

MAGGIO 2024

# UN NUOVO FUTURO PER IL GAS NATURALE?

Romolo Consigna Tokong, Cristina Orlando, Augusto Palombo, Antonio Sileo

*Iniziata proprio sui mercati del gas naturale, la crisi dei prezzi dell'energia ha dato il via ad una forte ondata inflazionistica nel mondo occidentale. Sebbene i prezzi medi all'ingrosso del gas non siano ancora ai livelli pre-pandemia, la normalizzazione del mercato è ormai evidente. Sia gli operatori di filiera che gli utenti di gas sono stati esposti a prezzi estremi, e la maggior parte di questi ultimi si trova ora nel mercato libero, senza avere la possibilità di rientrare nel regime di tutela. A dispetto dei timori generali e del basso livello di stoccaggi toccato nell'aprile 2022, il nostro paese è riuscito a diversificare gli approvvigionamenti e a contenere i consumi (anche grazie ad un clima, purtroppo, straordinariamente caldo) nel 2022 e nel 2023, facendo dell'Algeria il nostro principale fornitore. Nel prossimo futuro, pur con una graduale riduzione dei consumi, è certo che il gas naturale continuerà ad avere un ruolo importante di affiancamento alle fonti rinnovabili. Anche perché aperta è la strada dei gas rinnovabili.*

- La produzione nazionale di gas naturale nel corso degli anni è andata costantemente diminuendo, specialmente quella che avviene nelle acque territoriali italiane. Tale diminuzione è in parte riconducibile all'economicità nell'utilizzo di specifici giacimenti nazionali rispetto a quelli esteri, in parte all'andamento del numero permessi di ricerca e delle concessioni, decrescente il primo e statico il secondo. La necessità di gas naturale per le attività produttive, unita al drastico calo della produzione nazionale, ha reso necessario l'affidamento al mercato estero, al fine di sopperire alla mancanza di questa materia prima energetica di vitale importanza.
- Alla luce dello shock energetico provocato dalla guerra in Ucraina, si è reso necessario uno "switch" dal gas russo a quello di altri produttori, come Algeria ed Azerbaijan, anche se la diversificazione sembra non essere, almeno per ora, avvenuta in maniera completa, in quanto si risulta sovraesposti nei confronti dello stato algerino.
- Il PNIEC riconosce il gas naturale come una materia chiave per il passaggio da una economia ad alte emissioni di carbonio ad una con basso impatto ambientale. Il ruolo sostitutivo che riveste in sinergia con le fonti rinnovabili, caratterizzate da rigidità della produzione in quanto non programmabili (e gli alti costi di accumulo energetico), è cruciale per la continuità delle forniture.
- Il consumo di gas nel 2022 è diminuito per tutti i settori rispetto al 2021, tuttavia i risultati sono verosimilmente influenzati dalla fase di espansione economica del 2021, che ha visto una ripresa dei consumi rispetto al 2020. La contrazione è più contenuta se

si prende come riferimento il 2019. Quasi la metà del gas consumato (45%) è stato riconducibile alla generazione elettrica.

- L'accrescimento straordinario dei prezzi all'ingrosso del gas avvenuto dal 2021 e nel corso del 2022 è dovuto dalla combinazione di due fattori chiave: riapertura economica successiva al termine della crisi pandemica e la forte dipendenza europea alle importazioni di gas russo. Riguardo alla tendenza recente, il ribasso dei prezzi è evidente, sebbene non siano ancora stati raggiunti i livelli pre-pandemia.
- Grande è l'attesa e il fervore sui gas rinnovabili che possono essere sostituiti o complementi di quello naturale. Gli scenari del PNIEC sono ambiziosi, ma la strada dovrebbe essere quella giusta.

## 1. PRODUZIONE NAZIONALE DI GAS NATURALE NEGLI ULTIMI VENT'ANNI

Negli ultimi vent'anni, la produzione nazionale complessiva di gas naturale è andata costantemente diminuendo, passando dai quasi 26 miliardi di metri cubi prodotti nel 2004 ai circa 3 miliardi di metri cubi nel 2023. Tale diminuzione è dovuta ai tagli alla produzione nelle aree relative alle acque territoriali, mentre quella su suolo terrestre si è mantenuta relativamente stabile, anche se non invariata.

La produzione nazionale di gas naturale viene suddivisa in base al luogo di produzione in:

- Produzione su terraferma, che segue la divisione amministrativa regionale;
- Produzione in acque territoriali, che sia articola in sette aree: dalla Zona A, alla Zona G.

**Fig.1: Divisione delle acque territoriali italiane**

Fonte: Mase

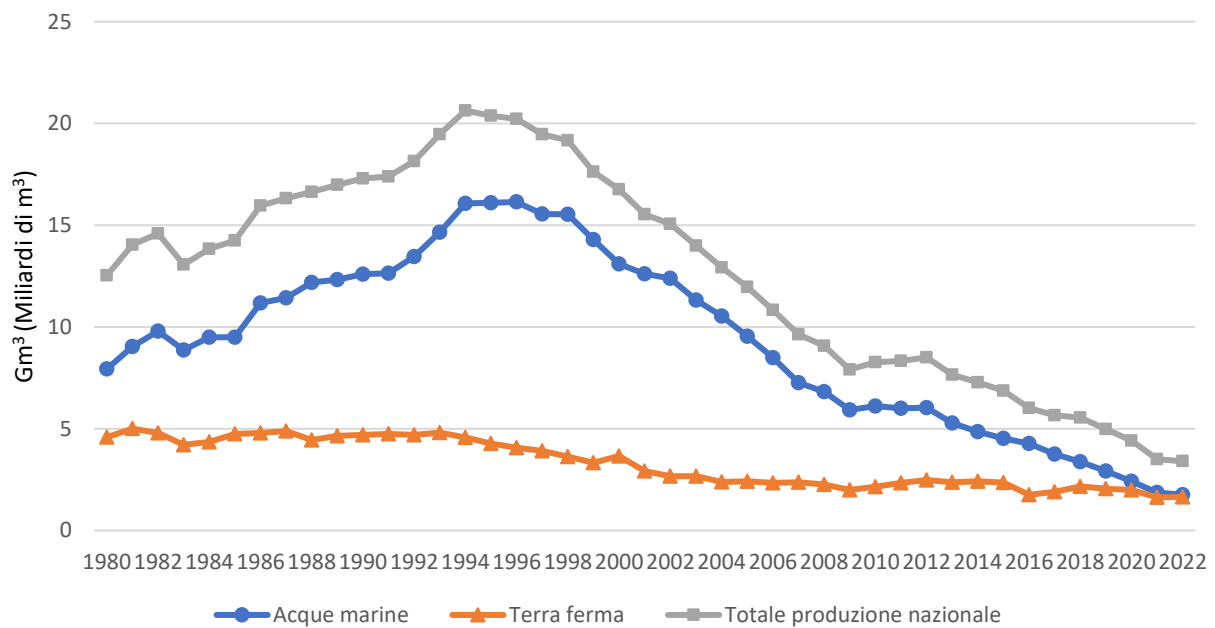


Dopo i massimi storici raggiunti nella metà degli anni Novanta del secolo scorso la produzione nazionale di gas naturale ha iniziato un lungo e inarrestabile declino.

Il calo è proseguito sostenuto fino agli anni Dieci ed è proseguito fino ad oggi, con l'eccezione del triennio dal 2010 al 2012, e conseguente significativa diminuzione del contributo alla copertura della domanda italiana di gas naturale.

**Fig.2: Produzione nazionale di gas naturale (1980-2022)**

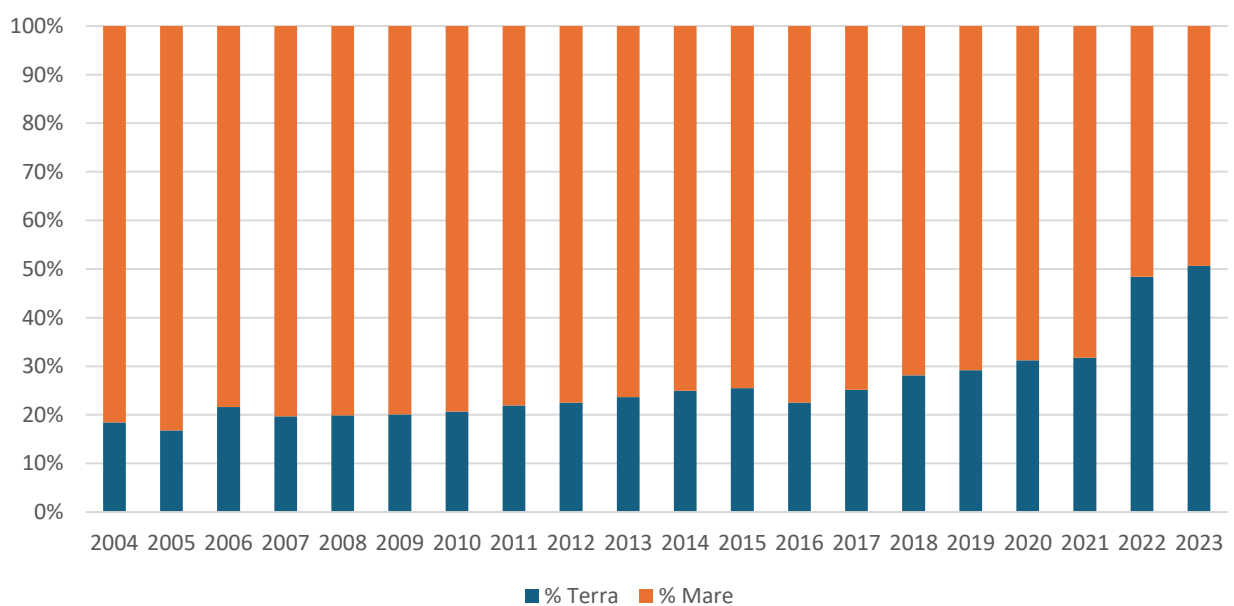
Fonte: ARERA



L'importante diminuzione nella produzione di gas naturale sul suolo nazionale è avvenuta in modo disomogeneo tra le diverse aree di produzione, aumentando, nel corso del tempo, il peso relativo della produzione su terra. Questo è passato da un 18,4% nel 2004 ad un 50,6% nel 2023, pareggiando, sostanzialmente la produzione nelle acque territoriali.

