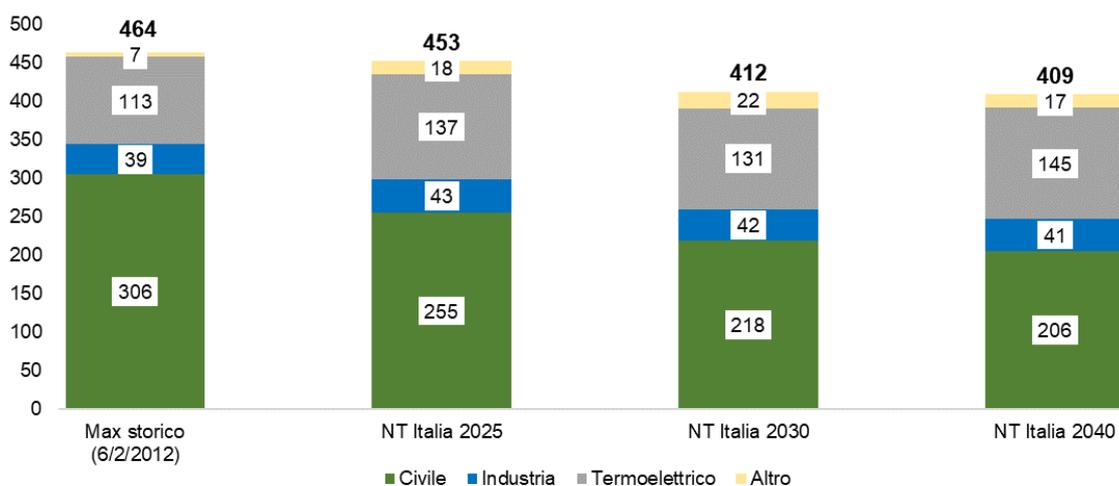
Per valutare la punta di domanda gas si considerano differenti scenari di consumo giornaliero che tengono conto della stagionalità dei consumi. In particolare, vengono considerati:

- 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 13) e fuori picco (Figura 14) per lo scenario NT Italia agli anni 2025, 2030 e 2040. Vengono inoltre riportati la punta massima storica (registrata il 6 febbraio 2012 in concomitanza con una condizione di freddo eccezionale) e la punta media estiva per il 2019. Nel primo grafico (Figura 13) 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. Il calo della punta civile 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 (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.

Nel secondo grafico Figura 14 si osserva soprattutto un calo della domanda giornaliera termoelettrica che passa da circa 92 milioni di metri cubi giorno nel 2019 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.

L'analisi de profili di generazione nello scenario NT Italia evidenzia che 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.



