

Crisi Ucraina e dipendenza dalla Russia: dati e scenari

La riduzione della dipendenza dalla Russia non è affare semplice: nei prossimi mesi una riduzione o anche un azzeramento dei flussi renderebbe necessario il razionamento della domanda, anche ipotizzando la massimizzazione dell'import dalle fonti esistenti. Nel breve con alcuni sforzi la dipendenza potrebbe essere dimezzata. Nel più lungo periodo le politiche di decarbonizzazione offrono le prospettive più elevate, ma anche assumendo il pieno successo del programma Fit for 55, sarebbero necessari notevoli investimenti in infrastrutture esterne e interne del gas.

Gli avvenimenti degli ultimi giorni hanno aperto scenari finora impensati sia dal punto di vista degli equilibri geopolitici che per il mercato energetico, con il MiTE che sabato 26 febbraio ha dichiarato lo stato di pre-allarme per il sistema gas. Se fino a pochi giorni fa sull'avvio del Nord Stream 2 si pensava alla possibilità di un forte ritardo, una sua sospensione definitiva è ora un'ipotesi concreta, ma anche la completa interruzione delle forniture russe è uno scenario che comincia a essere contemplato, sia nell'ottica di breve termine come eventuale reazione della Russia alle sanzioni occidentali, sia in un'ottica di medio termine per accelerare un percorso di riduzione del peso delle forniture russe nell'approvvigionamento europeo.

L'Europa è sempre stata fortemente dipendente dall'approvvigionamento di gas russo, storicamente pari ad almeno un terzo delle forniture, e un'interruzione dei flussi dovrà essere compensata non soltanto da un incremento della produzione interna e delle importazioni di GNL, ma anche da altre fonti di energia, accelerando la transizione verso le rinnovabili e, nel breve termine, da nucleare e carbone.

IL GNL SOSTITUISCE SOLO PARZIALMENTE LE FORNITURE DALLA RUSSIA MENTRE LA DOMANDA AUMENTA E NEL 2021 SI CREANO LE CONDIZIONI PER LA TEMPESTA PERFETTA

Nonostante la riduzione degli ultimi anni, il peso delle forniture di gas dalla Russia resta il più alto del mix europeo, con circa 130 Bcm inviati nel 2021. Le importazioni di GNL sono raddoppiate rispetto al periodo 2017-2018, stabilizzandosi intorno ai 100 Bcm annui, ma con una forte variabilità stagionale legata alla domanda asiatica. La Norvegia è il secondo fornitore, con flussi stabili nell'intervallo 110-120 Bcm, mentre il Nord Africa ha finora rappresentato il fornitore marginale, con prezzi ancora fortemente

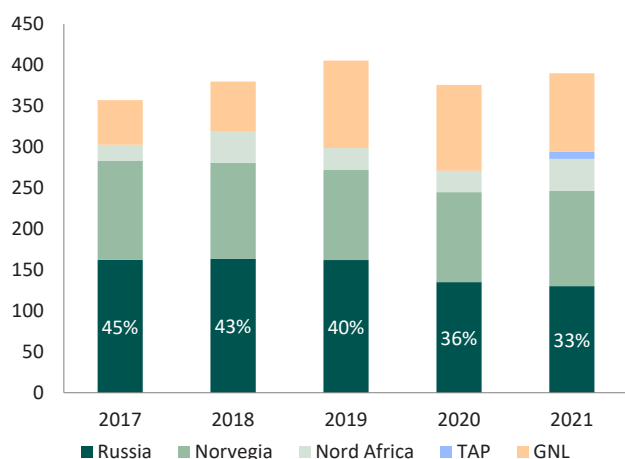
legati alle quotazioni del petrolio (mentre gli altri fornitori hanno via via adottato formule di indicizzazione con un peso maggiore dei prezzi *spot* degli *hub* del gas) e flussi che variano in risposta alle condizioni di mercato. Nel 2021 l'avvio del gasdotto TAP ha infine portato quasi 9 Bcm di gas proveniente dall'Azerbaijan.

Nella dinamica dell'offerta per il mercato europeo, si è inoltre inserita nel recente passato la forte riduzione della produzione europea, che nel 2017 era superiore ai 120 Bcm, nel 2021 si è ridotta a 80 Bcm, principalmente a seguito della progressiva uscita dal mercato dei volumi estratti a Groeningen, la principale riserva olandese che verrà di fatto chiusa entro il prossimo anno, mantenendo un'attività minima per essere disponibile in casi di emergenza.

La domanda europea di gas negli ultimi anni ha raggiunto i suoi valori massimi intorno ai 490 Bcm guidata dalla crescita dei consumi legati alla produzione di energia elettrica (ormai pari a circa un terzo del totale) e dai prelievi delle reti di distribuzione (poco meno del 40%). Il 2020 ha risentito dell'effetto della pandemia, ma nel 2021 la domanda è tornata sui livelli che l'hanno preceduta, in linea con il rimbalzo dell'economia.