**Fig.3: Peso della produzione di gas su terra e mare (2004-2023)**

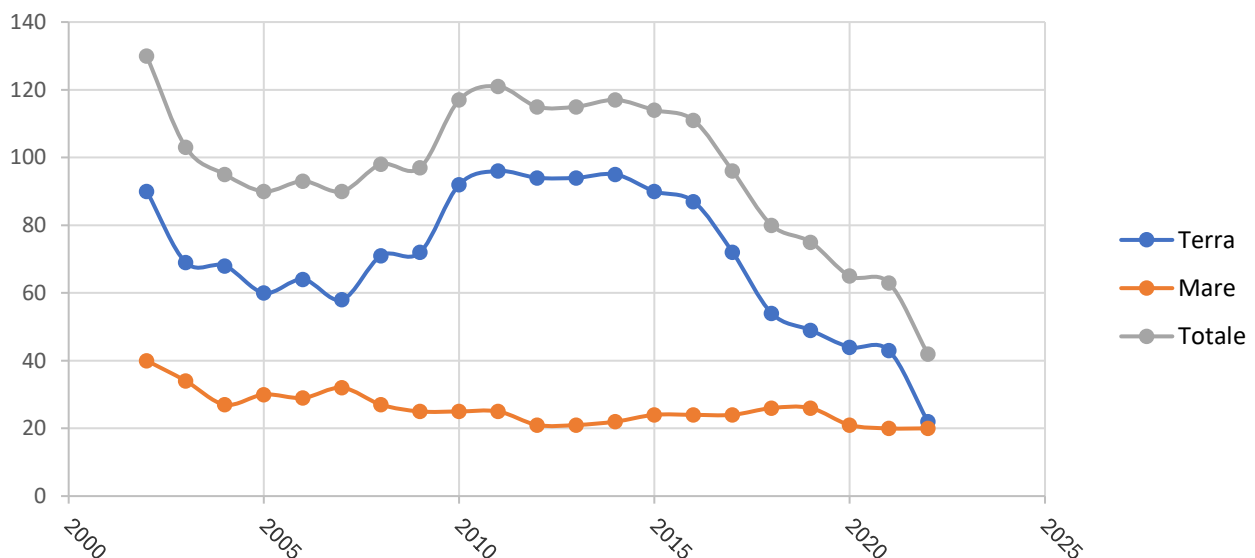
Fonte: Mase



La diminuzione della produzione in acque territoriali è ascrivibile alla mancanza di nuovi investimenti finalizzati allo sfruttamento di nuovi giacimenti di idrocarburi gassosi, causando, come conseguenza una diminuzione dell’offerta nazionale di gas naturale. A riprova di ciò basti notare come il numero di permessi di ricerca sia sostanzialmente diminuito negli ultimi anni.

*Il calo della produzione nazionale di gas pone la necessità di pensare ad una strategia riguardante la gestione e l’approvvigionamento di questa risorsa critica e tutt’ora ancora determinante per il funzionamento dell’economia nazionale*

**Fig.4: Numero di permessi di ricerca (2002-2022)**  
 Fonte: UNIMIG databook 2023



Inoltre, congiuntamente a quanto si è potuto notare per i permessi di ricerca, i numeri di concessioni non è mutato in maniera sostanziale.

Tali avvenimenti non hanno permesso un adeguato aumento della produzione nazionale di idrocarburi gassosi, rendendo necessario l’affidamento a produttori esteri al fine di soddisfare la domanda crescente ed alimentare il sistema produttivo nazionale.

Oltre a queste considerazioni, vale la pena aggiungere come alcuni giacimenti non siano (ancora) economicamente convenienti da sfruttare, ragion per cui conviene importare.

Ovviamente, per quanto importare sia economicamente conveniente (almeno per ora), non è una circostanza esente da rischi. Infatti, in tale maniera, si affida la produzione di una materia prima cruciale a Paesi terzi, esponendosi all’eventualità che il commercio possa interrompersi per un evento sopraggiunto, come successo nel 2022 con la Russia vista la guerra in Ucraina.

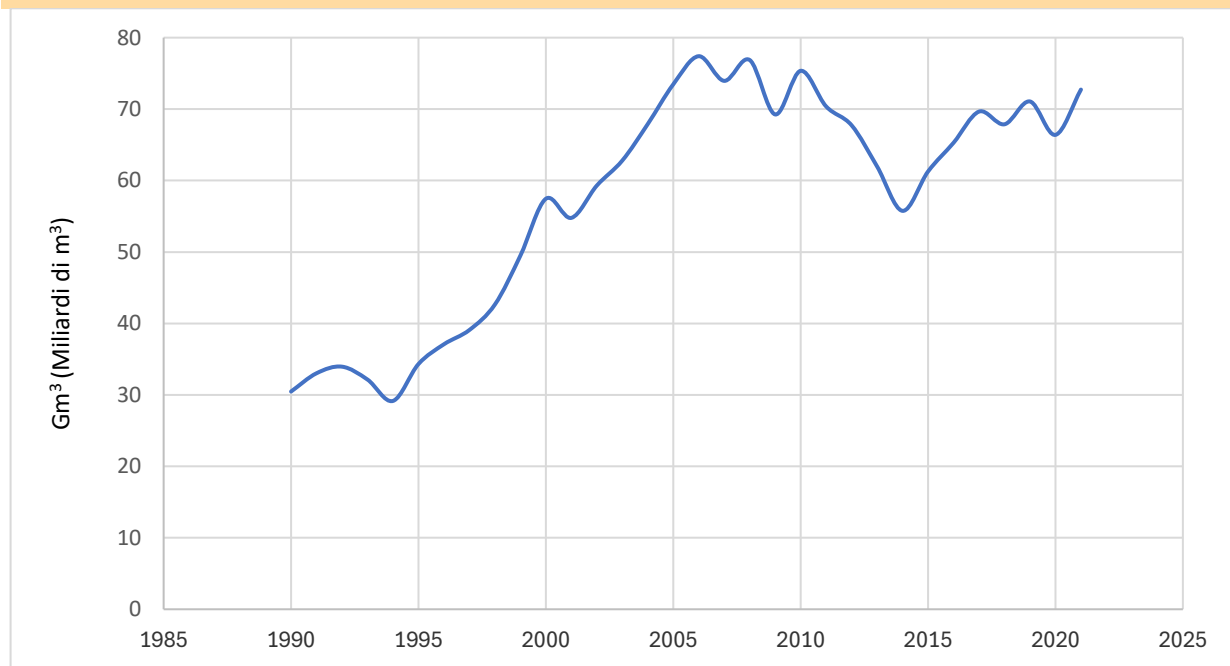
## 2. IMPORT DI GAS NATURALE

La sostanziale scarsità di idrocarburi gassosi e la costante diminuzione della loro produzione all'interno dei confini nazionali ha portato necessariamente ad un aumento delle importazioni di questa materia prima strategica.

Considerando l'intervallo temporale degli ultimi trent'anni, ad eccezione della "pausa" tra il 2010 e 2015, il fabbisogno di gas naturale ha reso necessario fare affidamento al mercato estero.

