

Sicurezza energetica: quali prospettive oltre l'emergenza?



Key Messages

Il presente documento è stato coordinato da Andrea Montanino e Simona Camerano e predisposto da: Alberto Carriero, Laura Recagno e Benedetta Scotti.

I dati riportati si riferiscono alle informazioni disponibili al 12 aprile 2022.

Le opinioni espresse e le conclusioni sono attribuibili esclusivamente agli autori e non impegnano in alcun modo la responsabilità di CDP.

- Il contesto internazionale ha riportato al centro della scena il tema della **sicurezza energetica**, tra **dipendenza dall'estero** e spinta alla **transizione energetica**.
- L'Italia, con quasi **tre quarti dell'energia importata**, è tra i Paesi più dipendenti dall'estero, con un valore superiore alla media UE (57%).
- Il nostro approvvigionamento inoltre presenta una **forte concentrazione in un numero limitato di Paesi** caratterizzati da elevati profili di **rischio geopolitico**.
- Le forniture dall'estero sono assicurate da **cinque gasdotti** con sei punti di ingresso nella rete nazionale e da **tre terminali di rigassificazione** che complessivamente garantiscono una **capacità nominale di importazione pari a circa 130 miliardi di metri cubi all'anno**.
- Sebbene il **tasso di utilizzo** delle infrastrutture negli ultimi anni risulti **inferiore al 60%**, nelle più recenti simulazioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti il **nostro Paese risulta vicino alla soglia critica di inadeguatezza**.
- Fenomeni come le **caratteristiche tecniche degli impianti**, il progressivo **esaurimento dei giacimenti** di alcune aree strategiche e le **difficoltà legate** al pieno esercizio di alcuni **contratti di fornitura**, hanno influenzato negativamente il sistema italiano.
- In questo contesto, occorre perseguire una strategia che miri contemporaneamente ad **arginare l'emergenza nel breve periodo** e investire sullo **sviluppo di sicurezza energetica nel medio-lungo periodo** in chiave sostenibile.
- L'Italia deve far fronte all'eventualità di reperire in modo alternativo i circa 30 miliardi di metri cubi annui di gas russo. Si possono individuare **tre vie percorribili, adeguate e commisurate a tale obiettivo**:
 1. pieno sfruttamento della **capacità di stoccaggio** nel brevissimo periodo;
 2. potenziamento della **capacità di trasporto del TAP** e incremento dell'effettivo utilizzo dei **metanodotti esistenti del Nord Africa**;
 3. rafforzamento della **capacità di rigassificazione**, per consentire una rimodulazione delle importazioni di gas verso il GNL nel breve-medio periodo.
- Lo scenario che potrebbe delinearsi vede l'Italia in una **posizione strategica** rispetto al Mediterraneo e all'Europa. Un adeguato dimensionamento delle infrastrutture potrebbe rendere il nostro Paese **l'hub di accesso per il gas naturale**, e in prospettiva per l'idrogeno, a livello comunitario.

I 10 CAMPI DI INTERVENTO DEL PIANO STRATEGICO 2022-2024 DI CDP



TRANSIZIONE ENERGETICA



ECONOMIA CIRCOLARE



SALVAGUARDIA DEL TERRITORIO



INFRASTRUTTURE SOCIALI



MERCATO DEI CAPITALI



DIGITALIZZAZIONE



INNOVAZIONE TECNOLOGICA



SOSTEGNO ALLE FILIERE STRATEGICHE



COOPERAZIONE INTERNAZIONALE

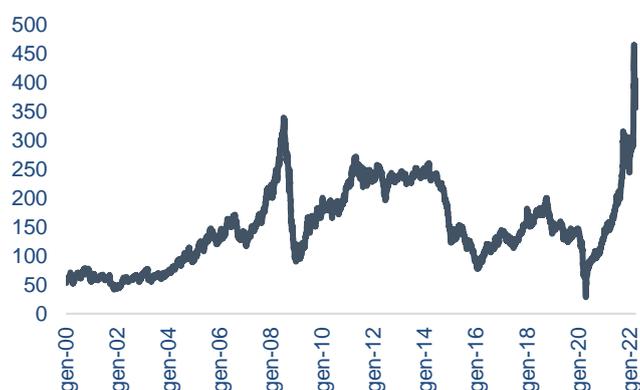


TRASPORTO / NODI LOGISTICI

1. Il contesto di riferimento: tra equilibri geopolitici e sfide tecnologiche

- ▶ L'invasione dell'Ucraina ha riportato al centro della scena il tema della **sicurezza energetica, tra dipendenza dall'estero per la fornitura di idrocarburi e spinta alla transizione energetica** legata allo sviluppo delle rinnovabili.
- ▶ L'emergenza si inserisce in un **contesto già delicato** in cui il mercato energetico ha visto negli ultimi mesi un brusco innalzamento dei prezzi in seguito all'inattesa ripresa delle attività "post pandemia"¹ (grafico 1).