In Italia i consumi di gas nel 2021 sono aumentati di circa l'8% rispetto al 2020, per un totale di 76.2 Bcm (rispetto ai quasi 71 Bcm dell'anno precedente). La crescita significativa dei consumi si è verificata in particolare durante il primo semestre del 2021, in linea con la ripresa dell'economia. Temperature invernali leggermente inferiori alla media stagionale hanno inoltre contribuito a sostenere i consumi nella parte finale dell'anno. Tutti i settori hanno registrato una crescita significativa nel corso del 2021. La domanda di gas del settore residenziale è aumentata dell'8% rispetto al 2020 (per un totale di quasi 34 Bcm), seguita dal settore termoelettrico (circa 29 Bcm, +7%), che ha dovuto compensare anche la limitata produzione idroelettrica derivante

FIGURA 1. IMPORTAZIONI UNIONE EUROPEA (Bcm)



Elaborazioni MBS Consulting

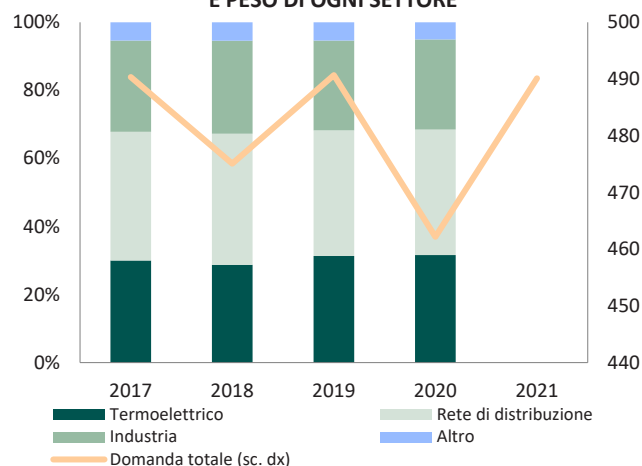
dal ridotto scioglimento del manto nevoso la scorsa primavera, e da quello industriale (14 Bcm, +6%).

Prendendo in considerazione gli ultimi tre anni, la domanda di gas relativa alle reti di distribuzione ha sempre costituito circa il 44% del consumo totale di gas. Il settore termoelettrico pesa per il 35% sul totale, mentre il settore dell'industria gasivora, collegata direttamente alla rete in alta pressione, il 19%.

Per quanto riguarda l'offerta, nel 2021 le importazioni totali sono aumentate del 9% rispetto a quelle del 2019 (pari a 71.6 Bcm, contro i quasi 66 Bcm del 2019), mentre la produzione nazionale è scesa del 18% rispetto al 2020 (per un totale di 3.1 Bcm di gas prodotti).

Questa la situazione generale ai punti di entrata nazionale connessi con l'estero nel corso del 2021:

- i flussi in ingresso dalla Russia presso l'*entry point* di Tarvisio (28.1 Bcm) hanno registrato una

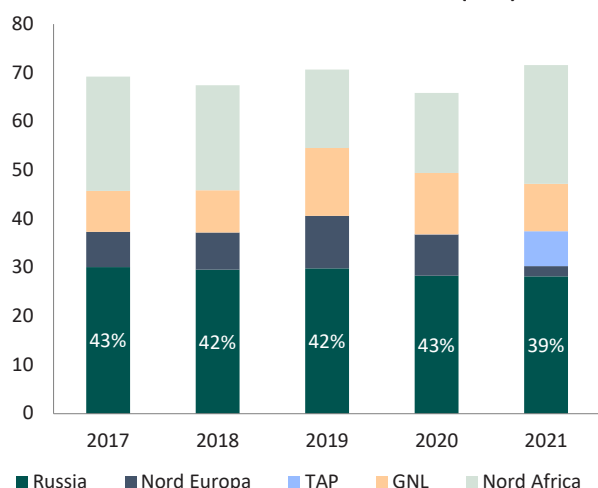
FIGURA 2. DOMANDA UNIONE EUROPEA (Bcm)
E PESO DI OGNI SETTORE

Elaborazioni MBS Consulting

leggera diminuzione rispetto al 2020 (28.3 Bcm), ma si confermano comunque la fonte principale di importazioni via *pipeline* nel bilancio complessivo italiano (circa 40% del mercato nazionale)