**Fig.5: Importazioni di gas compressive per l'Italia (1990-2021)**

Fonte: Mase



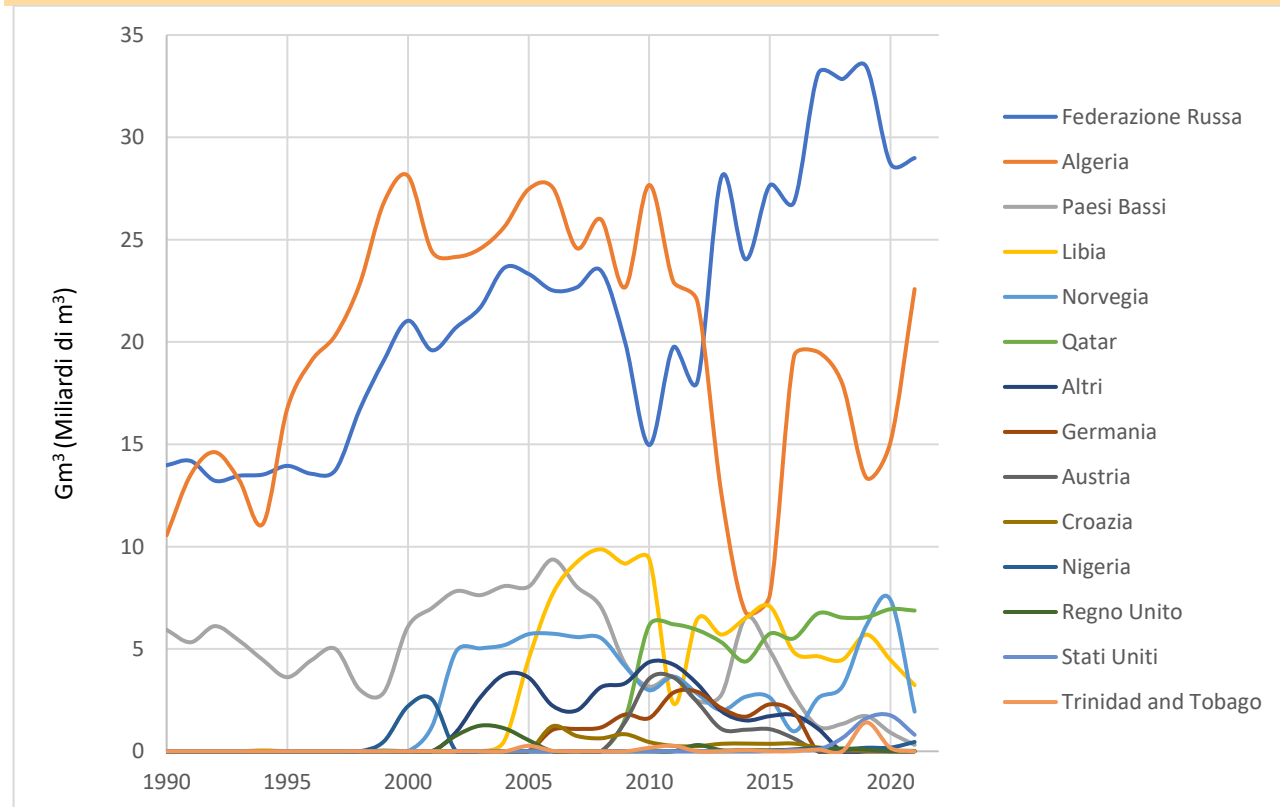
I principali fornitori, fino al 2021, risultavano essere Russia e Algeria, mentre il resto del fabbisogno era fornito da una moltitudine di Paesi, tra i quali:

- Paesi Bassi;
- Libia;
- Norvegia;
- Qatar;
- Germania;
- Austria;
- Croazia
- Nigeria;
- Regno Unito;
- Stati Uniti;
- Trinidad e Tobago.

*Le importazioni di gas naturale contribuiscono a mantenere la “macchina economica” in moto, resta tuttavia il rischio dell’elevata dipendenza da un fornitore preponderante*

**Fig.6: Importazioni di gas naturale per l’Italia suddivise per Paese di provenienza (1990-2021)**

Fonte: Mase



Tale configurazione dell’import italiano è mutata seguito dell’esplosione delle tensioni geopolitiche tra Russia e Ucraina, portando ad una diminuzione drastica e costante nel tempo delle risorse energetiche provenienti dalla Federazione Russa.

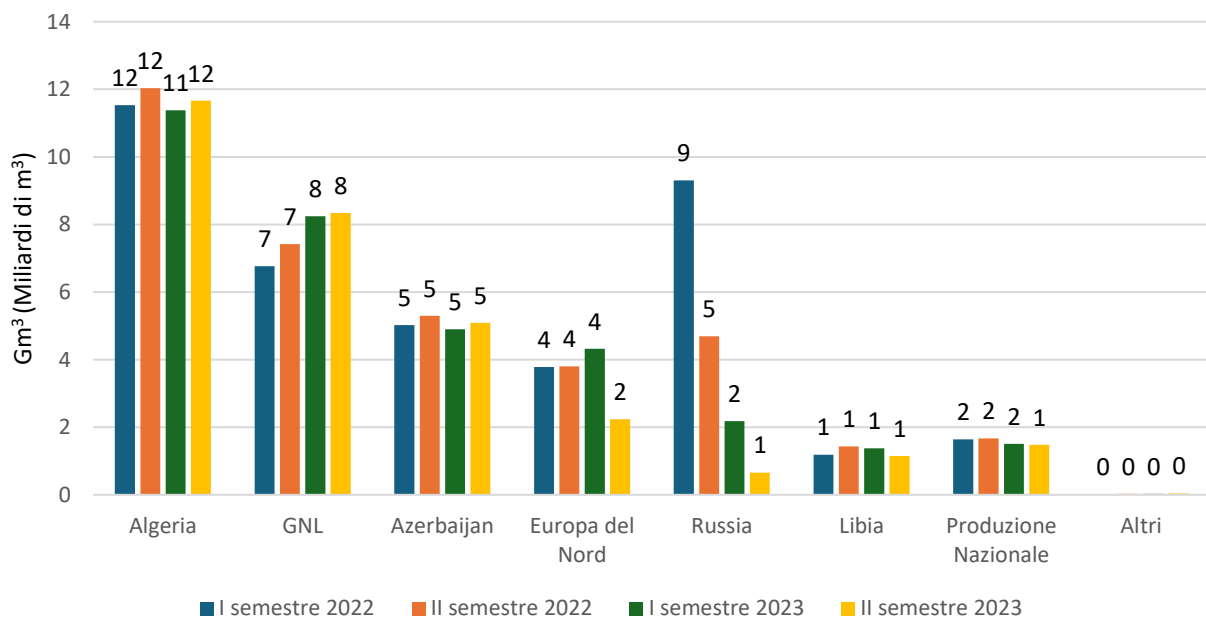
In particolare, si può notare come dalla prima metà del 2022 alla prima del 2023 il gas naturale proveniente dalla Russia sia diminuito del 93%, passando da 9,3 miliardi di m<sup>3</sup> a “soli” 0,66 miliardi.

Questa diminuzione è stata accompagnata da una variazione positiva delle quantità prodotte nazionalmente e dell’import dai partner commerciali.

In sintesi, le tensioni internazionali, per quanto abbiano impattato in maniera negativa sul rifornimento di gas naturale da parte di uno dei principali fornitori, non hanno impedito lo “switch” con altri partner e l’attuazione di una diversificazione che tenesse conto di tale avvenimento.

**Fig.7: Importazioni e produzione di gas naturale (I semestre 2022 – II semestre 2023)**

Fonte: Statista



La sostituzione di gas russo con quello degli altri *competitor* sembra essere riuscita, anche se la diversificazione dei fornitori non sembra particolarmente elevata considerando che l’Algeria, nel secondo semestre del 2023 ha prodotto il 38% del gas naturale per il nostro Paese.

*La sostituzione del gas russo è quasi completa, anche se la diversificazione dei fornitori è parziale, ponendo come maggiore partner l’Algeria, a scapito di un’elevata diversificazione in ambito di approvvigionamento*

L’apporto del gas naturale liquefatto (GNL), un derivato del gas naturale ottenuto sottoponendo il gas ad una serie di processi di depurazione, disidratazione, raffreddamento e condensazione, è stato un elemento che ha contribuito alla diversificazione degli approvvigionamenti. A differenza del gas naturale, come si evince dal nome, questo idrocarburo si presenta in forma liquida e non più gassosa. Questa miscela ha una funzione strategica in senso infrastrutturale, in quanto occupa un volume nettamente inferiore rispetto allo stato gassoso del gas ed è più facile da trasportare e stoccare. Inoltre, il GNL può anche essere riportato nella sua forma gassosa presso i terminali di rigassificazione per poi essere immesso nei metanodotti. Grazie alla sua facilità di trasporto e stoccaggio, il GNL può contribuire a diversificare le fonti energetiche, ad incrementare la sicurezza d’approvvigionamento e, insieme al gas naturale, a sostenere la fase transitoria da economia ad alta emissione di carbonio a una più pulita e meno impattante, fino poi a raggiungere la naturalità carbonica nel lungo periodo, che ne implicherà l’abbandono.



Dal documento del MASE sulla *Situazione energetica nazionale nel 2022*, si evince come l'approvvigionamento del gas naturale è stato garantito per il 96% da importazioni via gasdotto e GNL, mentre solo il restante 4% dalla produzione nazionale che include anche la produzione di biometano. In dettaglio, le importazioni via gasdotto (58,1 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'80,3% del totale delle importazioni, mentre l'apporto di GNL è stato pari a 14,3 miliardi di metri cubi, pari al 19,7% del totale.