Graf. 1 – Andamento dell'indice dei prezzi delle commodities energetiche (USD)



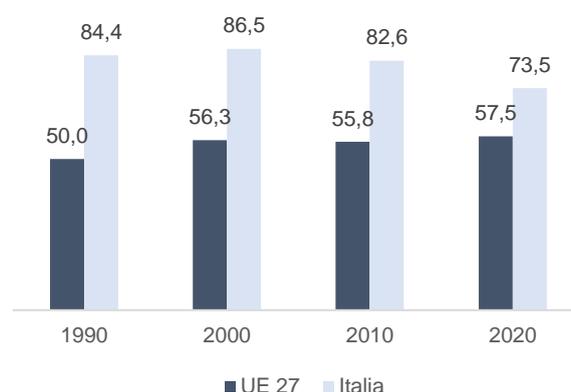
Fonte: elaborazione CDP su dati Hamburg Institute of International Economics (HWWI) via Refinitiv (aggiornati al 5 aprile 2022), 2022

- ▶ La dipendenza dall'estero per la copertura dei fabbisogni e il relativo impatto sulla bolletta energetica, tuttavia, sono temi di natura strutturale che affondano le **radici nelle logiche geopolitiche ed economiche** delineatesi intorno agli anni 70.
- ▶ Storicamente, **l'Europa nel suo complesso si approvvigiona di materie prime energetiche** da Regioni e Paesi limitrofi come Russia, Medio Oriente e Nord Africa, ma anche dagli Stati Uniti, secondo Paese per export di combustibili fossili verso la UE ².

¹ I prezzi delle commodities energetiche – che includono, oltre al petrolio, anche il gas naturale e il carbone – hanno subito una forte tendenza al rialzo anche prima dello scoppio effettivo del conflitto, pur con ampie oscillazioni: a dicembre 2021 l'indice era su livelli superiori di circa il 90% rispetto a gennaio dello stesso anno e oltre il 1050% rispetto al minimo di aprile 2020. (Riferimento all'indice dell'Hamburg Institute of International Economics (HWWI)).

In particolare, **l'Italia**, principalmente a causa della scarsa dotazione di risorse naturali, registra una **dipendenza dall'estero tra le più elevate in Europa**, con quasi i tre quarti delle materie prime energetiche provenienti da Paesi terzi (**73%** a fronte di una media UE del **57%**) di cui soltanto il **3%** circa **delle importazioni dagli Stati Uniti**³ (grafico 2).

Graf. 2 – Tasso di dipendenza energetica (%)



Fonte: Eurostat, 2022

- ▶ Nel corso degli anni la dipendenza italiana è diminuita gradualmente – per effetto dei progressi in materia di efficienza energetica e grazie allo sviluppo della generazione elettrica da fonti rinnovabili – rimanendo tuttavia ancora su un **livello che rende vulnerabile la nostra economia**.
- ▶ Nello specifico, **gas naturale** e petrolio incidono ancora per il 65% sui consumi finali di energia e **l'Italia importa il 96%** del primo e oltre il 90% del secondo⁴.
- ▶ In questo contesto, il dibattito nazionale in materia di politica energetica si è focalizzato principalmente sul **progressivo abbandono delle fonti fossili** e sulla necessità di imprimere un'accelerazione alla crescita delle rinnovabili che, tuttavia, per elementi relativi

² Eurostat, dati riferiti al 2020.

³ Dati Eurostat e ARERA riferiti al 2020.

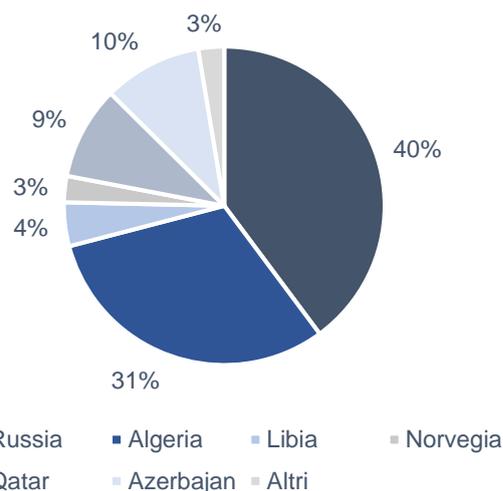
⁴ Ministero della Transizione Energetica, dati al 2021.

alla discontinuità del regime regolatorio, all'evoluzione delle tecnologie e all'instabilità del profilo di produzione (dovuta alla naturale non programmabilità) rappresentano ancora una quota parziale dei fabbisogni energetici nazionali (21%)⁵.