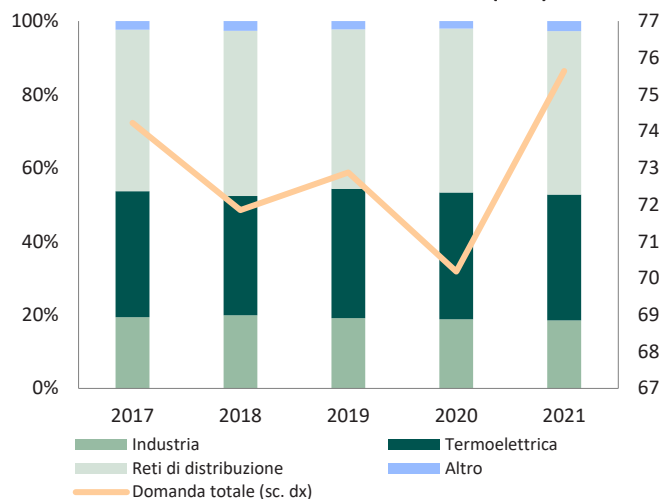
- l'approvvigionamento di gas si è concentrato anche nelle aree del Mediterraneo, con un forte aumento dei flussi in arrivo dall'Algeria a Mazara del Vallo, che hanno visto un aumento del 76% rispetto al 2020 (oltre 21 Bcm nel 2021, contro 12 Bcm nel 2020). Nel complesso, i flussi provenienti dal Nord Africa hanno rappresentato oltre il 30% delle importazioni totali
- da inizio 2021 sono transitati quasi 9 Bcm via TAP, che costituiscono circa il 10% delle importazioni totali
- le importazioni dal Nord Europa si sono ridotte di 2 Bcm (-76% rispetto al 2020), principalmente a seguito di interruzioni tecniche della produzione norvegese

FIGURA 3. IMPORTAZIONI IN ITALIA (Bcm)

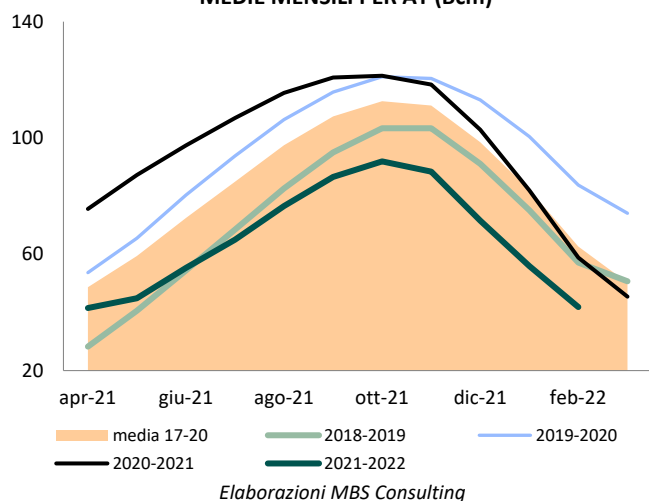
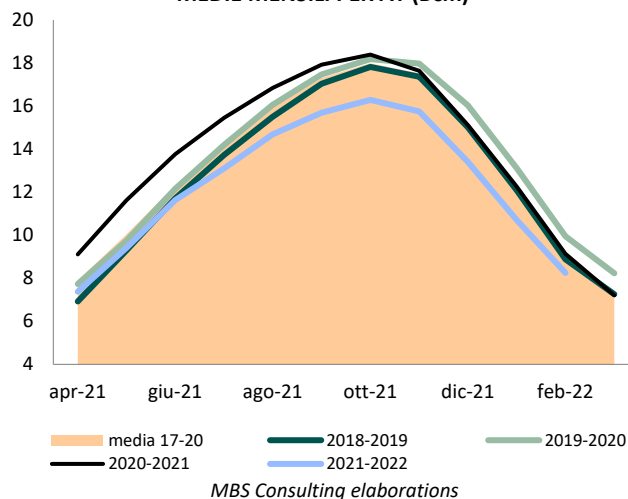


Elaborazioni MBS Consulting

FIGURA 4. DOMANDA STORICA ITALIA (Bcm)



Elaborazioni MBS Consulting

**FIGURA 5. SCORTE GAS EUROPA
MEDIE MENSILI PER AT (Bcm)****FIGURA 6. SCORTE GAS ITALIA
MEDIE MENSILI PER AT (Bcm)**

- le importazioni di GNL hanno registrato un calo del 22% rispetto al 2020, con un totale di circa 10 Bcm

La ripresa della domanda post COVID-19 si è combinata con la progressiva contrazione dei flussi dalla Russia e con la ridotta disponibilità di GNL (rispetto al 2019-2020) legata al forte aumento della domanda asiatica. Nonostante l'aumento dei flussi dal Nord Africa (+50%) gli stoccaggi europei sono stati riempiti molto meno che nella norma e a fine 2021 mancavano circa 20 Bcm rispetto all'anno precedente. Il deficit rispetto ai livelli dell'anno scorso si è leggermente ridotto tra dicembre e febbraio grazie a prelievi meno intensi, ma resta comunque significativo.

In Italia la stagione di erogazione 2021 è iniziata con un riempimento pari al 90% di quello di ottobre 2020, corrispondenti a quasi 2 Bcm in meno di gas stoccato. Nel periodo invernale lo stoccaggio è stato usato meno dell'anno precedente e il deficit si è progressivamente

ridotto. Considerando che l'anno scorso a marzo lo stoccaggio è stato utilizzato intensamente (1.2 Bcm erogati) per via di temperature al di sotto della media storica, in condizioni climatiche normali e senza ulteriori riduzioni delle importazioni, si può attendere un livello a fine marzo solo leggermente inferiore a quello dello scorso anno.