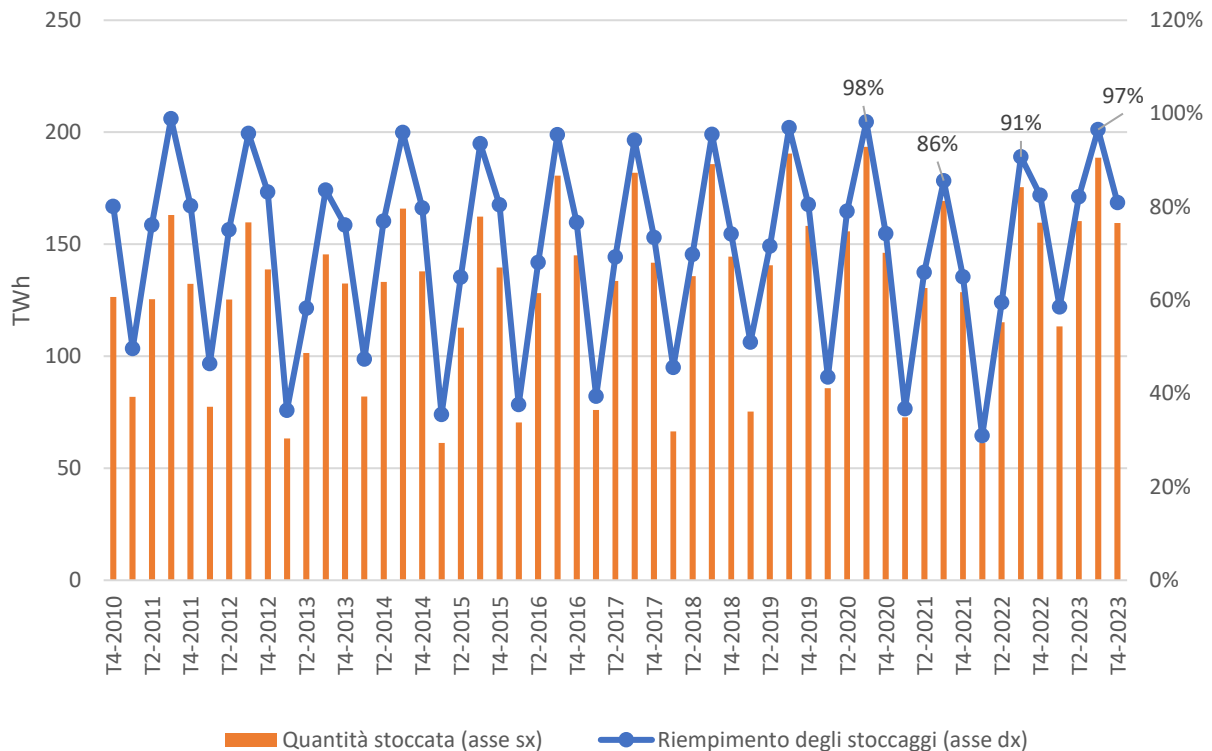
### 3. IL CALO DEI CONSUMI E IL RITORNO DI PREZZI STABILI DEL GAS

La recente crisi energetica europea ha evidenziato la vulnerabilità di molti Paesi che soffrono di una dipendenza eccessiva da un unico fornitore di gas naturale. L'Italia, nonostante abbia una adeguata capacità di stoccaggio e una lunga esperienza con le crisi energetiche, ha particolarmente sofferto la sospensione della distribuzione di gas da parte della Russia, con pesanti perturbazioni sui mercati dell'energia europei non solo in termini di approvvigionamento lineare ma, soprattutto, in termini di prezzo che hanno colpito vigorosamente le tasche dei consumatori finali e hanno aumentato aspramente i costi dei produttori. È diventato così di centrale importanza il tema della sicurezza energetica, che consiste nel garantire una fornitura di energia mai mancante e a prezzi accessibili. Si intreccia a doppio filo anche la decarbonizzazione della struttura economica, fondamentale per contrastare il cambiamento climatico e contenere l'impatto ambientale delle società.

A dispetto dei (fondati) timori vista l'interruzione delle forniture dalla Russia, lo stoccaggio di gas naturale in Italia si è mostrato perlopiù stabile. Al netto della contingenza recente, l'evoluzione annuale degli stoccaggi è influenzata da vari fattori, tra cui la domanda energetica e le condizioni meteorologiche. La fase di riempimento degli stoccaggi inizia con l'avvento della primavera e raggiunge il picco a metà autunno. Nei mesi seguenti, il gas stoccato diminuisce in modo sostanziale a causa dell'elevata domanda energetica nel periodo freddo per poi raggiungere i livelli minimi nel periodo primaverile e ricominciare il ciclo di riempimento. Nel periodo per cui sono disponibili i dati AGSI (da febbraio 2010 a marzo 2024), gli stoccaggi nazionali non presentano particolari irregolarità, ad eccezione di aprile 2022, quando si raggiunse il minimo storico degli ultimi 13 anni (58,6 TWh, stoccaggio percentuale pari a 29,62%). Nonostante ciò, la capacità di stoccaggio si è ripresa nel corso dell'anno, con un settore che si è mostrato resiliente agli shock sia sul lato dell'offerta del periodo, anche grazie a una risposta dal lato della domanda.

**Fig.8: Stoccaggio di gas naturale in Italia (dic-2010-dic-2023)**

Fonte: Statista, via Gie Agsi, 2024



In questo contesto, sul lato della sicurezza energetica, il gas rimane un fattore produttivo fondamentale nei settori “energivori” - ad esempio quelli di acciaio e metalli. In tale ambito, il gas gioca un rilevante ruolo strategico che è tutt’altro da trascurare, visto il suo basso grado di sostituibilità con altri vettori energetici.

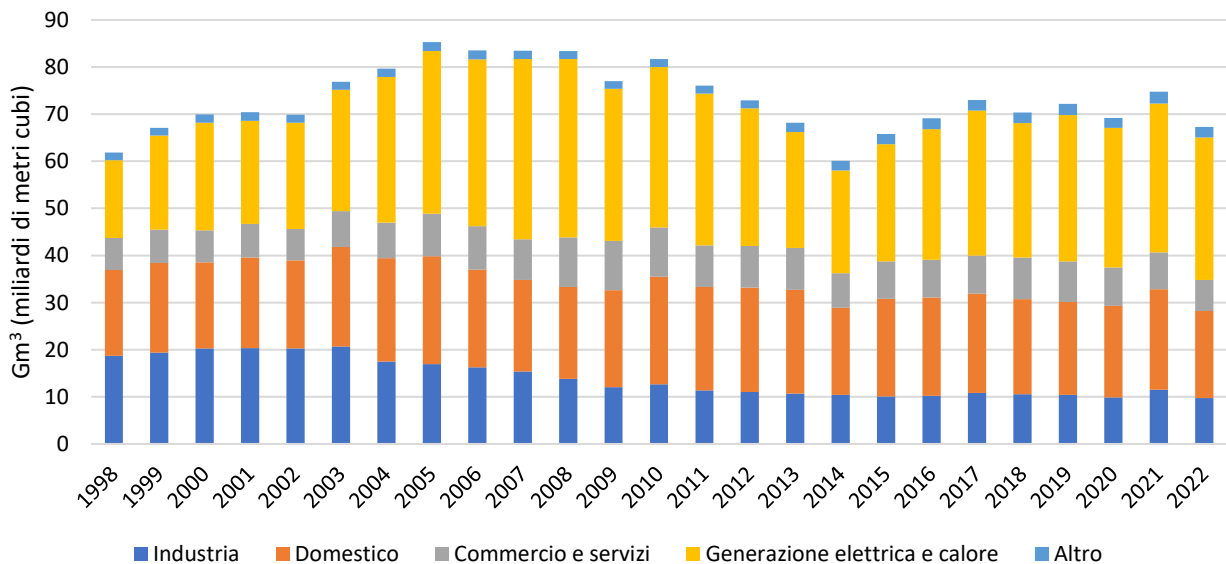
Sul lato della transizione energetica, il gas, con le sue infrastrutture, è contraddistinto da elevata flessibilità, e quindi per natura capace di soddisfare picchi di domanda in modo autonomo, cosa che la generazione elettrica da fonti rinnovabili non è ancora in grado di fare. Questa dinamica rende il gas naturale una materia di passaggio che sostiene in secondo piano la progressiva transizione energetica verso le fonti energetiche pulite.

*Il gas naturale costituisce una materia chiave per il passaggio da una economia ad alte emissioni di carbonio ad una con basso impatto ambientale: assicura la fornitura di energia e si mostra come prezioso alleato per le fonti rinnovabili in caso di domanda energetica elevata*

Per ragioni che vanno dalla sicurezza energetica alla funzione di supporto alla decarbonizzazione del mercato energetico, l’approvvigionamento del gas è fondamentale. Dati di Arera mostrano che il consumo di gas naturale nel 2022 si è complessivamente ridotto rispetto all’anno scorso passando da 74,7 miliardi di metri cubi a 67,3, sperimentando così un’ampia riduzione del -10%. La causa è sicuramente riconducibile alla crisi energetica dei prezzi. La crisi ha colpito in modo generalizzato tutti settori considerati. Il settore che rileva la diminuzione inferiore è il comparto della generazione elettrica e del calore, che passa da 31,6 a 30,3 Gm<sup>3</sup> (-4,1%). Il comparto invece che osserva la maggiore diminuzione in termini assoluti è il settore industriale che passa da 11,5 a 9,7 Gm<sup>3</sup> (-15,5%), mostrando un’elevata elasticità al prezzo dell’energia e/o un maggior efficientamento energetico nei processi produttivi.

