

THE NEW ROOTS OF GAS





© FREEPIK

3 DOVE TUTTO HA AVUTO INIZIO
di Rita Lofano

6 UNA RIVOLUZIONE IN QUATTRO PUNTI
di Robin M. Mills

12 I TRADE-OFF DEL TRILEMMA ENERGETICO
di Lapo Pistelli

18 UNA TRASFORMAZIONE STRUTTURALE
di Gergely Molnar

24 IL MERCATO DEL GAS È DIVENTATO ADULTO
di Francesco Gattei

28 LA NUOVA STAR DELL'ENERGIA
di Ira B. Joseph

34 FUORI DALLA TEMPESTA
di Dennis Hesselting e Mitja Maletin

40 LA RISPOSTA DELL'UNIONE
di Brahim Maarad

44 IL RUOLO NORVEGESE NEL RISIKO DEL GAS
di Øystein Noreng

S O M M A R I O

50 LE OPPORTUNITÀ DI UNA CRISI
di Davide Tabarelli

56 MARE NOSTRUM
di Pier Paolo Raimondi

62 LA NUOVA ELDORADO
di Philippe Copinschi

68 UN'ALLEANZA ASIMMETRICA
di Giulia Pompili

73 IL RITORNO DEL CARBONE
di Moisés Naim

76 GNL STRATEGY
di Marc-Antoine Eyl-Mazzega

82 LA VIA DEI GHIACCI
di Vitaly Yermakov

DOVE TUTTO HA AVUTO INIZIO

di Rita Lofano



L'EUROPA HA RISCOPERTO IL MEDITERRANEO, CULLA DELLA NOSTRA CIVILTÀ, AL CENTRO, OGGI, DELLA PARTITA ENERGETICA PIÙ IMPORTANTE. UNA PARTITA IN CUI L'ITALIA STA DIMOSTRANDO TUTTA LA PROPRIA FORZA E COMPETENZA

© FREEPIK





Vincenzo Maria Coronelli [1650-1718], mappa del Mediterraneo, 1690 ca.

© WIKIMEDIA COMMONS

L PRESENTE A TUTTA VELOCITÀ ci ha (ri)consegnato una lettera dimenticata, un'idea di Mediterraneo. Improvvisamente quel mare che sembrava in piena bonaccia, senza più niente da raccontare, si è increspato, è tornato a ruggire. La contemporaneità ha aggiornato il Grande Gioco e riaperto tutte le antiche partite che sembravano senza più storia. Quello che si chiama 'Mediterraneo allargato', dallo Stretto di Gibilterra, alle coste dell'Africa, fino alle acque del Golfo, è uno spazio in trasformazione rapida. Il Mare Nostrum diventa una dimensione che si allunga fino all'Indo-Pacifico, si apre fino al lontano Oriente. Il mondo che appare piccolo in aria, per mare diventa immenso, le distanze e il tempo si dilatano, le possibilità si moltiplicano. Il Mediterraneo oggi è il luogo dove si gioca la partita energetica più importante: esploratori, produttori, trasformatori, distribu-

tori, consumatori, tutti sono sulla scena. Le rotte del gas sono il sistema sanguigno, i giacimenti sono i terminali nervosi, questo corpo chiamato Mediterraneo è una meraviglia. La guerra in Ucraina, il disaccoppiamento dalle forniture di gas della Russia - la necessità inescata dal conflitto come una scintilla - ha prodotto il più rapido cambiamento di postura strategica degli ultimi trent'anni. E così l'Europa ha riscoperto il Mediterraneo, l'Africa, sé stessa. Siamo di fronte a una rivoluzione del pensiero: da Ovest a Est, la bussola mentale è passata alla direzione Nord-Sud, ma per la prima volta nella storia, rovesciandola. L'Europa non può più guardare all'Africa come un deposito di risorse da estrarre, l'era coloniale non può rinascere né sul piano economico né su quello culturale. La popolazione europea invecchia, siamo in pieno inverno demografico, le migrazioni si potranno e dovranno regolare, ma non fermare, il mondo avrà bisogno di

energia e non mi riferisco solo a quella delle materie prime, energia è soprattutto quella dei giovani che costruiscono le nazioni del domani che s'affacciano sulle sponde del Mare Nostrum. Si volta pagina e non a caso l'impulso viene dall'Italia che s'allunga nel Mediterraneo, lo vive, lo ascolta. Il nostro lungo cammino fino alla civiltà è tutto sulle sponde del Mediterraneo, è un filo interminabile di storie, un affascinante arabesco marino. L'inizio di tutto è nell'acqua. Quando parliamo di energia e abbiamo di fronte lo spazio europeo, il punto di partenza è un luogo nel Mediterraneo che s'inerpica sui corsi d'acqua, fino ai grandi fiumi del Nord. Parti da Cartagine e arrivi ad Amburgo con un profumo di salsedine che si spande da Alessandria d'Egitto alle rive della Senna, sui ponti di Parigi. Queste intriganti ramificazioni della storia sono la nostra biografia. Si può scrivere in tanti modi: con l'intreccio dei gasdotti o con la

trama della scoperta di un nuovo giacimento; non ci sono guerre senza uomini, non esistono orizzonti senza visionari. Enrico Mattei, il fondatore di un'avventura che nel mondo si chiama Eni, era uno di questi visionari. L'idea dell'Italia per una nuova pagina di storia dei rapporti tra l'Occidente (non solo l'Europa) e l'Africa si chiama Piano Mattei. La storia ama farsi e disfarsi in cicli dove l'eterno ritorno è una garanzia. Verranno altre occasioni per raccontare il nuovo, nella transizione l'Italia ha mostrato tutta la sua forza e competenza, quando si è (ri)aperto il risiko del Mediterraneo il nostro paese ha cominciato a veleggiare con la sapienza degli antichi marinai, anticipare i venti, disegnare una rotta, gonfiare bene le vele. Siamo riusciti dove altri non hanno neppure iniziato. No, questa non è una storia del tubo, è intelligenza, si chiama Italia. **we**

UNA RIVOLUZIONE IN 4 PUNTI

di Robin M. Mills

L'INTERSECARSI DI TENDENZE DI MERCATO LENTE, MA DI LUNGA DURATA CON LE RAPIDE EVOLUZIONI DI TECNOLOGIA, POLITICA INTERNAZIONALE E POLITICA CLIMATICA HA RIDISEGNATO LA SCENA MONDIALE DEL GAS, SPAZZANDO VIA QUELLE CHE SEMBRAVANO ESSERNE LE CARATTERISTICHE PERMANENTI



© IFA-AGENCY.NET

IL SETTORE DEL GAS si muove sempre con lentezza: normalmente ci vogliono molti anni, persino decenni, perché i nuovi gasdotti e i nuovi impianti di gas naturale liquefatto (GNL) passino dalla prima concezione all'avvio della produzione. I movimenti tettonici scatenati dall'invasione russa dell'Ucraina sono molto diversi: hanno provocato (o accelerato) quattro grandi cambiamenti, veri sconvolgimenti le cui implicazioni si faranno evidenti entro il 2030.

STOP ALLE VENDITE DI GAS RUSSO ALL'EUROPA

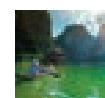
Il primo cambiamento è che l'Europa non è più un mercato importante per il gas russo, almeno per le forniture via gasdotto. Tra il 2021 e il 2022, le forniture russe via gasdotto ai paesi Far Abroad (cioè oltre i paesi ex sovietici confinanti quali la Bielorussia) sono diminuite di circa 85 miliardi di metri cubi (bcm, billion cubic meter); le forniture alla Cina sono aumentate di 5,4 bcm, con conseguente riduzione dei volumi verso Europa e Turchia di circa 90 bcm; quest'anno sono stati inviati in Europa solo 11 bcm.

In pratica, la storia delle vendite di gas sovietiche e russe all'Europa occidentale, iniziata con l'Austria nel 1968 e sopravvissuta alle vicissitudini della Guerra Fredda, alla dissoluzione dell'URSS e alle successive manovre russe sull'Ucraina, si è praticamente conclusa nell'arco di un solo anno, dopo ben 54 anni. Anche se la guerra finisce rapidamente, l'Europa non tornerebbe mai a dipendere in modo tanto forte dalla Russia. L'Europa ora importa GNL, il che decreta la fine del periodo in cui il GNL era solo un fattore di bilanciamento dopo le forniture via gasdotto.

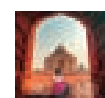
Il commercio russo via gasdotto verso l'Europa rappresentava circa un terzo di tutto il commercio interregionale via gasdotto, a livello mondiale. GNL compreso, le vendite russe di gas all'Europa rappresentavano circa il 18 per cento dell'intero mercato mondiale del gas. Una redistribuzione così massiccia e rapida non ha precedenti. Dove andrà ora questo gas? La risposta si articola in cinque punti: riduzione della produzione, sviluppo dei settori alimentati a gas a livello nazionale, sfruttamento di altre vie verso l'Europa, ampliamento della capacità di GNL e dirottamento sull'Asia.



La Cina vuole diversificare le fonti di approvvigionamento di gas, incrementare la produzione interna e aumentare le importazioni di gas naturale liquefatto (GNL). In foto, un terminale di GNL gestito dalla China Petrochemical Corporation (Sinopec Group) a Qingdao, nella provincia cinese dello Shandong.



Gli importatori di GNL del sud del mondo e del sud-est asiatico, pur essendo stati penalizzati nel 2022 dai prezzi elevati e dall'indisponibilità dell'offerta, restano una componente chiave per la crescita della domanda a lungo termine. In foto, Ninh Binh, Hanoi, Vietnam.



Le importazioni di gas naturale liquefatto dell'India potrebbero crescere di 35 miliardi di metri cubi entro il 2030. In foto, il Taj Mahal, stato di Uttar Pradesh, India settentrionale.

Se non c'è sbocco di mercato, i campi esistenti verranno chiusi ed esportazioni e produzione diminuiranno, proprio come accaduto finora. Data la possibilità di ulteriori sanzioni europee e le circostanze di ordine pratico legate alle dimensioni del mercato, la Russia potrebbe utilizzare internamente parte del gas di riserva, per fabbricare prodotti destinati all'esportazione, per esempio i fertilizzanti, verisimilmente destinati per la maggior parte all'Asia.

La Russia può trovare altre vie di accesso al mercato europeo. Parte del suo gas viene già reindirizzato, attraverso la Turchia, verso mercati come Grecia, Bulgaria e Serbia, dove il mix di importazioni azere, iraniane e di GNL ne oscura l'origine. D'altra parte, la produzione nazionale turca è destinata ad aumentare grazie alle nuove scoperte nel Mar Nero.

La Russia può anche ampliare la propria capacità di GNL. Le sue forniture di GNL all'Europa sono aumentate dai 16 bcm del 2021 ai 22 bcm del 2022, a rappresentare circa la metà delle esportazioni russe totali e compensando in piccola parte la perdita delle vendite via gasdotto. L'Arctic LNG 2 avrebbe dovuto iniziare le consegne quest'anno e raggiungere la piena capacità di 19,8 milioni di tonnellate entro il 2026. Ulteriori progetti potrebbero ampliare l'accesso al mercato dalla penisola di Yamal, mentre i mercati dell'Asia orientale si possono raggiungere percorrendo la Northern Sea Route (NRS, rotta del Mare del Nord), attraverso l'Artico.

L'Unione europea (Ue) sta valutando la possibilità di vietare le importazioni di GNL russo; inoltre, gli impianti futuri dovranno affrontare problemi di finanziamento e di accesso alla tecnologia. Il progetto Arctic LNG 2 è già stato ostacolato dall'abbandono della francese Technip (progettazione) e dall'intenzione di ritirarsi manifestata da TotalEnergies; Novatek, sviluppatore degli impianti del progetto Yamal LNG, dispone di una propria tecnologia di liquefazione di cui, però, deve ancora dimostrare l'affidabilità. Infine, la Russia può cercare nuovi mercati per il commercio via gasdotto, volgendo l'Asia, soprattutto alla Cina. E questo ci porta al secondo grande cambiamento nel commercio mondiale di gas scatenato dalla guerra.

LA DOMANDA A LUNGO TERMINE SI SPOSTA AD EST

È più di un decennio che Gazprom si propone di sviluppare il mercato cinese. Il gasdotto Power of Siberia (PoS) è operativo dalla fine del 2019. Con una capacità prevista di 38 bcm entro il 2027, l'anno scorso ha trasportato 15 bcm e si prevede che

quest'anno ne trasporterà 22. Parte dal giacimento di Chayanda (Siberia orientale), con un nuovo collegamento da Kovykta, e attraversa il confine a Blagoveshchensk, per immettersi nella Cina nordorientale.

Nel gennaio 2023 Pechino e Mosca hanno firmato un accordo intergovernativo di scala minore sulla Far Eastern Route per la fornitura di 10 bcm dall'isola di Sakhalin.

A maggio il primo ministro russo, Mikhail Mishustin, si è recato in visita a Pechino, ma è tornato senza alcun accordo sul punto principale, il previsto gasdotto Power of Siberia 2, da 50 bcm, che dalla Siberia occidentale attraverserebbe la Mongolia fino a Pechino, dando finalmente alla Russia la possibilità di trasferire il gas dai suoi ex mercati occidentali a quelli orientali.

Mosca deve comunque far fronte a una concorrenza agguerrita. Il 19 maggio, a Xi'an, all'apertura del primo China-Central Asia Summit, il presidente Xi Jinping ha sollecitato l'accelerazione della Linea D dal Turkmenistan. I tre gasdotti esistenti vanno dalla repubblica centrasiatica alla Cina attraversando Uzbekistan e Kazakistan, per una capacità complessiva di 55 bcm l'anno, e nel 2022 hanno trasportato più di 40 bcm. La Linea D, con una capacità prevista di 30 bcm, attraverserebbe l'Uzbekistan e poi le repubbliche montuose di Tagikistan e Kirghizistan, per raggiungere l'ovest della Cina.

La Cina vuole diversificare le fonti di approvvigionamento, per strappare alla Russia e ai fornitori dell'Asia centrale condizioni migliori, incrementare la produzione interna e aumentare le importazioni di GNL, gestendo al contempo l'esposizione alla vulnerabilità delle rotte marittime. I prezzi elevati e i lockdown dovuti al Covid-19 hanno visto le importazioni cinesi di GNL scendere a 87 bcm dai 109 bcm del 2021, mentre nel 2021 il consumo interno è stato di 379 bcm, con 209 bcm provenienti dalla produzione nazionale.

Aumentare l'uso del gas è importante per ridurre l'inquinamento atmosferico urbano e contribuire alla decarbonizzazione. Con la domanda totale cinese stimata in circa 550 bcm al 2032, se la produzione rimane ai livelli attuali, i gasdotti esistenti e quelli pianificati (a piena capacità), più 150 bcm dovrebbero bastare. Più probabilmente, la Cina punterà a una produzione più elevata e a un eccesso di capacità via gasdotto, e si assumerà il compito, prima spettante all'Europa, di bilanciare il mercato mondiale del GNL.

Nel frattempo, i principali importatori asiatici tradizionali di GNL vedranno un calo complessivo del fabbisogno fino all'ini-



© TAEELY/ALAMY/IPA-AGENCY.NET



© NAVDEEP PANWAR/UNSPLOSH

zio del decennio del 2030, grazie alla maturazione delle economie, a un maggiore utilizzo delle energie rinnovabili e dell'idrogeno e, in Corea del Sud e in Giappone, a un ritorno all'energia nucleare. Anche la nuova domanda di GNL in Europa inizierà a diminuire entro il decennio del 2030. Le importazioni dall'America Latina non sono di volume importante, sono volatili, secondo le condizioni climatiche, e probabilmente rimarranno anch'esse stabili, oppure si contrarranno.

Nel 2022 gli importatori del sud del mondo e del sud-est asiatico che avevano scommesso sul GNL sono stati penalizzati dai prezzi elevati e dall'indisponibilità dell'offerta, ma insieme alla Cina saranno comunque una componente chiave per la crescita della domanda a lungo termine. Il crescere del loro fabbisogno nei primi anni Trenta di questo secolo vedrà il commercio del GNL spostarsi nuovamente verso est, dopo la svolta verso ovest. Le importazioni di GNL della sola India potrebbero crescere di circa 35 bcm; Pakistan, Bangladesh e Singapore sono mercati più piccoli; Filippine e Vietnam sono i nuovi arrivati, e la loro domanda può crescere rapidamente, ma è essenziale che vi sia accessibilità economica rispetto al carbone.

IL NUOVO COMMERCIO AVVERRÀ SOTTO FORMA DI GNL

Il terzo cambiamento riguarda la provenienza del gas. A parte la Cina, il nuovo commercio di gas avverrà prevalentemente sotto forma di GNL. L'ampliamento dei gasdotti verso l'Europa, dal Mar Caspio, dal Medio Oriente e dal Mediterraneo orientale, è fattibile in termini tecnici e commerciali, ma deve scontrarsi con gli ostacoli politici e con la riluttanza del continente a promuovere nuove infrastrutture per i combustibili fossili.

Dopo un periodo con pochissime decisioni d'investimento, l'aumento dei prezzi e la spinta alla sicurezza dell'approvvigionamento hanno rinvigorito l'interesse per i nuovi impianti di liquefazione. In foto, un impianto per il GNL in Cina.



© CFOTO/IPA-AGENCY.NET

Dopo un periodo con pochissime decisioni d'investimento, l'aumento dei prezzi e la spinta alla sicurezza dell'approvvigionamento hanno finalmente ravvivato l'interesse per i nuovi impianti di liquefazione.

La maggior parte della nuova fornitura proverrà dagli Stati Uniti e dal Qatar. Entro il 2027 l'ampliamento del North Field East e del North Field South porteranno la capacità del Qatar da 105 a 171 bcm l'anno. Grazie alla scala dimensionale, alle strutture esistenti, agli idrocarburi liquidi associati e a un progetto di cattura delle emissioni di anidride carbonica, questo GNL avrà i costi e le emissioni carbonio più bassi al mondo.

Doha sta conducendo trattative complicate con gli acquirenti, con la richiesta di contratti a lungo termine difficili per gli attori europei. Nel novembre 2022, la cinese Sinopec ha concluso

un contratto per l'acquisto di 4 milioni di tonnellate l'anno per 27 anni, e nell'aprile del 2023 ha assunto una partecipazione dell'1,25 per cento nel progetto North Field East, novità assoluta per una società cinese.

Quando questi ampliamenti diverranno operativi, gli Stati Uniti saranno il principale fornitore mondiale, con circa 230 bcm di capacità distribuiti su numerosi progetti. Fornitori emergenti sono anche il Messico, che utilizza il gas statunitense riesportato, e il Canada. L'offerta nordamericana sarà flessibile sulla destinazione, ma dovrà gestire le sfide dei costi del feedstock a monte, della capacità dei gasdotti, dei cambiamenti delle politiche governative e dell'impronta di gas serra. Inoltre, essa lega più strettamente l'Henry Hub al mercato mondiale: quando lo spread scende troppo, come è successo nei primi giorni della pandemia di Covid-19, la produzione statunitense di GNL può essere flessibile, dando una sorta di price floor.

L'Africa, nel suo insieme, costituisce la terza grande area di crescita, guidata dal Mozambico (a patto che il paese riesca a superare i problemi di sicurezza nella sua parte settentrionale), cui si aggiungono Mauritania, Senegal, Repubblica del Congo, il tanto atteso Train 7 della Nigeria e i recenti progressi, dopo il lungo stallo, dei piani per la Tanzania. La produzione africana potrebbe raddoppiare entro il 2030. A completare il quadro globale a medio termine sono l'ampliamento negli Emirati Arabi Uniti, il debottlenecking in Oman e alcuni nuovi progetti in Australia, come Scarborough, Barossa e forse Browse, oltre che nel sud-est asiatico.

LA CONCORRENZA DEI NUOVI VETTORI ENERGETICI

Infine, c'è la concorrenza al gas da parte dei nuovi vettori energetici. I cavi elettrici ad alta tensione a corrente continua a lunga percorrenza, come quelli in costruzione o proposti dall'interno alle coste della Cina, dal Marocco al Regno Unito e dall'Australia a Singapore, possono contribuire a sostituire parte del gas e del carbone con energie rinnovabili.

Ma soprattutto, il nuovo sistema energetico introduce per la prima volta l'idrogeno come importante merce di scambio. Questo elemento, il più leggero in assoluto, può essere trasportato allo stato gassoso, verisimilmente con gasdotti a corta o media distanza, oppure sotto forma di derivati quali ammoniaca, metanolo e liquidi sintetici.

L'idrogeno blu si ricava dal gas naturale mediante cattura e stoccaggio del carbonio, e pertanto, pur eliminando in gran parte l'impronta di carbonio, aumenterebbe la domanda di gas.

L'idrogeno verde si ricava per elettrolisi dall'acqua, con energia rinnovabile, ed è quindi un rivale più forte, in Europa. L'Inflation Reduction Act statunitense prevede incentivi molto generosi per la produzione di idrogeno. Diversi importanti produttori di gas quali Australia, Norvegia, Egitto, Arabia Saudita, Oman ed Emirati Arabi Uniti puntano a diventare leader dell'esportazione di idrogeno, affrontando la concorrenza di altri paesi, africani e dell'America Latina, con condizioni favorevoli per le rinnovabili.

L'idrogeno dovrebbe competere con il gas naturale nell'industria pesante, in particolare nei fertilizzanti, nella siderurgia e nella raffinazione del petrolio, e potrebbe sostituire il petrolio nel trasporto marittimo e nell'aviazione a lungo raggio. Il suo futuro nella generazione di energia sembra essere principalmente lo stoccaggio a lungo termine per i fabbisogni stagionali, a supporto delle rinnovabili, mentre molto meno promettente appare il suo impiego per il riscaldamento domestico e il trasporto terrestre.

Europa, Giappone e Corea del Sud produrranno internamente piccole quantità di idrogeno e saranno i principali pionieri della sua importazione. Una fonte diversificata e a basse emissioni di carbonio è un contributo gradito al miglioramento della sicurezza energetica. Gli attuali costi di produzione sono elevati ma dovrebbero scendere, e sono comunque ben al di sotto degli spaventosi picchi toccati dal gas nel 2022.