**Figura 13 - Evoluzione della punta di domanda gas (domanda di picco) (milioni di m<sup>3</sup>/giorno)**

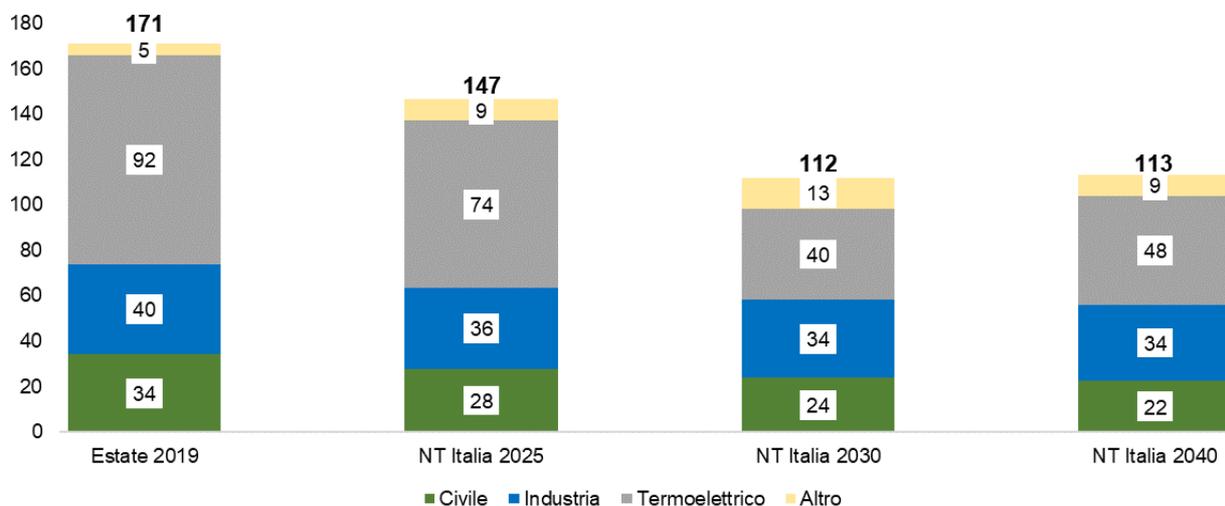


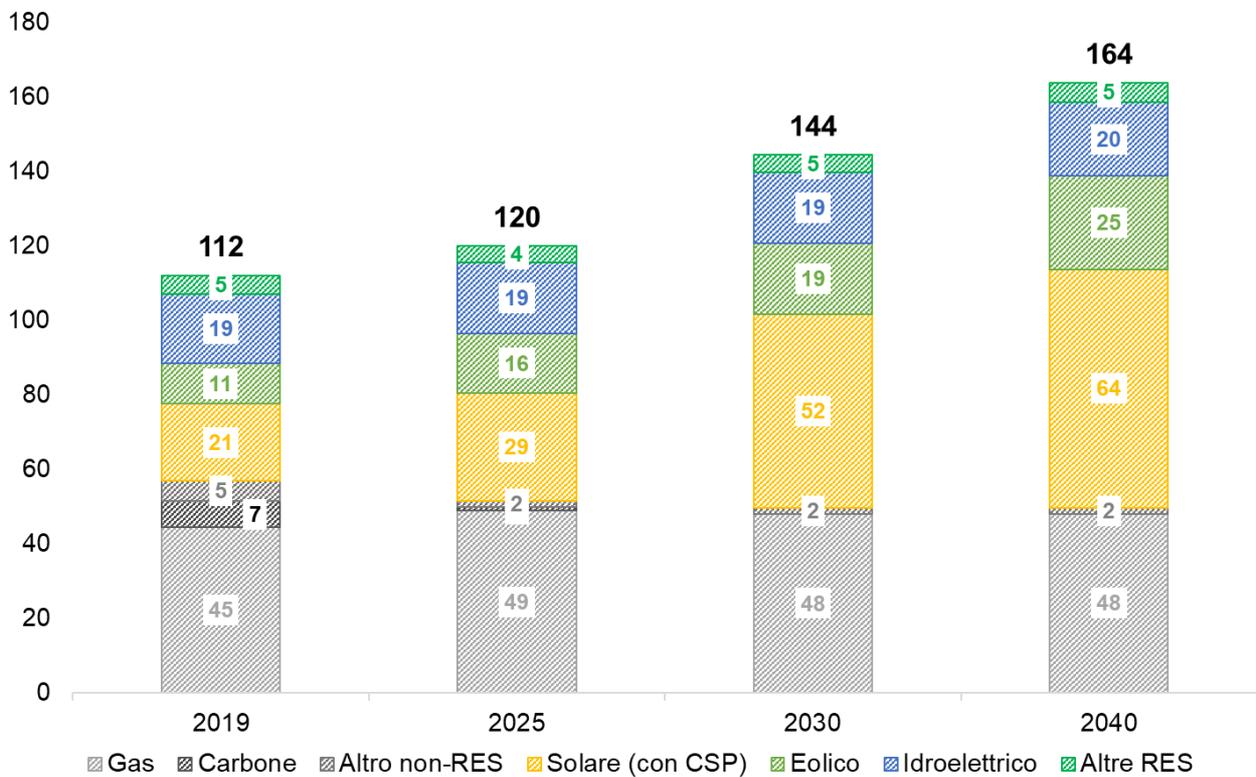
Figura 14 - Evoluzione della punta di domanda gas (domanda off-peak) (milioni di m<sup>3</sup>/giorno)

## Offerta

### Evoluzione della capacità installata

Ad esclusione della Sardegna, lo scenario NT Italia prevede il completo phase-out del carbone già al 2025 con conseguente dismissione o riconversione di circa 6 GW di impianti a carbone in impianti a gas o impianti ad altro combustibile a minori emissioni specifiche. In Sardegna, invece, sarà ancora presente circa 1 GW di impianti a carbone, necessari fino alla messa in esercizio del Tyrrhenian Link per garantire la sicurezza del sistema elettrico.

Come riportato in Figura 15, tra il 2019 e il 2040 per lo scenario NT Italia si prevede una crescita costante delle rinnovabili non programmabili in termini di capacità installata, che raggiungono i 64 GW per il solare e 25 GW per l'eolico (di cui circa 4,2 GW offshore) al 2040. L'atteso aumento di capacità rinnovabile non programmabile comporta crescenti esigenze di flessibilità, che si traducono nella necessità di mantenere intorno a 54 GW la capacità di impianti termoelettrici programmabili su tutti gli anni orizzonte. Nell'arco temporale che va dal 2030 al 2040 il combustibile di alcuni impianti viene convertito da gas fossile a gas verde.



**Figura 15 - Evoluzione della capacità installata nello scenario NT Italia dal 2019 al 2040 (GW)**

Mentre l'installato solare prevede una distribuzione rilevante anche nelle zone settentrionali del territorio nazionale, il parco eolico, invece, è quasi assente in zone come Nord e Centro Nord per motivi legati alla bassa producibilità catturabile da questi impianti in tali zone. Al contrario, risulta prevalente al Sud e nelle isole, con un aumento consistente previsto soprattutto in Sardegna (Figura 17).