DINAMICHE DI INIZIO 2022

Rispetto alla forte riduzione dei flussi in arrivo in Europa dalla Russia registrata a gennaio, il mese di febbraio ha visto un recupero (+20% su base mensile), che lascia comunque il contributo dell'import dalla Russia oltre il 30% al di sotto rispetto a febbraio 2021 e oltre il 40% rispetto a febbraio 2020. In febbraio il gasdotto di Yamal ha continuato a operare in modalità inversa, a accensione delle giornate del 24 e 25 febbraio (in corrispondenza dell'avvio delle operazioni militari), mentre i flussi in arrivo attraverso

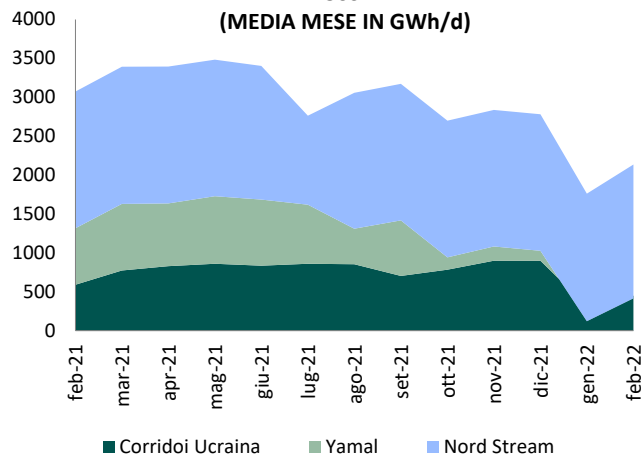
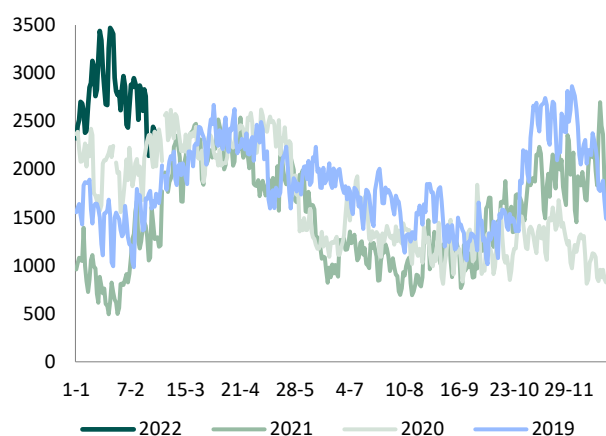
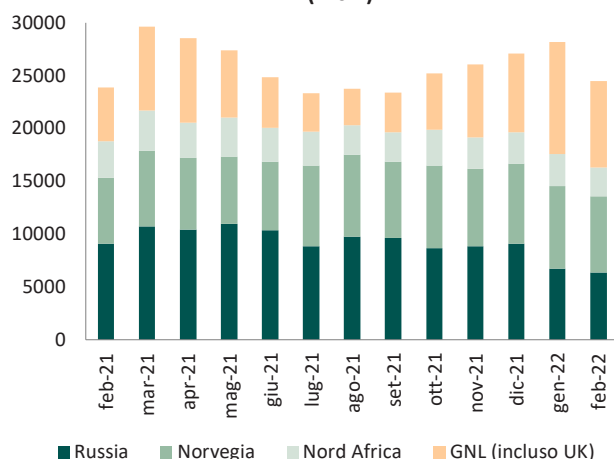
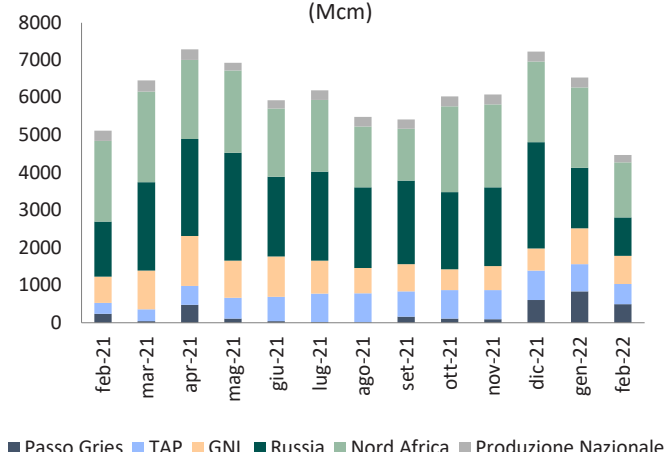
**FIGURA 7. IMPORT UNIONE EUROPEA DALLA
RUSSIA
(MEDIA MESE IN GWh/d)****FIGURA 8. ARRIVI DI GNL UNIONE EUROPEA
ANDAMENTO STAGIONALE (GWh/d)**

FIGURA 9. MIX IMPORT DI GAS UNIONE EUROPEA
(Mcm)

Elaborazioni MBS Consulting

FIGURA 10. MIX IMPORT DI GAS IN ITALIA
(Mcm)

Elaborazioni MBS Consulting

l'Ucraina in Europa sono aumentati di oltre il 40% rispetto a gennaio. Dal 24 febbraio anche gli arrivi attraverso la rotta ucraina sono aumentati in modo significativo (sostanzialmente il doppio della media del resto del mese).