**Fig.9: Il consumo settoriale di gas naturale in Italia (miliardi di metri cubi, 1998-2022)**

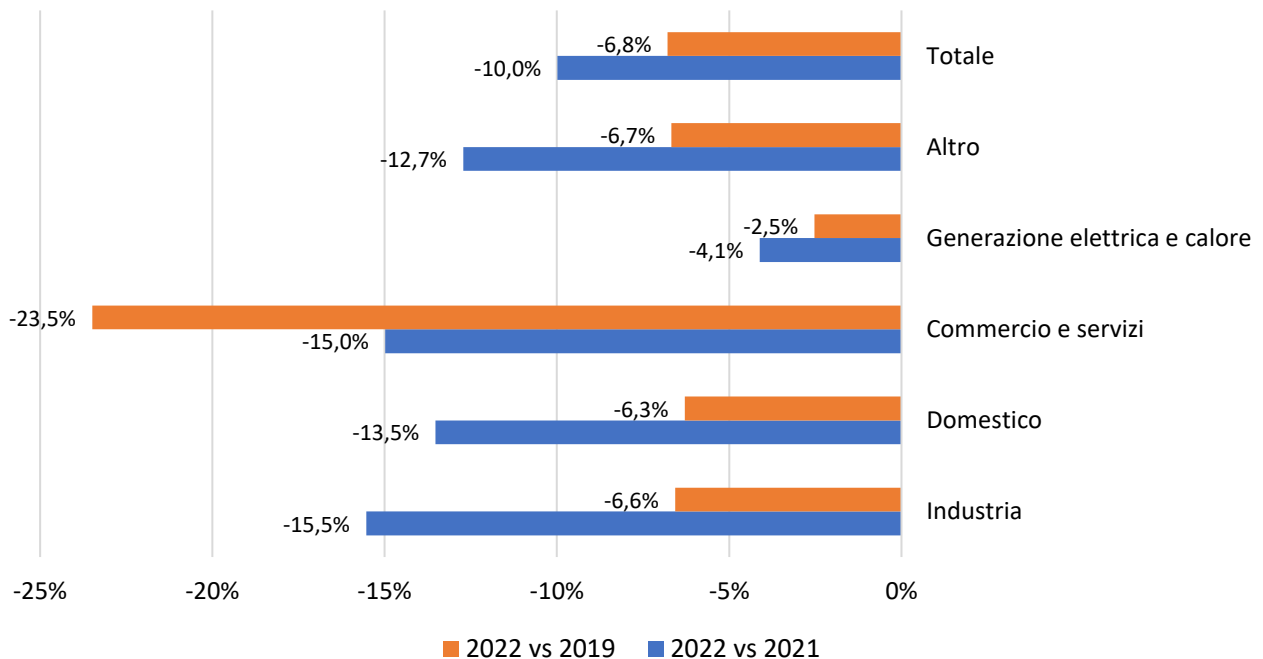
Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale



Considerando il tasso di variazione percentuale rispetto al 2021, periodo della riapertura economica e sociale dopo la fase di lockdown, tali risultati potrebbero essere inflazionati per via del passaggio dalla recessione al ciclo economico di espansione. Infatti, prendendo come riferimento il 2019 (anno antecedente alla crisi pandemica), ad eccezione del settore “Commercio e servizi”, le variazioni percentuali sono più contenute, ma comunque abbastanza rilevanti. Infine, è importante enfatizzare che nel 2022 quasi la metà del consumo del gas naturale (45%) è stato ascrivibile al settore della generazione elettrica e del calore.

**Fig.10: Variazione percentuale rispetto al 2021 e al 2019 su base 2022**

Fonte: Elaborazioni I-Com sul Bilancio energetico nazionale del Ministero dello sviluppo economico



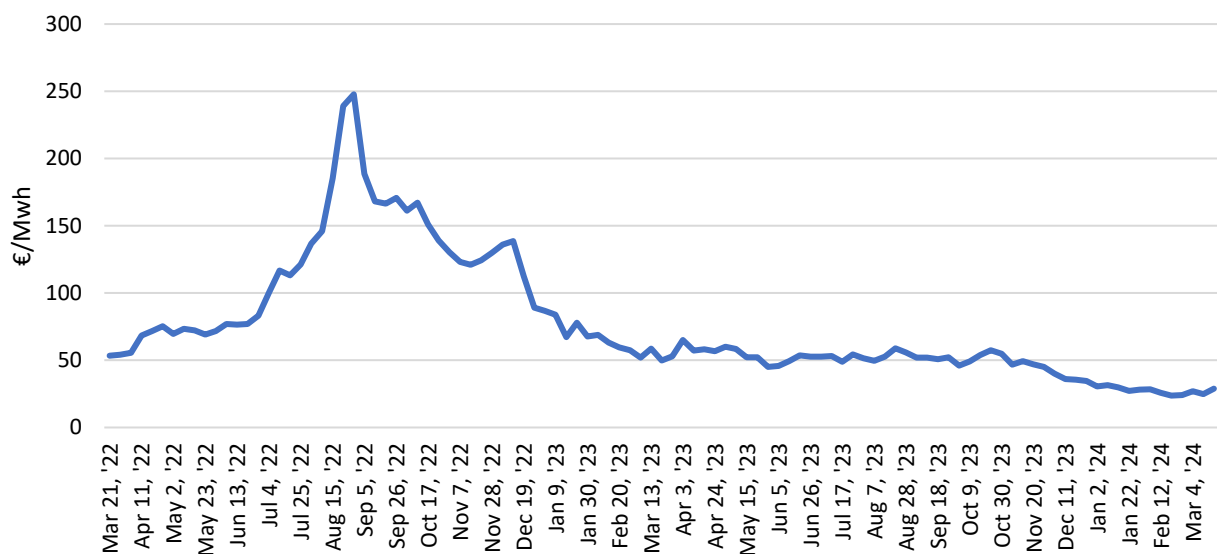
*Il consumo di gas naturale nel 2022 è diminuito per tutti i settori rispetto all'anno precedente ma i risultati sono verosimilmente gonfiati per la fase di espansione economica del 2021 con il termine del periodo pandemico. La contrazione è più contenuta se si prende come riferimento il 2019. Nel 2022, quasi la metà del consumo di gas (45%) è stato riconducibile alla generazione elettrica.*

Per quanto riguarda il valore economico della materia prima sui mercati all'ingrosso, l'evoluzione temporale dei prezzi ci permette di quantificare meglio lo shock sul lato della domanda in un primo momento (periodo post-COVID19), e dell'offerta in seguito (periodo post-conflitto russo ucraino). Prendendo come riferimento un'utenza domestica con un consumo che va dai 20 ai 199 GJ, dati Eurostat ci mostrano una decisa impennata dei prezzi avvenuta a partire dal secondo semestre 2021 in Europa, anche trainata dalla domanda aggregata stimolata dalla conclusione della crisi pandemica. Successivamente, l'aumento dei prezzi è stato alimentato dalla sospensione di fornitura di gas russo. Infatti, nel secondo semestre del 2022, i clienti domestici dell'UE hanno sperimentato un aumento pari a +138,4% rispetto al S1-2021. In Italia, invece, tale incremento è stato ancora maggiore, con un aumento percentuale pari a +237,2%, passando da 41,4 a 78,2 euro per MWh.

Tuttavia, già a partire del primo semestre del 2023 i prezzi sono calati fino a raggiungere livelli precedenti al conflitto russo-ucraino. Attualmente, il prezzo del gas naturale continua a diminuire e si trova ad un livello ancora più inferiore: il 18 marzo 2024 registrava un prezzo pari a 28,82 euro/Mwh rispetto ai 53,58 del 21 marzo 2022. Sebbene non si siano ancora raggiunti i livelli di prezzo medio osservati nella prima metà del 2021, né tantomeno quelli nei 5 anni pre-pandemia (2014-2019), la normalizzazione è, per ora, evidente.