- ▶ Lo sviluppo della **produzione da fonti rinnovabili** rappresenta in prospettiva una duplice **occasione per il sistema energetico** italiano per rispondere da un lato alle esigenze della transizione verde e, dall'altro, per ridurre la dipendenza energetica dall'estero.
- ▶ Nel frattempo, **il gas naturale potrebbe** accompagnare il sistema economico verso un'economia a basso impatto di carbonio come **fonte energetica di transizione**, rappresentando di fatto l'idrocarburo meno inquinante⁶ e caratterizzato da maggiore flessibilità negli stoccaggi;
- ▶ Peraltro, le infrastrutture oggi utilizzate per il gas sono particolarmente strategiche perché già si prestano ad un utilizzo in mix con altri vettori – quali idrogeno e biogas – e con investimenti mirati all'adeguamento tecnologico potrebbero diventare le reti del futuro.
- ▶ Attualmente il gas naturale ricopre un peso rilevante nel bilancio energetico nazionale: con circa 75 miliardi di metri cubi nel 2021 rappresenta, infatti, **più di due quinti dei consumi interni di energia (42%)** e quasi la metà della generazione elettrica (48%)⁷.
- ▶ Il **13% delle importazioni nazionali di gas arriva in forma liquida (GNL)** tramite navi e viene successivamente immesso nel sistema nazionale dopo il processo di rigassificazione. La maggior parte del GNL proviene dal **Qatar (70%)**, il 14% dall'**Algeria** e infine l'8% dagli **Stati Uniti**.

- ▶ Nella sua veste “classica”, invece, con il trasporto tramite **gasdotti**, l'Italia vede la dipendenza dai Paesi esteri particolarmente **concentrata verso Russia (40%) e Algeria (31%)**, che insieme rappresentano quasi tre quarti dell'approvvigionamento nazionale (grafico 3)⁸.

Graf. 3 – Importazioni di gas naturale, 2021



Fonte: Ministero della Transizione Ecologica, 2022

- ▶ È evidente che una così **forte concentrazione in un numero limitato di Paesi** caratterizzati da elevati profili di rischio geopolitico rende l'Italia estremamente vulnerabile. Appare quindi evidente che fino a quando il gas rappresenterà una fonte energetica rilevante, una **maggiore diversificazione delle forniture** per ridurre i rischi per la sicurezza nazionale risulta inevitabile.
- ▶ L'analisi delle infrastrutture di approvvigionamento esistenti evidenzia come l'Italia risulti vicina **alla soglia critica di inadeguatezza**. Il sistema, infatti, incontrerebbe **serie difficoltà a soddisfare la domanda massima giornaliera di gas** nel caso in cui dovesse interrompersi totalmente il flusso in corrispondenza del principale

⁵ ARERA, Bilancio energetico nazionale, 2021.

⁶ A parità di energia utilizzata, l'anidride carbonica prodotta dalla combustione del gas naturale corrisponde al 25-30% in meno rispetto ai prodotti petroliferi e 40-50% in meno rispetto al carbone (https://www.snam.it/it/sostenibilita/responsabilita_verso_tutti/utilizzo_del_gas_naturale.html).

⁷ ARERA, Bilancio energetico nazionale, 2021.

⁸ Ministero della Transizione Ecologica - Dipartimento per l'Energia - DGIS - Divisione II, dati riferiti al 2021 (provvisori).

punto di ingresso sulla rete nazionale, il metanodotto che trasporta il gas russo⁹.

- ▶ Sebbene a livello europeo **la sicurezza energetica preveda un meccanismo di solidarietà** - che, nel caso italiano, si traduce nella possibilità in caso di situazioni emergenziali di svolgere il ruolo di richiedente o prestatore nei confronti di Francia, Germania (attraverso la Svizzera), Austria e Slovenia¹⁰ - le tensioni sul fronte russo e l'ipotesi di interruzione delle forniture rappresenterebbe un problema per la maggior parte dei Paesi coinvolti.
- ▶ In questo contesto, guardare alle **risorse interne per garantire una maggiore autonomia e resilienza del sistema appare una strada difficilmente percorribile**. Il nostro Paese, a fronte di riserve accertate comprese tra i 70 e i 90 miliardi di metri cubi, produce attualmente poco più di 3 miliardi di metri cubi di gas all'anno (4% dei consumi), con una diminuzione di circa 6 volte rispetto ai livelli di fine anni '90 e l'inizio del nuovo secolo.
- ▶ Il progressivo declino del settore estrattivo nazionale è da ricondursi non solo alla riduzione degli investimenti necessari alla ricerca e allo sviluppo dei giacimenti, ma soprattutto alla crescente attenzione, anche da parte delle comunità locali, all'impatto delle attività sul territorio.