Secondo lo scenario Net Zero dell'International Energy Agency (IEA), nel 2030 la domanda mondiale di idrogeno raggiungerà i 180 milioni di tonnellate contro i circa 100 milioni di tonnellate attuali, praticamente tutti provenienti da combustibili fossili. L'aumento dell'idrogeno verde equivale a circa 300 bcm di gas naturale: una concorrenza importante.

L'intersecarsi di tendenze di mercato lente ma di lunga durata con le rapide evoluzioni di tecnologia, politica internazionale e politica climatica ha ridisegnato la scena mondiale del gas, spazzando via quelle che sembravano esserne caratteristiche permanenti. Mentre tracciamo una nuova rotta, possiamo pensare di sapere dove stiamo andando, ma solo nel 2030 sapremo davvero se siamo sulla strada giusta per la destinazione che ci proponiamo.


we

ROBIN M. MILLS

È membro del Center on Global Energy Policy presso la Columbia SIPA e amministratore delegato di Qamar Energy, che ha fondato nel 2015. In precedenza, ha svolto importanti incarichi di consulenza per l'Ue in Iraq e per una serie di compagnie petrolifere internazionali sullo sviluppo del business in Medio Oriente, sulla generazione integrata di gas ed energia e sulle energie rinnovabili. È autore di "The Myth of the Oil Crisis".

© CAMIMAGE/LAMY/IPA-AGENCY.NET





PER EVITARE UNA CRISI DELL'ECONOMIA EUROPEA, SERVIVA UN PRIMO CHECK SULLA SICUREZZA DI APPROVVIGIONAMENTO E SULLA COMPETITIVITÀ DEI SUOI COSTI. ORA PROBABILMENTE È COMINCIATO UN PERCORSO DI MAGGIORE PRAGMATISMO DEL NOSTRO CONTINENTE

© JOSHUA SORTINO/UNSPLASH

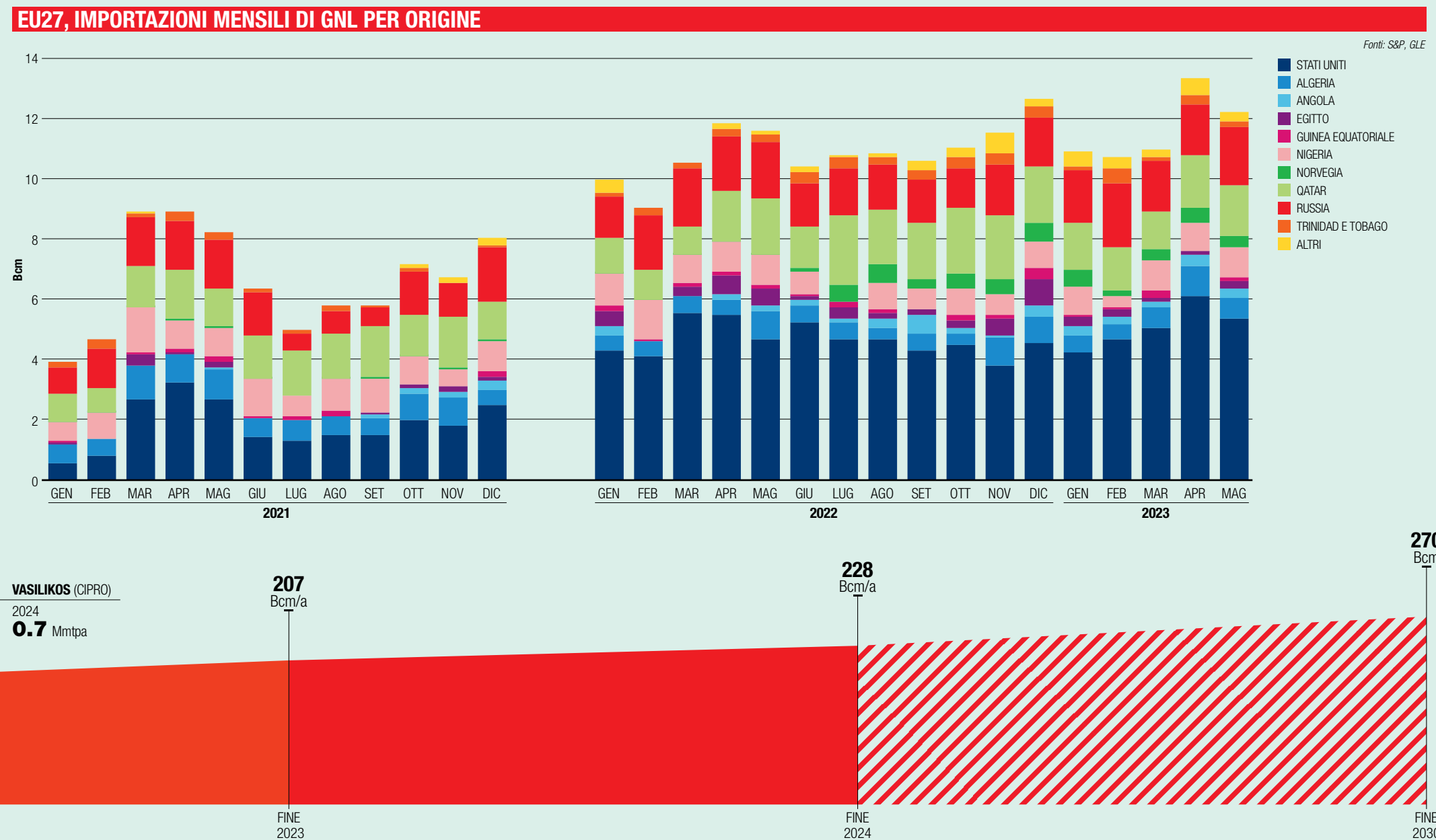
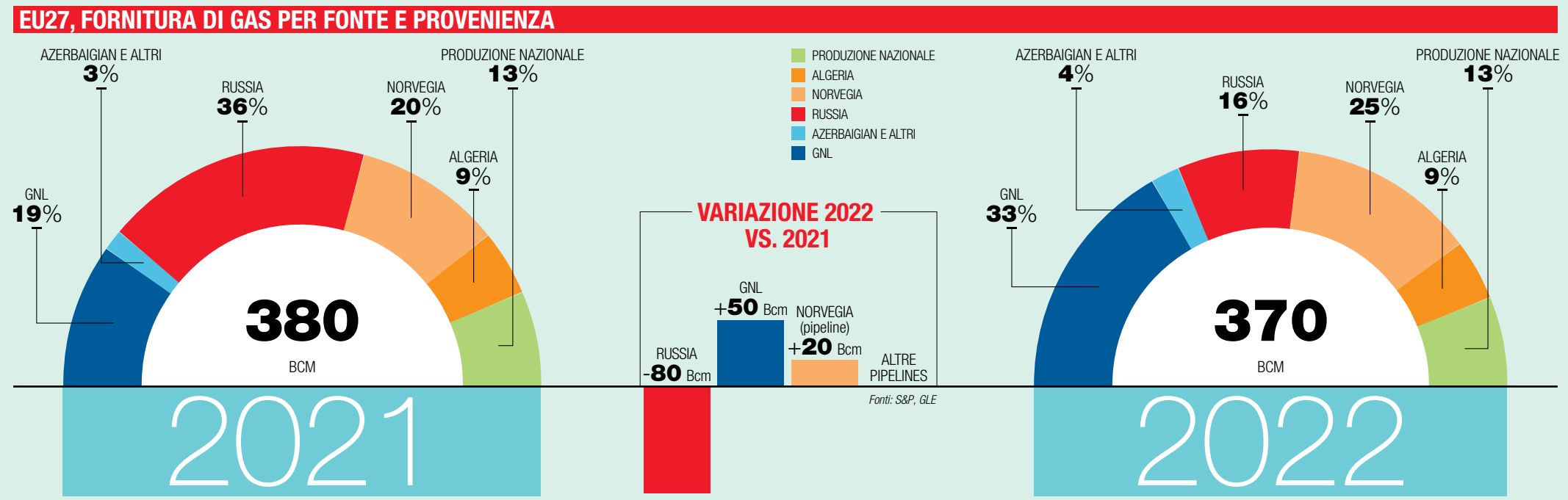
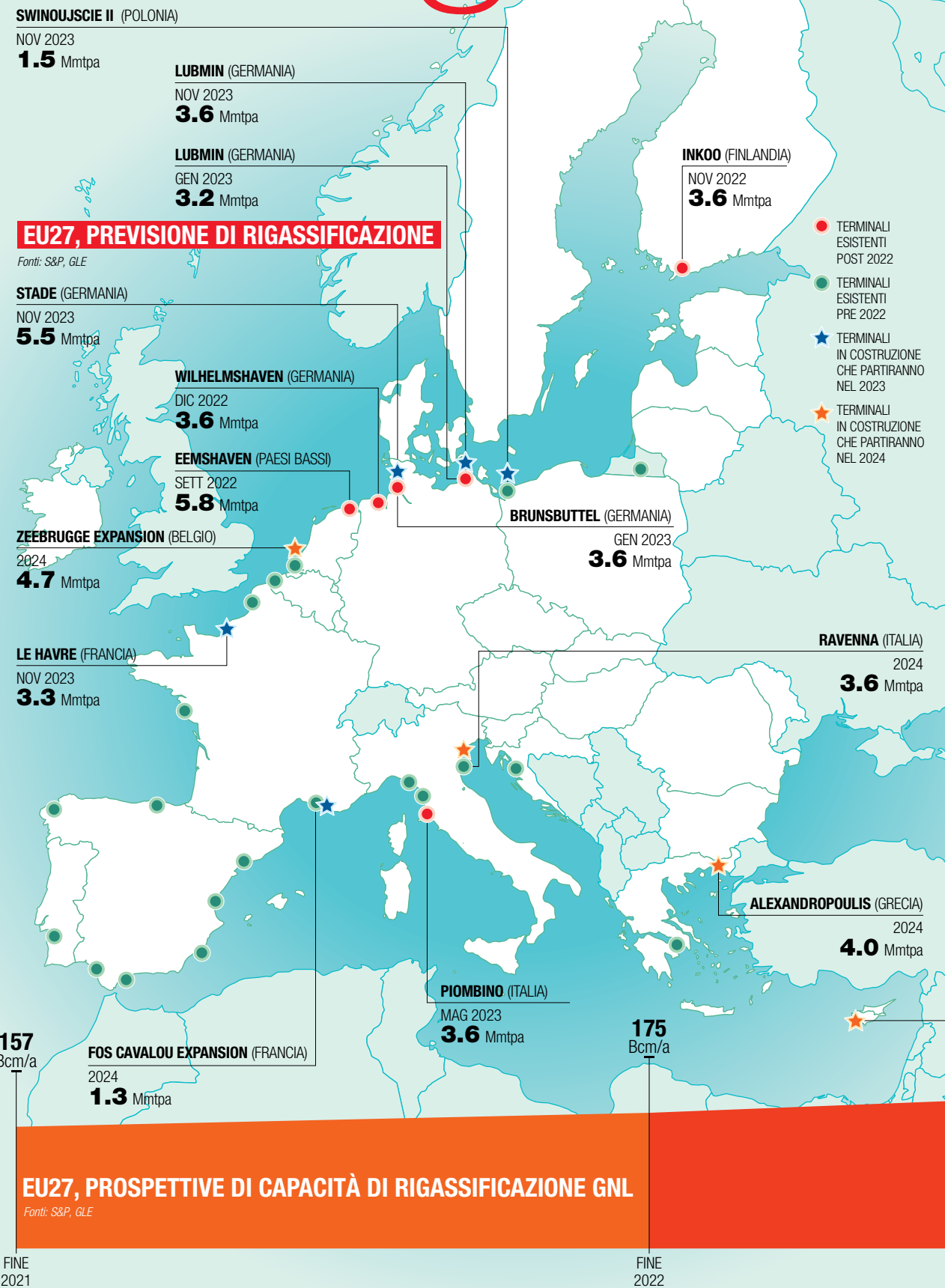
I TRADE-OFF DEL TRILEMMA ENERGETICO

di Lapo Pistelli

ERA FACILE IMMAGINARE che i due cigni neri del triennio 2020/2022 – la pandemia Covid e l'invasione russa dell'Ucraina – si sarebbero abbattuti anche sul mercato dell'energia, primo sensibilissimo termometro dell'andamento dell'economia mondiale e delle turbolenze geopolitiche.

Se la lettura del primo fenomeno è abbastanza intuitiva – il rallentamento dell'economia genera rallentamento della domanda energetica, il rimbalzo post Covid funziona al contrario – più articolata e multifattoriale è invece l'analisi degli impatti politici. Per almeno due ordini di motivi. Da un lato, che questo accada per effetto di sanzioni o per scelta dei governi detentori delle risorse, siamo oramai abituati alla circostanza che l'energia

Eurogas



è diventata organicamente un'arma parallela di ogni conflitto ("weaponization of energy"); dall'altro, perché pandemia e guerra sono accadute in un tempo segnato dalla discussione globale su clima e transizione energetica, di cui lo switch progressivo fra fonti fossili e fonti rinnovabili rappresenta uno dei temi principali. E questo chiama in causa una serie di nuovi argomenti: la fuoriuscita del carbone, il ruolo transizionale del gas, le nuove dipendenze geologiche dai minerali critici necessari alla infrastruttura del nuovo modello energetico. Il terremoto economico e politico ha così riportato al centro della scena dei decisori occidentali i trade-off del "trilemma energetico", come gestire cioè, minimizzando costi e contraccolpi, le diverse esigenze della transizione, della sicurezza di approvvigionamento, della competitività del proprio sistema economico. Un trilemma costato, alla sola Europa, svariate centinaia di miliardi di euro in pochi anni, fra Green Deal e provvedimenti tampone per attutire l'impatto del caro energia per imprese e famiglie.

COME È CAMBIATO IL MERCATO DEL GAS EUROPEO

Fin qui, il riassunto delle puntate precedenti, di cui WE si è costantemente occupato nei numeri passati. Come è cambiato dunque, due anni dopo, il mercato del gas europeo e il suo posizionamento nelle rotte della commodity? Diciamo innanzitutto che, in termini di domanda complessiva, il mercato Ue è passato, fra 2021 e 2022, da 380 a 370 bcm totali, una riduzione abbastanza limitata se si considerano due stagioni con una climatica favorevole e l'approvazione di norme assai stringenti in materia di risparmio decise da Commissione e Stati membri. Si tratta della conferma di un argomento noto: i policy makers possono pure adottare decisioni robuste sulla natura del supply e sulla sua sostituzione "rinnovabile" ma la domanda ha una sua propria inelasticità fintanto che il nuovo modello energetico non sarà stabilmente realizzato. È inoltre doveroso ricordare che l'importazione di gas dalla Russia non è mai stata ricompresa negli 11 pacchetti di sanzioni finora approvati (si ricordano soltanto tre mesi di intenso dibattito sui contratti intestati in euro o in rubli), e che dunque la sostituzione delle forniture di Mosca avviene per una scelta politica di fuoriuscita da una "dipendenza" (che pesava circa il 40 per cento del supply totale EU) che in più garantiva alla Russia ingenti introiti per finanziare la campagna militare contro Kiev. Riguardo alle rotte europee si registrano invece le novità più interessanti. Bloccato l'ingresso in esercizio del Nord Stream 2, sabotato il Nord Stream 1, chiuso il gasdotto che transitava in Bielorussia, paradosso dei paradossi, resta attualmente in funzione soltanto il gasdotto che attraversa proprio il campo di battaglia in Ucraina e che, infatti, fra 2021 e 2022 ha perfino aumentato di poco i volumi (da 16,1 bcm a 16,8 bcm), mentre il secondo gasdotto ucraino - Soyuz - ha chiuso nell'ottobre 2022. La gran

parte del gas siberiano, abituato a viaggiare verso Ovest, è dunque al momento tecnicamente inutilizzato. Non è difficile immaginare in futuro un “pivot to Asia” (leggasi Cina) di queste risorse, anche perché la sola Cina in circa 30 anni è passata e passerà da una domanda di 80 bcm di gas a circa un multiplo di 10, 800 bcm, per poter gradualmente ridurre il peso del carbone nel proprio mix domestico. Se però attualmente il principale gasdotto Power of Siberia, che lavora sulla rotta cinese, lavora a pieno regime con 38 bcm di gas trasportati annualmente, ampliarne la portata per migliaia di chilometri per riassorbire gli 80 bcm persi in un solo anno sul mercato europeo richiederà tempo e denaro e, in aggiunta, trasporterà le risorse verso un mercato affamato sì ma consapevole, commercialmente, che Mosca non ha alternative a quella destinazione. Il prezzo, dunque, ne risentirà.

Della drammatica riduzione di peso del supply russo (dal 36 per cento nel 2021 al 16 per cento nel 2022) ha tratto profitto innanzitutto la Norvegia, che è rapidamente balzata al primo posto fra i fornitori europei (dal 20 al 25 per cento del totale) e che si candida ad espandere ulteriormente il proprio ruolo. Oslo è un caso politico singolare da studiare: un mix energetico domestico molto green, una continua attività di round esplorativi upstream destinati alla produzione per esportazione, 6000 km di pipeline offshore, 18 miliardi di nuovi investimenti appena annunciati e il fondo sovrano più ricco al mondo, oggi attestato ad oltre 2 trilioni di dollari.

IL BALZO DEL GNL E IL GAS A STELLE E STRISCE

La crisi dei tubi da Est ha ovviamente rilanciato il mercato dell'GNL, balzato in un anno dal 19 al 33 per cento del totale del supply europeo e – all'interno di questo segmento – del ruolo americano. Il gas a stelle e strisce, che fino a pochi anni fa era quasi nullo sui nostri mercati e che l'ex segretario americano all'energia Rick Perry invitava gli amici europei ad acquistare, è oggi la prima fonte di supply liquida con oltre il 50 per cento del totale. Sicuramente complice, oltre all'amicizia transatlantica, è stato il prezzo record del mercato europeo registrato nel biennio, che ha tolto all'Asia lo scettro di mercato “premium”. Ma questa contingenza offre anche un motivo di preoccupazione per il futuro prossimo: rientrato il prezzo del gas a livelli accettabili (non ancora quelli precrisi ma insomma...), saranno i supplier americani ancora disponibili a venire in Europa o torneranno verso rotte asiatiche antiche e più remunerative, e verso partner disponibili ad impegnarsi in contratti di lungo termine che la narrativa politica europea non considera compatibili con i tempi della nostra transizione accelerata? Nelle forniture europee di GNL, fa però ancora capolino il gas russo di Yamal, che arriva negli impianti di rigassificazione olandesi, belgi e spagnoli. Uscire totalmente dalla dipendenza russa richiede ancora almeno un paio di anni, il tempo necessario per incrementare ulteriormente le produzioni norvegesi del Mare



© MATTHEW HENRY/UNSPLASH

del Nord, per trovare accordi più realistici con i supplier americani, per sviluppare compiutamente il corridoio africano mediterraneo e sub-sahariano.

Alla fine, in sintesi fotografica, l'Europa si era abituata a vedere le rotte di fornitura del gas da Nord a Sud e soprattutto da Est a Ovest. Due anni dopo, l'Est-Ovest ha quasi smesso di funzionare, il Nord-Sud si è rafforzato ulteriormente, il Sud-Nord è stato finalmente riscoperto e valorizzato, l'Ovest-Est è entrato in scena.

Per rendere possibile questo nuovo quadro di rotte e forniture liquide, l'Ue ha dato grande impulso alle proprie infrastrutture di rigassificazione, 30 circa fra quelle esistenti, quelle in po-

tenziamento e quelle in nuova costruzione. La progressione dei numeri parla da sola: 157 bcm di capacità di rigassificazione a fine 2021, 175 a fine 2022, 207 a fine di questo anno, 228 a fine 2024, 270 bcm infine entro il 2030. Resta ancora da fare molto per sbottigliare alcune strettoie – la più nota, quella ai Pirenei fra Spagna e Francia – e per lavorare in reverse flow su altre tratte: l'Italia, ad esempio, potrà valorizzare la propria aspirazione a divenire hub meridionale rifornendo Paesi continentali come Austria, Slovacchia, Cechia etc. solo potenziando ulteriormente gli afflussi di gas da Africa e Mediterraneo per indirizzarli verso destinazioni precedentemente rifornite dai tubi di Mosca.

Per evitare che i trade-off del trilemma mettessero in ginocchio l'economia europea serviva un primo check di realtà sulla sicurezza di approvvigionamento e sulla competitività dei suoi costi. Anche se queste scelte non fanno notizia, un percorso di maggiore pragmatismo del nostro continente probabilmente è iniziato.

we

LAPO PISTELLI

Dal 1 luglio 2020 è Director Public Affairs di Eni. Vice Ministro degli Esteri e della Cooperazione Internazionale dal 2013 al 2015, si è dimesso dalla posizione al Governo e in Parlamento, entrando in Eni nel luglio 2015.



UNA

TRASFORMAZIONE STRUTTURALE

di Gergely Molnar

LO SHOCK NELL'APPROVVIGIONAMENTO DEL 2022 HA CAMBIATO PER SEMPRE I MERCATI DEL GAS. LA CRISI GLOBALE INNESCATA DALLA RUSSIA HA DANNEGGIATO PROFONDAMENTE LE PROSPETTIVE DI CRESCITA A MEDIO E LUNGO TERMINE DELLA DOMANDA E IL NETTO AUMENTO DEI PREZZI NE HA RIDOTTO LA COMPETITIVITÀ

L'INVASIONE DELL'UCRAINA da parte della Russia ha trasformato profondamente i mercati del gas europei e mondiali. Sebbene negli ultimi mesi gli effetti immediati dello shock dell'offerta dello scorso anno si siano attenuati, i cambiamenti strutturali emersi nel 2022 persisteranno per anni, e andrebbero valutati con attenzione sia dai responsabili politici sia dagli attori del mercato.

GNL: UN NUOVO CARICO DI BASE PER IL MERCATO EUROPEO

Il drastico calo delle forniture di gas russo destinate all'Unione Europea – pari a quasi 120 bcm fino al 2022-23 – ha riconfigurato i flussi globali di GNL verso l'Europa.

Ciò ha portato a una drastica trasformazione del ruolo del GNL nel mercato europeo. Mentre in passato i carichi di GNL svolgevano un ruolo marginale, oggi il GNL funge da carico di base in maniera del tutto simile al gas di provenienza norvegese o nordafricana. La quota di GNL nella domanda di gas dell'Unione Europea è passata da una media del 12 per cento nel decennio 2010 a quasi il 35 per cento nel 2022 – una quota simile a quella del gas proveniente dalla Russia attraverso i gasdotti prima dell'invasione dell'Ucraina.