**Fig.11: Prezzo settimanale dei futures sul gas, TTF olandese (mar-2022-mar-2024)**

Fonte: Intercontinental Exchange



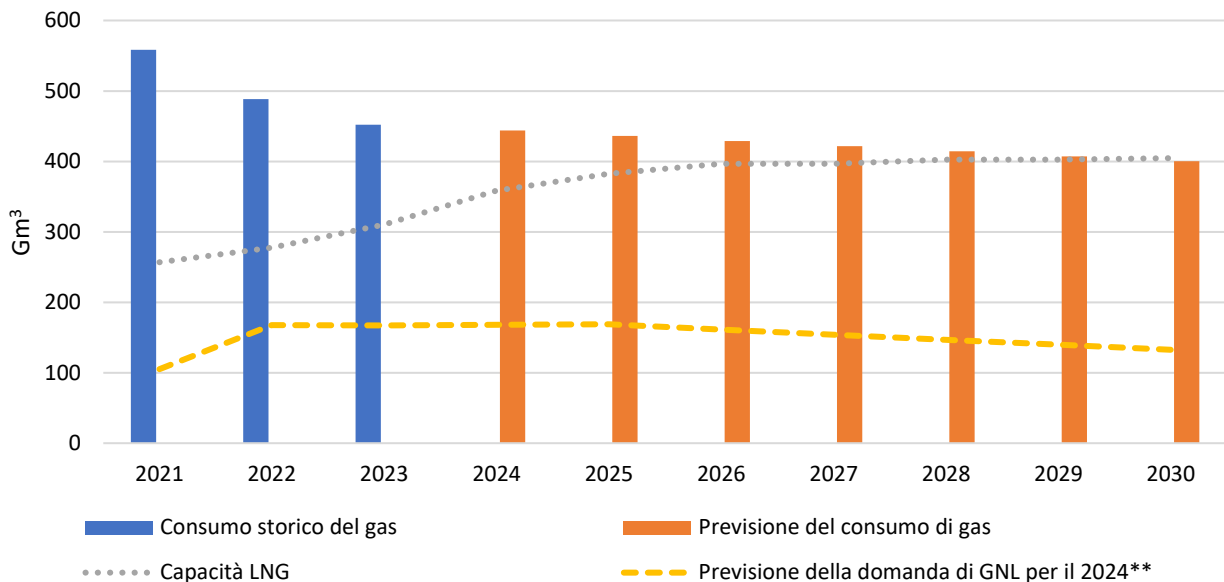
*L'accrescimento straordinario dei prezzi del gas è dovuto dalla combinazione di due fattori chiave: riapertura economica successiva al termine della crisi pandemica e la forte dipendenza europea alle importazioni di gas russo, la cui fornitura è stata sospesa per via del conflitto con l'Ucraina. Riguardo la tendenza evolutiva, questa è al ribasso, sebbene non siano ancora stati raggiunti i livelli pre-pandemia*

Il GNL si è confermato come prezioso alleato per garantire contemporaneamente la sicurezza energetica e il supporto alla transizione energetica. Ma non è tutto, questo può anche dare un contributo rilevante alla decarbonizzazione del settore dei trasporti. Nel 2022, i volumi di GNL per i trasporti hanno raggiunto i 158 milioni di metri cubi, rappresentando circa il 19% della domanda totale di gas per autotrazione. Tuttavia, secondo dati IEEFA, a causa di una graduale riduzione della domanda di gas naturale, la domanda europea di GNL non supererà i 135 miliardi di m3 nel 2030, prevedendo una domanda simile a quella già soddisfatta nel 2021.

La previsione di decrescita futura della domanda di GNL, accompagnata dalla contrazione del consumo di gas, enfatizza il ruolo prettamente transitorio volto solamente ad accompagnare la decarbonizzazione del settore energetico.

**Fig.12: Storico e previsioni della domanda di gas e GNL in Europa\***

Fonte: IEEFA (Institute for energy Economics and financial analysis)  
 \* Con Europa si intende: EU27, UK, TURCHIA e NORVEGIA



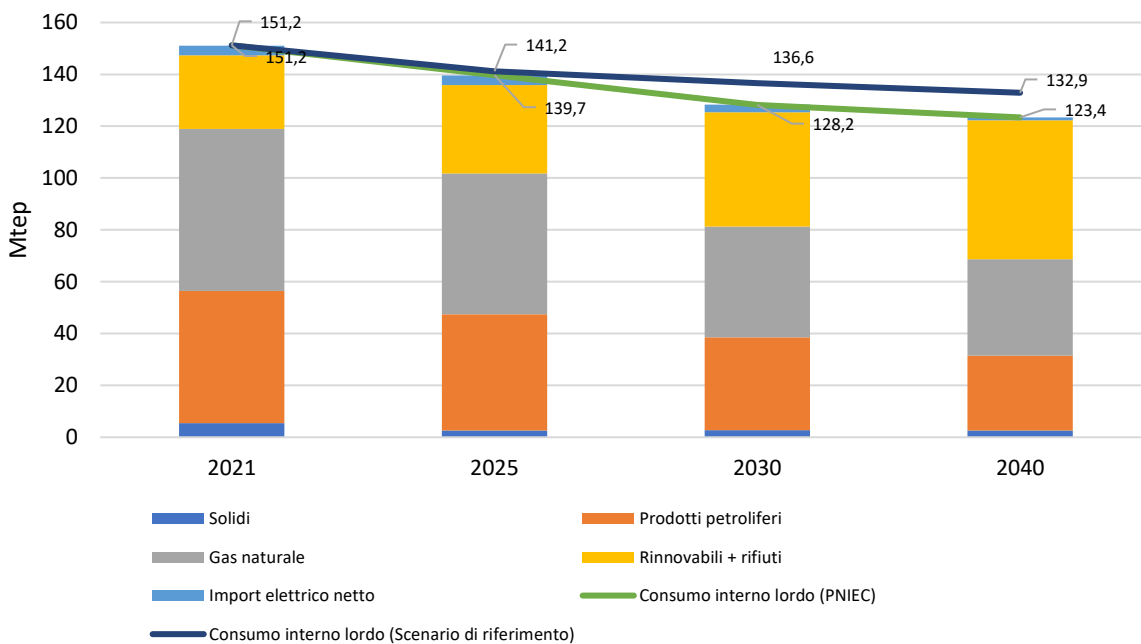
## 4. GLI SCENARI PNIEC PER GAS NATURALE E GAS RINNOVABILI

Il Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC) promuove la decarbonizzazione del sistema energetico nazionale attraverso due leve principali: il cambiamento tecnologico e i conseguenti processi di efficientamento e la progressiva sostituzione delle fonti fossili con quelle rinnovabili. Nella proposta di aggiornamento del PNIEC inviata alla Commissione Europea nel giugno 2023 e che deve essere finalizzato entro giugno 2024, sono stati ancora innalzati i target relativi alla transizione ecologica, ma non di moltissimo.

Guardando allo scenario PNIEC relativo al consumo interno lordo, quindi alla domanda totale di energia dell’Italia, questo dovrà ridursi di circa 10 Mtep entro il 2040, passando da 132,9 Mtep dello scenario a politiche correnti fino al dicembre 2021 a 123 Mtep. Il mix energetico complessivo che alimenterà i consumi muterà profondamente; infatti, si vedrà una forte contrazione nell’uso di prodotti petroliferi, che, nello scenario PNIEC delineato, dovrà diminuire del -43,3% rispetto al 2021. Per quanto riguarda il gas naturale, l’uso di questa risorsa deve passare dai 62,4 Mtep del 2021 ai 37,2 Mtep nel 2040, sperimentando una riduzione del -40%, rispetto al -24% dello scenario a politiche correnti.

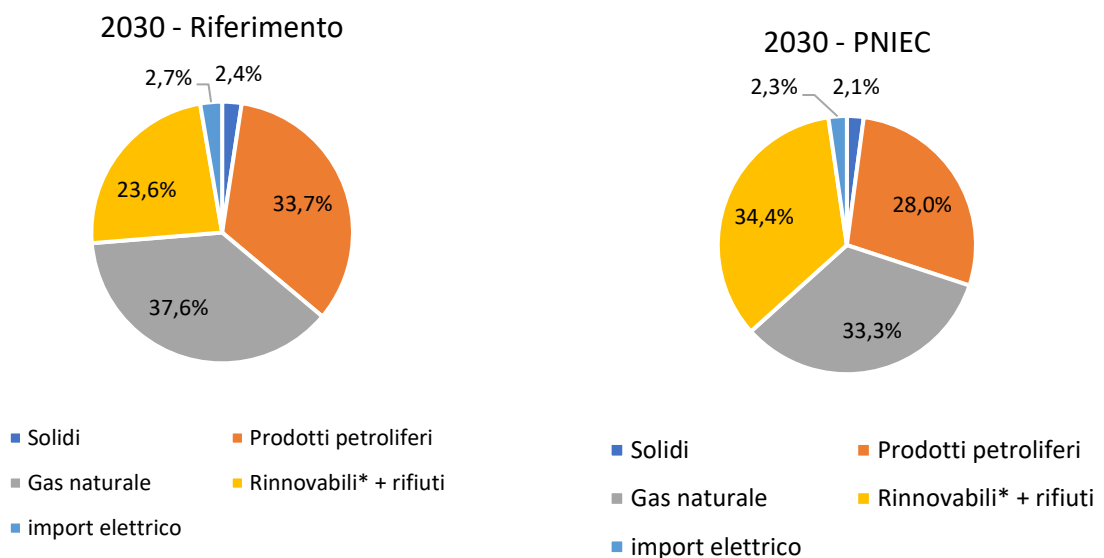
Il calo di questi vettori energetici è quasi del tutto compensato dalle fonti rinnovabili. Infatti, nel 2040, l’incidenza delle fonti rinnovabili nel consumo interno lordo dovrebbe aumentare del +88% passando da 28,5 Mtep del 2021 a 53,6 Mtep di consumo interno lordo. Tale dato è di gran lunga maggiore rispetto a quello che emergeva nello scenario a politiche correnti (+39%).

**Fig.13: Consumo interno lordo secondo lo scenario PNIEC e lo scenario di riferimento**  
Fonte: Proposta di aggiornamento PNIEC 2023



A conferma di ciò, si osserverà anche un contributo sempre più rilevante delle fonti rinnovabili a discapito delle fonti fossili, con una quota sul mix energetico primario che, dal 19% del 2021, arriverà al 34% nel 2030 nello scenario PNIEC proposto.