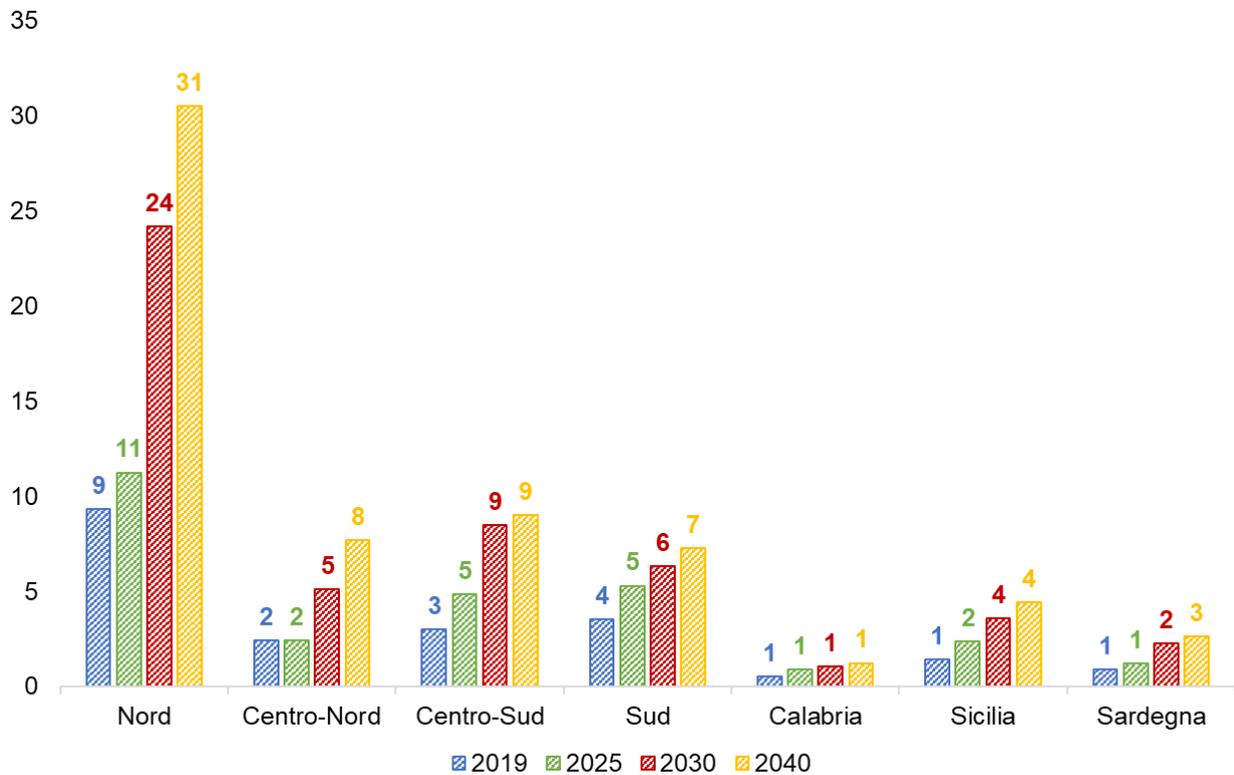


Figura 16 - Evoluzione della ripartizione zonale degli impianti fotovoltaici dal 2019 al 2040 (GW)