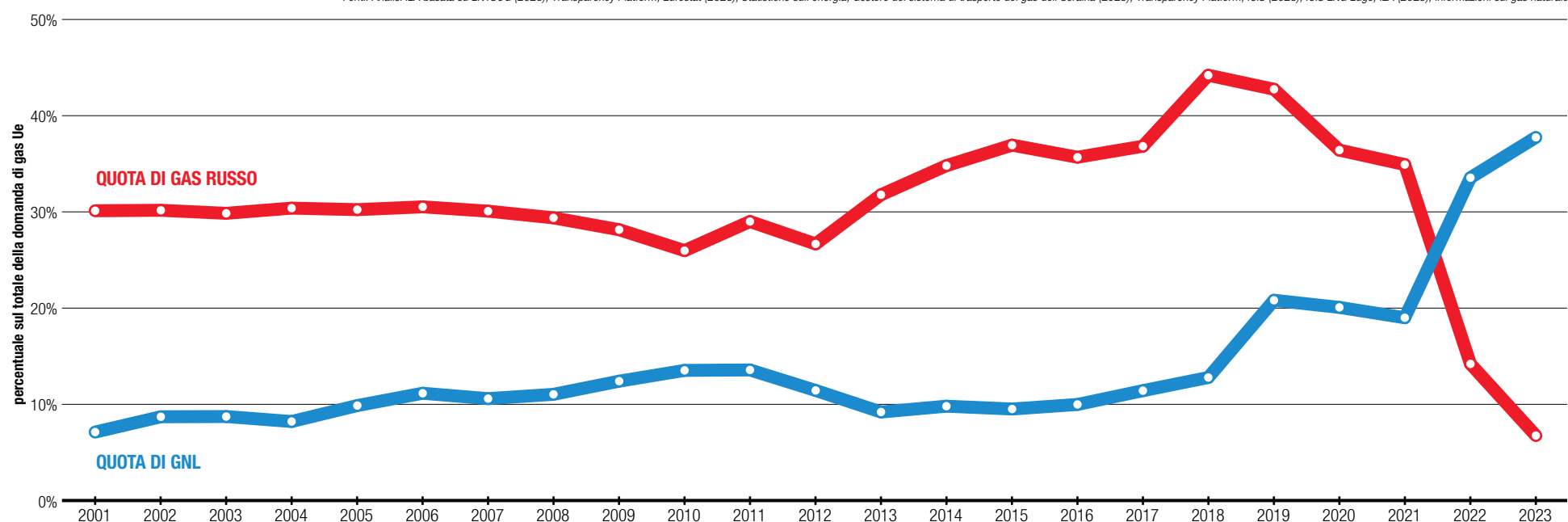
L'Europa si è riposizionata come nuovo mercato premium del GNL. Il TTF è stato scambiato a 6 USD/MBtu al di sopra dei prezzi spot asiatici per il GNL nel 2022. Il segnale di prezzo fornito da TTF e da altri hub liquidi europei è stato fondamentale per attirare i necessari volumi di GNL flessibile in Europa. Le curve forward di fine giugno 2023 lasciano presagire la permanenza del sovrapprezzo europeo nei prossimi anni, con un sovrapprezzo medio del TTF rispetto ai prezzi spot asiatici per il GNL pari a 0,3 USD/MBtu fino al 2023-25.

L'ESPOSIZIONE DELL'UNIONE EUROPEA AL MERCATO SPOT

Negli ultimi due decenni i contratti a lungo termine, insieme alla produzione nazionale, hanno soddisfatto circa l'80-90 per cento della domanda di gas dell'Ue su base annua. L'inosservanza dei contratti russi per la fornitura di gas via pipeline ha aumentato notevolmente la dipendenza dell'Unione europea dagli approvvigionamenti spot, passando da un mero 20 per cento nel 2021 a oltre il 50 per cento nel 2023. Secondo le previsioni, la quota dei volumi spot è destinata a crescere oltre il 70 per cento entro il 2030, a meno che non si proceda a rinnovare i contratti in scadenza e a siglarne di nuovi, e ciò aumenterà naturalmente l'esposizione dell'Europa alla maggiore volatilità dei mercati spot nel medio termine. Di conseguenza, è necessario trovare un equilibrio tra i contratti a lungo termine non russi e gli approvvigionamenti da un mercato spot sempre più liquido. Una quota maggiore di contratti a lungo termine potrebbe garantire una maggiore stabilità dei prezzi e dell'offerta; i produttori di gas naturale e i consumatori dovrebbero

MERCATO UE: CONFRONTO TRA GNL E GAS RUSSO

Fonti: Analisi IEA basata su ENTSOG (2023), Transparency Platform; Eurostat (2023), Statistiche sull'energia; Gestore del sistema di trasporto del gas dell'Ucraina (2023), Transparency Platform; ICIS (2023), ICIS LNG Edge; IEA (2023), Informazioni sul gas naturale



Il GNL è divenuto un nuovo carico di base per il mercato europeo. La quota di GNL nella domanda di gas dell'Unione Europea è passata da una media del 12 per cento nel decennio 2010 a quasi il 35 per cento nel 2022 - una quota simile a quella del gas di provenienza russa prima dell'invasione dell'Ucraina.

instaurare una stretta collaborazione per ridurre l'intensità delle emissioni delle forniture di gas e GNL e tutelarsi così dall'inasprimento delle normative in materia di emissioni.

RIVALUTARE LE OPZIONI DI FLESSIBILITÀ RELATIVE ALL'APPROVVIGIONAMENTO DI GAS

I contratti per la fornitura di gas russo prevedevano una notevole flessibilità intra-annuale e inter-annuale e i diritti di nomina spettavano da ultimo agli acquirenti. Tale flessibilità - sostenuta dalle ingenti oscillazioni nel paese - ha svolto un ruolo chiave nel soddisfare la variabilità della domanda a breve termine e i movimenti stagionali, cosa che ha contribuito a bilanciare i mercati europei e globali del gas. Nel complesso, la flessibilità inter-annuale garantita dal gas russo è stata in media di quasi 10 miliardi di metri cubi su base annua fino al decennio 2010. Le oscillazioni intra-annuali sono state in media di quasi 200 mcm/g tra il 2016 e il 2021, pari a oltre il 10 per cento della domanda di gas dell'Ue in una giornata fredda.

Tale flessibilità di approvvigionamento del gas, strutturalmente inferiore, significa che nei prossimi anni altre opzioni di flessibilità (p. es. stoccaggio, livellamento dei picchi di carico e risposta alla domanda di GNL) dovranno svolgere un ruolo maggiore. Stando ai progetti attualmente in sviluppo, si prevede che la capacità di stoccaggio globale di gas naturale e GNL nei mercati di importazione aumenterà del 10 per cento (o 45 bcm) nel periodo 2023-28. Inoltre, un dialogo più stretto tra produttori e consumatori dovrebbe favorire lo sviluppo di offerte commerciali innovative, nuovi meccanismi di approvvigionamento e quadri di cooperazione che garantiscano una fornitura più flessibile di GNL. Un esempio emblematico è il meccanismo di coordinamento concordato tra Giappone e

Thailandia, basato sulle differenze stagionali della domanda di gas naturale nei due Paesi.

IL RUOLO DELLA CINA COME MERCATO DI BILANCIAMENTO

Prima dello shock delle forniture di gas del 2022, l'Europa svolgeva un ruolo chiave nell'equilibrare il mercato globale del gas. Tale ruolo è stato supportato da diverse unicità del mercato europeo, tra cui: 1) forniture flessibili di gas dalla Russia; 2) potenziale di conversione carbone-gas nel settore energetico; 3) capacità di rigassificazione di GNL di riserva; 4) vasta capacità di stoccaggio sotterraneo; 5) accesso aperto e non discriminatorio da parte di terzi all'infrastruttura del gas naturale e 6) hub di gas liquidi e ben commercializzati.

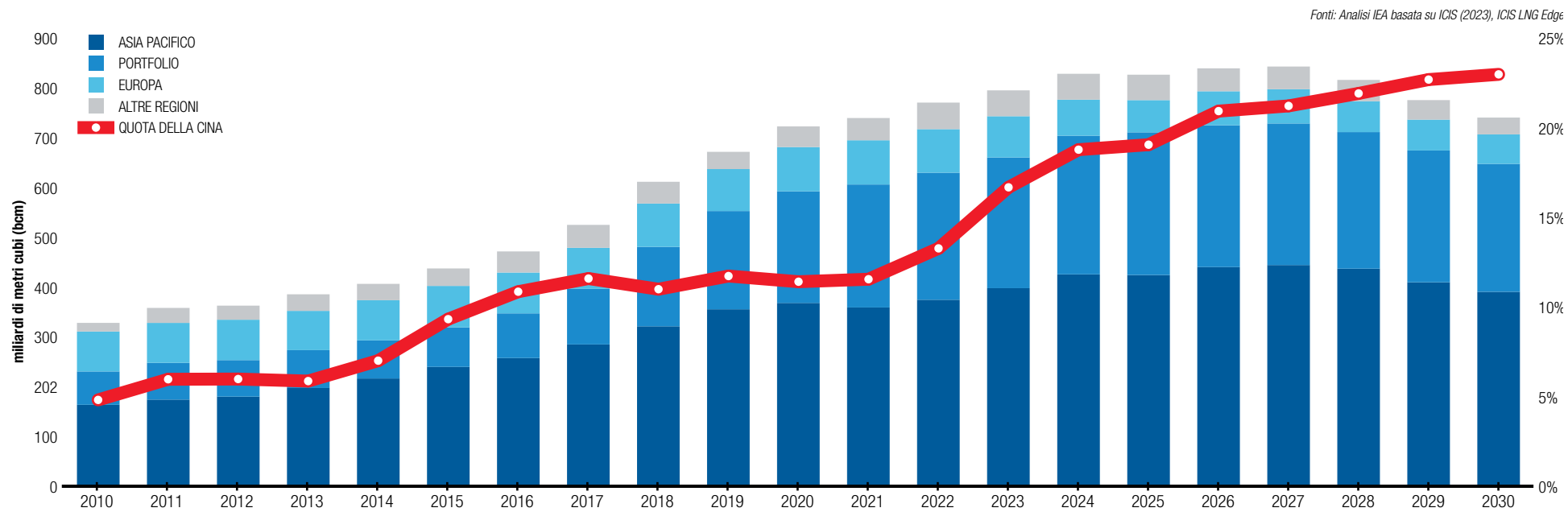
I forti tagli alle forniture di gas da parte della Russia nel 2022 hanno ampiamente eroso il ruolo dell'Europa come mercato di bilanciamento. Il calo del 20 per cento delle importazioni di GNL in Cina - evento senza precedenti che riflette la riduzione degli approvvigionamenti spot e l'esercizio dei diritti di flessibilità di destinazione nei contratti di GNL a lungo termine - è stato un fattore chiave nel consentire il trasferimento di maggiori quantitativi di GNL verso il mercato europeo.

A differenza dell'Europa, il ruolo della Cina come mercato di bilanciamento è destinato ad aumentare nel medio termine, soprattutto se si considera il ruolo attivo del Paese nell'assicurare i contratti di GNL. La sola Cina ha rappresentato il 30 per cento di tutti i contratti di compravendita (SPA) di GNL sottoscritti negli ultimi cinque anni, pertanto la previsione è che la quota cinese di contratti attivi relativi al GNL passi dal 12 per cento del 2021 a quasi il 25 entro il 2030; ciò è destinato a rafforzare il ruolo delle società cinesi nel commercio del GNL e ad otti-

© EROL AHMEDUNFLASH



GNL, QUOTA DELLA CINA NEI CONTRATTI ATTIVI NEL PERIODO 2010-30



La strategia di contrattazione attiva della Cina è destinata a rafforzare la sua posizione nel commercio del GNL e la futura ottimizzazione dei flussi globali di GNL.

mizzare i flussi globali di GNL. Tuttavia, il potenziale ruolo della Cina come mercato di bilanciamento avrà effetti a catena in termini sia di sicurezza dell'approvvigionamento energetico sia di transizione energetica, poiché

- la capacità di stoccaggio sotterraneo della Cina è limitata. Alla fine del 2022, la capacità operativa di stoccaggio di gas in Cina è stata stimata in 18 miliardi di metri cubi, pari ad appena il 5 per cento del consumo annuale del paese - ben al di sotto del livello dei mercati maturi. Il dato contrasta con i 100 miliardi di metri cubi di capacità operativa di stoccaggio dell'Ue (che coprono oltre il 25 per cento della domanda annuale di gas), sebbene la Cina si affidi in misura maggiore alla produzione interna e al portafoglio di contratti relativi al GNL.
- La Cina non gode del medesimo accesso alle forniture flessibili di gas che l'Europa aveva in passato. I flussi dell'Asia centrale hanno mostrato oscillazioni stagionali spesso negative a causa delle ondate di freddo durante le stagioni invernali, mentre le forniture russe convogliate attraverso il sistema di gasdotti Power of Siberia hanno una flessibilità limitata in termini assoluti.
- Un contributo fondamentale alla flessibilità della domanda di gas in Cina è rappresentato dal significativo potenziale di conversione gas-carbone del paese. Nel 2022 la produzione a carbone è aumentata di circa l'1,9 per cento, soprattutto a spese delle centrali a gas, che hanno ridotto la loro produzione di quasi il 10 per cento su base annua. Ciò si è tradotto in un aumento delle emissioni (stimate in 15 Mt di CO₂ equivalente) e nell'ulteriore rallentamento della transizione verso l'energia pulita.
- La maggior parte degli importatori cinesi di GNL è composta da società di proprietà dello stato. Il processo decisionale guidato dal mercato potrebbe essere sovvertito da preoccupazioni relative alla sicurezza delle forniture o da considerazioni geopolitiche.

zioni relative alla sicurezza delle forniture o da considerazioni geopolitiche.

LE PROSPETTIVE DI MEDIO-LUNGO TERMINE PER LA DOMANDA DI GAS NATURALE

La crisi globale del gas innescata dalla Russia ha danneggiato profondamente le prospettive di crescita a medio e lungo termine della domanda di gas naturale. Il netto aumento dei prezzi del gas ne ha ridotto la competitività rispetto ad altre fonti di approvvigionamento energetico, mentre la sua immagine di combustibile "affidabile" è stata messa in discussione dai forti tagli alle forniture di gas russo.

La crescita della domanda globale di gas per il periodo tra il 2020 e il 2024 è stata ridotta del 40 per cento rispetto alle proiezioni precedenti all'invasione dell'Ucraina da parte della Russia. Il rapporto 2021 sul gas della IEA prevedeva un aumento di 350 miliardi di metri cubi fino al 2020-24, rivisto al ribasso a poco meno di 200 miliardi di metri cubi nella nostra ultima stima. La sola Europa è responsabile per oltre il 50 per cento di questa revisione al ribasso; ciò è un riflesso delle norme più severe in materia di efficienza energetica, dell'accelerazione della diffusione delle energie rinnovabili e della più rapida elettrificazione del calore, nonché della riduzione del ruolo del gas naturale nell'industria.

we

GERGELY MOLNAR

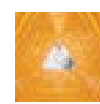
Analista energetico alla IEA (International Energy Agency). Si occupa in particolare di gas naturale.



La crescita della domanda globale di gas per il periodo tra il 2020 e il 2024 è stata ridotta



del 40 per cento rispetto alle proiezioni precedenti all'invasione dell'Ucraina da parte della Russia.



In apertura: la Tokyo Skytree. Nella pagina precedente, One World Trade Center, New York. A destra, atrio della hall del Four Seasons di Guangzhou.

IL MERCATO DEL GAS

di Francesco Gattei

È DIVENTATO ADULTO



© TIMEA DOMBI/UNSPLASH

A FARLO “CRESCERE” GLI EVENTI DELL’ULTIMO DECENNIO: IL FRACKING, LA CRISI DEL NUCLEARE, LA FAME ASIATICA. L’EUROPA, CHE FINO ALL’ANNO SCORSO VIVEVA DI RIMBALZO, CON LA CRISI UCRAINA È ORA ESPOSTA: LA FORMA PREVALENTE DEL GAS SARÀ LIQUIDA E LA COMPETIZIONE TRA MERCATI UE E ASIA SARÀ SEMPRE PIÙ FORTE

NELL’ULTIMO DECENNIO, quello che era considerato il cugino sonnolente del petrolio (dove guerre, embarghi e crisi sono un ingrediente permanente della sua agitata storia) è entrato in una fase turbolenta. Prima era stato il fracking, la nuova tecnica di estrazione dai giacimenti meno permeabili (shale) a creare uno scossone. L’intuizione di George Mitchell, il cui secondo nome Fidia era già rivelatore di uno che sapeva trattare bene le rocce, aveva portato a rendere gli Stati Uniti da paese importatore al più grande esportatore di GNL al mondo. Poi un altro tremore (questo più fragoroso) aveva scosso il Far East. Fukushima aveva interrotto la luna di miele dei giapponesi con il nucleare e rafforzato la

centralità del mercato asiatico come compratore primario del gas liquido, essenziale per dare energia elettrica alla terza economia del mondo. Insomma, in un decennio abbiamo visto sparire uno dei tre grandi mercati di importazione di gas (quello USA) e crescere in maniera drammatica la fame asiatica. Ma in Europa si viveva di rimbalzo.

GLI STABILIZZATORI DELL’UNIONE EUROPEA

L’Europa, infatti, fino al 2022 era rimasta passiva di fronte a queste dinamiche: dapprima subendo le mancate importazioni americane, che, cambiando rotta verso Est, avevano depresso il mercato spot. Tale prezzo era divenuto rapidamente il ben-

chmark di riferimento in sostituzione del tradizionale modello che quotava il gas su contratti di lungo termine con ancoraggio al prezzo del petrolio. E poi, dovendo subire l’effetto di rimbalzo delle dinamiche di acquisto dei mercati asiatici, diventando quindi il mercato residuale dell’export globale di gas liquido. Del resto, l’Europa del decennio scorso aveva ancora una struttura energetica che assicurava tranquillità e una relativa stabilità tra domanda ed offerta di gas. Tre erano gli stabilizzatori.

- il grande campo a gas di Groningen, che aveva originato dagli anni ’60 lo sviluppo dell’industria europea più energivora. Il gigantesco giacimento assicurava oltre un decimo dei consumi del continente e, assieme ai volumi inglesi, co-



priva gran parte degli scambi spot, non a caso alimentando il mercato locale del TTF.

- il nucleare francese, che forniva un contributo costante al baseload elettrico, contenendo la domanda di gas del centro-Europa.
- la disponibilità di gas russo, che coprendo circa 1/3 dei consumi limitava la necessità di ricorrere massicciamente al GNL e quindi alla competizione internazionale. Inoltre, la rete di gasdotti russi lunga migliaia di chilometri andava a costituire una implicita forma di stoccaggio grazie alla disponibilità del gas contenuto nelle condotte. Stoccaggio fondamentale per coprire le punte di freddo invernale.

Tale modello è andato a perdere progressivamente terreno e il mercato europeo si è trovato esposto alla volatilità (a sua volta amplificata dalla grande crescita delle fonti intermittenti nella generazione elettrica).

Dapprima le scosse di terremoto registrate a Groningen hanno determinato la richiesta da parte delle autorità olandesi di una riduzione della produzione da 60 mld Mc/anno a valori prossimi a 4 mld Mc/anno in meno di un decennio. Secondo alcune voci a breve potrebbe essere richiesto l'intero spegnimento della produzione del campo, in anticipo di un paio di anni rispetto alla scadenza ipotizzata.

Allo stesso tempo il nucleare francese è entrato in una crisi legata alla senescenza degli impianti e ad un piano di manutenzione che aveva ridotto la produzione da 400 a 300 twh nel periodo 2015-22. Un livello



© ANDI/ALAMY/IPA-AGENCY.NET

produttivo che non si vedeva dal 1993 e che ha imposto alla Francia di importare elettricità dall'estero, aumentando la richiesta di gas. Oggi la situazione è migliorata ma il sistema nucleare francese, che ha oltre 50 anni, richiede pesanti investimenti di manutenzione per assicurarne la continuità.

Su questo quadro traballante si è inserita la crisi ucraina, che ha rimosso anche l'ultimo ammortizzatore. La riduzione dei transiti in Ucraina e le esplosioni sottomarine dei Nord Stream hanno mutilato le forniture dalla Russia e rimosso il contributo di flessibilità implicito nei gasdotti. In poco più di 12 mesi l'Europa ha perso quasi 120 miliardi di metri cubi di fornitura via pipe. Alcuni paesi, come la Germania, le hanno interamente azzerate. Siamo quindi di fronte ad una trasformazione che oramai ha toccato tutti e i tre grandi mercati del gas. E che ha cancellato dalla mappa degli utilizzi la più importante struttura di esportazione, la rete di gasdotti dalla Siberia alla Europa centrale. Il gas della Siberia occidentale è di fatto diventato stranded.

COME CAMBIERÀ IL MERCATO DEL GAS

Il 2022 segna il passaggio ad un mercato dominato dal gas via nave. Infatti, se nel 2000 il gas liquido scambiato via nave era solo il 20 per cento di quello complessivamente esportato, e nel 2021 tale valore era già salito al 40 per cento, nei prossimi due-tre anni si registrerà il netto superamento della soglia del 50 per cento. I grandi pipe resteranno a dominare le forniture russe verso l'est (i campi dell'Est Siberia hanno poche alternative geografiche per raggiungere i mercati di consumo) ed assicureranno qualche scambio interregionale attorno a reti esistenti, ma la maggioranza del nuovo gas sarà liquefatto ed esportato. I grandi fornitori saranno Stati Uniti e Qatar che si contenderanno il primato, mentre l'Australia ha poco margine di incremento e si colloca ai livelli più elevati in termini di costi; emergeranno quantitativi più limitati da nuovi produttori come Mozambico e Congo e dal bacino del Levante (Egitto, Israele e Cipro).