**Fig.14: Mix del fabbisogno primario al 2030**  
Fonte: Proposta di aggiornamento PNIEC 2023  
\*incluso biogas per la produzione di biometano



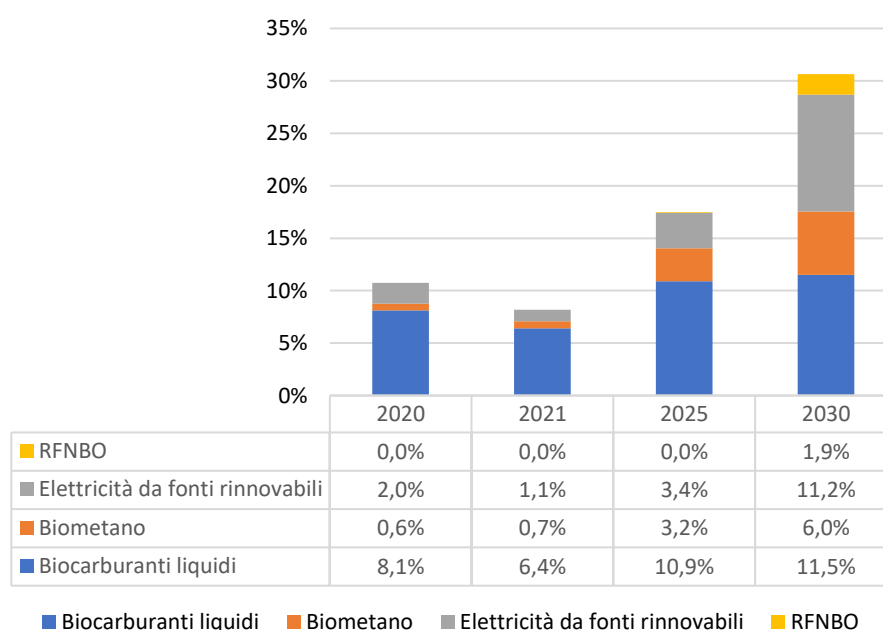
Si può notare che, almeno nel breve termine, il ruolo del gas è ancora essenziale e mostra, infatti, solo una tenue flessione di contributo percentuale, che si riduce da 37,6% dello scenario di riferimento a 33,3% nello scenario PNIEC.

Affianco al gas naturale è presente una vasta gamma di vettori energetici che hanno più o meno le sue stesse caratteristiche ma si distinguono per il loro carattere sostenibile; in altre termini, possono essere prodotti a lungo termine senza esaurire le risorse o danneggiare l'ambiente. Non a caso queste fonti di energia sono note anche come "gas rinnovabili". A titolo esemplificativo vi sono il biometano, il biogas, l'idrogeno verde e il metano sintetico che sono tutti gas che aiutano a contenere le emissioni di gas serra e a mitigare gli effetti del cambiamento climatico. Alcuni metodi tecnici per l'ottenimento di questi gas rinnovabili sono: la digestione anaerobica, che permette di ottenere il biogas insieme al biometano, e il Power-to-Gas, che permette la realizzazione dell'idrogeno verde e del metano sintetico. Questi gas derivati possono essere impiegati per la produzione termoelettrica di elettricità o, in percentuali ridotte, possono essere immessi direttamente nella rete di distribuzione del gas per gli impieghi domestici.

Nel settore dei trasporti invece cominciano ad essere sempre più diffusi i biocarburanti, essenziali per la decarbonizzazione del settore dei trasporti e sostitutivi anche di carburanti che possono derivare dal metano. Il settore dei trasporti è tra quelli in cui risulta difficile abbattere le emissioni di carbonio, in quanto strettamente legate all'offerta del mercato automobilistico, a sua volta condizionata dall'innovazione tecnologica. Attualmente, la transizione ecologica nel settore si concentra sulla diffusione di autovetture elettriche, obiettivo articolato per il carattere durevole dell'autovettura e per i prezzi ancora elevati.

**Fig.15: Previsione PNIEC quota FER nel settore dei trasporti**

Fonte: Proposta di aggiornamento PNIEC 2023





Secondo dati GSE, nel 2021 sono stati consumati in Italia oltre 1,7 milioni di tonnellate di biocarburanti quasi esclusivamente sostenibili. Il 91% di questo è stato costituito da biodiesel. La RED III ha ulteriormente aumentato il target di quota FER specifico nel settore dei trasporti al 2030 previsto dalla RED II (pari al 14%), portandolo al 29%. Nella proposta di aggiornamento del PNIEC si prevede che tra le fonti di energia pulita avranno la meglio i biocarburanti liquidi andando ad incidere sul 11,5% dei consumi finali totali finali nel 2030, rispetto all'11,2% dell'elettricità da fonti rinnovabili e al 6% del biometano.

Da notare che la produzione di gas rinnovabile è più facilmente programmabile delle nuove fonti rinnovabili, come eolico e fotovoltaico, e agevolmente integrabile con le infrastrutture di trasporto e stoccaggio di gas esistenti.

*I gas rinnovabili sono un prezioso alleato per la transizione energetica. Infatti, il gas può anche essere una fonte di energia rinnovabile e, in un contesto in cui il consumo di gas deve diminuire, i gas ecologici dovranno simmetricamente aumentare. Gli scenari PNIEC sono ambiziosi, ma la strada è giusta*

---

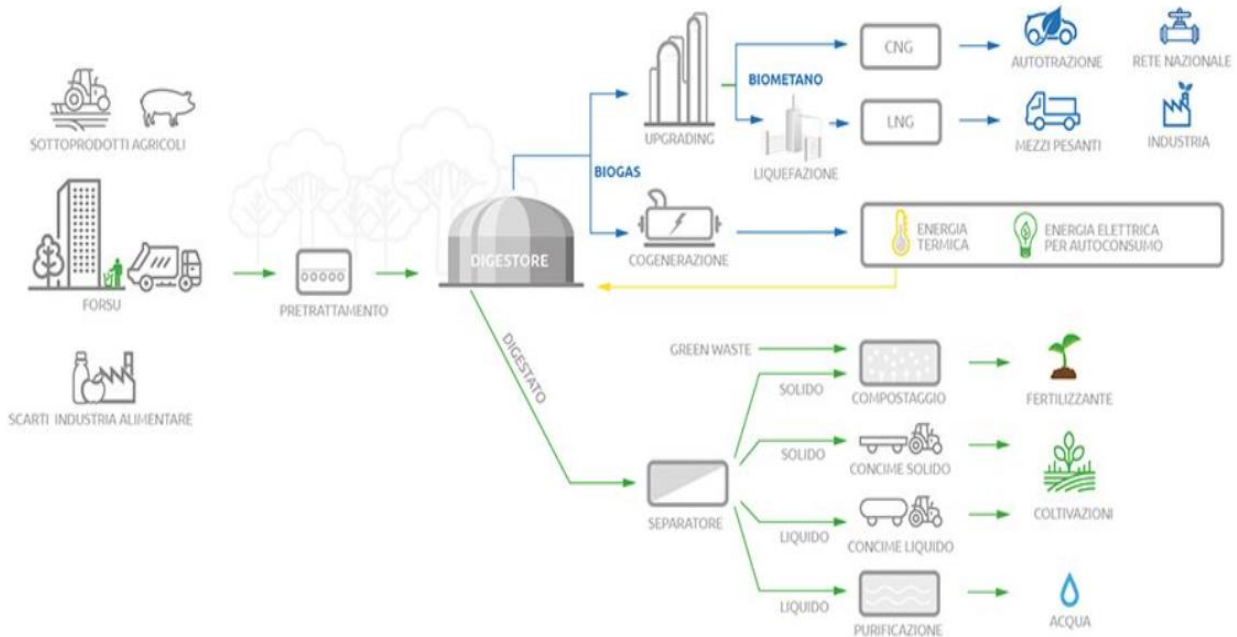
## 5.1 LA FRONTIERA DEL BIOMETANO

Un gas ecologico su cui grandi sono le aspettative e numerose le iniziative è il biometano. Si tratta di una preziosa fonte di energia rinnovabile che viene prodotta attraverso un processo articolato in due fasi fondamentali. La prima consiste nella produzione di biogas grezzo, ottenuto principalmente tramite la digestione anaerobica di diverse tipologie di biomasse. Queste includono biomasse agricole, come le deiezioni animali, biomasse industriali, come scarti della lavorazione alimentare e la frazione organica dei rifiuti solidi urbani.

Successivamente, si procede con la fase di purificazione nota come *upgrading*, durante la quale vengono rimosse le componenti non compatibili con l'immissione del biometano nella rete di distribuzione. Un aspetto cruciale di questo processo è la separazione dell'anidride carbonica. Inoltre, il trattamento della biomassa genera il digestato, ovvero l'insieme di residui rimasti dopo il processo di digestione anaerobica delle materie organiche.