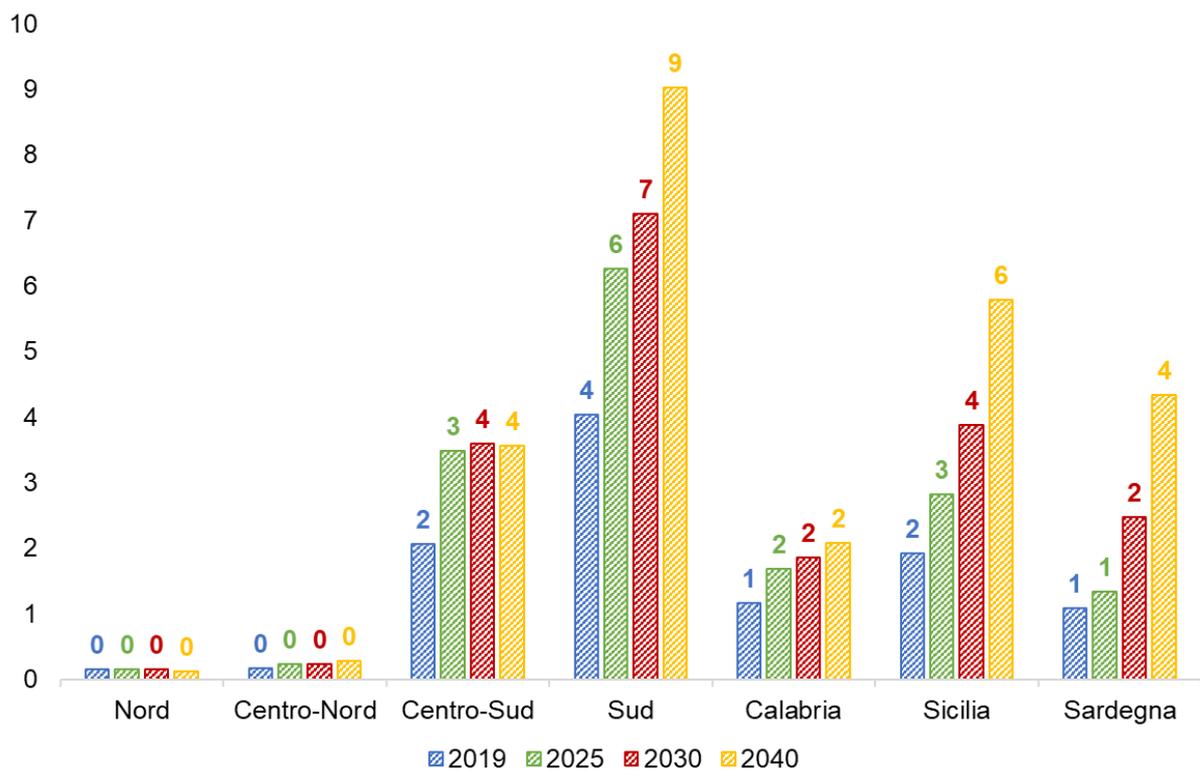
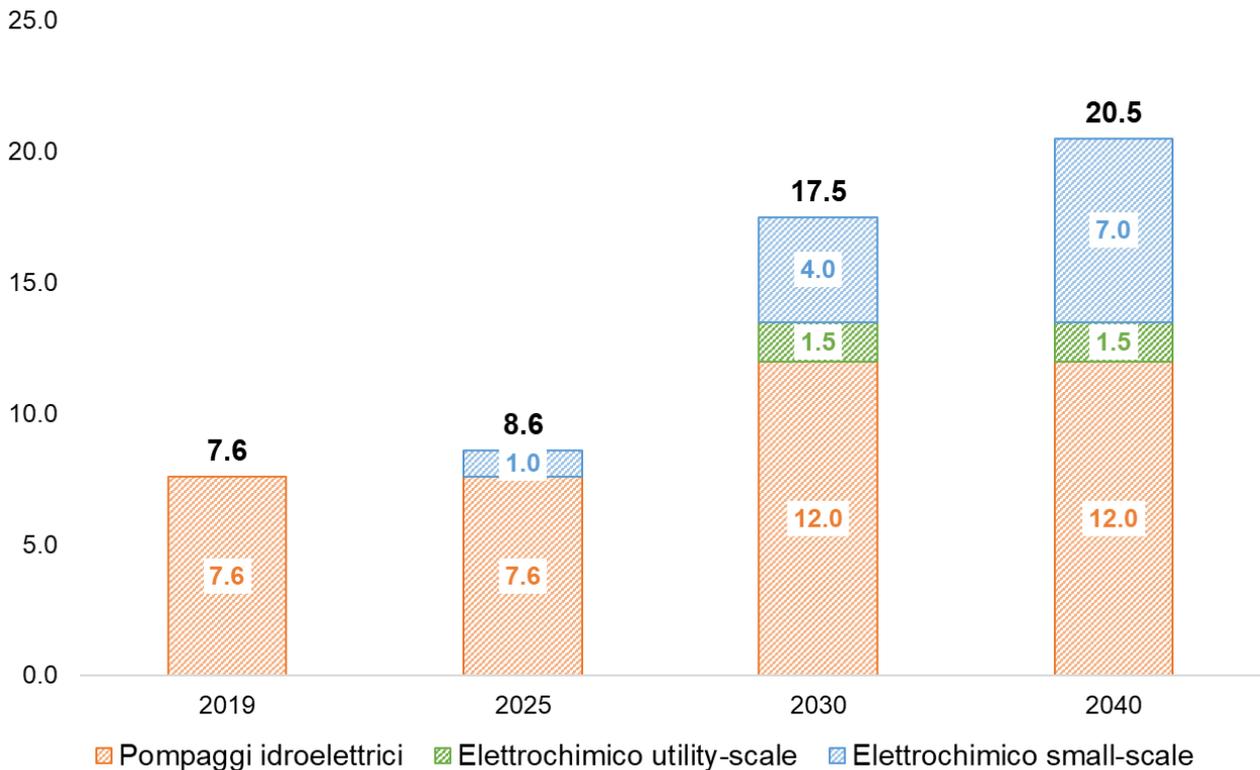


Figura 17 - Evoluzione della capacità installata zonale di impianti eolici (onshore e offshore) dal 2019 al 2040 (GW)

Nella costruzione dello scenario si è assunto lo sviluppo di sistemi di accumulo così come indicati nel PNIEC. Tali sistemi di accumulo tengono in considerazione soluzioni “utility scale”, impianti idroelettrici di pompaggio e batterie elettrochimiche ad elevato rapporto energia/potenza, e soluzioni “small-scale”, batterie elettrochimiche a più basso rapporto energia/potenza.

In Figura 18 è riportata l’evoluzione complessiva degli accumuli, sia utility scale che small scale.



**Figura 18 - Evoluzione dei sistemi di accumulo dal 2019 al 2040 (GW)**

Nelle simulazioni effettuate gli impianti utility scale partecipano attivamente ai mercati dell’energia e dei servizi, al pari dei pompaggi idroelettrici. Per gli accumuli elettrochimici small-scale si prevede invece un uso prevalente in accoppiamento ad impianti fotovoltaici di piccola taglia, ai fini di massimizzare l’autoconsumo. Solo al 2040 si ipotizza una partecipazione a mercato di parte degli accumuli distribuiti (circa 3 GW sul totale dei 7 GW disponibili) sotto forma di aggregati.