Il mercato liquido integrerà maggiormente i mercati e, nel lungo termine, ridurrà i differenziali geografici (al netto dei diversi costi di trasporto dalle varie regioni) ma allo stesso tempo potrà aumentare le volatilità dei prezzi. Infatti, una rete di gasdotti assicura una flessibilità di offerta quasi tempestiva grazie al gas stoccato nelle condotte e alla possibilità di modulare la compressione. Per il gas liquido il trasporto avviene sulle navi e quindi in quantità discrete che richiedono tempi più lunghi di consegna. Per il mercato europeo (quello asiatico è già sostanzialmente un mercato del GNL) sarà come pas-

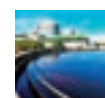
sare dalla posta elettronica al tradizionale postino in motorino. In conclusione, la mappa del gas è in profonda trasformazione. Mancano 120 miliardi di metri cubi all'appello e gran parte di quei volumi dovranno essere rimpiazzati da nuove produzioni e dalle infrastrutture. La forma prevalente sarà liquida e la competizione tra i mercati di consumo tra Europa ed Asia sarà sempre più forte. Infine, oltre a quei volumi è sparita anche una enorme capacità di stoccaggio e modulazione che le reti avevano garantito. Insomma, anche il gas, come il suo cugino petrolio, è diventato volatile e globale.

Finalmente è diventato adulto.

we

FRANCESCO GATTEI

È Chief Financial Officer di Eni. In precedenza è stato Direttore Upstream Americhe di Eni, vice president Strategic Options & Investor Relations di Eni e, prima ancora, responsabile del portfolio della divisione E&P di Eni.



Il nucleare francese ha per anni contenuto la domanda di gas del centro-Europa. Ora, però, è entrato in una crisi legata alla senescenza degli impianti, per cui sono necessari pesanti investimenti di manutenzione per assicurarne la continuità. In foto, una centrale nucleare in Francia.



Il 2022 segna il passaggio ad un mercato dominato dal gas via nave. I grandi fornitori, che si contenderanno il primato, saranno Stati Uniti e Qatar. In foto, lo skyline di Doha visto dal Museum of Islamic Art.





© FAHRON/ALAMY/PIA-AGENCY.NET

LA NUOVA
STAR
DELL'ENERGIA

di Ira B. Joseph

OGGI IL GAS NATURALE LIQUEFATTO HA ASSUNTO IL RUOLO DI EQUILIBRATORE GLOBALE CHE PRIMA SPETTAVA AL GAS RUSSO; ALL'INTERNO DEL MONDO DEL GNL, LE ESPORTAZIONI USA RAPPRESENTANO IL PRINCIPALE FATTORE DI CAMBIAMENTO PER L'OFFERTA, MENTRE LO STOCCAGGIO DI GAS EUROPEO È L'ELEMENTO CHIAVE PER LA DOMANDA

LINVASIONE RUSSA DELL'UCRAINA ha reso il gas naturale liquefatto (GNL) la star dell'energia del 2022, giocando da quel momento un ruolo cruciale come sostituto del gas russo privato ai gasdotti europei. Il massiccio spostamento di GNL verso l'Europa soprattutto dagli Stati Uniti, con un aumento pari al 65 per cento (fino a 151 bcm nel 2022) ha accelerato due tendenze già ben avviate, vale a dire la crescente dipendenza dell'Europa dalle importazioni di GNL per ripristinare l'equilibrio e l'adattamento del mondo al GNL come fonte primaria del commercio transfrontaliero di gas. La domanda da un milione di dollari che si pongono ora gli acquirenti e i venditori di GNL è come bilanciare sicurezza energetica e flessibilità del mercato attraverso un mix di contratti a lungo termine e commercio spot. Non è dato sapere se, quando e con quale presenza ritornerà la Russia; pertanto,

acquirenti e venditori mantengono le distanze dal tema nonostante la previsione di un significativo aumento dell'offerta di GNL per il decennio in corso.

L'AUTONOMIA DEL GNL

Oggi il GNL è una merce a sé stante, separata dal gas naturale: la sua capacità di spostarsi tra mercati regionali più ampi offre un'anteprima del futuro commercio di GNL, quando assisteremo a un migliore allineamento dei prezzi globali del gas ai differenziali di trasporto tra i principali mercati. Se da un lato i flussi di GNL continueranno a fondersi su contratti a lungo termine, dall'altro la marea del commercio spot di GNL si innalzerà e diverrà più aggressiva all'emergere dei primi segnali di prezzo.

L'ampliamento dell'offerta di GNL comporta anche un più stretto collegamento tra gli equilibri regionali del mondo. La capacità di stoccaggio di gas a livello globale si sta evolvendo unitamente al ruolo del GNL come determinante del prezzo: al centro della discussione spicca lo stoccaggio di gas europeo, principale punto di equilibrio del mondo. Nella stagione fredda l'Europa ripristina l'equilibrio grazie a una quantità incrementale di importazioni di GNL, mentre nella stagione calda contribuisce a bilanciare il basso consumo stagionale di gas da parte degli acquirenti asiatici stoccando il GNL non utilizzato nel secondo e nel terzo trimestre. La capacità di stoccaggio dovrà crescere in concomitanza con ulteriori forniture di GNL, poiché i mercati principali per la crescita in Asia non sono in grado di consumare la stessa quantità di gas per 12 mesi all'anno. Grazie agli investimenti già effettuati, la Cina contribuirà a correggere questo gap stagionale realizzando il proprio stoccaggio, ma per la restante crescita della domanda di GNL in Asia sarà dura fare altrettanto.

In questo frangente, la produzione di gas della Russia oscilla su base stagionale come principale meccanismo di bilanciamento a livello mondiale, ma oggi non è più così. Oggi il ruolo di equilibratore globale si è sostanzialmente spostato dal gas dei

gasdotti russi al GNL; all'interno del mondo del GNL, sono le esportazioni statunitensi ad essere il principale fattore di cambiamento per l'offerta, mentre lo stoccaggio di gas europeo è divenuto l'elemento chiave per la domanda. Poiché la maggior parte dei volumi statunitensi è contrattata su base free on board (FOB), le esportazioni di GNL degli Stati Uniti si sono rapidamente spostate dall'Asia all'Europa nel 2022, alla ricerca di rendimenti netti più elevati a prezzi ancora più alti. Altre regioni hanno prodotto pochi cambiamenti a livello di scambi commerciali, sebbene in tutti i casi sono confluiti in Europa piccoli

volumi di GNL incrementale non previsti in passato. Il cambiamento è stato sorprendente, dato che solo due anni fa, nel 2020, gli esportatori statunitensi hanno cancellato 177 carichi a causa della debolezza dei prezzi in Europa e in Asia rispetto agli Stati Uniti.

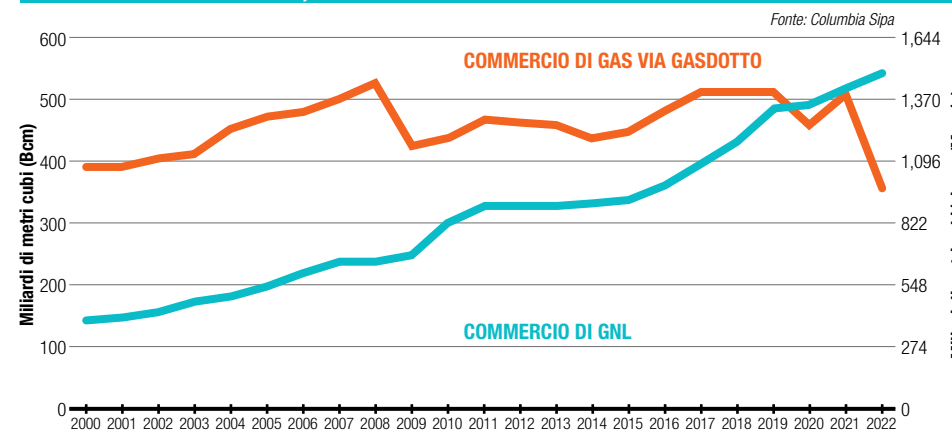
La liquidità del mercato spot è destinata a salire alle stelle all'alba della prossima ondata di forniture di GNL, quando il Qatar e gli Stati Uniti inietteranno nuovi e abbondanti volumi nella seconda metà del decennio. Le dimensioni del mercato globale si amplieranno del 50 per cento entro il 2030, fino

a raggiungere poco più di 600 MTPA, con un aumento conservativo delle dimensioni del solo mercato spot pari a 60-180 MTPA (ipotizzando una quota di mercato pari al 30 per cento). E i valori potrebbero essere maggiori. La liquidità del mercato spot dipenderà dal successo che i produttori avranno nel sottoscrivere contratti a lungo termine nei prossimi 24-36 mesi. Il solo Qatar deve bloccare oltre 40 MTPA (54 bcm/anno) di nuovi volumi, oltre che far fronte al 20 per cento dei suoi attuali 77 MTPA (105 bcm/anno) di contratti in scadenza entro il 2030.

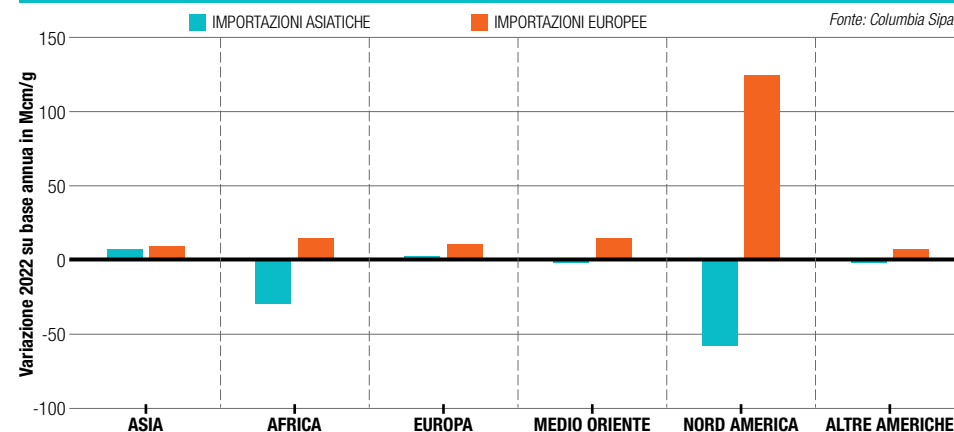


© FREEPIK

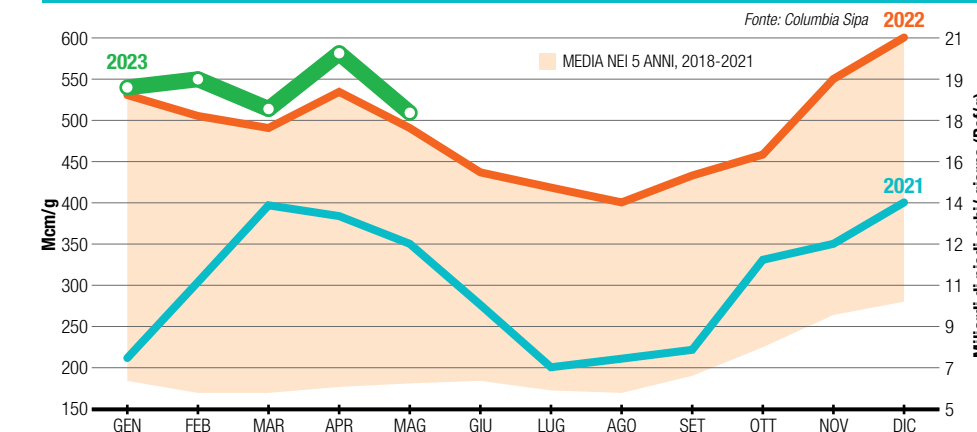
COMMERCIO DI GAS, GASDOTTI VS GNL



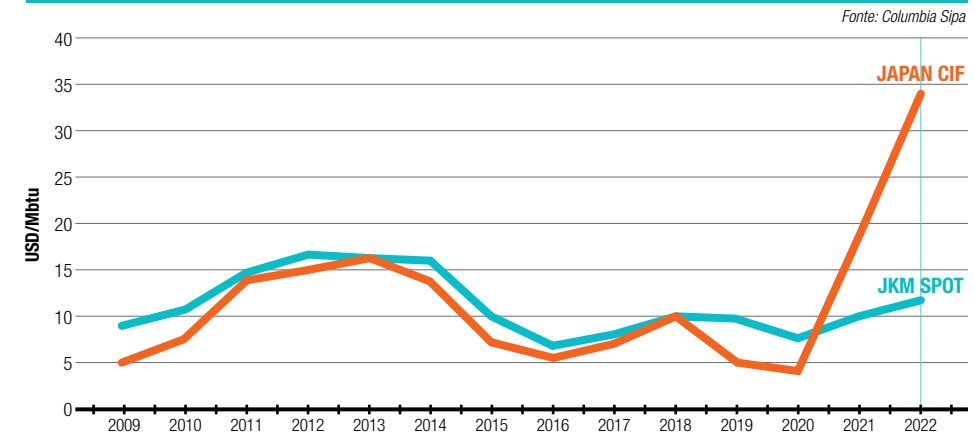
IMPORT DI GNL PER REGIONE DI PROVENIENZA



IMPORTAZIONI EUROPEE DI GNL



PREZZI SPOT VS PREZZI A CONTRATTO IN ASIA





© OLGA SUBACH/UNSPLASH

L'INCOGNITA DEL GAS RUSSO

L'incognito destino delle future vendite di gas russo all'Europa tramite gasdotto genera un'enorme incertezza per il GNL. Gli effetti a catena sono piuttosto significativi. La Russia si assesterà sui 150-180 bcm/anno (110-132 MTPA) di gas solitamente esportati in passato, il che influisce pesantemente sulla quantità di GNL che l'Europa dovrà bilanciare. A sua volta, la necessità e la disponibilità dell'Europa a pagare di più per i volumi di GNL influisce anche sulla crescita della domanda di GNL in Asia: se l'Asia non può accedere al GNL di cui ha bisogno al prezzo che può permettersi, il ruolo crescente del carbone e delle energie rinnovabili cambia drasticamente.

I venditori stanno spingendo il GNL come forma di maggiore sicurezza energetica, mentre gli acquirenti sono restii a firmare contratti a lungo termine senza una maggiore chiarezza sulle quantità e sulle tempistiche di ritorno del gas russo sul mercato. Da entrambi i punti di vista appare chiaro che la sicurezza energetica è tornata rapidamente sul mercato come principio organizzativo centrale del commercio, ma cosa significhi

esattamente sicurezza energetica di fatto è ancora oggetto di dibattito. I venditori offrono GNL come fosse la coperta di Linus, ma di recente gli acquirenti sono stati esposti alla possibile presenza di buchi in questa coperta, a prescindere da quanto l'accordo appaia vincolante. Le recenti disavventure legali con le clausole di "forza maggiore" hanno solo alimentato la paranoia degli acquirenti, dato che anche la firma di un contratto a lungo termine è valida solo tanto quanto l'alternativa di "prezzo maggiore" disponibile altrove.

Il nuovo ruolo del GNL nel mercato consisterà nel creare un ambiente che soddisfi le esigenze sia dei contratti sia delle preferenze spot. Gli acquirenti e i venditori hanno diversi livelli di tolleranza quando si tratta di esigenze contrattuali e di esposizione sul mercato spot. Per quanto riguarda la vendita, la maggior parte dei progetti statunitensi non può essere esposta a causa del finanziamento pro-soluto da realizzarsi prima della costruzione del progetto. In alternativa, nonostante il Qatar probabilmente desideri contratti a lungo termine più di qualsiasi altro venditore del pianeta, è anche nella posizione migliore tra

i vari produttori - in quanto produttore a basso costo a livello globale - per essere esposto ai capricci dei fondamentali del mercato spot. Il Qatar non dovrà mai affrontare il rischio di cancellazione dei carichi, fattore centrale nel futuro delle esportazioni di GNL statunitensi.

I contratti offrono la sicurezza dell'approvvigionamento a un prezzo maggiorato, mentre i mercati spot offrono flessibilità sul volume e sul prezzo. I mercati spot godono inoltre di una storia di sconti sui prezzi rispetto ai livelli contrattuali - ma ovviamente solo finché non insorgono problemi capaci di fare rapidamente evaporare i risparmi accumulati negli anni precedenti. Che i contratti svolgano un ruolo nell'acquisto di GNL si evince dalle esperienze del 2021 e del 2022, anche se nel 2023 i prezzi spot JKM in Asia si assestano nuovamente al di sotto dei livelli contrattuali.

Sono due le tipologie emergenti di venditori che separeranno i mercati a contratto da quelli spot: i venditori a contratto saranno dominati da produttori come QatarEnergy, mentre i venditori spot saranno sempre più dominati da attori detentori di

portafoglio. Le dimensioni del mercato basato su portafoglio, attualmente guidato da Shell, BP e Total, sono destinate a crescere: sempre più attori in questo contesto paiono disposti ad assumersi il rischio di lunghe intermediazioni. Per quanto questa strategia abbia dato ottimi frutti negli ultimi anni, non tutti gli anni si riveleranno vincenti tra coloro che commerciano sulla base del portafoglio. È proprio come quando si possiede uno stoccaggio: non ripaga ogni anno, ma gli anni in cui accade possono essere magnifici. Questi attori devono essere visti come l'opzione di stoccaggio galleggiante del mercato del GNL. Anche gli attori detentori di portafoglio stipulano contratti con gli utenti finali, ma tipicamente i primi assumono una posizione netta lunga e commerciano andando contro questa posizione.

IL MERCATO SPOT E LA FISSAZIONE DEI PREZZI

Con la crescita delle dimensioni assolute del mercato del GNL da 400 MTPA nel 2023 a oltre 600 MTPA nel 2030, la profondità dello spot è destinata ad aumentare. Indipendentemente dal fatto che il mercato spot rappresenti il 30 o il 50 per cento del mercato globale, la quantità di carichi commercializzati ogni giorno è destinata a crescere. Nel frattempo, i grandi produttori si stanno adoperando per assicurarsi la maggior quantità possibile di GNL stipulando contratti a lungo termine. Il GNL spot sta acquisendo un ruolo sempre maggiore nella fissazione dei prezzi, sebbene i prezzi dei contratti siglati dai produttori del Qatar e degli Stati Uniti debbano ancora essere ritenuti il riferimento per la quotazione del gas globale. In un mercato ristretto, i prezzi spot vagheranno al di sopra e al di fuori di questo canale, mentre in un mercato libero scenderanno al di sotto.

Infine, il ruolo svolto dal GNL nella determinazione dei prezzi del gas sta passando da stagionale ad annuale: da tempo influisce sui prezzi spot in inverno, dal momento che fornisce il metro cubo marginale a due grandi regioni di consumo quali l'Europa settentrionale e l'Asia orientale. Tra la perdita della maggior parte delle esportazioni di gas russo tramite gasdotto verso l'Europa e i volumi aggiuntivi di GNL che stanno emergendo nel decennio in corso, il ruolo svolto dal GNL nella formazione dei prezzi è destinato ad assumere maggiore significato anche in estate, poiché rappresenterà una quota molto più ampia di iniezioni negli stoccaggi di gas in Europa, destinazione ultima del secondo e del terzo trimestre a livello globale.

we

IRA B. JOSEPH

È Adjunct Senior Research Scholar del Center on Global Energy Policy presso la Columbia SIPA. Lavora anche presso Platts Analytics, dove supervisiona la ricerca globale su gas ed energia.



Dal momento che la maggior parte dei volumi statunitensi di GNL è contrattata su base free on board (FOB), le esportazioni degli Stati Uniti si sono rapidamente spostate dall'Asia all'Europa nel 2022, alla ricerca di rendimenti netti più elevati. In foto, il porto commerciale di Barcellona.

FUORI DALLA TEMPESTA

di Dennis Hesseling e Mitja Maletin

GRAZIE AL GNL, AI MINORI CONSUMI, AGLI INTERVENTI POLITICI E A UN SISTEMA DI INFRASTRUTTURE SOLIDO E FLESSIBILE, L'EUROPA È RIUSCITA A SUPERARE LA CRISI DEL GAS. IL MERCATO DELL'ENERGIA EUROPEO, SE BEN INTEGRATO, APERTO E COMPETITIVO, È DESTINATO AL SUCCESSO

LANNO SCORSO il mercato europeo del gas ha dovuto affrontare la sfida senza precedenti dell'improvvisa e importante riduzione dei flussi russi. Grazie a un mercato europeo del gas ben integrato, alla riduzione della domanda e alle nuove forniture di GNL, l'Europa ha superato l'inverno 2022-23 senza carenze.