Sull'import europeo il gas, di provenienza russa, oggi pesa poco più del 25%. Il peso del GNL a gennaio e febbraio è stato in media superiore al 35% rispetto a una media 2020-2021 di poco superiore al 20%. Nonostante la riduzione delle importazioni dalla Russia, il totale delle importazioni europee di gas all'inizio di quest'anno (dal 1-gen al 25-feb) è stato superiore sia a quello di inizio 2021 che a quello di inizio 2020, rispettivamente del 9.5% e del 1.7%.

La dinamica osservata in questi mesi a livello europeo ha riguardato similmente anche i flussi verso l'Italia. L'entry di Tarvisio ha registrato una netta riduzione rispetto allo stesso periodo degli anni precedenti, soprattutto a gennaio, quando i flussi sono stati del 13% inferiori a quelli di gennaio 2020. Tale riduzione è stata compensata in parte dall'aumento del GNL (+70% anno su anno), ma soprattutto dai volumi in arrivo a Passo Gries, più che triplicati, e del TAP, raddoppiato, che un anno fa ha avviato le importazioni e ormai importa a massima capacità.

SCENARI FUTURI

Ipotizzando che la Russia continui a garantire le forniture di gas, ma al ritmo ridotto degli ultimi mesi, che rispecchia probabilmente il mero adempimento agli obblighi contrattuali di lungo periodo della Russia ([Newsletter 261](#)) le importazioni potrebbero ridursi di quasi il 20% (-25 Bcm) rispetto all'anno scorso.

Per garantire la copertura della domanda, dato il livello ridotto degli stoccaggi, che negli ultimi mesi hanno compensato le ridotte consegne, sarebbero necessari, a livello europeo, circa 40 Bcm aggiuntivi rispetto ai livelli di import attuali.

Lato offerta possono contribuire a compensare la riduzione dei flussi dalla Russia:

- l'attesa crescita degli arrivi di GNL è confermata sia dai *trend* recenti che dalle dichiarazioni di USA e altri paesi: l'aumento di 15-20 Bcm di GNL rispetto al 2021, riportandoci ai velli 2020, con un import totale di 110-115 Bcm, può essere considerato plausibile considerando che la capacità di liquefazione mondiale è in aumento e la crescita della domanda cinese dovrebbe decelerare nel 2022
- il massimo utilizzo della capacità del TAP (10 Bcm), il cui utilizzo sta gradualmente aumentando
- l'incremento dei volumi provenienti dalla Norvegia fino al massimo del 2017: questo potrebbe garantire ulteriori importazioni per 5-10 Bcm.
- l'aumento della produzione di Groeningen (di più difficile realizzazione, ma da non escludere in considerazione dello stato di emergenza): il campo di produzione Groeningen, il più grande in Europa fino a qualche anno fa, sta per essere chiuso a causa dei micro-terremoti che si sono verificati negli ultimi anni a causa del suo graduale svuotamento; la produzione prevista per l'anno termico 2021 è inferiore ai 4 Bcm (contro i circa 8 dell'anno passato), ma il piano originale di *phase-out*, prima che il tribunale olandese imponesse una chiusura più veloce, prevedeva una produzione di

12-14 Bcm: se quindi il governo olandese decidesse di tornare al piano di riduzione iniziale, ci sarebbe margine per un aumento della produzione rispetto al 20-21 rispettivamente di oltre 6 e 4 Bcm; un seppur parziale ritorno della produzione olandese potrebbe contribuire alla modulazione nel periodo invernale compensando in parte un eventuale scarsità delle scorte.

Da sola, quindi, la massimizzazione delle importazioni nella situazione data non consentirebbe di recuperare i 40 Bcm che servono per avere scorte ai livelli di sicurezza, ma ci esporrebbe anche per il 2022/2023 a prezzi del gas molto elevati.

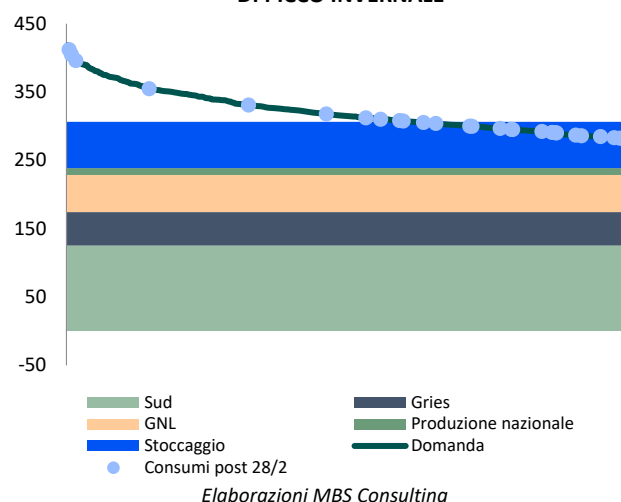
Misure mirate a contenere la domanda di gas del settore termoelettrico, in aggiunta a quelle riguardanti la produzione, aiuterebbero a chiudere il *gap*. Si pensa quindi a:

- incrementare la produzione elettrica da parte degli impianti alimentati a carbone in temporanea sostituzione a quelli alimentati a gas: l'elevato prezzo del gas ha già consentito lo *switch* nel *merit order* e quindi la contrazione della domanda termoelettrica sarà una risposta di mercato; un ulteriore margine sembra però esistere e potrebbe portare a un risparmio di gas di 25 Bcm. Supponendo di mantenere operativa l'intera capacità a carbone attiva nel 2021 in Europa e Regno Unito (circa 134 GW, contro i 121 GW contati a inizio 2022 dopo la chiusura di diversi impianti) e supponendo un funzionamento ottimistico di 4.000 ore equivalenti (un funzionamento di poco superiore a quello registrato negli anni 2017 e 2018, quando lo *switching* tra gas e carbone era debole, e corrispondente a circa 1.000 ore equivalenti in più rispetto ai risultati 2021), la produzione termoelettrica a gas potrebbe ridursi rispetto al 2021 di circa 135 TWh
- aumentare la capacità nucleare in paesi in cui recentemente alcuni impianti sono stati spenti: è il caso della Germania, che a fine 2021 ha messo in dismissione circa 4 GW di capacità nucleare (si tratta degli impianti di Grohnde, Gundremmingen, Brokdorf): questi impianti, che tra il 2018 e il 2021 hanno prodotto complessivamente circa 30 TWh all'anno di energia elettrica, dovrebbero poter essere rimessi in funzione nel giro di qualche mese. Supponendo che questi impianti siano in grado di tornare a operare agli stessi livelli del recente passato, l'impatto in termini di gas naturale risparmiato ai fini della produzione di elettricità

potrebbe essere di quasi 5 Bcm.

Lo spazio di riduzione della domanda del settore termoelettrico, da verificare in base all'effettiva utilizzabilità degli impianti, su cui è probabile che gravino vincoli ambientali, di permessi e di approvvigionamento delle materie prime (non essendone stato previsto il funzionamento), sembra comunque rilevante e nell'ordine dei 30 Bcm. Lo scenario di flussi ridotti, in cui la Russia si limita a consegnare le quantità previste nei contratti *long term* senza ricorso a forniture *spot*, garantendo forniture per 100-120 Bcm, sembra quindi sostenibile soltanto ricorrendo sia alla massimizzazione dell'import che al razionamento della domanda per il termoelettrico. Uno scenario ancora più drastico di riduzione completa dei flussi dalla Russia avrebbe, pertanto, impatti diretti sulla sicurezza delle forniture anche se nel breve, andando verso la stagione calda, potrebbe, se pur a fatica e ricorrendo a tutte le misure viste nello scenario precedente, essere assorbito. Un'interruzione totale e protratta nel tempo delle forniture dalla Russia renderebbe, infatti, alquanto difficoltoso il riempimento delle scorte: per esempio in Italia, anche ipotizzando la piena disponibilità di GNL, TAP e flussi sostenuti in arrivo a Mazara e Gela, per raggiungere il livello di riempimento degli stoccaggi di ottobre 2021, tra l'altro uno dei minimi storici, la domanda tra aprile e ottobre dovrebbe comunque ridursi di circa il 6% (2 Bcm) rispetto alla media degli ultimi 5 anni. L'eventuale perdurare di una completa interruzione dei flussi da Tarvisio nella stagione invernale sarebbe peraltro insostenibile anche avendo la disponibilità di stoccaggi nella

FIGURA 11. CAPACITÀ DI TRASPORTO E DOMANDA DI PICCO INVERNALE



norma.

Non è una sorpresa che sabato 26 febbraio il MITE abbia dichiarato lo stato di pre-allarme¹ per il sistema gas, il primo dei tre livelli di crisi previsto dal Piano di Emergenza del sistema gas italiano², nonostante, come indicato dallo stesso ministero, il livello delle forniture sia attualmente adeguato a coprire la domanda interna. Il MITE sottolinea che *“il livello di pericolosità della minaccia alle forniture è sensibilmente maggiore rispetto a quanto previsto nelle analisi di rischio svolte in passato in ottemperanza del Regolamento UE 2017/1938, da cui derivano gli attuali piani di azione preventiva e di emergenza”*.

I tre livelli di crisi previsti dal Piano di Emergenza sono: pre-allarme, allarme ed emergenza. Questi livelli vengono attivati in base a determinate situazioni che mettano a rischio la copertura della domanda gas. Solo nello stato di emergenza è previsto che possano essere attivate delle soluzioni non di mercato che intervengono sia sull'offerta, cercando di aumentare le iniezioni in rete, sia sulla domanda, limitando i prelievi dalla rete.