- ▶ L'obiettivo di salvaguardia dell'ecosistema dai rischi ambientali e sismici, infatti, ha portato l'Italia, come molti Paesi europei, a rinunciare all'adozione delle tecnologie di fracking¹¹ e, più in generale, a ridurre drasticamente le aree di operatività. In tal senso, due dati sono particolarmente emblematici:
 - dei 1.300 giacimenti presenti sul suolo nazionale, oggi poco più di 500 vengono coltivati con continuità;
 - l'ammontare più significativo di riserve è localizzato nell'Adriatico settentrionale, dove tuttavia è imposto il divieto di estrazione¹².
- ▶ La prospettiva più efficace, pertanto, è quella di guardare alla **sicurezza energetica** in un'ottica integrata che consideri contemporaneamente:
 1. l'esigenza di **tutelare la continuità degli approvvigionamenti** (con un focus specifico sui partner e sulla dipendenza dall'estero);
 2. la necessità di **presidiare e preservare le infrastrutture critiche** di fornitura in una prospettiva di breve-medio periodo;
 3. lo **sviluppo delle fonti rinnovabili** (affrontando i principali nodi strategici relativi alle innovazioni tecnologiche e alle materie prime critiche necessarie)¹³.

2. La dotazione di infrastrutture

- ▶ L'Italia dispone di una **rete infrastrutturale per il trasporto del gas naturale tra le più estese d'Europa**. La quasi totalità della rete fa capo a SNAM, il principale operatore per il

trasporto e il dispacciamento di gas naturale sul territorio nazionale, che controlla oltre 32.500 km di gasdotti, articolati in circa 9.500

⁹ La simulazione, effettuata sulla base della "Formula N-1", viene condotta in ottemperanza al Regolamento (UE) 2017/1938 e viene trasmessa alla Commissione europea per mappare i potenziali punti di rottura del sistema gas a livello continentale.

¹⁰ Camera dei deputati, Prospettive e profili della sicurezza energetica nazionale, 2020.

¹¹ La tecnologia del "fracking", fratturazione idraulica, prevede l'introduzione ad alta pressione all'interno dei pozzi di appositi fluidi che creano microfratture della roccia, così da permettere al gas in essa contenuto di fluire. Questo tipo di intervento è legato all'estrazione del gas non convenzionale (come lo shale gas) e

rappresenta un procedimento più complesso rispetto all'estrazione tradizionale, con annessi maggiori rischi di tipo ambientale e sociale. Tecnologie come queste hanno permesso agli Stati Uniti - grazie ad un massiccio ricorso a questo tipo di gas, di cui dispongono importanti giacimenti - di passare da importatore ad esportare nell'ultimo decennio negli equilibri energetici internazionali.

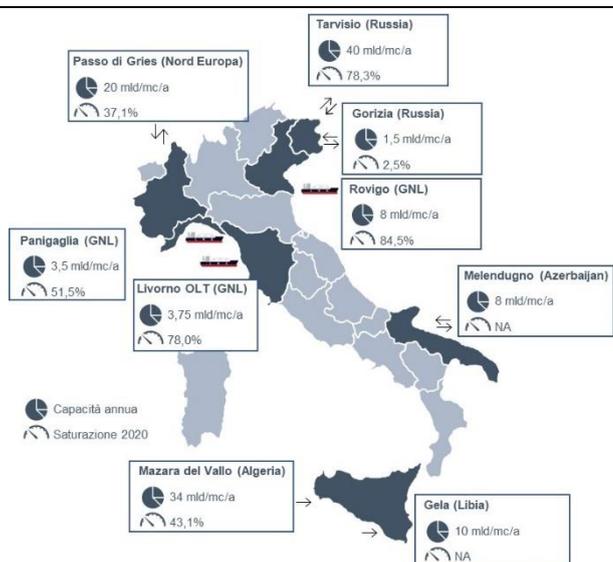
¹² Legge n.133 del 2008.

¹³ Audizione Ministro della transizione ecologica, Roberto Cingolani. Comitato Parlamentare per la Sicurezza della Repubblica, Relazione sulla sicurezza energetica nell'attuale fase di transizione ecologica, 2022.

km di rete nazionale e 23.000 km di rete regionale.

- ▶ Gli approvvigionamenti dall'estero sono assicurati da **cinque gasdotti** che trasportano il gas proveniente dalle principali aree di importazione (Russia, Nord Africa, Nord Europa e Asia Centrale) fino alla frontiera italiana in corrispondenza di **sei punti di ingresso nella rete nazionale e tre terminali di rigassificazione** (figura 1).