IL DRASTICO CAMBIAMENTO DEI MODELLI DI FLUSSO VERSO L'EUROPA

Dalla seconda metà del 2021 e per l'intero 2022, in particolare dopo l'invasione russa dell'Ucraina, Gazprom ha diminuito i propri flussi verso l'Europa, nell'apparente tentativo di puntare a determinate rotte e destinazioni. Su alcune rotte la riduzione è arrivata fino all'80 per cento e più, e Gazprom attualmente fornisce gas via gasdotto principalmente attraverso il Turkstream e il corridoio ucraino (figura 1). Poiché queste riduzioni del flusso costituiscono prima facie una violazione degli obblighi contrattuali di fornitura di Gazprom, la società ha giustificato i tagli sostenendo di averli attuati nel contesto di nuove normative introdotte dal governo russo, quali, per esem-



L'evoluzione dei flussi del gas

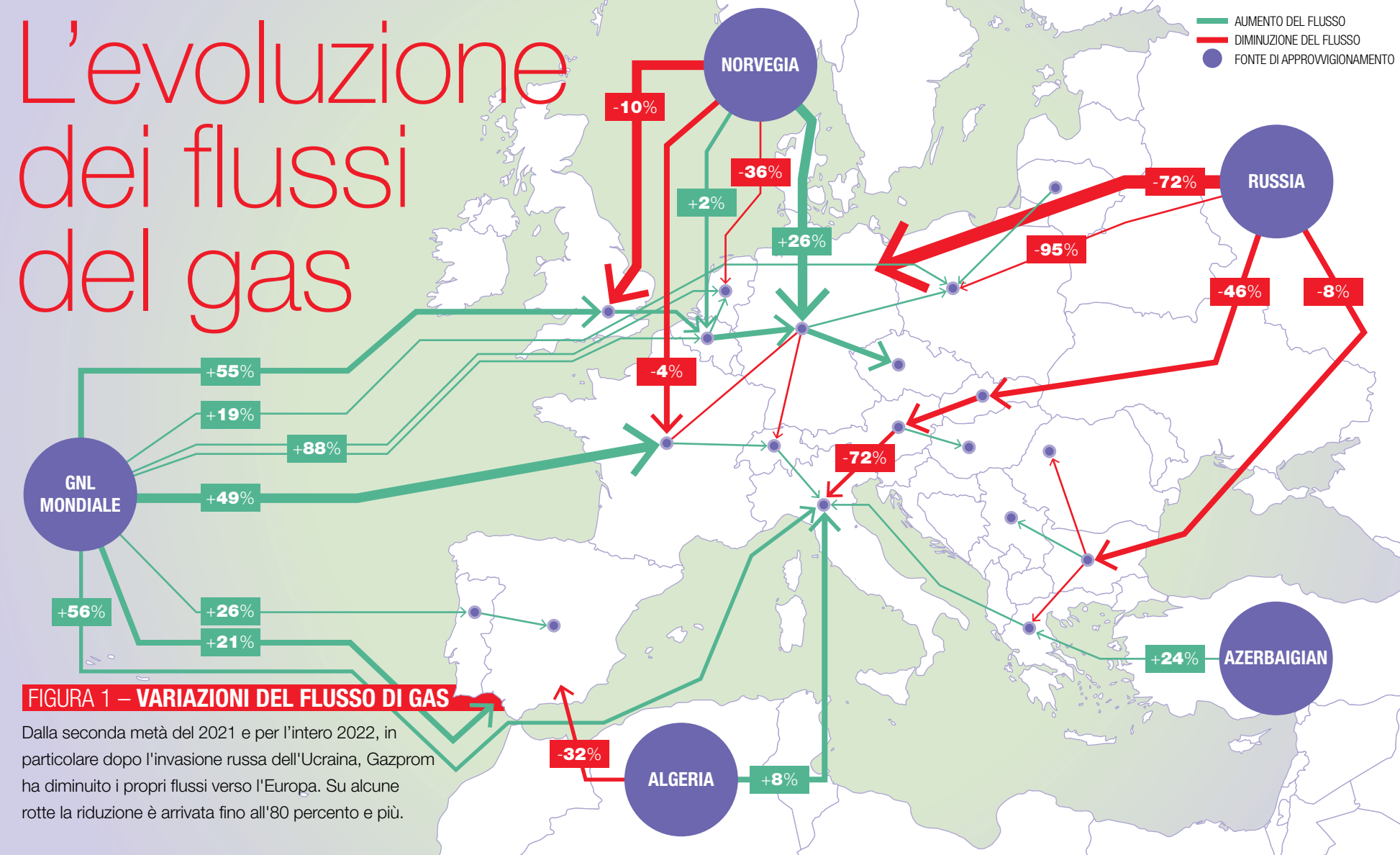
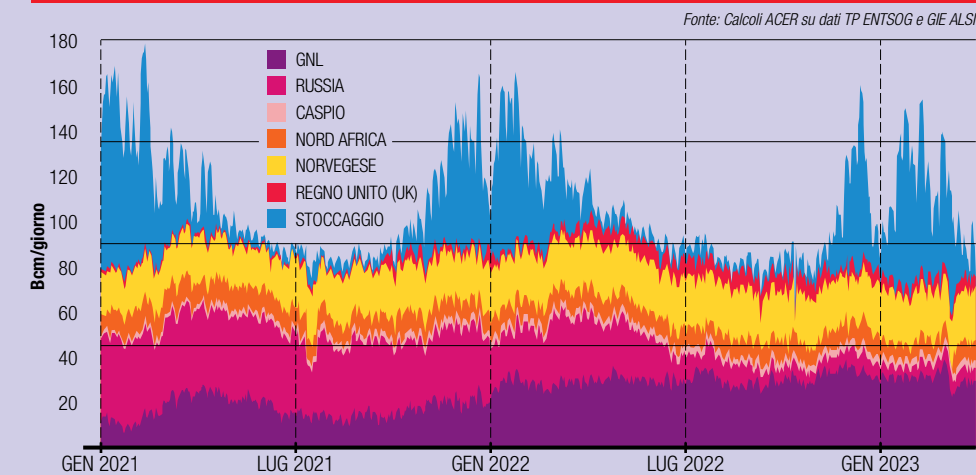
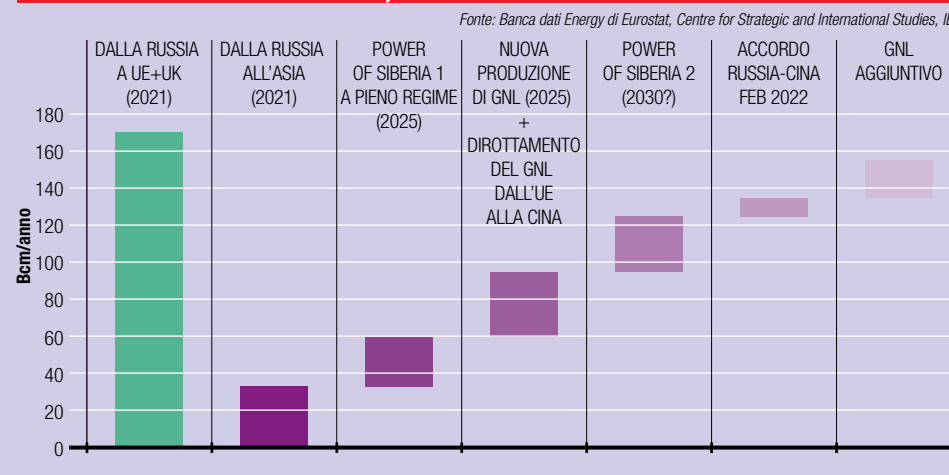


FIGURA 2 – EVOLUZIONE GIORNALIERA DELL'IMPORT



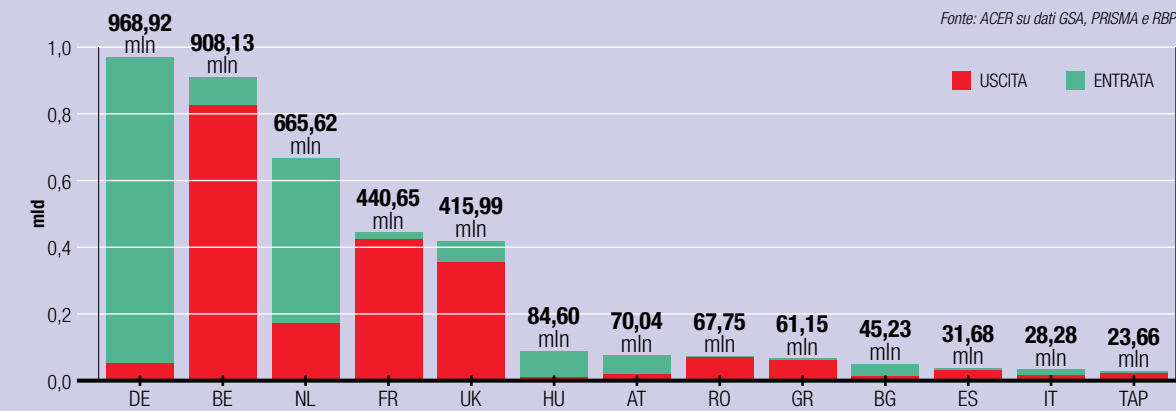
Nel 2022 le importazioni di GNL dell'Unione europea sono aumentate del 75 per cento su base annua. Il GNL degli Stati Uniti e i gasdotti norvegesi sono diventati la principale fonte di gas per l'UE. Il gas russo è invece passato dal costituire più del 40 per cento delle forniture all'Europa, nel gennaio 2021, a contare, nel marzo 2023, per meno del 10 per cento.

FIGURA 3 – EXPORT RUSSO, ASIA VS UE + REGNO UNITO



Non è facile per la Russia deviare su altre rotte e destinazioni le forniture di gas che prima raggiungevano l'Europa via gasdotto. I volumi che sono stati dirottati in Asia (e che potranno arrivarci via gasdotto nei prossimi anni) sono ben poca cosa rispetto a quelli inviati di norma in Europa.

FIGURA 4 – ENTRATE GENERATE DALLA CONGESTIONE



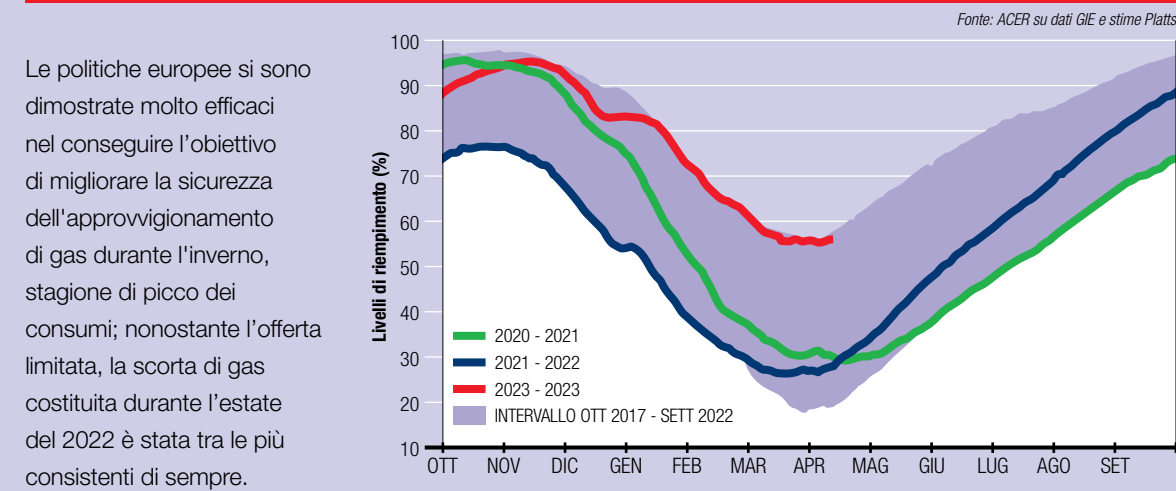
Nel 2022 le entrate generate dalla congestione sono aumentate notevolmente. Tali entrate hanno mostrato chiaramente dove e in quale direzione la congestione si concentrasse maggiormente: i punti di entrata più congestionati erano in Germania e nei Paesi Bassi, mentre la maggior congestione dei punti di uscita si verificava in Belgio e in Francia.

FIGURA 5 – LE DIFFERENZE NEI PREZZI



Il primo grafico mostra l'evoluzione giornaliera dei prezzi day-ahead scambiati nei cinque hub quotati, mentre il secondo grafico mostra il differenziale di prezzo giornaliero tra l'hub olandese TTF e l'hub con il prezzo più basso degli altri quattro. Lo shock delle forniture di gas russo ha colpito alcuni mercati dell'UE molto più di altri, stravolgendo la forte convergenza tra i prezzi degli hub osservata in passato.

FIGURA 6 – I LIVELLI DI STOCCAGGIO DEL GAS NELL'UE



Le politiche europee si sono dimostrate molto efficaci nel conseguire l'obiettivo di migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento di gas durante l'inverno, stagione di picco dei consumi; nonostante l'offerta limitata, la scorta di gas costituita durante l'estate del 2022 è stata tra le più consistenti di sempre.

pio, l'obbligo di pagare le esportazioni di gas in rubli. Oltre a queste riduzioni contrattuali delle forniture, le esplosioni lungo il Nord Stream nel settembre 2022, rimaste inspiegate, hanno reso inutilizzabili tre delle quattro stringhe del gasdotto, riducendo così anche la possibilità fisica di forniture russe per tale via all'Europa.

Per anni lo European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO), nell'ambito della propria analisi di rischio standard, ha modellizzato le interruzioni delle forniture di gas russo, in genere limitando tuttavia gli scenari all'interruzione di una sola delle principali vie di approvvigionamento e per una durata limitata (fino a due mesi). Quanto accaduto nel 2022 non solo è senza precedenti ma è anche uno scenario che pochi avevano previsto. L'Europa non era preparata, per cui vi è stata grande incertezza circa la capacità del mercato europeo del gas di superare la crisi e continuare a distribuire gas in tutto il continente senza interruzioni. Il fatto che vi sia riuscita è da attribuirsi a diversi fattori, tra cui soprattutto il reperimento di nuove forniture di gas naturale liquefatto (GNL), la riduzione della domanda indotta dai prezzi e un sistema consolidato e flessibile di allocazione della capacità di trasporto del gas; un ruolo importante ha avuto anche il regolamento sullo stoccaggio del gas, che impone di riempire i serbatoi di stoccaggio.

Innanzitutto, il GNL: nel 2022 le importazioni di GNL dell'Unione europea sono aumentate del 75 per cento su base annua, provenienti soprattutto dagli Stati Uniti, i quali, insieme ai gasdotti norvegesi, sono diventati la principale fonte di gas per l'UE. Il gas russo è invece passato dal costituire più del 40 per cento delle forniture all'Europa, nel gennaio 2021, a contare, nel marzo 2023, per meno del 10 per cento (figura 2). Inoltre, le importanti riduzioni della domanda di gas, dovute anche al cambiamento del comportamento dei consumatori, hanno svolto un ruolo fondamentale nel bilanciamento di domanda e offerta. A causa dei prezzi estremamente elevati, nel 2022 la domanda di gas dell'UE è scesa di 55 miliardi di metri cubi (bcm, billion cubic meter), con un calo del 13 per cento rispetto all'anno precedente. La mitezza del clima invernale ha contribuito a ridurre il fabbisogno di riscaldamento. I contributi maggiori alla diminuzione sono venuti dall'industria (-26 per cento su base annua), in parte per distruzione della domanda (riduzione della produzione industriale a causa dei prezzi estremamente alti del gas). Il settore elettrico ha contribuito in misura diversa in ciascuno stato membro, data la necessità dei paesi in cui il ricorso al nucleare e all'idroelettrico è stato fortemente limitato di aumentare l'uso del gas (nonostante il prezzo elevato) per produrre elettricità.

Infine, la presenza di un sistema consolidato e flessibile di prodotti di capacità di trasporto standard ha consentito di reagire con breve preavviso alla necessità di reindirizzare i flussi di approvvigionamento del gas. In questo sistema, i prodotti di capacità di gas di durata variabile dall'annuale fino alla giornaliera e

infragiornaliera vengono offerti all'asta sulle piattaforme di prenotazione della capacità: significa che, in caso di carenza, la capacità sarà venduta al miglior offerente. Il sistema è stato istituito più di dieci anni fa ed è armonizzato a livello europeo: è dunque fondamentale per garantire flussi di gas flessibili nell'UE. È importante sottolineare che non è stato facile deviare su altre rotte e destinazioni le forniture di gas russo che prima raggiungevano l'Europa via gasdotto. Per esempio, sebbene si possa portare il gas russo in Cina tramite gasdotto, (a) questi volumi sono ben poca cosa rispetto a quelli di norma inviati in Europa (figura 3), e (b) il gas esportato in Cina è prodotto principalmente in campi diversi da quelli che riforniscono l'Europa. Ciò significa che la carenza di forniture di gas non ha riguardato solo l'Europa ma anche il ben equilibrato mercato mondiale del gas. Inoltre, questo squilibrio globale tra domanda e offerta si è verificato in una situazione di estrema incertezza geopolitica; di conseguenza, il gas (GNL in particolare) che avrebbe potuto essere inviato verso destinazioni diverse ha finito per andare ai migliori offerenti (solitamente gli acquirenti europei, nel 2022). La carenza di gas che affliggeva l'Europa è stata pertanto "esportata" in altre parti del mondo, in particolare in paesi, quali Pakistan e Bangladesh, che non potevano permettersi di pagare certi premi. Alcune di queste variazioni dei flussi rispecchiano una normale risposta del mercato globale del GNL, ma in altri casi manifestano la volontà di alcuni fornitori di GNL di pagare le penali di violazione delle consegne contrattuali ai paesi asiatici pur di dirottare i carichi di GNL verso l'Europa, in risposta agli alti prezzi europei.

I COLLI DI BOTTIGLIA INFRASTRUTTURALI

Alla fine, si è potuto trasportare il gas in tutta Europa adottando nuovi modelli di flusso, ma non senza difficoltà. Il sistema di gasdotti europeo è stato costruito principalmente per trasportare da est a ovest grandi quantità di gas russo, ma l'improvviso e inatteso cambiamento dei modelli di flusso ha determinato la necessità contraria, cioè di trasportare verso centri di consumo situati più a est le grandi quantità di GNL che arrivavano in occidente. L'infrastruttura non sempre aveva una capacità sufficiente per accogliere tali flussi, con conseguente congestione in determinati punti di interconnessione. Poiché la capacità nei punti di interconnessione si vende all'asta, la congestione diventa tangibile sotto forma di rendite di congestione: l'importo aggiuntivo pagato dagli shipper e percepito dagli operatori del servizio di trasmissione (TSO, Transmission System Operator) come risultato dei premi d'asta. Nel 2022 le entrate generate dalla congestione sono aumentate notevolmente, fino a 3,4 miliardi di euro, contro i 55 milioni di euro del 2021. Tali entrate hanno inoltre mostrato chiaramente dove e in quale direzione la congestione si concentrasse maggiormente: i punti di entrata più congestionati erano in Germania e nei Paesi Bassi, mentre la maggior congestione dei



© FREEPIC

punti di uscita si verificava in Belgio e in Francia. In altre parole, gli shipper cercavano di far fluire il gas dagli stati membri meglio collegati al mercato mondiale del GNL (come Francia e Belgio) verso gli stati membri con un accesso al GNL molto più limitato (per esempio, Germania e Paesi Bassi) (figura 4).

Inoltre, gli investimenti in nuovi terminal di ricevimento del GNL dietro i punti di interconnessione congestionati non solo hanno aumentato la sicurezza degli approvvigionamenti ma hanno anche contribuito ad affrontare la congestione: è esattamente quello che hanno fatto i nuovi terminal GNL di Paesi Bassi e Germania.

A livello operativo, la congestione si è manifestata anche nei tassi di utilizzo dei punti di interconnessione congestionati, spesso prossimi al cento per cento e a volte anche oltre. Ciò ha richiesto ai TSO di adottare misure operative volte a massimizzare l'offerta di capacità di trasporto, per esempio aumentando la potenza di compressione o offrendo capacità interrompibili.

IL RAPPORTO TRA PREZZI ED EVOLUZIONE DEI FLUSSI

Nel mercato europeo del gas, per anni i differenziali di prezzo tra gli hub locali sono stati percepiti come bassi, con il limite superiore normalmente fissato dal prezzo della capacità di trasporto a breve termine; di conseguenza, nella maggioranza delle giornate, le differenze del prezzo del gas a pronti tra i mercati

interconnessi sono state inferiori a detto limite. Così è stato soprattutto tra i mercati dell'Europa nord-occidentale, che de facto funzionavano come un'unica zona di prezzo. Per quanto i singoli mercati differissero l'uno dall'altro per alcuni aspetti (come la capacità di rigassificazione del GNL, il livello di interconnessione, la capacità di stoccaggio, la stagionalità dei consumi, ecc.), il livello relativamente alto di concorrenza nel mercato midstream, la flessibilità della rete del Mare del Nord a monte nel reindirizzare l'offerta verso i mercati premium, la disponibilità di capacità di trasporto transfrontaliera e l'efficiente sistema di allocazione della capacità hanno garantito l'ottimizzazione dei flussi di gas e l'arbitraggio delle differenze di prezzo locali.

Tuttavia, lo shock delle forniture di gas russo ha colpito alcuni mercati dell'UE molto più gravemente di altri, stravolgendo la forte convergenza tra i prezzi degli hub osservata in passato e sostituendola con differenziali senza precedenti. Alcune delle differenze più evidenti sono state quelle tra l'hub TTF (Paesi Bassi), che stabiliva il prezzo per l'intera UE ma aveva connessioni GNL più limitate, e lo spagnolo PVB, ben rifornito di GNL (figura 5). Questi differenziali hanno a loro volta inviato forti segnali di prezzo per la massimizzazione dei flussi verso i punti in cui la carenza dell'offerta e la domanda di rifornimento degli stoccaggi erano più elevate. Dalla fine del 2022, i differenziali di prezzo tra gli hub sono tornati ai livelli prebellici.

ALTI LIVELLI DI STOCCAGGIO, MA A CARO PREZZO

In Europa, uno dei fattori cruciali nel determinare gli esiti dei prezzi durante la crisi energetica sono state le riserve di stoccaggio di gas (o la loro mancanza). L'invasione russa dell'Ucraina ha suscitato, a livello sia dell'intera UE sia dei singoli stati membri, una forte risposta politica volta a garantire livelli di stoccaggio del gas sufficienti per l'inverno. Le politiche si sono dimostrate molto efficaci nel conseguire l'obiettivo di migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento di gas durante l'inverno, stagione di picco dei consumi; nonostante l'offerta limitata, la scorta di gas costituita durante l'estate del 2022 è stata tra le più consistenti di sempre (figura 6).

Tuttavia, diversamente dal tema della loro efficacia, le questioni relative all'efficienza delle misure adottate e al loro potenziale ruolo nel determinare i prezzi a pronti e a termine del gas non è ancora stato analizzato a fondo. Fuor di dubbio è che il costo del gas in stoccaggio sia stato superiore di diversi ordini di grandezza a tutti i costi precedenti, soprattutto quando valutato sulla base del mark-to-spot-market.

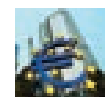
IL SUCCESSO DEL MERCATO EUROPEO

Nel 2022 il mercato europeo del gas si è trovato al centro di una crisi energetica mondiale. Dopo l'invasione dell'Ucraina, i tentativi della Russia di usare l'arma del gas contro l'Europa si sono ritorti contro la Russia stessa: per quanto i prezzi altissimi dell'energia abbiano reso difficile il 2022, l'Europa è riuscita ad affrontare la crisi senza interruzioni delle forniture. Grazie al reperimento di nuove forniture di GNL, alla risposta dal lato della domanda, agli interventi politici e a un sistema di infrastrutture solido e flessibile, l'Europa ha superato la tempesta. All'inizio del giugno 2023, i prezzi del gas all'ingrosso sono scesi sotto i 25 euro il megawattora (EUR/MWh), raggiungendo livelli analoghi a quelli dell'autunno del 2021. Nel frattempo, la quota di fornitura di gas russo all'Europa si è ridotta a meno del 10 per cento, a indicare che sia l'influenza della Russia sul mercato energetico europeo sia i proventi che essa deriva dall'esportazione di gas sono entrambi ormai significativamente minori di un tempo. Il mercato europeo dell'energia, se ben integrato, aperto e competitivo, è destinato al successo.

we

DENNIS HESSELING E MITJA MALETIN

Dennis Hesselting è Head of Infrastructure, Gas and Retail, e Mitja Maletin è Policy Officer presso la EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators ACER. Gli autori pubblicano il presente articolo a titolo personale; le informazioni e le opinioni in esso esposte appartengono agli autori e non riflettono necessariamente l'opinione ufficiale dell'Agenzia.