I possibili interventi sull'offerta sono:

- il servizio di *peak shaving* offerto dagli stoccaggi di GNL (non attivato questo anno per lasciare liberi gli impianti di rigassificazione di operare, e sostituito dall'interrompibilità gas, che vale 12 Mmc/g per 12 giorni)
- l'utilizzo dello stoccaggio strategico (4.6 Bmc soggetti a vincoli non ben dichiarati di estrazione)
- la richiesta di utilizzo completo da parte degli operatori della capacità di importazione prenotata, imponendo agli importatori una clausola *use it or lose it*
- misure volte ad aumentare l'import attraverso gasdotti che collegano direttamente la rete italiana di trasporto a Stati non appartenenti all'Unione Europea o attraverso terminali di rigassificazione, anche con opzioni contrattuali per consegne differite
- richiesta di attivazione delle misure di cooperazione o solidarietà da parte di altri Stati dell'Unione Europea.

Tra le misure per contenere i prelievi troviamo:

- regole per il dispacciamento dell'energia elettrica che limitino l'uso della produzione a gas di energia

non necessaria alla domanda del sistema italiano

- l'attivazione dell'interrompibilità tecnica dei soggetti che utilizzano gas naturale per fini industriali
- la riduzione obbligatoria del prelievo di gas dei clienti industriali
- la definizione di nuove soglie di temperatura e orari per il riscaldamento residenziale.

Le misure del Piano di Emergenza sono pensate per contrastare picchi di domanda o in caso di riduzione delle forniture rispetto al normale, o a fine stagione quando il contributo degli stoccaggi è basso e eventuali picchi di domanda possono faticare a essere soddisfatti. Nel caso in cui l'invasione russa dell'Ucraina dovesse portare a un'interruzione delle forniture e a un azzeramento dei flussi in entrata a Tarvisio, considerando l'utilizzo effettivo della capacità e l'erogazione dello stoccaggio attesa per l'inizio di marzo, le misure emergenziali del Piano devono essere preservate per contrastare il caso di condizioni climatiche particolarmente sfavorevoli come Burian del 2018, che aveva aumentato la domanda settimanale del 40%. In ogni caso andrebbero comunque attivate misure più strutturali come quelle elencate sopra.

CRISI UCRAINA E CARO ENERGIA: UNA CALL TO ACTION PER L'UNIONE EUROPEA

L'attuale crisi sommata al periodo di caro-energia degli ultimi mesi dovrebbe accelerare le mosse dell'Unione Europea per ridurre nel medio termine la propria dipendenza economica dal gas russo.

La principale via dovrebbe essere quella di intervenire sulla domanda, riducendola in primis con interventi di efficienza a cui affiancare lo sviluppo di rinnovabili elettriche accelerandone lo sviluppo nei prossimi anni. Secondo i piani della Commissione europea che accompagnano il *Green Deal*, per arrivare alla completa decarbonizzazione al 2050 la crescita delle fonti rinnovabili, in particolare quelle elettriche ma non solo, dovrebbe consentire una riduzione della domanda gas del 15-20% al 2030, quindi una riduzione di 70-90 Bcm (assumendo che anche UK adotti politiche allineate). Per raggiungere questi livelli di risparmio è necessario che i Piani Nazionali (per ora allineati ai *target* previsti nel 2018) vengano prontamente rivisti e che le politiche di decarbonizzazione e efficientamento corrispondenti

¹ https://www.snam.it/it/trasporto/dialoga-con-noi/news/2022/20220226_Stato-preallarme.html

² https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PE_2019_agg_30_settembre_2020.pdf

vengano immediatamente attuate. La maggior parte di questi risparmi non potrà che essere realizzata dopo il 2025.

Sugli approvvigionamenti, nuove infrastrutture di importazione di recente sono state rallentate perché richiedono tempi di realizzazione e periodi di ammortamento che rischiano di non coincidere con la *road map* di decarbonizzazione.

Nella lista dei *Project of Common Interest* (PCI) le nuove infrastrutture di importazione sono tre³:

- *Baltic pipe line* che collegherà la Norvegia alla Polonia passando per Danimarca e Svezia. Il gasdotto è ormai ultimato e si attende la partenza a ottobre 2022 con una capacità di 10 Bcm/anno
- il rigassificatore di Gdansk, sempre in Polonia, atteso per il 2028, non ancora in FID
- il gasdotto East-Med per collegare i maxi giacimenti scoperti al largo di Cipro e Israele con la Grecia e il suo proseguimento verso l'Italia, il gasdotto Poseidon, anche questo senza FID, per 8 Bcm.

L'espansione dell'interconnessione tra Spagna e Francia permetterebbe un maggiore sfruttamento della capacità di rigassificazione attualmente esistente. Buona parte della capacità (pari a circa 60 Bmc) è concentrata nella penisola iberica (che ha una domanda di 35 Bcm), ma la capacità di interconnessione con la Francia raggiunge un massimo di 21 Mmc/g (6 Bmc), insufficienti a indirizzare verso il resto d'Europa l'eventuale surplus di gas legato a un funzionamento a pieno regime di tutta la capacità presente nella penisola.