Fig. 1 – Principali infrastrutture di interconnessione con l'estero



Fonte: elaborazione CDP su dati SNAM, TAG GmbH, Greenstream BV

- ▶ Le infrastrutture di interconnessione con l'estero includono nello specifico:
 - Il **gasdotto TENP-Transitgas¹⁴** che porta il gas estratto nel Mare del Nord dai Paesi Bassi attraverso Germania e Svizzera fino al **Passo di Gries**, in Piemonte, per una capacità annua di circa **20mld/mc/a**;
 - il **gasdotto TAG¹⁵** che con una capacità installata di poco meno di **40 miliardi di**

metri cubi/anno, collega Baumgarten an der Marsch, punto di consegna del gas russo alla frontiera tra Austria e Slovacchia, a **Tarvisio**, in Friuli-Venezia Giulia; un secondo punto di entrata è situato a **Gorizia**, dove arriva parte del gas incanalato dal TAG via Slovenia¹⁶;

- il **gasdotto TTPC-TMPC¹⁷** che, con una capacità annua pari a circa **34 miliardi di metri cubi**, trasporta il gas proveniente dall'Algeria fino a **Mazara del Vallo**, passando attraverso la Tunisia e il Canale di Sicilia;
- il **gasdotto Greenstream¹⁸** che collega la Libia a **Gela** attraverso 520 km di tubature nel Mar Mediterraneo, con una portata annua di circa **10 miliardi di metri cubi**;
- il **gasdotto TAP¹⁹** che collega Kipoi, punto di consegna del gas azero al confine greco-turco lungo il cosiddetto Corridoio del Sud, a **Melendugno**, in Puglia, passando attraverso Grecia, Albania e Mare Adriatico. Inaugurato nel novembre 2020, attualmente ha una capacità di trasporto annua nel punto di entrata della rete italiana di **8 miliardi di metri cubi** (su 10 complessivi).
- il **terminale di rigassificazione di Panigaglia**, in Liguria, di proprietà di SNAM, caratterizzato una capacità di rigassificazione pari a **3,5 mld di metri cubi/anno**;
- il **terminale di rigassificazione offshore di Porto Viro**, installato a circa 15 km a largo di Rovigo, con una capacità di **8 mld di metri cubi/anno²⁰**;
- il **terminale galleggiante di**

¹⁴ La proprietà del TENP è divisa tra Open Grid Europe GmbH (51%) e Fluxys TENP GmbH (49%), mentre Transitgas è controllato da Swissgas AG (51%) e Fluxswiss (46%), cui fanno capo anche i diritti sulla capacità, e da Uniper Global Commodities (3%).

¹⁵ La proprietà dell'infrastruttura è per l'85% di SNAM e per il restante 15% di Gas Connect Austria GmbH.

¹⁶ Il trasporto del gas TAG via Slovenia è assicurato dal SOL (Sud-Ost-Leitung), un ramo secondario facente capo a Gas Connect Austria GmbH.

¹⁷ Con riferimento al tratto tunisino, la proprietà dell'infrastruttura è di Sotugaz, mentre i diritti sulla capacità fanno capo a ENI; proprietà e

diritti sulla capacità del tratto sottomarino che attraversa il canale di Sicilia, invece, fanno capo pariteticamente a ENI e Sonatrach.

¹⁸ La proprietà del gasdotto è divisa pariteticamente tra ENI e NOC.

¹⁹ L'azionariato di TAP AG, la società proprietaria nonché operatore del gasdotto, è composto da BP (20%), SNAM (20%), SGCC (20%), Fluxys (19%), Enagas (16%) e Axpo (5%).

²⁰ La proprietà del terminale fa capo a ExxonMobil (70,7%), Qatar Petroleum (22%) e SNAM (7,3%).

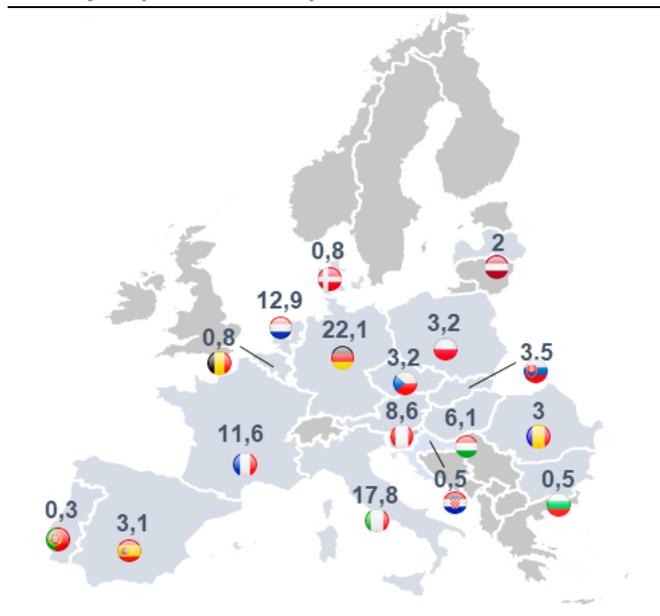
rigassificazione di Livorno, con una capacità di circa **3,75 miliardi di metri cubo/anno**²¹.