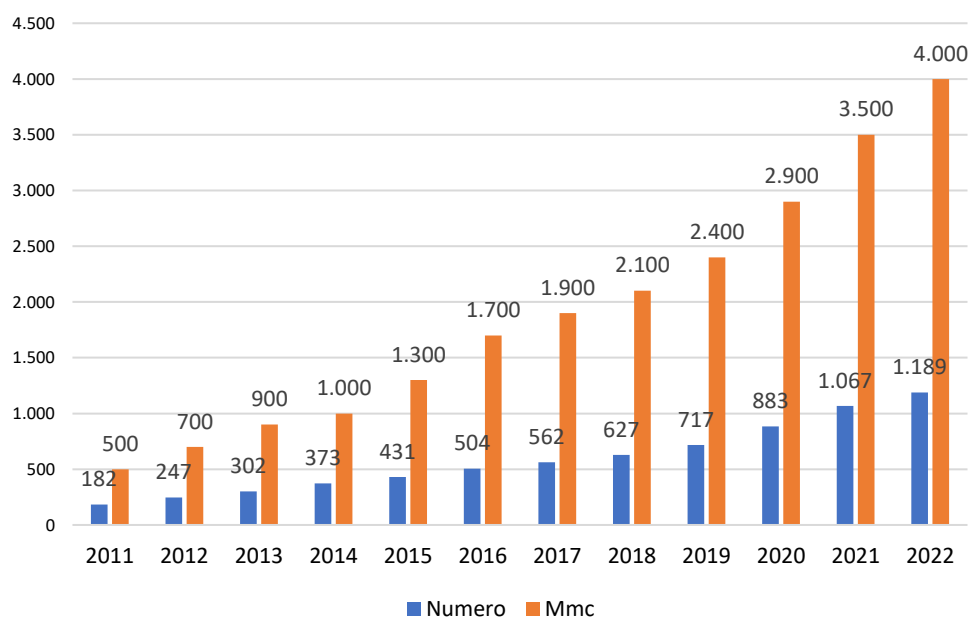
L'avanzo può essere utilizzato come fertilizzante naturale, potendo contribuire così anche alla promozione dell'agricoltura sostenibile. Di seguito si può osservare il processo di produzione del biometano.

**Fig.16: Il processo produttivo di un impianto di biogas**  
Fonte: SNAM



Ormai il biometano sta emergendo come una risorsa chiave nel panorama energetico europeo, come indicato nel Piano REPowerEU. Con l'intenzione di accelerare la transizione ecologica e la sovranità energetica, processo iniziato con l'emancipazione dalla dipendenza di importazioni di gas russo, questo piano ha innalzato l'obiettivo di produzione del biometano per il 2030 da 18 miliardi di m<sup>3</sup>, come previsto nel Pacchetto Fit-for-55, a 35 miliardi di m<sup>3</sup>, quantità che corrisponde a circa l'8% del consumo complessivo dell'Unione Europea.

**Fig.17: Quantità di impianti e produzione di biometano in Europa (2011-2022, Mm<sup>3</sup>)**  
Fonte: Osservatorio Gas Rinnovabili (OGR)



Nel 2022, la produzione europea di biometano ammontava a circa 4 miliardi di m<sup>3</sup>, otto volte in più rispetto ai 500 del 2011. In congiunzione, è aumentato in modo importante il numero degli impianti, che segnala un mercato dinamico e in rapida evoluzione<sup>1</sup>.

In Italia, come stima la Commissione nella scheda nazionale sul biometano dedicata al nostro Paese la produzione nazionale di biometano sostenibile potrebbe arrivare al 2030 a 5,8 miliardi di m<sup>3</sup>, di cui 5,5 miliardi di metri cubi da digestione anaerobica e 0,3 da gassificazione. Tuttavia, nel 2022, il contatore del GSE ha rilevato una produzione pari a solo 200 mila m<sup>3</sup> e l'obiettivo PNRR di 600 mila m<sup>3</sup> a fine 2023 non pare raggiungibile.

Il PNRR infatti dedica nella sezione M2C2 una specifica misura al biometano. L'investimento 1.4, denominato "Sviluppo biometano", alloca 1,92 miliardi di euro per promuovere il biometano e si pone obiettivi come: riconvertire e migliorare l'efficienza degli impianti di biogas agricoli esistenti verso la produzione di biometano, supportare la realizzazione di nuovi impianti per la produzione del gas verde in questione, per promuovere la diffusione di pratiche ecologiche nella fase di produzione del biogas per ridurre l'uso di fertilizzanti sintetici e aumentare l'approvvigionamento di materia organica nei suoli.

Inoltre, come già evidenziato, secondo lo scenario PNIEC, nel 2030 il biometano dovrebbe occupare una quota percentuale di 6 punti sul totale dei consumi finali nel settore dei trasporti. A tal proposito sicuramente si è visto l'effetto della stagione incentivante avviata con il decreto interministeriale di marzo 2018 il cui bilancio, invero ancora incompleto, crediamo non possa che essere positivo. Sulla nuova stagione di incentivazione avviata con il DM 2022, invece, le caratteristiche stesse dello schema incentivante (come i meccanismi di partecipazione alle aste) non permettono ancora una valutazione.

*I numeri degli impianti e la quantità prodotta di biometano continuano ad aumentare, anche se il ritmo, anche italiano, pare essere inferiore alle attese*

---

<sup>1</sup> Durigoni Susanna (Settembre 2023): *Il ruolo del biometano*, Renergia.

## 5. SPUNTI CONCLUSIVI

Negli ultimi tre anni, il mercato del gas naturale ed il relativo approvvigionamento sono stati interessati da diversi scompensi. La domanda aggregata superiore alle attese alla fine del 2021 e l'incertezza delle forniture dell'inizio del 2022, causata dal conflitto russo-ucraino, hanno contribuito al pesante rialzo dei prezzi sul mercato all'ingrosso. I prezzi della materia prima sui mercati europei hanno raggiunto il picco a fine agosto 2022, per poi lentamente normalizzarsi. A dispetto dei timori, soprattutto legati al basso riempimento degli stoccaggi nel Vecchio Continente, l'inverno 2022/23 è stato superato senza particolari problemi, anche grazie alla promozione (e all'attuazione) di politiche di risparmio energetico degli utenti finali, degli operatori e dell'efficientamento dei processi industriali più energivori. Un ulteriore elemento di facilitazione è da individuarsi nel rialzo delle temperature medie, che hanno diminuito il fabbisogno di riscaldamento e quindi contribuito alla diminuzione dei consumi.

Il rincaro sui mercati all'ingrosso ha chiaramente avuto ripercussioni sugli utenti finali, utenti finali domestici per cui il definitivo, e più volte rimandato, passaggio al mercato libero è avvenuto il 1 gennaio 2024.

Arrivando al quadro riassuntivo dell'anno in corso e dell'inverno appena conclusosi, di fatto, il mercato ha ritrovato un suo equilibrio su livelli di prezzo nettamente inferiori quelli toccati nei precedenti due anni, sebbene non siano stati ancora raggiunti i livelli pre-pandemia. I consumi aggregati di gas italiani continuano ed essere in lieve flessione, mentre l'approvvigionamento italiano e comunitario ha ritrovato la sua sicurezza grazie ad accordi con nuovi fornitori. Semplificando, l'Italia ha sostanzialmente sostituito i metri cubi russi principalmente con le forniture di gas algerino, con un contributo cruciale proveniente anche dal GNL.

Vi è fervente attesa per la versione definitiva del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), che definirà con chiarezza il prossimo futuro del gas naturale e dei biocarburanti, almeno nella programmazione fino al 2030. Già nella versione provvisoria viene riconosciuto al gas il ruolo chiave per consentire flessibilità nel processo di transizione energetica: il gas garantisce una sicura fornitura di energia, mostrandosi come prezioso alleato per le fonti rinnovabili in caso di domanda energetica elevata.

Dal dibattito sono emersi diversi punti:

- si ritiene urgente una stipulazione degli accordi a lungo termine per l'approvvigionamento della materia prima, per dare stabilità ai fornitori e di concerto anche al mercato intero;
- si valuta positivamente lo switch di fornitori, sebbene si ritiene che la fornitura sia ancora troppo sbilanciata verso un unico partner commerciale, il che rappresenta un fattore di rischio non irrilevante, soprattutto vista la recente esperienza con la Federazione Russa;
- il GNL continua a svolgere la sua funzione di supporto e complemento al gas naturale che arriva tramite gasdotto, diversificano la fornitura, sebbene anche in questo caso, l'eccessivo affidamento a una modalità di approvvigionamento può comportare dei rischi;
- la forte dipendenza dalle importazioni estere, sia di gas tramite pipeline che di GNL, rimane: si auspica una maggiore integrazione maggiore nel mix di approvvigionamento di biocarburanti, idrogeno (blu o verde) e di gas prodotto nazionalmente per incrementare la sicurezza energetica;

- la sostituzione di gas naturale importato con metano estratto nazionalmente migliorerebbe il bilancio ambientale dell'estrazione, stoccaggio e trasporto della materia prima;
- si reputa fondamentale un chiarimento sull'incentivazione e la regolamentazione dei biocarburanti a livello nazionale e comunitario per consentire agli operatori di agire in un contesto di mercato chiaro, che permetta un'adeguata pianificazione degli investimenti.