Lo scorso anno il mercato europeo del gas si è trovato al centro di una crisi energetica mondiale, che però l'Europa è riuscita ad affrontare senza interruzioni delle forniture. All'inizio del giugno 2023, i prezzi del gas all'ingrosso sono scesi sotto i 25 euro il megawattora, raggiungendo livelli analoghi a quelli dell'autunno del 2021.

LA RISPOSTA DELL'UNIONE

di Brahim Maarad



DIVERSIFICAZIONE DEI FORNITORI, RISPARMIO ENERGETICO, CONDIVISIONE DEGLI ACQUISTI. COSÌ L'EUROPA È RIUSCITA A COMPENSARE IL CROLLO DELLE FORNITURE DI GAS RUSSO. "NON ABBIAMO CEDUTO AL RICATTO. CE L'ABBIAMO FATTA", IL COMMENTO DELLA PRESIDENTE DELLA COMMISSIONE

PRIMA DELL'INVASIONE RUSSA dell'Ucraina, l'Unione europea importava dalla Russia oltre il 40 per cento del suo gas. Un anno dopo quella quota è crollata sotto il 9 per cento. Un risultato della strategia di diversificazione delle forniture, risparmio dei consumi e condivisione degli acquisti.

“La Russia ha tagliato l'80 per cento delle sue forniture di gas tramite gasdotto. Ma l'Europa è stata in grado di compensare tutto. Abbiamo diversificato verso i nostri partner di fiducia, come ad esempio la Norvegia e gli Stati Uniti. Abbiamo aumentato il risparmio con una riduzione concordata a settembre del 15 per cento. Abbiamo riempito i nostri stoccaggi al 92 per cento. E penso che possiamo esserne orgogliosi. Abbiamo resistito”, ha affermato la presidente della Commissione europea, Ursula von der Leyen, in uno dei suoi interventi al Parlamento europeo.

I FORNITORI VECCHI E NUOVI

Gli amici sono i fornitori – nuovi e vecchi – che si sono fatti avanti per compensare il metano che non arrivava più dai ga-

sdotti russi. Mosca ha tagliato l'80 per cento della sua fornitura, per un totale di cento miliardi di metri cubi. In compenso la Norvegia ha portato la sua produzione europea da 78 a 90 miliardi di metri cubi (bcm, billion cubic meters); l'Azerbaijan ha siglato un'intesa per portare le forniture da 8 miliardi di metri cubi a 20 miliardi in pochi anni, a 12 miliardi già il primo anno. Gli Stati Uniti hanno aumentato di 15 miliardi di metri cubi il GNL via nave ai porti europei, portando il totale a 56 miliardi di metri cubi, più del doppio rispetto all'anno precedente (nel 2021 furono 22).

Oltre un quarto del gas comprato dal blocco dei Ventisette è rappresentato dal GNL, prevalentemente da Stati Uniti, Qatar e Nigeria. L'Algeria da parte sua ha portato la sua quota di forniture al 12 per cento, per un totale di 44 bcm (quasi la metà della sua produzione totale).

Con la Norvegia la Commissione europea ha siglato un'Alleanza green per cooperare in modo anche più stretto sulle energie rinnovabili, in particolare l'eolico offshore, e sulle materie

prime critiche. Con la garanzia che la Norvegia manterrà negli anni a venire il “suo elevato livello di approvvigionamento” di gas all'Ue.

Con l'Azerbaijan l'Ue ha siglato un memorandum d'intesa - lo scorso luglio - per l'espansione del Corridoio meridionale del gas. L'obiettivo è portare la sua capacità dagli attuali 8 miliardi di metri cubi l'anno a 20 miliardi in pochi anni. Inoltre, si punta, anche in questo caso, a una solida cooperazione sull'eolico offshore e sull'idrogeno green.

Con gli Stati Uniti l'alleanza transatlantica per l'energia, in chiave anti-Russia, si fa sempre più solida. “Confermiamo il nostro impegno per la sicurezza energetica dell'Europa e per accelerare la transizione globale verso l'energia pulita. La sicurezza energetica e la sostenibilità per l'Ue e l'Ucraina sono essenziali per la pace, la libertà e la democrazia in Europa. L'Ue ha confermato il suo obiettivo di raggiungere l'indipendenza dal gas russo ben prima della fine del decennio, lavorando per garantire un approvvigionamento energetico affidabile, conveniente e pu-

lito ai cittadini e alle imprese dell'Ue e del suo vicinato. Gli Stati Uniti intendono collaborare con l'Ue in questi sforzi. È la dichiarazione congiunta firmata da von der Leyen e dal presidente americano, Joe Biden, al termine del loro bilaterale alla Casa Bianca lo scorso marzo. “Comprendiamo che la rapida transizione verso l'energia pulita è essenziale per far progredire l'indipendenza dell'Ue dai combustibili fossili russi e ci impegniamo a raggiungere gli obiettivi dell'accordo di Parigi, l'obiettivo delle emissioni nette zero entro il 2050, e a mantenere a portata di mano un limite di 1,5 gradi Celsius sull'aumento della temperatura. In linea con questa visione, la Commissione europea e gli Stati Uniti istituiranno una task force congiunta per affrontare le esigenze immediate di sicurezza energetica dell'Ue e accelerare la transizione verso l'energia pulita”, affermano ancora i due leader.

LA SFIDA DEL PREZZO

Nel corso del 2022 più si acuisce la crisi energetica più emergeva



un altro fattore determinante per l'Ue: la sfida non è solo la disponibilità del gas ma anche a quale prezzo. "Non deve passare il messaggio che siamo disposti a comprare il gas a qualunque costo", hanno fatto capire dall'Ue. E anche per questo hanno spinto per il progetto degli acquisti comuni, per "fare pesare il potere di mercato dei Ventisette".

"Proponiamo un meccanismo di approvvigionamento congiunto e con una sensibilizzazione congiunta ai Paesi fornitori. In questo modo, possiamo garantire le importazioni di energia di cui abbiamo bisogno senza la concorrenza tra i nostri Stati membri, cosa di cui non abbiamo bisogno", ha evidenziato von der Leyen. Il 25 aprile la Commissione ha lanciato il meccanismo AggregateEu per gli acquisti congiunti di gas. Gli Stati membri si sono impegnati a partecipare all'aggregazione della domanda per almeno il 15 per cento dei rispettivi obiettivi nazionali di stoccaggio del gas, pari a circa 13,5 miliardi di metri cubi all'anno. Poco più di cento società hanno sottoscritto la partecipazione all'acquisto congiunto e 77 hanno presentato richieste già alla prima gara per un totale di 11,6 miliardi di metri cubi di gas, 2,7 bcm di GNL e 8,9 per metano da gasdotto. Ad asta conclusa, sono risultati 25 i fornitori che hanno presentato le loro offerte per un totale di oltre 13,4 miliardi di metri cubi (20 per cento per GNL e 80 per cento da gasdotto).

E sempre per fare prevalere il proprio peso sul mercato, l'Unione europea ha introdotto un nuovo benchmark contro la speculazione che l'estate dell'anno scorso aveva fatto decollare il Ttf di Amsterdam. È dedicato al GNL su cui Bruxelles punta sempre di più per compensare il gas che

non arriva più attraverso i gasdotti dalla Russia. L'introduzione del nuovo parametro, prevista da un regolamento Ue introdotto lo scorso anno per affrontare la crisi del caro energia, permetterà di assegnare un valore al GNL con un metodo più trasparente per mettere al riparo le aziende e i consumatori dalle variazioni ingiustificate di prezzo. Il nuovo benchmark giornaliero prenderà come riferimento diversi indicatori, come il prezzo del GNL per "delivery ex-ship" e i prezzi dei future del Ttf stabiliti alla Borsa di Amsterdam.

La diversificazione, per quanto indispensabile, non è sufficiente. L'offerta non si può controllare ma la domanda sì. Per questo il Consiglio dell'Ue, su proposta della Commissione, ha fatto ricorso agli strumenti di emergenza per approvare un obbligo di riduzione del consumo di gas del 15 per cento.

IL RISPARMIO ENERGETICO

"Voglio solo condividere con voi una cifra che mi ha davvero colpito: se nell'Unione europea, in un anno, diminuissimo la temperatura media dei termosifoni di soli 2 gradi, risparmie-

remmo l'equivalente dell'intera fornitura di Nord Stream 1. Questo dimostra il potere del risparmio energetico e dell'efficienza energetica", ha più volte ricordato von der Leyen.

Gli Stati, seppure con qualche reticenza, alla fine hanno risparmiato quasi il 20 per cento dei consumi. Il successo del provvedimento ha portato alla proroga dell'obiettivo anche per il 2023. Il regolamento mantiene la possibilità per il Consiglio di dichiarare uno "stato di allarme dell'Unione" per la sicurezza dell'approvvigionamento e, in tal caso, la riduzione della domanda di gas da volontaria diventerebbe obbligatoria.

L'obiettivo è di riduzione volontaria del loro consumo di gas naturale del 15 per cento tra il primo aprile 2023 e il 31 marzo 2024, rispetto al loro consumo medio nel periodo compreso tra il primo aprile 2017 e il 31 marzo 2022. Gli Stati possono scegliere le misure con cui intendono raggiungere l'obiettivo. Ognuno in base al proprio mix energetico.

Infine, ancora una volta per limitare speculazioni e oscillazioni sul prezzo del metano, da febbraio è in vigore il difficile price cap introdotto dopo un negoziato tra gli Stati Ue durato mesi.

Il meccanismo di correzione del mercato si attiva automaticamente quando il prezzo dei derivati Ttf (Title Transfer Facility) a un mese supera i 180 euro/Mwh per tre giorni lavorativi ed è superiore di 35 euro a un prezzo di riferimento del GNL sui mercati mondiali per gli stessi tre giorni lavorativi.

I 180 euro sono quello che viene definito "trigger", il pulsante che aziona il meccanismo; il tetto vero e proprio è dinamico. Viene calcolato a 35 euro sopra il prezzo medio del GNL: quindi il caso base è 145

più 35 euro. Ma se il GNL è sopra i 145, ad esempio 170 (con il Ttf a 250 euro a megawattora, per esempio), il tetto sarà a 205 euro (170+35). Tuttavia, anche se il GNL scenderà sotto i 145 euro, il tetto resterà comunque a 180 euro. Così da mantenere l'attrattiva del mercato europeo e non perdere le forniture. Una volta attivato, il meccanismo verrà applicato per almeno 20 giorni e, se la soglia dinamica scenderà sotto i 180 euro, verrà automaticamente disattivato. Si disattiverà inoltre automaticamente, in qualsiasi momento, se la Commissione europea dichiara un'emergenza europea o regionale. È prevista un'ulteriore salvaguardia: il meccanismo si disattiva se la domanda di gas aumenta del 15 per cento in un mese o del 10 per cento in due mesi, le importazioni di GNL diminuiscono in modo significativo o il volume scambiato nel Ttf diminuisce in modo significativo rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

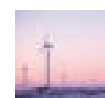
We

BRAHIM MAARAD

Giornalista dell'agenzia di stampa AGI. È corrispondente da Bruxelles.

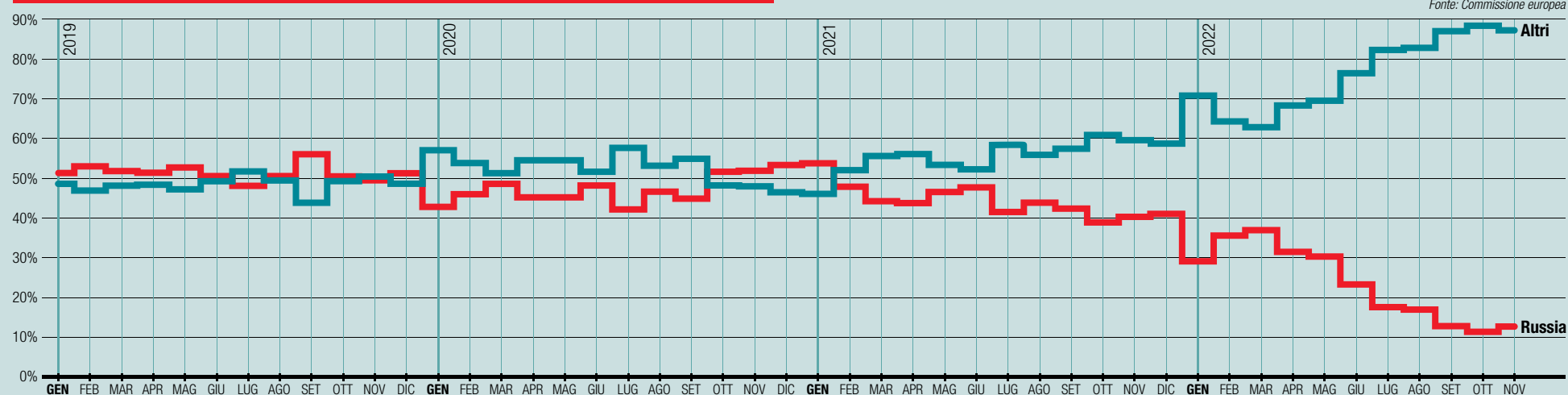


© SINDRE KINNERØD/ALAMY/IPA-AGENCY.NET



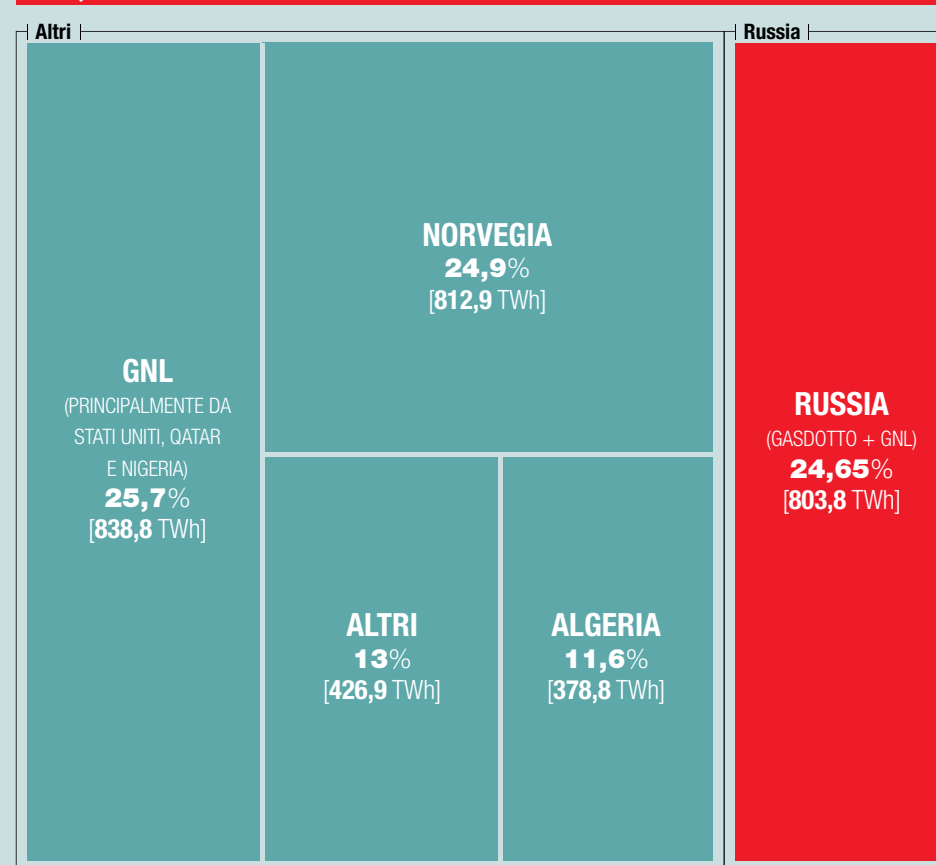
La Commissione europea ha siglato con la Norvegia un'Alleanza verde per cooperare in modo più stretto sulle energie rinnovabili, in particolare l'eolico offshore, e sulle materie prime critiche. Pale eoliche, Smøla, Norvegia.

LA DIVERSIFICAZIONE DELL'IMPORT EUROPEO



Il grafico mette a confronto la quota mensile di gas consegnato all'UE dalla Russia e quella degli altri fornitori tra gennaio 2019 e novembre 2022. La quota di mercato della Russia era di circa il 50% fino alla seconda metà del 2021. Da allora, la quota di gas russo ha iniziato a diminuire rapidamente e le quote di mercato degli altri paesi hanno iniziato a crescere. Questo processo è accelerato in particolare nel 2022. Dal giugno 2022, la quota della Russia nelle importazioni di gas dell'UE è inferiore al 20%. A novembre era del 12,9%.

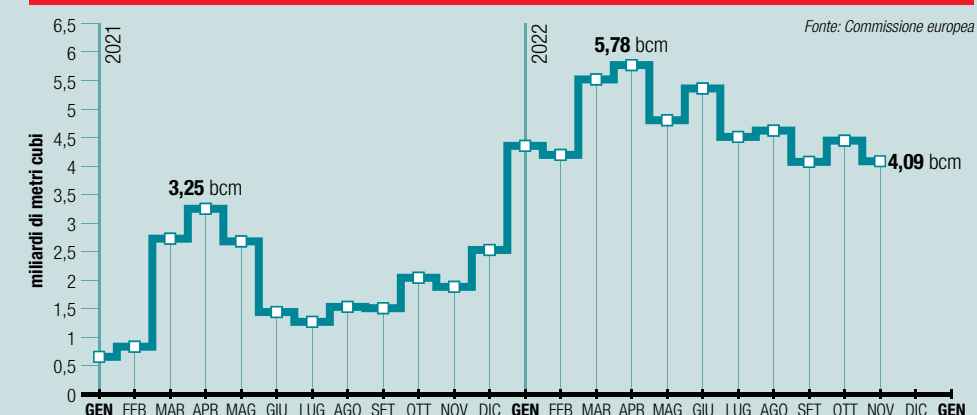
LE QUOTE DI MERCATO DEI FORNITORI NEL 2022



Fonte: Commissione europea

Tra gennaio e novembre 2022, la Russia (gas da gasdotto + GNL) rappresentava meno di un quarto delle importazioni di gas dell'UE. Un altro quarto proveniva dalla Norvegia e l'11,6% dall'Algeria. Le importazioni di GNL (esclusa la Russia) sono arrivate principalmente da Stati Uniti, Qatar e Nigeria e si sono attestate al 25,7%.

VOLUMI MENSILI DELLE IMPORTAZIONI DI GNL DAGLI USA



Nel 2021, le importazioni di GNL dell'UE dagli Stati Uniti sono passate da meno di 1 miliardo di metri cubi (bcm) al mese, a gennaio e febbraio, a un picco di oltre 3 bcm ad aprile. Tra luglio e dicembre dello stesso anno sono cresciute da 1,27 bcm a 2,53 bcm. Anche nel 2022 l'import è aumentato in modo significativo, partendo da circa 4 miliardi di metri cubi a gennaio e febbraio e raggiungendo 5,87 bcm ad aprile e 5,37 a giugno.

L'IMPEGNATA DEI PREZZI



Nell'agosto del 2022 i prezzi del gas nell'Unione europea hanno visto un picco senza precedenti, con un aumento del 1000% rispetto ai prezzi dei decenni precedenti. Negli ultimi dieci anni il prezzo medio del gas è stato compreso tra 5 €/MWh e 35 €/MWh. Nell'agosto 2022, i prezzi mensili e giornalieri TTF hanno raggiunto il massimo storico di oltre 300 €/MWh.