### Evoluzione del mix di generazione

Il grafico in Figura 19 riporta l’evoluzione del mix di generazione tra il 2019 e il 2040, come risultato delle analisi di Mercato del Giorno Prima e del Mercato dei Servizi di Dispacciamento per una media di diversi anni climatici. Come riportato in figura, il mix di generazione si modifica in maniera significativa nell’intervallo di analisi, trainato dall’aumento della produzione da fonte eolica e fotovoltaica (in linea con l’aumento di capacità installata rappresentato precedentemente in Figura 15) e dalla contrazione della produzione termoelettrica a carbone e gas.

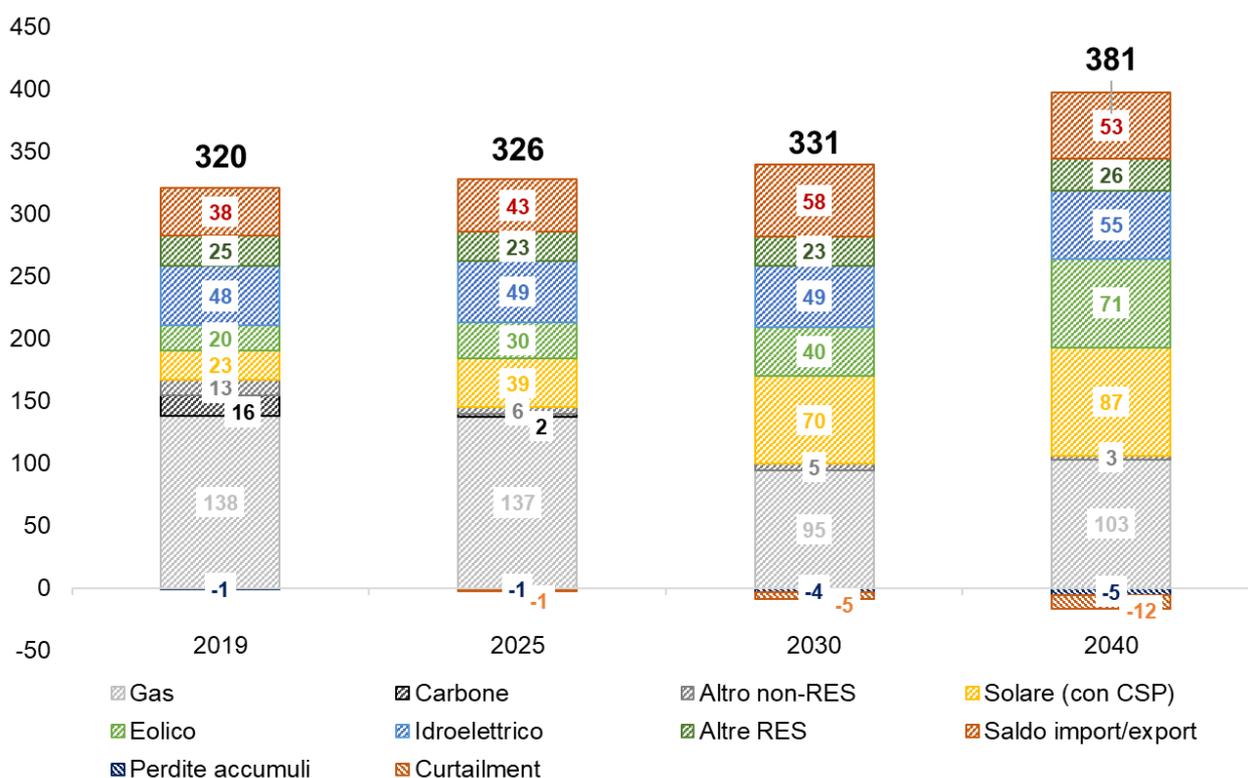


Figura 19 - Evoluzione del mix di generazione – Risultati delle analisi di mercato MGP + MSD<sup>10</sup> (GW)

Relativamente alla produzione da termoelettrico a gas, si riportano nella tabella che segue le produzioni degli impianti cogenerativi e non-cogenerativi, utilizzate per calcolare il rendimento degli impianti termoelettrici secondo la metodologia descritta nel paragrafo metodologico.

RISULTATI (TWh)		2025	2030	2040
Impianti cogenerativi	Generazione elettrica netta	64,7	56,9	52,2
	Produzione di calore	39,6	32,5	29,8
Impianti non-cogenerativi	Generazione elettrica netta	70,0	37,6	50,5

Tabella 4: Dettaglio della produzione da impianti cogenerativi e non cogenerativi (la produzione di calore è stata ottenuta considerando un rapporto tra produzione elettrica e produzione di calore pari a 1,75)

## Evoluzione dei flussi import/export

Nel 2019 lo scambio netto di import/export di energia elettrica tra Italia e paesi limitrofi si è attestato a 38,2 TWh. Come diretta conseguenza dell'obiettivo europeo di integrazione dei mercati e del conseguimento dei target di decarbonizzazione, in futuro il saldo import/export delle zone di mercato italiane sarà influenzato dall'evoluzione dei sistemi energetici e del mix produttivo dei paesi ad esse connesse, nonché dalla differenza di costo variabile degli impianti termoelettrici. Nella Tabella 5 sono riportati i valori di import ed export transfrontaliero per gli anni target analizzati.