- ▶ Complessivamente, l'Italia dispone di una **capacità nominale di importazione stimabile in circa 130 miliardi di metri cubi di gas all'anno**, di cui circa 115 via gasdotto e circa 15 via nave.
- ▶ Tuttavia, **l'utilizzo effettivo delle infrastrutture di interconnessione è di poco superiore alla metà della loro capacità**. Nel 2020, il livello di utilizzo si è infatti fermato al 57%, confermando la tendenza negativa osservata negli anni precedenti (dal 79,5% nel 2018 al 63,8% nel 2019). Rileva in particolare il calo osservato nei punti di ingresso di **Mazara del Vallo**, il cui livello di saturazione è sceso dal 99% nel 2018 a poco più del 40% nel biennio 2019-2020, e del **Passo di Gries**, il cui sottoutilizzo è da ricondursi prevalentemente al progressivo esaurimento dei giacimenti del Mare del Nord.²²
- ▶ Con riferimento alle attività di stoccaggio di gas, in Italia sono presenti **15 siti**²³, realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esauriti, di cui dieci in concessione a Stogit (Gruppo SNAM), tre a Edison Stoccaggio, uno a Italgas Storage e uno a Geogastock, dislocati tra Lombardia, Emilia-Romagna,

Veneto, Abruzzo e Basilicata.

- ▶ Nell'anno termico 2021/2022, **la capacità di stoccaggio dell'Italia ammontava complessivamente a circa 18 miliardi di metri cubi**, di cui 4,6 destinati allo stoccaggio strategico (mobilitabili solo per fronteggiare situazioni di emergenza del sistema gas)²⁴. L'Italia è il **secondo Paese europeo per capacità di stoccaggio** (circa 18% del totale UE), dietro alla Germania (figura 2).

Fig. 2 – Capacità di stoccaggio Paesi europei (% totale UE)



Fonte: elaborazione CDP su dati Commissione Europea

3. Opzioni di sviluppo

- ▶ **Il rapido insorgere dell'emergenza legata al conflitto russo-ucraino ha messo in discussione la sicurezza energetica internazionale**, portando a prefigurare gli scenari più diversi: dal rallentamento della transizione energetica al ritardo nella dismissione degli impianti di generazione più

inquinanti²⁵, fino all'ipotesi di dare nuovo impulso a progetti infrastrutturali ormai in stallo da anni²⁶.

- ▶ La gestione della crisi, per via dei livelli di interconnessione e interdipendenza tra Stati membri, impone **in primo luogo un**

²¹ Il terminale è di proprietà di OLT Offshore LNG Toscana, società controllata da SNAM (49,1%) e dal fondo australiano First Sentier Investors (48,2%). La quota rimanente (2,7%) fa capo a Golar LNG, la società di shipping che ha fornito la nave metaniera.

²² Fonte: SNAM.

²³ Fonte: ARERA. Le concessioni relative ai siti di Alfonsine (Stogit) e di Cugno Le Macine (Geogastock) non sono attualmente attive.

²⁴ Fonte: ARERA.

²⁵ i.e. nucleare in Germania, impianti a carbone in Italia.

²⁶ Nel dibattito si discute, ad esempio, del progetto avviato nel 2008 del gasdotto EastMed Poseidon, che collegherebbe l'Italia (nello specifico Otranto, in Puglia) al Bacino Levantino (nell'area orientale del Mediterraneo tra Cipro, Egitto e Israele).

approccio comunitario alla sicurezza energetica. L'Unione Europea nel suo complesso deve, infatti, trovare un'alternativa per i circa 150 miliardi di metri cubi di gas che nel 2021 ha importato dalla Russia (40% del consumo totale di gas)²⁷.

- ▶ L'analisi dell'attuale profilo di fornitura se da un lato evidenzia un relativo grado di sicurezza in coincidenza dei mesi estivi, dall'altro segnala, in vista della prossima stagione invernale, la necessità di provvedere al reintegro degli stoccaggi, che attualmente registrano un fattore di carico stimato pari al 25-30% della capacità complessiva. Nelle prossime settimane la Commissione europea presenterà una **proposta per disporre il riempimento delle infrastrutture di stoccaggio sul territorio comunitario almeno al 90%** entro il 1° ottobre di ogni anno, con un'attività coordinata che preveda accordi di solidarietà tra Paesi, oltre che un **sistema di incentivi pubblici per fornitori e operatori di rete**.
- ▶ Più in generale, per disegnare una strategia organica di risposta alla crisi, le istituzioni comunitarie hanno messo a punto il piano **REPowerEU**, che propone un'accelerazione nel **raggiungimento degli obiettivi climatici per il 2030 stabiliti dal "Fit to 55"**, in grado di garantire il più rapido perseguimento dell'**indipendenza energetica** mediante il minor ricorso a combustibili fossili.
- ▶ Il programma si basa sostanzialmente su due pilastri volti a rendere sempre meno rilevante il ruolo della Russia:
 1. **diversificare gli approvvigionamenti di gas**, puntando contemporaneamente su: i) un **maggior ricorso al GNL** (50