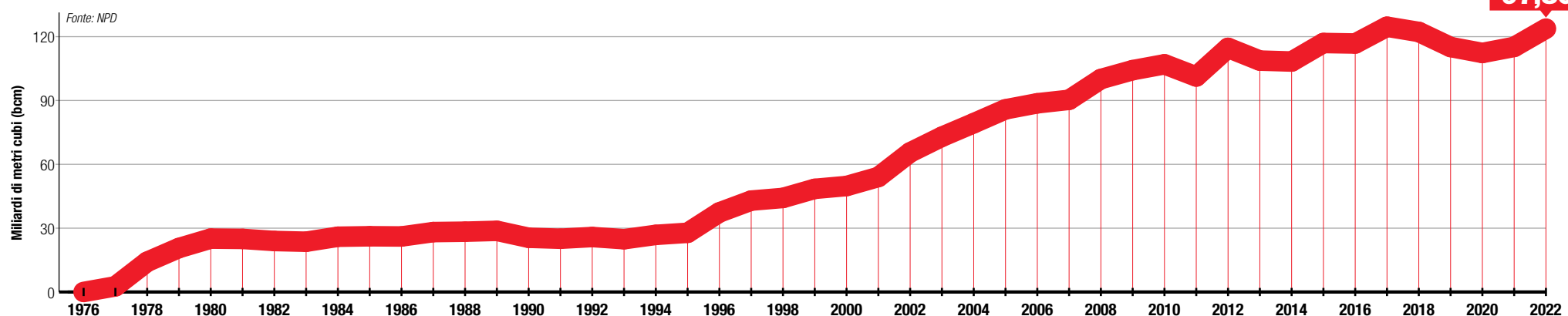
IL RUOLO NORVEGESE NEL RISIKO DEL GAS

di Øystein Noreng

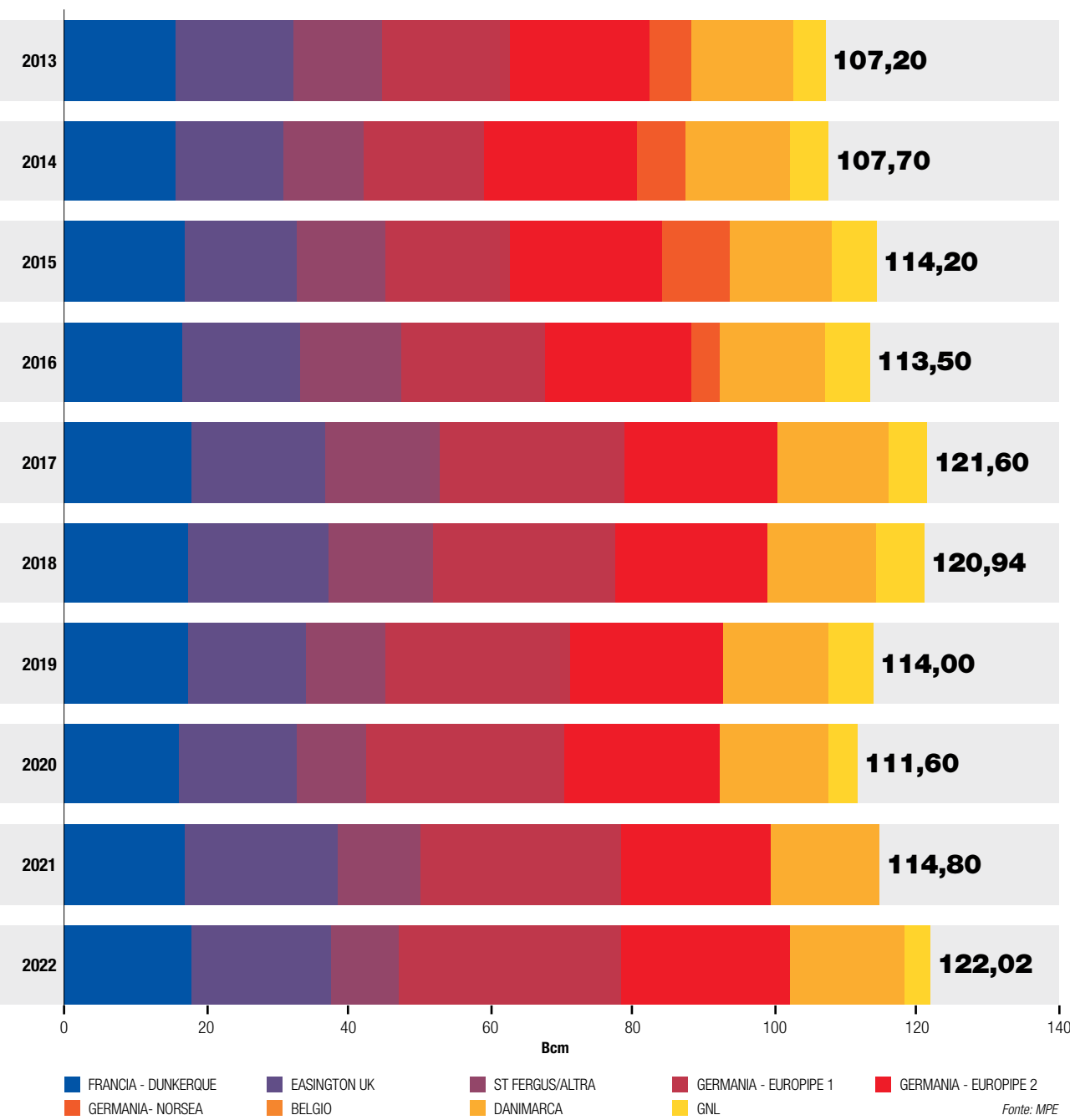
CON LO STOP ALLE IMPORTAZIONI DALLA RUSSIA, LA NORVEGIA È DIVENTATA IL PRINCIPALE FORNITORE DI GAS DELL'UNIONE, MA PER RIUSCIRE A SODDISFARE A LUNGO TERMINE LA DOMANDA SUI MERCATI EUROPEI SONO NECESSARI INVESTIMENTI NELL'ESPLORAZIONE E LO SVILUPPO E UN CLIMA POLITICO FAVOREVOLE

LA GUERRA IN UCRAINA ha destabilizzato i mercati energetici europei e compromesso la posizione di leadership della Russia, che nel 2020 esportava 132 miliardi di metri cubi di gas naturale nell'Unione europea (Ue), soprattutto in Germania e in Italia. Da quando l'Ue ha interrotto le importazioni dalla Russia, il suo principale fornitore di gas è diventato la Norvegia. In Europa, l'impatto del conflitto in Ucraina sui mercati energetici è maggiore che altrove. I prezzi dell'elettricità sono saliti: nell'estate del 2022 paesi chiave come Germania, Italia e Regno Unito avevano prezzi due o tre volte più alti di quelli degli Stati Uniti. I costi elevati dell'energia penalizzano gravemente l'economia europea. Dato che la Russia è fuori dal mer-

PRODUZIONE DI GAS DELLA NORVEGIA



ESPORTAZIONI DI GAS NORVEGHESE PER PRIMO PUNTO DI CONSEGNA



cato del gas, almeno per il momento, bisogna capire sino a che punto la Norvegia potrebbe tornare a rifornire l'Europa.

IL POTENZIALE DELLA NORVEGIA

Attualmente la Norvegia produce petrolio e gas praticamente a pieno regime, e in futuro potrebbe intensificare l'attività di esplorazione e sviluppare le eventuali nuove scoperte. Al paese serve tuttavia un accordo politico per accelerare le attività petrolifere e alimentare la domanda a lungo termine sui mercati europei. A fronte della crisi del Covid-19, per evitare al settore oil & gas una battuta d'arresto, il parlamento norvegese ha approvato a larga maggioranza uno sgravio fiscale; tali misure hanno protetto le filiere di approvvigionamento e la capacità industriale e nel 2023 gli investimenti nell'oil & gas stanno riprendendo quota.

Il mantenimento e lo sviluppo della capacità del settore petrolifero sono essenziali se si considera che la Norvegia ha un territorio marittimo di 2 milioni di chilometri quadrati (si pensi che il Golfo del Messico ne misura 1,6 milioni). Si stima che in circa metà dell'area vi siano rocce sedimentarie con tracce di petrolio. In termini di trivellazioni esplorative, la piattaforma continentale norvegese non è una provincia petrolifera particolarmente matura: in quasi sessant'anni i pozzi esplorativi sono stati 1.200. La parte norvegese del Mare del Nord è stata finora esplorata meno di quella britannica, e le porzioni centrale e settentrionale della piattaforma continentale (Mare di Norvegia e Mare di Barents) risultano ancora relativamente poco esplorate. Il governo stima che il volume residuo di liquidi e gas sia paragonabile a quello estratto a partire dal 1970. Con la sua base di risorse, la Norvegia potrebbe confermarsi un importante esportatore di petrolio e gas per almeno un altro paio di generazioni. Il problema è il mercato.

A seguito della diminuzione dei volumi esportati dalla Russia, la Norvegia è diventata il principale fornitore di gas dell'Europa. Tra gli interventi a breve termine volti ad aumentare le esportazioni di gas naturale vi è la riapertura del terminale per il gas naturale liquefatto (GNL) di Melkøya, danneggiato da un incendio. Nel 2022 l'estrazione di gas potrebbe raggiungere

i 115 miliardi di metri cubi; lo sviluppo di giacimenti minori attigui ai campi petroliferi attivi consentirà di aumentare leggermente la produzione, mentre per un ampliamento più consistente saranno necessari nuovi investimenti.

Bisogna considerare il potenziale e la volontà della Norvegia, oltre che il mercato europeo. Il potenziale è notevole, ma occorrono esplorazioni, risultati e investimenti. A fronte di un'esplorazione limitata, il concetto di maturità della base di risorse va applicato con cautela alla piattaforma continentale norvegese, soprattutto perché a nord, nella zona poco esplorata, le acque sono libere. Alcune aree sono state esplorate a fondo e risultano pienamente mature, con poche prospettive, modeste e sfavorevoli; altre aree scarsamente esplorate presentano un grande potenziale proprio perché sono zone vergini. Un accordo parlamentare prevede che fino al 2026 non la Norvegia non apra altre aree all'esplorazione.

Vi sono enormi aree potenzialmente esplorabili lasciate inattive, senza alcuna attività petrolifera. A seguito degli accordi con Islanda e Russia, il territorio marittimo della Norvegia, dalla linea di base ai confini, misura 2 milioni di chilometri quadrati. Secondo le stime del Norwegian Petroleum Directorate, circa metà dell'area, cioè un milione di chilometri quadrati, contiene rocce potenzialmente petrolifere. La gran parte di tale distesa marittima non è ancora stata esplorata ed è quindi inattiva; per più della metà (circa 600.000 chilometri

GIACIMENTI DI PETROLIO
GIACIMENTI DI GAS



quadrati) è in linea di principio aperta alle attività petrolifere, ma è ben lungi dall'esser stata completamente esplorata. Le aree non aperte comprendono parte del Mare di Barents, parte del Mare di Norvegia (in prossimità della costa), la zona intorno a Jan Mayen, le zone al largo delle isole Lofoten e Vesterålen, e la maggior parte dello Skagerrak, il canale che collega la Norvegia a Danimarca e Svezia.

Dal 1965 a oggi sono state rilasciate licenze per circa metà della superficie interessata, per la maggior parte poi cedute allo stato, e si sono eseguite trivellazioni esplorative su blocchi che rappresentano solo una piccola parte (meno di 50.000 chilometri quadrati) dell'area che presenta del potenziale. Il tasso di scoperta storico cumulativo si attesta al 43 per cento, contro il 23 per cento della piattaforma continentale britannica: in Norvegia, con meno trivellazioni si sono scoperte più risorse che nel Regno Unito.

La parte norvegese del Mare del Nord, la più meridionale della piattaforma continentale, è stata esplorata molto meno della vicina porzione britannica, ma i ritrovamenti sono stati più numerosi. Il Mare di Norvegia (la parte centrale) mostra i segni di un potenziale di petrolio e gas naturale quasi pari a quello del Golfo del Messico, pur con un' esplorazione molto minore; le sfide tecniche e i costi sono tuttavia notevolmente più elevati, anche a causa della presenza di uno strato di basalto. Il Mare di Barents (la parte più settentrionale) presenta una geologia promettente, tanto che negli ultimi anni vi si sono effettivamente avuti ritrovamenti di petrolio e di gas naturale. Dal punto di vista geologico, il terreno è composito: a est presenta strutture simili a quelle delle aree marittime russe adiacenti, con un potenziale maggiore in termini di gas naturale, mentre la zona ovest presenta strutture simili a quelle di altre aree norvegesi e un maggior potenziale petrolifero.

Il potenziale di risorse petrolifere del Mare di Barents è incerto; si tratta per lo più di una formazione geologica separata, diversa dalle altre aree della piattaforma continentale norvegese, più a sud. Alcune porzioni del Mare di Barents sono state oggetto di studi sismici e di trivellazioni esplorative, ma la maggior parte dell'area non è stata sottoposta a indagini sismiche aggiornate e ancor meno a esplorazioni. La geologia della regione è caratterizzata da grandi strutture che in teoria hanno un potenziale di petrolio e gas, ma, in pratica, è difficile localizzare il petrolio e il gas naturale, a causa della possibile migrazione delle risorse. Secondo le stime più ottimiste, la produzione norvegese di petrolio e gas naturale continuerà ad aumentare fino al 2030 e supererà il precedente picco del 2000. Secondo le stime più pessimiste, invece, la produzione combinata di petrolio e gas naturale si manterrà ai livelli attuali fino al 2039, per poi diminuire. Queste valutazioni si basano essenzialmente sulla possibile resa del Mare di Barents, comprese l'area precedentemente contesa e le acque settentrionali, ma non si escludono sorprese nell'ormai maturo Mare del Nord e nel meno maturo



© ARVID MALDE/UNSPLASH

Mare di Norvegia. Nella primavera del 2023 è stato valutato lo sviluppo di diverse aree minori, soprattutto come satelliti di campi già in essere.

IL DUOPOLIO STORICO DI RUSSIA E NORVEGIA

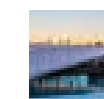
Il mercato del gas dell'Europa nord-occidentale è dominato dal duopolio dei fornitori Russia e Norvegia, che applicano condizioni diverse. La Russia possiede le più estese riserve accertate e ha probabilmente i costi più bassi. L'interazione fra i due paesi si basa sulla concorrenza e sul rispetto reciproco. Forti di nuovi gasdotti e di grandi volumi, Norvegia e Russia hanno sempre trainato il mercato del gas, tenendo conto degli interessi reciproci e del desiderio degli acquirenti tedeschi di diversificare rischi e fonti. La concorrenza sui prezzi è stata smorzata da considerazioni di tipo strategico, in accordo con gli acquirenti. Per molto tempo la Russia ha dato l'impressione di essere consapevole di non potersi accaparrare l'intero mercato, mentre la Norvegia lasciava intendere di essere soddisfatta della sua quota, pur lasciando, in un mercato del gas stabile e prevedibile in cui la Russia rappresentava un fattore di stabilità. Dal 23 febbraio 2022 la storia è cambiata: la guerra scatenata da Putin in Ucraina non favorisce gli interessi russi in materia di gas.

Il gas norvegese serve i mercati del Regno Unito e dell'Europa continentale nord-occidentale, e l'infrastruttura in essere consente di inviare gas norvegese in Polonia e nei paesi baltici, a



scapito del gas russo. A seconda delle risorse e del mercato, il gas del Mare di Barents potrebbe essere trasportato via gasdotto sino alle coste settentrionali della Norvegia, attraversare la Finlandia ed essere immesso nelle reti del Baltico e della Polonia. Tra gli interventi a breve termine volti ad aumentare le esportazioni di gas naturale vi è la riapertura del terminale GNL di Melkøya, danneggiato da un incendio. Nel 2022 l'estrazione di gas potrebbe raggiungere i 115 miliardi di metri cubi. Lo sviluppo di giacimenti minori attigui ai campi petroliferi attivi consentirà di aumentare leggermente la produzione, mentre per un ampliamento più consistente saranno necessari nuovi investimenti. L'esplorazione accelererà e l'infrastruttura verrà potenziata, verisimilmente con nuovi impianti di GNL, ma i costi saranno elevati e i lavori dureranno diversi anni. Anche in questo caso bisogna tener conto del mercato e delle relazioni tra Europa e Russia. Per un aumento duraturo dei volumi di gas norvegese occorrono almeno 5-7 anni, a seconda del mercato, degli interessi delle società coinvolte e della politica norvegese, tre fattori incerti.

In Norvegia, le lobby ambientaliste si oppongono a qualsiasi ampliamento delle attività legate al petrolio e al gas; sono una minoranza, ma godono di un certo potere nel frammentato quadro politico del paese, caratterizzato da governi di coalizione. Vi sono inoltre legittimi timori di carattere economico. Poiché il fondo sovrano di investimento norvegese è ben bilanciato e



In seguito alla diminuzione dei volumi di gas esportati dalla Russia, la Norvegia è diventata il principale fornitore dell'Europa. In foto, il teatro dell'Opera di Oslo.

valutato circa tre volte il prodotto interno lordo (PIL), la necessità di ampliare la produzione di petrolio e gas non è così urgente, anzi, i rischi associati a investimenti eccessivi e il possibile calo dei prezzi di petrolio e gas invitano alla cautela. Analogamente, malgrado il fondo sovrano rappresenti una protezione contro variazioni improvvise nei flussi di cassa, i timori di un surriscaldamento dell'economia e di una monocultura economica frenano la possibile rapida espansione dell'oil & gas, e altrettanto rilievo hanno i rischi legati a incidenti industriali, inquinamento, pesca e danni ambientali.

Il punto fondamentale è capire se l'Europa vuole davvero il gas norvegese. Se sì, quanto e per quanto tempo? A quali prezzi? Fino al 2022 uno dei principali obiettivi delle politiche energetiche di Ue e Regno Unito era quello di eliminare l'uso del gas naturale entro il 2050, e tale proposito ha disincentivato la Norvegia e altri paesi a cercare nuovi giacimenti di petrolio e gas. Ora il quadro è cambiato? Dal punto di vista norvegese, il termine del 2050 è molto vicino per pensare a un forte rilancio di un settore (quasi) condannato a morte. Secondo l'Ue e il Regno Unito, quale rischio si assumerà la Norvegia? Si potrebbe sostenere che, nel contesto attuale, le emissioni aggiuntive di anidride carbonica (CO₂) della Norvegia andrebbero a sostituire le emissioni della Russia, ma come muterebbe la politica energetica dell'Ue in caso di un cambio al potere in Russia? L'Ue e il Regno Unito, ma anche il settore stesso, sono disposti a modificare i propri obiettivi climatici per favorire l'ampliamento dell'oil & gas in Norvegia? Nella situazione attuale, la Norvegia può contribuire all'accesso dell'Europa all'energia, ma è un processo che richiede tempo. La guerra in Ucraina sta cambiando le condizioni economiche, di politica climatica e di sicurezza relative al commercio del gas in Europa, anche per la Norvegia. Resta da capire se Ue e Regno Unito saranno in grado di creare condizioni favorevoli a investimenti a lungo termine nell'energia non solare, non eolica e non nucleare. L'accordo a lungo termine sul gas liquefatto tra Germania e Qatar potrebbe essere un indizio in questo senso. C'è poi la questione dello stato delle relazioni con la Russia nel lungo periodo.

we

ØYSTEIN NORENG

È professore emerito presso la BI Norwegian School of Management, Oslo, Norvegia. Esperto di petrolio e gas, Noreng ha svolto attività di consulenza per organizzazioni pubbliche e private tra cui i governi di Norvegia, Danimarca e Svezia, il Dipartimento di Stato degli Stati Uniti, le Nazioni Unite, la Banca Mondiale, il Fondo Monetario Internazionale, l'International Energy Agency e diverse compagnie petrolifere e del gas.

LE OPPORTUNITÀ DI UNA CRISI

di Davide Tabarelli

LA RIDUZIONE DEI FLUSSI DALLA RUSSIA HA FAVORITO L'ACCELERAZIONE SULL'INNOVAZIONE TECNOLOGICA DEL TRASPORTO DEL GAS LIQUIDO. STRATEGICO ANCHE IL GNL, IN ABBONDANZA DAGLI USA, CHE HA ANCHE FAVORITO LA RIDUZIONE DI EMISSIONI DI CO₂

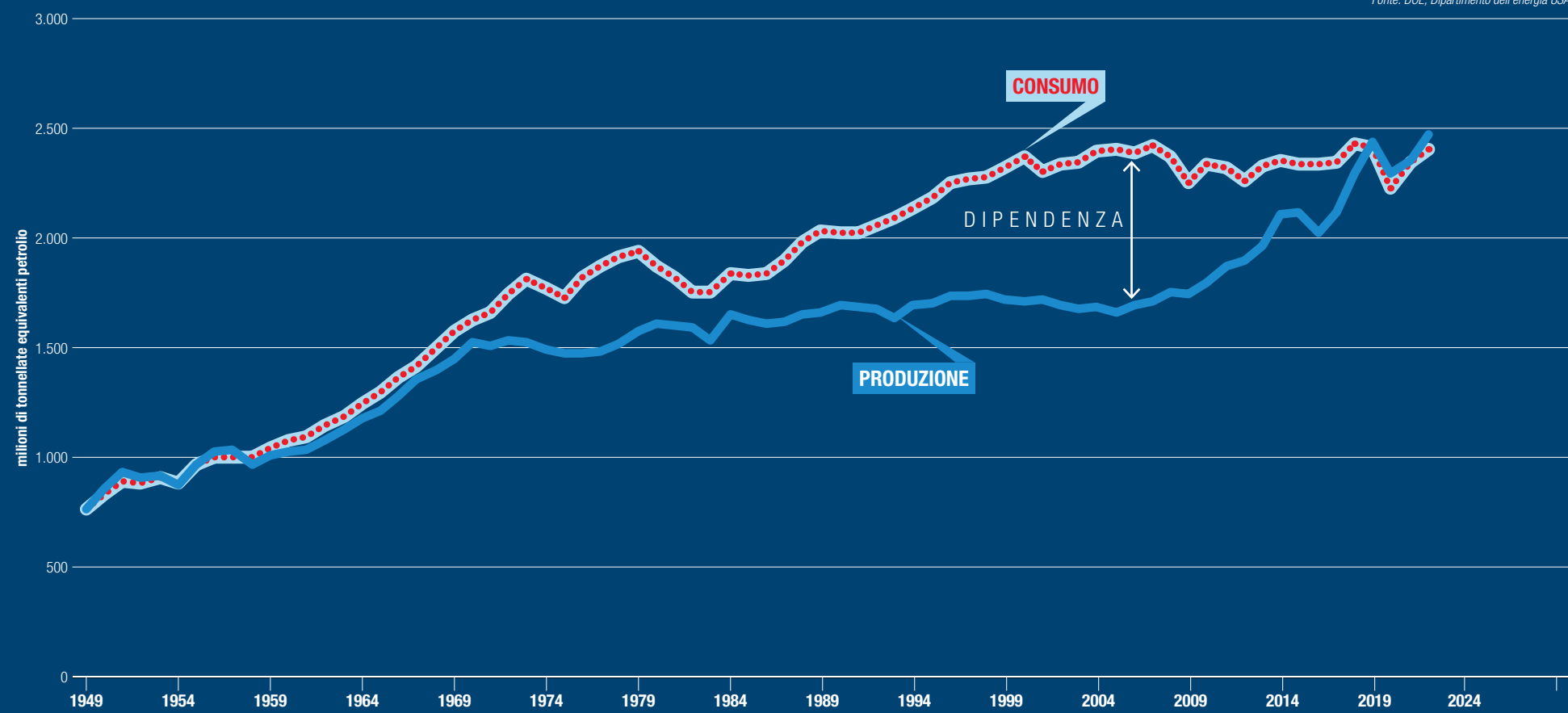
LE CRISI PORTANO ROTTURE, lacerazioni, che a volte spianano la strada per innovazioni, non vere e proprie scoperte, ma più miglioramenti accelerati di tecniche da tempo conosciute. Le crisi energetiche degli anni '70 aprirono alla produzione di petrolio in mare aperto, l'offshore, e allo sfruttamento del Mare del Nord in Gran Bretagna e Norvegia. L'abbondanza di gas che ne seguì permise la penetrazione del gas nei settori finali di consumo e lanciò l'uso del ciclo combinato a gas nella generazione elettrica. La necessità di spremere più petrolio dai vecchi giacimenti negli USA, perché i prezzi erano alti, spinse al recupero assistito nei giacimenti, quello con iniezione di fluidi per aumentare la pressione nel sottosuolo. Contemporanea fu anche

la perforazione orizzontale guidata che, assieme all'assistita di prima, negli anni 2000 ha portato alla rivoluzione della fatturazione idraulica, o fracking, la tecnica che ha permesso agli USA di raggiungere sostanzialmente la tanto agognata indipendenza energetica e che sta salvando il mercato europeo del gas dopo la crisi del 2022.