<sup>10</sup> Si noti che il fabbisogno indicato e rappresentato in Figura 19 è incrementato delle perdite associate agli impianti di accumulo e del curtailment di FER, quantificati sull'asse negativo del grafico.

Dalla tabella è possibile notare un incremento dei flussi di import al 2025 (42,8 TWh vs 38,2 TWh al 2019), motivati dal phase-out del carbone in Italia, dalla presenza ancora predominante di nucleare in Francia e di impianti competitivi a lignite e a carbone in Germania e nell'area balcanica. Negli anni 2030 e 2040 si osserva un significativo incremento dell'import (72 TWh al 2030 e 73 TWh al 2040 vs 53,7 TWh al 2025) si aggiunge anche un aumento degli scambi in export (14 TWh al 2030 e 20,1 TWh al 2040 vs 10,9 TWh al 2025), che portano ad un incremento costante dell'energia scambiata in entrambe le direzioni sulla frontiera (fino a più di 90 TWh al 2040). Si noti infine che la somma dei flussi import/export è in costante aumento dal 2025 al 2040, da cui si evince un sempre maggiore fattore di utilizzo delle interconnessioni con l'estero.

TWh		2025	2030	2040
		NT-Ita	NT-Ita	NT-Ita
 FRA	import	27,8	29,2	30,3
	export	2,9	1,9	2,4
 CH	import	13,3	22,9	28,8
	export	2,8	2,0	1,9
 AUT	import	2,6	6,7	6,9
	export	1,1	1,1	1,2
 SLO	import	3,3	4,2	3,0
	export	1,1	0,5	1,4
 MON	import	4,3	4,4	2,0
	export	0,3	0,3	2,4
 GRE	import	2,5	4,6	1,7
	export	1,0	1,8	5,4
 MT	import	0,0	0,0	0,2
	export	1,7	1,6	0,9
 TUN	import	0,0	0,0	0,0
	export	0,0	4,6	4,5
<b>Totale</b>	import	<b>53,7</b>	<b>72,0</b>	<b>71,6</b>
	export	<b>10,9</b>	<b>13,7</b>	<b>18,6</b>
	Saldo netto	<b>42,8</b>	<b>58,3</b>	<b>53,0</b>
	El, vettoriata	<b>64,6</b>	<b>85,7</b>	<b>90,2</b>

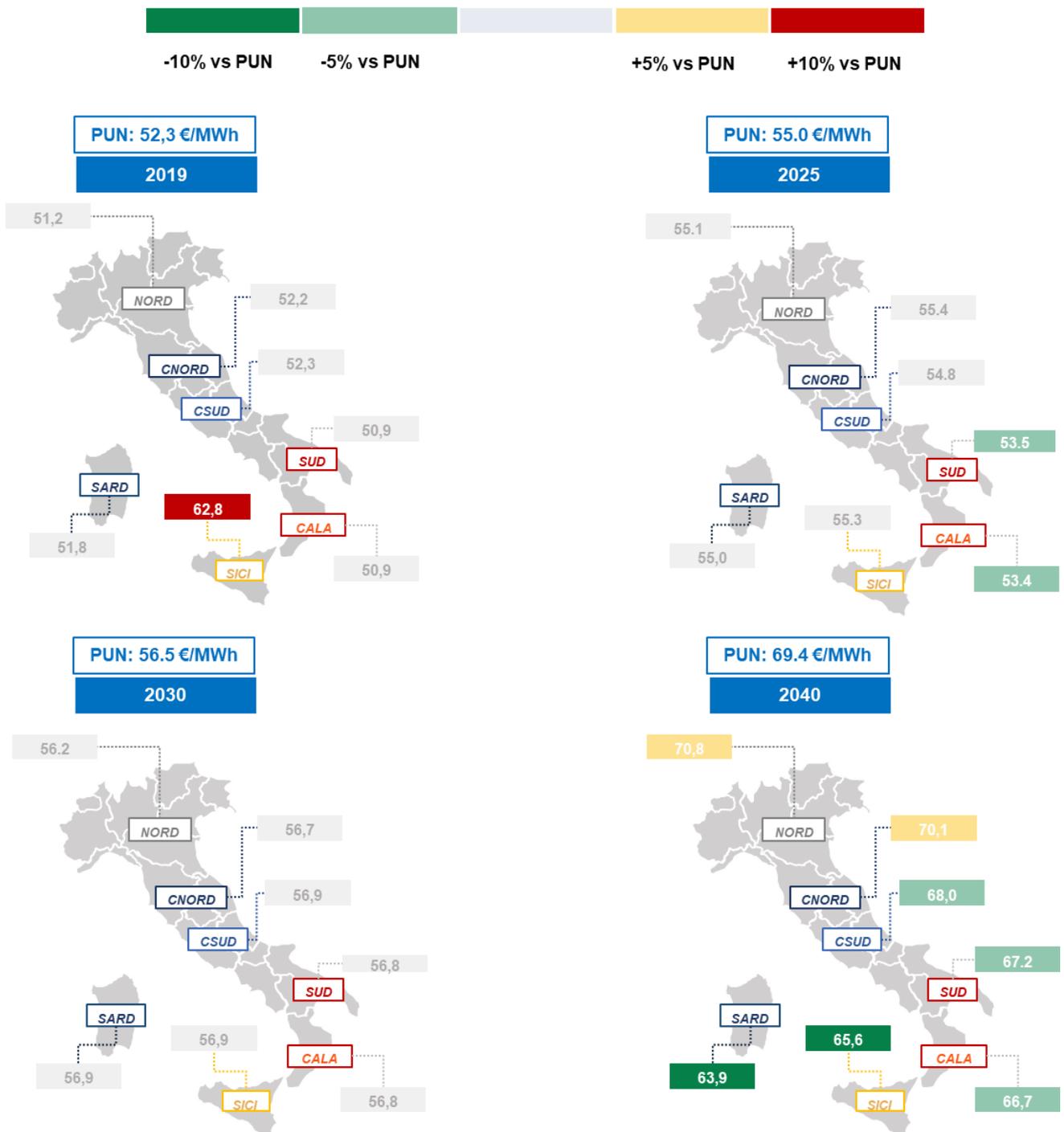
Tabella 5 - Flussi transfrontalieri negli anni target (TWh)