miliardi di metri cubi in più all'anno da Paesi come Qatar, Stati Uniti e Egitto, ma anche dall'Africa occidentale) e un aumento delle importazioni **da altri Paesi** tramite **gasdotti** (da Azerbaijan, Algeria, e Norvegia si potrebbero reperire nel breve periodo ulteriori 10 miliardi di mc l'anno in Europa, con un potenziale di ulteriori flussi in un orizzonte più ampio); ii) **l'aumento della produzione di biometano** (raddoppiando l'obiettivo stabilito nel pacchetto "Fit for 55" per raggiungere la produzione di 35 miliardi di metri cubi all'anno entro il 2030); ed infine iii) un **radicale incremento dell'utilizzo dell'idrogeno verde** (quadruplicando l'obiettivo già previsto dal "Fit for 55" si potrebbero sostituire ogni anno tra i 25 e i 50 miliardi di metri cubi di gas russo);

2. accelerare la **transizione verso un sistema più efficiente e meno dipendente dai combustibili fossili**, puntando sulle **energie rinnovabili** (si pensi al risparmio di 170 miliardi di metri cubi di gas sul consumo annuo – oltre il 44% in meno – entro il 2030 che generati dal **"Fit for 55"**), sulla **decarbonizzazione dell'industria** e sulla predisposizione di un iter autorizzativo più efficiente che velocizzi le procedure amministrative legate agli investimenti e alle rispettive infrastrutture²⁸.

- ▶ L'Italia, in questo contesto, deve far fronte all'**eventualità di reperire in modo alternativo i circa 30 miliardi di metri cubi annui di gas russo**.

²⁷ International Energy Agency, 2022.

²⁸ La Commissione Europea segnala come uno degli ostacoli principali agli investimenti per le energie rinnovabili (e le loro infrastrutture) la durata delle procedure amministrative. Un recepimento della Direttiva (UE) 2018/2001, del regolamento TEN-E e delle riforme

previste dai singoli piani di ripresa e resilienza garantirebbe una soluzione a questo tipo di problematiche. Commissione Europea, REPowerEU: azione europea comune per un'energia più sicura, più sostenibile e a prezzi più accessibili, Marzo 2022.

Fig. 3 – Strategia per ridurre la dipendenza energetica in Italia



Fonte: elaborazione CDP

► Alla luce della disamina infrastrutturale e degli equilibri geopolitici, considerata la limitata opportunità che deriva dalla produzione nazionale, si possono individuare **tre vie percorribili**, adeguate e commisurate a tale obiettivo:

1. **pieno sfruttamento della capacità di stoccaggio** nel brevissimo periodo, arrivando ad una quota di riempimento dei siti pari al 90%, che consentirebbe di coprire circa il 20% dei consumi interni. Se dovessimo portare oggi lo stoccaggio al 90% delle nostre possibilità, dovremmo acquistare circa 120TWh di gas. Ipotizzando di applicare il prezzo che attualmente si utilizza sui mercati, si potrebbe immaginare un costo pari a 12€/mld²⁹.
2. **Potenziamento della capacità di trasporto del TAP** da 10 a 20 miliardi di metri cubi/anno – equivalente quindi a circa due terzi del gas di importazione russa – e **incremento dell'effettivo utilizzo dei metanodotti esistenti che trasportano il gas dal Nord Africa**. La capacità di trasporto del TAP presso Meledugno è attesa salire a 10 miliardi di metri cubi/anno già entro l'estate 2022 e il raddoppio della capacità potrebbe essere implementato nell'arco di 4 anni.

La capacità di trasporto dal Nord Africa, in forza dell'Accordo Italia-Algeria annunciato l'11 aprile, dovrebbe aumentare gradualmente i volumi trasportati dal gasdotto Transmed a partire dal 2022 fino a raggiungere circa 9 miliardi di metri cubi annui nell'arco di tre anni (2023-2024).

3. **Rafforzamento della capacità di rigassificazione**, per consentire una rimodulazione delle importazioni di gas verso il GNL nel breve-medio periodo. A tal fine occorre da un lato **portare a pieno regime l'impiego dei terminali esistenti**, il cui utilizzo è pari a soltanto il 75% della loro capacità teorica, che coprirebbe circa il 20% del fabbisogno nazionale. Dall'altro, si può provvedere alla **realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione**. A questo proposito il Governo italiano ha incaricato i principali operatori del settore di individuare due navi Fsr (floating storage regasification unit) che possano fungere da terminali galleggianti con caratteristiche analoghe a quelle dell'OLT di Livorno. I terminali galleggianti rappresentano una soluzione più rapida, economica e a minor impatto rispetto alla costruzione di impianti *on-shore*³⁰: dal momento della concessione

²⁹ Il costo è stato calcolato sulla base dei dati aggiornati al 31/03/2022 ed è dato dalla differenza tra la quantità di gas in stoccaggio target (pari al 90% della capacità), ossia circa 178 TWh, e la quantità di gas in stock, ossia circa 59 TWh, moltiplicato per la media dei prezzi TTF dall'inizio dell'anno, ossia circa 100 euro per MWh.