Tuttavia il regolatore energetico francese (CRE) e la commissione nazionale spagnola per mercati e concorrenza (CNMC) hanno respinto il progetto proposto da Enagas e Terega, controllata francese di Snam, adducendo come motivazione un rapporto costi-benefici del progetto non soddisfacente. L'infrastruttura, del costo di 3 miliardi di euro, aveva l'obiettivo di raddoppiare la capacità di interconnessione tra i due paesi.

Per quanto riguarda il Nord Africa, Italia, Spagna e Portogallo potrebbero cercare di aumentare i volumi attualmente contrattualizzati con l'Algeria che ammontano a meno di 15 Bcm/anno per l'Italia e a circa 12 Bcm per la penisola iberica.

Nell'ottica della limitata disponibilità di interconnessione tra Spagna e Francia potrebbe

inoltre essere più efficiente a livello europeo dirottare parte dei volumi verso l'Italia, che potrebbe poi esportarli verso il Nord Europa potendo contare su una maggiore capacità di flusso.

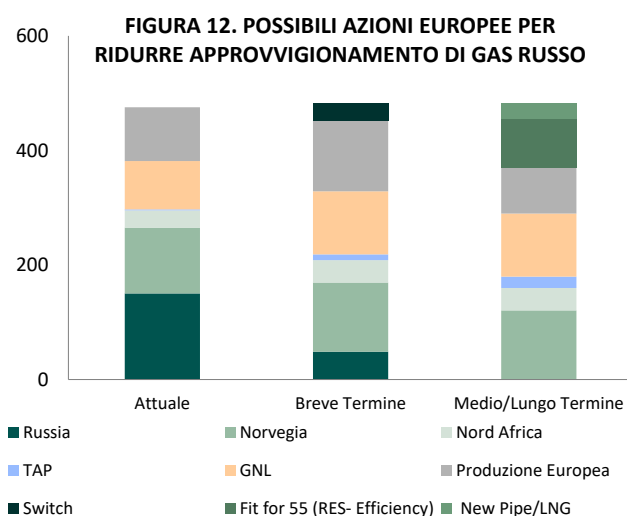
Il raddoppio del TAP, realizzabile in cinque anni⁴, potrebbe portare ulteriori 10 Bcm di gas azero.

Per il pieno sfruttamento di un incremento dei flussi in arrivo in Italia da Nord Africa e Azerbaijan, sarebbe necessario velocizzare il rinforzo della linea adriatica per il trasporto da Sud a Nord e il contro flusso verso i paesi europei, e non è escluso che ulteriori interventi siano necessari per rendere possibile il trasporto interno all'Europa del gas naturale nel nuovo equilibrio senza la Russia.

Il contributo di nuova produzione interna, disponibile su orizzonti di tempo probabilmente più lunghi data l'assenza di investimenti in prospezioni negli ultimi anni, sembra marginale (per l'Italia al massimo per 1, 2 Bmc anno).

Un aumento sostanziale della capacità di importazione, comunque inferiore ai volumi importati oggi dalla Russia (circa 130 Bcm) richiederebbe tempi lunghi (3-5 anni al minimo) e ingenti investimenti. Ulteriori impianti di rigassificazione, anche con il ricorso di *floating storage* e unità di rigassificazione (FSRU) già esistenti e trasportabili in Europa, potrebbero essere disponibile in più breve tempo, ma a condizioni da verificare.

Per riuscire a ridurre la storica dipendenza dell'Europa dall'approvvigionamento di gas proveniente dalla Russia si renderebbe quindi necessaria la messa in campo di misure straordinarie nel breve termine e



Elaborazioni MBS Consulting

³ https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/fifth_pci_list_19_november_2021_annex.pdf

⁴ <https://www.staffettaonline.com/articolo.aspx?id=361770>

di importanti investimenti nel medio-lungo periodo. Per far fronte nell'immediato allo stato di emergenza sarebbero quindi necessari:

- la massimizzazione dell'import dalle fonti esistenti e della produzione nazionale con il riavvio di Groeningen, che potrebbe diminuire la dipendenza dalla Russia di circa 70 Bcm
- lo *switch* da gas a carbone e nucleare nella produzione termoelettrica, che potrebbe portare a una riduzione la domanda di massimo 30 Bcm

Tutte queste misure potrebbero ridurre notevolmente la dipendenza dalla Russia limitando le importazioni a circa la metà di quelle oggi contrattualizzate.

Naturalmente in questo caso andrebbero rivisti gli accordi di lungo termine, operazione commerciale non semplice.

In un'ottica strategica di più lungo periodo, oltre al mantenimento dei livelli attuali delle importazioni dalla Norvegia (che pure richiederebbero investimenti dato l'attuale programma di progressiva riduzione) il contributo maggiore potrebbe venire dalle politiche di decarbonizzazione. Anche in questo caso, non volendo protrarre la soluzione della riaccensione delle centrali nucleari e carbone, nuove infrastrutture di importazione via *pipelines* o GNL sarebbero necessarie per almeno 25-30 Bcm.