## Evoluzione dei prezzi zonali

I driver principali del mercato elettrico che influenzano direttamente i prezzi dell'elettricità sono:

- la capacità di interconnessione sia con l'estero che tra le zone di mercato italiane;
- i prezzi dei combustibili che alimentano gli impianti termoelettrici e il prezzo della  $CO_2$ ;
- la capacità installata, sia termoelettrica che rinnovabile;
- il profilo di carico zonale.

Lo schema in Figura 20 mostra un incremento graduale dei prezzi zonali tra 2019 e 2040, a cui si accompagna un aumento della differenza di prezzo tra le zone di mercato, con le zone Nord e Centro-Nord che presentano prezzi più alti rispetto alle altre. Oltre all'aumento dei prezzi delle commodities che comportano un aumento dei prezzi in generale, i driver che concorrono alla crescita del delta di prezzo tra le zone sono: l'aumento della domanda generalizzato su tutte le zone e legato all'elettrificazione dei consumi; l'incremento delle rinnovabili in tutte le zone che però al Sud e nelle isole crescono più velocemente della domanda, grazie anche ad una producibilità più alta. In Sicilia ciò comporta che, nonostante l'aumento dei prezzi delle commodities, l'aumento del prezzo medio zonale nel 2040 risulti contenuto.



**Figura 20 - Evoluzione dei prezzi zonali (€/MWh) e variazione rispetto al PUN (%) dal 2019 al 2040**

Osservando l'evoluzione dei prezzi rispetto al PUN (rappresentate nella Figura 20 tramite la scala di colori e nella Figura 21 tramite variazione percentuale) si assiste ad un progressivo aumento dei prezzi nel Nord e Centro-Nord, dovuto alle dismissioni degli impianti nucleari in Francia e a carbone in Germania che provocano un aumento dei prezzi nei paesi confinanti. Al contrario, in Sicilia, Sardegna, Calabria, Sud e Centro-Sud, si nota una diminuzione dei prezzi zonali rispetto al PUN grazie ad uno sviluppo delle rinnovabili più marcato rispetto all'aumento della domanda.