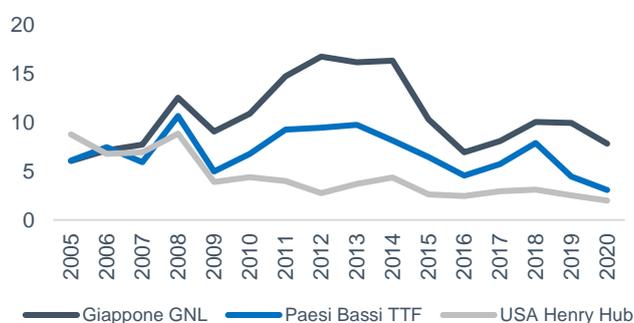
³⁰ È opportuno segnalare come in Italia ci siano ben tre progetti per la costruzione di impianti di rigassificazione on-shore già approvati dal MISE ma bloccati da anni a causa di problemi burocratici e fenomeni di opposizione della cittadinanza locale: i) il terminale di Falconara Marittima di Api Nòva Energia, con una capacità di 4 miliardi di metri

sono necessari, infatti, dai 12 ai 18 mesi per la loro attivazione (quando le navi siano già disponibili).

In questo contesto, si inserisce anche l'ipotesi di incrementare i flussi di approvvigionamento di GNL dall'estero provvedendo a collegare più "rapidamente" l'Italia alla Spagna, hub di ricezione principale di GNL in Europa, con un sistema di pipeline virtuale tramite l'utilizzo di navi "spola".

- ▶ Sul tema **GNL**, tuttavia, permangono **elementi di criticità con riferimento alla reperibilità e ai costi**. La quota che l'UE si propone di ottenere rappresenta, infatti, il 10% della produzione mondiale attuale e la concorrenza con i mercati asiatici, oltre che una possibile competizione all'interno dell'UE, potrebbero renderla una fonte energetica non completamente affidabile sul piano della continuità delle forniture e dell'impatto sulla bolletta energetica³¹.
- ▶ L'andamento storico dei prezzi del gas a livello internazionale, infatti, evidenzia come l'approvvigionamento tramite gasdotto sia generalmente più competitivo rispetto a quello tramite nave e come mercati strutturalmente dipendenti dal GNL, come il Giappone, siano più attrattivi rispetto all'Europa (grafico 4).

Graf. 4 – Prezzi del gas naturale a livello mondiale, 2000-2020 (USD/milioni di Mbtu)



Fonte: BP, 2021

cubi/anno, ii) il terminale di Gioia Tauro, proposto da LNG MedGas Terminal, con una capacità di 12 miliardi di metri cubi/anno, e (iii) il terminale di Porto Empedocle, proposto da Nuove Energie, con una capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno.

- ▶ Lo scenario che potrebbe delinearsi dalla rimodulazione delle interconnessioni di gas naturale vede l'Italia in una posizione strategica rispetto al Mediterraneo e all'Europa. Un **adeguato dimensionamento delle infrastrutture potrebbe rendere il nostro Paese l'hub di accesso** per il gas naturale a livello comunitario, vista anche la rilevanza delle infrastrutture di stoccaggio.
- ▶ In questo contesto, la rete del gas ben si presta - con ammodernamenti e interventi - ad un **futuro utilizzo di idrogeno e biometano**, che dovranno rappresentare sempre più una fonte di approvvigionamento energetico a livello italiano e internazionale. Basti pensare che SNAM si propone al 2050 di trasportare gas interamente decarbonizzato.
- ▶ In un orizzonte di lungo periodo, **gli attuali equilibri energetici e geopolitici potrebbero cambiare**, e alcuni Paesi passare da importatori netti di energia a esportatori³². Grazie al **posizionamento strategico e valorizzando la dotazione di reti e porti** l'Italia - con un ruolo centrale per le regioni del Sud - potrebbe dunque candidarsi **anche come hub dell'idrogeno, fungendo da ponte tra le due sponde del Mediterraneo**, riacquisendo quella centralità che il posizionamento geografico e storico le hanno sempre assegnato.

³¹ ISPI, Speciale Russia-Ucraina: alla ricerca del gas perduto, 2022.

³² IRENA, Geopolitics of the Energy Transformation, 2022.