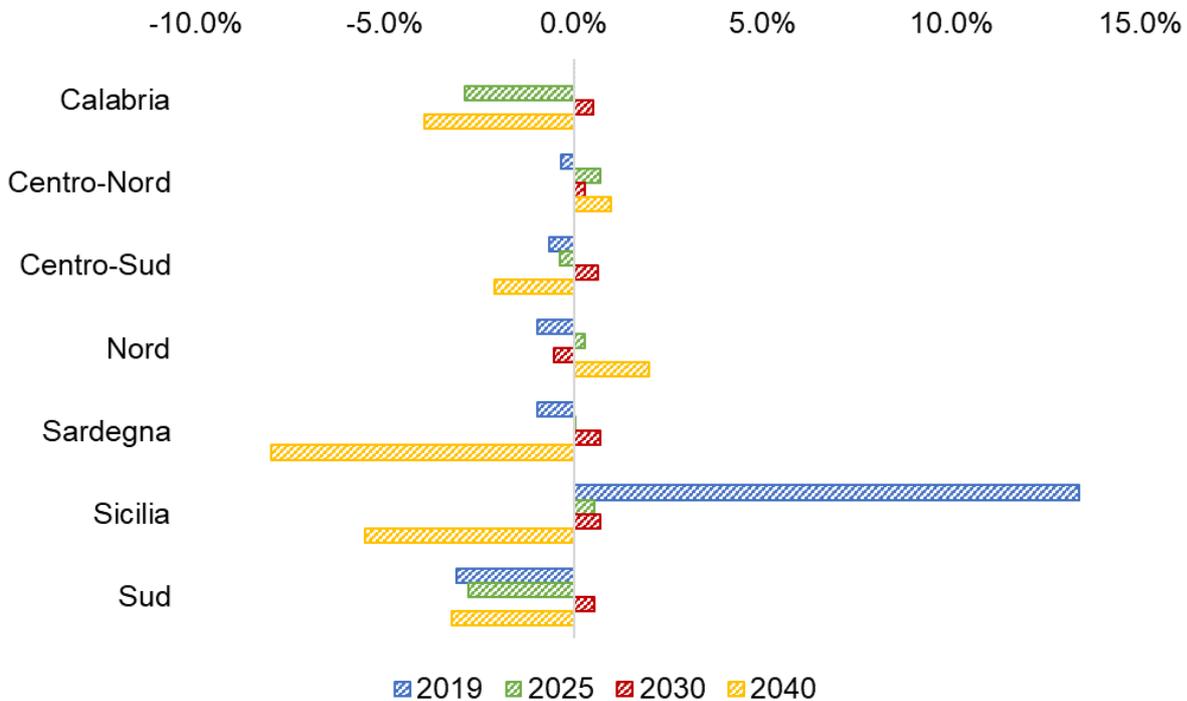


Figura 21 - Evoluzione del delta tra prezzo zonale e PUN dal 2019 al 2040 (%)

## Offerta di gas

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.

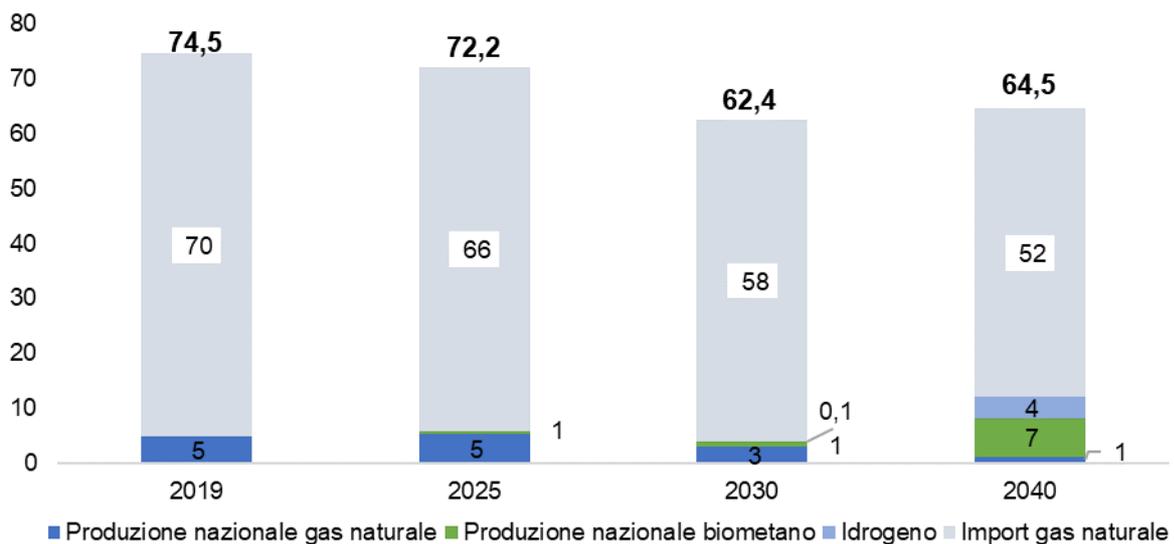


Figura 22 - Evoluzione dell'offerta di gas dal 2019 al 2040 per lo scenario NT Italia (bcm)

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

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 ENTOS nello scenario Report 2020. In particolare, 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.

### *Assunzioni sullo scenario infrastrutturale*

In tutti gli scenari si assume una stessa configurazione infrastrutturale.

In Europa l'infrastruttura simulata è quella utilizzata da ENTOSOG 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 ENTOSOG 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 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 ENTOSOG). 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 ENTOSOG) 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 ENTOSOG).

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 nordeuropea 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.

#### 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

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

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 Entsos per lo scenario NT sopra descritte.

### 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.

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2025		2030		2040	
	min	max	min	max	min	max
PASSO GRIES	0	3	0	0,5	0	3
TARVISIO	28	32	27	28	13	28

MAZARA DEL VALLO	8	22	8	23	5	27
GELA	5	5	3	6	3	6
TAP	7	8	7	7	7	7
LNG*	11	13	6	12	2	9

**Tabella 7 - Massimi e minimi per punto di import al 2025, 2030 e 2040 (\*) 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 Mm<sup>3</sup>/g.

In particolare, i flussi di esportazione più consistenti si verificano nella configurazione Sud che prevede volumi in uscita fino a circa 10 miliardi m<sup>3</sup> in virtù della consistente disponibilità di gas da sud, come già sopra descritto.