INIZIA TUTTO CON IL FRACKING

Proprio dal fracking parte la nuova mappa del gas mondiale, dopo la guerra in Europa che ha ridotto i flussi dalla Russia e aumentato quelli dagli Stati Uniti verso l'Europa sotto forma di gas naturale liquefatto (GNL). Una ridefinizione che è stata

INDIPENDENZA ENERGETICA USA



Grazie all'esplosione della produzione dal fracking, gli Stati Uniti hanno raggiunto da un paio d'anni l'indipendenza energetica, quella che dagli anni '70 era diventato uno dei loro principali problemi di politica estera.

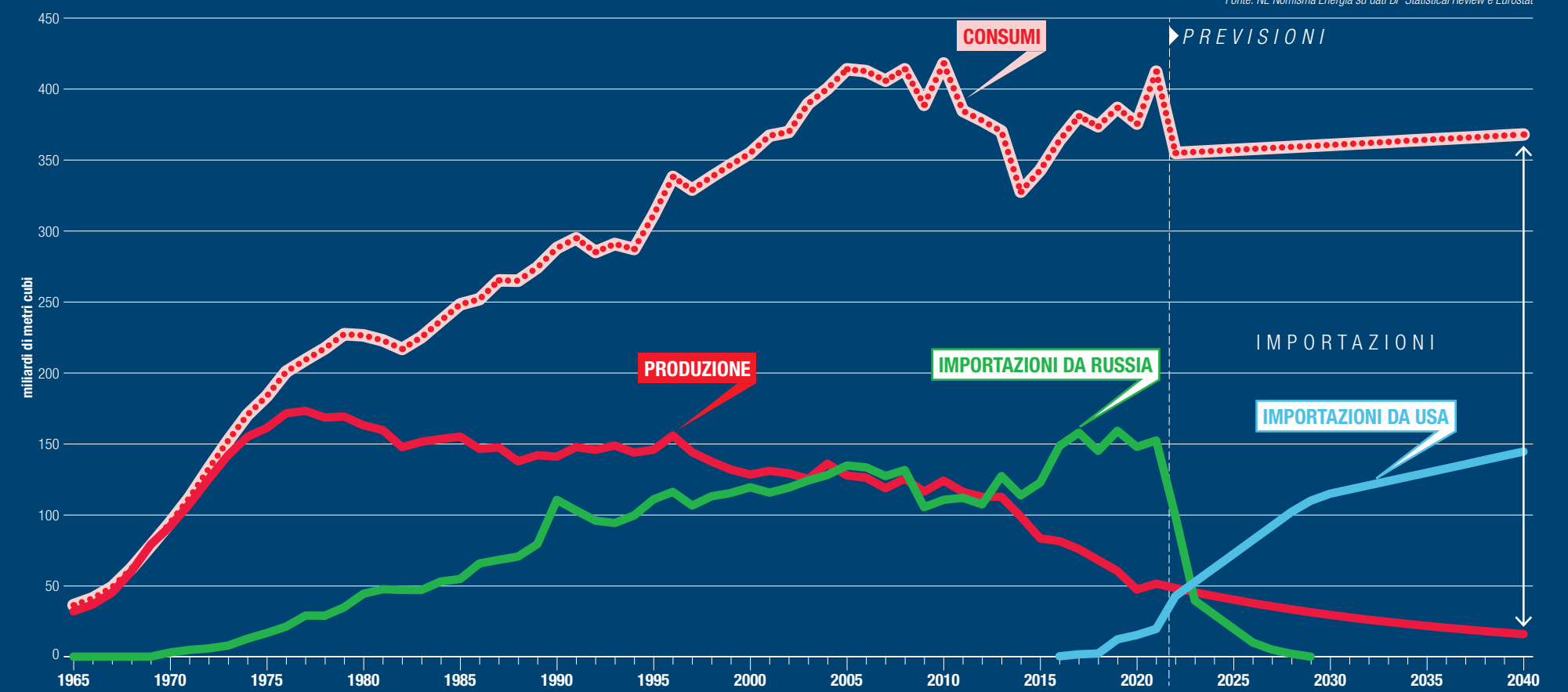
possibile con la contestuale accelerazione sull'innovazione tecnologica del trasporto del gas liquido, non più attraverso grandi strutture, con grandi metaniere impegnate su progetti garantiti per trasportare gas ai grandi terminali di rigassificazione presso i centri di consumo. La grande innovazione di questi anni, accelerata con la crisi, riguarda proprio il passaggio verso strutture più piccole, con terminali fatti di navi galleggianti, sia con impianti di liquefazione vicino ai pozzi delle piattaforme in mare aperto, sia presso i porti dei paesi importatori e consumatori. Questo ha fatto la crisi, di necessità virtù, riconvertire velocemente navi per il trasporto in strutture galleggianti soprattutto per i paesi consumatori dell'Europa. Due realizzate in Olanda a metà 2023, altre tre in Germania, con due in programma, una in Italia, con un'altra che arriverà nel 2024. Sono Floating Storage Regasification Units, FSRU, che permettono un transito annuale inferiore sempre rispetto ai grandi terminali di rigassificazione. Sono da 3-5 miliardi metri cubi (bcm) anno, contro gli 8-10 dei grandi impianti di rigassificazione a terra, quelli che sono stati fatti per decenni nei porti dei paesi consumatori, a Barcellona in Spagna, a Teesside in Gran Bretagna, a Zeebrugge in Belgio.

In Italia ci abbiamo provato per decenni, ma per una ragione o per l'altra, non ci siamo mai riusciti, nonostante fossimo il paese più adatto a questo tipo di impianti, perché importiamo molto

gas e perché abbiamo oltre 7 mila chilometri di coste. A terra ne abbiamo fatto uno, tanto tempo fa, all'inizio della stagione del gas, nel 1973: quello di Panigaglia, vicino al porto di La Spezia, da 3 bcm. Poi, nei decenni, abbiamo provato inutilmente a farne decine, da Montalto di Castro, passando per Monfalcone, poi Brindisi, Priolo, Ancona, Ravenna, Gioia Tauro, Porto Empedocle. Invece, ne abbiamo fatti due, entrambi in mare, ben distanti dalla costa, a testimonianza dell'impossibilità di fare cose normali in Italia. Uno è quello al largo di Livorno, entrato in funzione nel 2013 da 3,5 bcm anno, e quello di Adriatic LNG, di fronte alle coste della provincia di Rovigo, da 8 bcm, aumentato nel 2022 a 9, una struttura unica al mondo, un'isola gigantesca in cemento armato posata sul fondo del mare su cui sono stati costruiti gli impianti di rigassificazione. Costato quasi 3 miliardi di dollari, il doppio di quello che sarebbe costato farlo a terra, entrato in funzione nel 2009 dopo anni di difficoltà e di opposizione ambientale a livello locale. Sembrava addirittura anni fa che fossero inutili questi terminali, quasi in eccesso, visto il continuo calo della domanda italiana.

Poi, nel 2022, arriva la crisi del gas e, miracolo, l'Italia riesce a realizzare in poco più di un anno un terminale di rigassificazione, con una FSRU, da 5 bcm anno, ormeggiata nel porto di Piombino. Solo l'emergenza ha forzato alla realizzazione di un

UE: IMPORTAZIONE E PRODUZIONE DI GAS



terminale nel paese al mondo dove ce n'era più bisogno e dove nei precedenti 50 anni non se n'era realizzato nemmeno uno a terra. Solo con la tecnologia delle navi riconvertite è stato possibile e la Golan Tundra, la nave rigassificatrice, è diventata l'emblema di come l'innovazione tecnologica, e la rottura della crisi, stia cambiando il trasporto del gas naturale anche per un paese ostico come l'Italia. In maniera simile, ma più distante, sulle coste del Congo sono state installate delle unità simili, galleggianti, fatte con navi sulle quali si trovano gli impianti di liquefazione. Sono Floating Liquefied Gas Units, FLGU, che nell'arco di un anno riesco a spedire su navi metaniere il gas estratto dai giacimenti sul fondo del mare. Anche queste soluzioni si sono rese necessarie per rispondere all'urgenza di portare in Europa il gas che mancava dopo la crisi, con prezzi decuplicati che hanno reso conveniente la realizzazione di questi impianti in tempi rapidissimi. Ma è sempre la piccola unità galleggiante, veloce, di dimensioni più piccole, flessibile, capace, se necessario, ad essere spostata in altri luoghi dove potrebbero essere necessarie. Nel caso di Piombino, lo spostamento avverrà per l'impegno a tenerla nel porto solo per 3 anni e probabilmente la nuova destinazione sarà sulle coste della Liguria nel Nord Tirreno. Se non fosse stato un terminale galleggiante, lo spostamento non sarebbe stato possibile.

GNL, FONDAMENTALE PER COMPENSARE IL CALO DI IMPORTAZIONI

Come per l'Italia, così per tutta Europa, è stato il maggiore ricorso a importazioni di GNL che ha permesso di compensare gran parte della riduzione delle importazioni dalla Russia. Sono aumentati i volumi dal Qatar, dall'Egitto, in particolare verso l'Italia, dalla Norvegia, dal Sud America, ma soprattutto dagli Stati Uniti. E il discorso ritorna al fracking, la fratturazione idraulica, quella che ha consentito agli USA di raddoppiare la sua produzione in 20 anni, da quando partirono le prime sperimentazioni del fracking sullo shale gas. Dal 2000 al 2023 è salita da 510 bcm a quasi 1000 bcm e da questa abbondanza attinge gran parte del flusso di gas verso l'Europa. L'abbondanza di gas degli USA ha permesso uno dei più importanti miglioramenti ambientali a livello globale, la riduzione di emissioni di CO₂ da parte degli Stati Uniti, grazie alla sostituzione del carbone con il gas, perché più conveniente, nella generazione elettrica. Questo taglio, oltre ad essere positivo per le dimensioni degli Stati Uniti, che contano per il 14 per cento delle emissioni globali, è significativo del futuro del gas nel mondo, anche perché è l'America che anticipa i trend dell'industria energetica del mondo. Per affrontare il problema delle crescenti emissioni di carbonio da consumi di fossili servirà tutto, anche un maggiore impiego di gas nella generazione elettrica, soprattutto in Asia,

Nel 2021, prima della guerra, le importazioni di gas dalla Russia dell'Unione europea sono state di 170 miliardi di metri cubi (bcm), il 41% della domanda totale di gas dell'Europa. Si arriverà ad un progressivo azzeramento verso il 2027. Nel frattempo, continueranno ad aumentare le importazioni di GNL dagli Stati Uniti, già raddoppiate nel 2022 da 22 a 43 bcm.



© CRILOS ALFONSO/UNSPLASH



L'abbondanza di gas degli USA ha permesso uno dei più importanti miglioramenti ambientali a livello globale, la riduzione di emissioni di CO₂ da parte degli Stati Uniti, grazie alla sostituzione del carbone con il gas nella generazione elettrica. In foto, Austin, Texas.

dove la principale risorsa locale è il carbone e dove si concentrerà la crescita della domanda di elettricità dei prossimi decenni. Per questo, nella futura geografia del gas, le esportazioni verso l'Asia saranno sempre in crescita e ciò sarà motivato anche dalla questione ambientale. Grazie all'esplosione della produzione dal fracking, gli Stati Uniti hanno raggiunto da un paio d'anni l'indipendenza energetica, quella che dagli anni '70 era diventato uno dei loro principali problemi di politica estera. Obiettivo raggiunto prima di

tutto con le maggiori esportazioni di petrolio, quello che interessa di più la Casa Bianca, ma anche grazie ai crescenti volumi di GNL venduti all'estero, in particolare all'Europa. Il dominio del gas americano, attraverso il GNL, sul mercato internazionale è destinato a rafforzarsi nei prossimi anni con la realizzazione di nuovi impianti di liquefazione sulle coste del Golfo del Messico, dove sono già presenti una decina di terminali, alcuni in fase di espansione, altri affiancati da nuovi. È qui che arriva il grande flusso di produzione da gas da fracking del-

Stati Uniti, perché ha i prezzi più bassi, non distanti dai costi di produzione, grazie alla forte competizione che si è venuta a creare per effetto dell'innovazione tecnologica fracking.

LA FINE DELLA GUERRA, PER UNA MODERNIZZAZIONE DELLA RUSSIA

La crisi del gas del 2022 dell'Europa obbliga ad una ridefinizione delle forniture con un tentativo, solo in parte riuscito a metà 2023, di affrancamento dalle importazioni dalla Russia. Il continuo calo della produzione interna nell'Unione Europea, soprattutto dell'Olanda, ma anche dell'Italia, aveva spinto ad un incremento delle importazioni e quelle che erano più facili, più vicine, più economiche, più sensate, erano quelle dalla vicina Russia. Nessuno avrebbe mai immaginato che si potesse arrivare ad una guerra e alla necessità di affrancarsi da queste forniture. Nel 2021, prima della guerra, le importazioni di gas dalla Russia dell'Unione europea sono state di 170 bcm, il 41 per cento della domanda totale di gas dell'Europa. Nel 2022 sono scese, ma non si sono azzerate, e si sono collocate a 100 bcm, non proprio un volume da embargo. Peraltro, le importazioni di gas via tubo, sono scese da 155 a 75 bcm, compensate, però, da un raddoppio di quelle di GNL a 22 bcm. Di nuovo i vantaggi della flessibilità del trasporto via nave sono andati oltre i proclami che la politica voleva imporre. Nel 2023 il calo dalla Russia sarà ancora più pronunciato e si scenderà verso i 50 bcm, per poi arrivare ad un progressivo azzeramento verso il 2027. Nel frattempo, continueranno ad aumentare le importazioni di GNL dagli Stati Uniti, già raddoppiate nel 2022 da 22 a 43 bcm e anche nel 2023 verrà raggiunto un nuovo record verso i 60 bcm.

Nel più lungo termine, occorre sperare e puntare alla fine della guerra per far sì che la Russia riprenda un percorso di modernizzazione che vedrà nel gas uno degli elementi di crescita economica, condizione indispensabile per garantire stabilità nel lungo termine verso la creazione di una democrazia di stampo occidentale. La Russia rimane il paese che ha le riserve di gas più grandi al mondo, peraltro convenzionali, senza la necessità di ricorrere a produzioni difficili e invasive come il fracking. È il paese che più di altri ha bisogno di esportare gas, in particolare ai suoi vicini europei, che di gas continueranno ad averne bisogno a lungo.

we

DAVIDE TABARELLI

È presidente e cofondatore di Nomisma Energia, società indipendente di ricerca sull'energia e l'ambiente con sede a Bologna. Ha sempre lavorato come consulente per il settore energetico in Italia e all'estero, occupandosi di tutti i principali aspetti di questo mercato. Pubblica sulle principali riviste dedicate ai temi energetici.

l'interno degli Stati Uniti, non distante da quel mercato, quella interconnessione, Henry Hub, dove si formano i prezzi più importanti al mondo, che attualmente sono straordinariamente più bassi di quelli europei. A metà 2023 il prezzo del gas in Europa è sceso sotto i 30 euro per Megawattora, mentre Henry Hub è a quota 6 euro per Megawattora. La media del 2022 in Europa è stata di 132 euro per il TTF, mentre negli USA è stata di 22 euro. Queste differenze sono quelle che stanno ridefinendo la geografia del gas a livello globale, il tutto a favore degli



Mare nostrum

di Pier Paolo Raimondi

GRAZIE ALL'ESISTENZA DI INFRASTRUTTURE, ALLA VICINANZA GEOGRAFICA E ALLE ABBONDANTI RISERVE DI GAS, IL MEDITERRANEO RAPPRESENTA UNA DELLE AREE PIÙ PROMETTENTI PER L'ARCHITETTURA DELLA SICUREZZA ENERGETICA EUROPEA

LINVASIONE RUSSA dell'Ucraina sta producendo ingenti trasformazioni ai mercati del gas: a causa della guerra e del conseguente armamento delle forniture energetiche, gli Stati membri dell'UE hanno cercato delle alternative onde evitare che l'approvvigionamento subisse delle interruzioni. La ricerca di forniture di gas non russe ha dato il via alla riconfigurazione dei flussi sia in Europa sia a livello globale, influenzando il commercio di gas naturale liquefatto (GNL) e di gas convogliato via gasdotto. Il piano REPowerUE prevede un aumento delle importazioni di GNL da Stati Uniti, Qatar, Egitto e, in misura più limitata, da gasdotti quali quelli di Norvegia, Azerbaigian e Algeria. Diversi Paesi e regioni produttori hanno quindi acquisito una nuova ri-

levanza politica ed energetica; naturalmente l'area del Mediterraneo rappresenta una delle zone più promettenti per l'architettura della sicurezza energetica europea, poiché offre molti aspetti positivi quali le infrastrutture di esportazione esistenti, i legami politici di lungo corso, la vicinanza geografica e le abbondanti riserve di gas. Il ripristino della sicurezza energetica ha portato a considerare l'espansione di progetti infrastrutturali tra le due sponde, tra cui nuovi gasdotti e nuovi terminali GNL. Nonostante lo scenario promettente, ogni paese esportatore di gas del Mediterraneo deve affrontare e superare molteplici sfide, tanto nel breve quanto nel lungo periodo, per rafforzare ulteriormente il proprio ruolo nei mercati europei del gas.

I FLUSSI DAL NORD AFRICA E IL RUOLO DELL'ITALIA

Prima del 2011, i paesi del Mediterraneo avevano svolto un ruolo cruciale per i mercati europei del gas, fungendo da importanti fornitori: i paesi del Nord Africa, ad esempio, fornivano la metà del gas italiano grazie ai gasdotti provenienti dalla Libia e soprattutto dall'Algeria. Tuttavia, i flussi dall'Algeria e dalla Libia sono diminuiti a causa dell'aumento della domanda interna, unito al calo della produzione e, in alcuni casi, all'instabilità politica conseguente alla cosiddetta "primavera araba": in Libia e in Egitto, per esempio, l'instabilità politica post-2011 ha gravemente compromesso la produzione e l'esportazione. L'Egitto è divenuto infatti un importatore netto negli anni a se-





© MOAYAD ZAGHDANI/UNSPLASH

guire (2015-2019), poiché non è stato in grado di condurre attività di esplorazione per sostenere la produzione a fronte dell'aumento del consumo interno. Di conseguenza, la Russia ha rinsaldato il proprio ruolo dominante nel mercato europeo, aggiudicandosi il 40 per cento del gas importato dall'UE. In questo periodo, lo sviluppo di progetti infrastrutturali nuovi e alternativi è stato fortemente ostacolato dai bassi prezzi del gas e dalle crescenti ambizioni climatiche che hanno inasprito l'eccessiva dipendenza dell'Europa dal gas russo.

Dopo l'invasione russa dell'Ucraina, i paesi del Mediterraneo hanno contribuito principalmente alla sicurezza energetica dell'Italia e tuttavia potrebbero esportare più gas verso l'Europa - soprattutto verso l'Europa centrale e orientale - attraverso l'Italia stessa. Di fatto, grazie alla sua posizione e a diversi fattori, lo Stivale può trarre un potenziale vantaggio dalla riconfigurazione generale dei flussi energetici verso l'Europa e all'interno della stessa. La posizione geografica rende l'Italia un potenziale hub di transito e un ponte tra le importazioni di energia dal Mediterraneo e la domanda energetica dell'Europa, cosa che piazzerebbe il Belpaese al vertice della filiera rispetto all'ordine precedente. Per raggiungere questo obiettivo, l'Italia dovrebbe ampliare la propria infrastruttura del gas in modo da consentire il flusso di maggiori volumi da sud a nord e raggiungere così i mercati continentali. Inoltre, dovrebbe far fronte a diverse sfide e a molteplici vincoli, come l'incertezza sulla futura domanda europea di gas, nonché progettare i futuri rapporti e progetti energetici in linea con gli obiettivi climatici europei.

SFIDE E OPPORTUNITÀ PER L'ALGERIA

Uno dei maggiori vincitori nel nuovo panorama energetico potrebbe essere l'Algeria. All'indomani della guerra contro la Russia, il paese produttore nordafricano ha rafforzato le proprie relazioni con uno dei suoi partner energetici chiave e di lunga data: l'Italia. L'Algeria è divenuta una componente chiave degli sforzi dell'Italia per svincolarsi dal gas russo grazie alla sua vicinanza geografica ai mercati europei, alle interconnessioni esistenti e alle vaste riserve di gas. Pertanto, l'Italia e l'Algeria hanno concordato di aumentare i volumi di gas sfruttando la capacità inutilizzata del gasdotto TransMed da 34 miliardi di metri cubi (pari a 13 miliardi di metri cubi nel 2021), approccio che risulta essere anche l'opzione meno costosa in quanto non richiede investimenti infrastrutturali. Nel 2022, l'Algeria ha riconquistato la corona di principale fornitore all'Italia, esportando 23,6 miliardi di metri cubi di gas. Il nuovo contesto politico ha anche indotto il governo algerino a riconsiderare la fattibilità del gasdotto GALSI verso la Sardegna, che inizialmente dovrebbe trasportare il surplus di gas e successivamente idrogeno.

Tali sviluppi mettono in luce due aspetti fondamentali delle relazioni tra Algeria e UE nel settore del gas: in primo luogo, l'Algeria si concentra principalmente sulle esportazioni tramite



© KAT MED/UNSPLASH

gasdotti. Il paese ha esportato circa l'80 per cento del proprio gas in Europa, la maggior parte del quale verso i mercati di Italia e Spagna. L'Algeria dispone di due terminali GNL con una capacità complessiva di 38 bcm/anno che tuttavia sono fortemente sottoutilizzati. L'ampia capacità sottoutilizzata di tali impianti consente di esportare ulteriori quantità senza dover ricorrere ad altri investimenti infrastrutturali e tuttavia le esportazioni di GNL dell'Algeria sono scese a circa 13 miliardi di metri cubi rispetto ai 17 miliardi di metri cubi del 2021, a dimostrazione delle sfide che il paese deve affrontare per aumentare i volumi in uscita.

Infatti, ad oggi i volumi esportati dall'Algeria si sono quindi rivelati determinanti per l'Italia. Nonostante l'incremento delle quantità verso l'Italia nel 2022, le esportazioni totali di gas dall'Algeria sono diminuite a causa del crollo dei volumi verso la Spagna e delle esportazioni di GNL. Di fatto, le esportazioni algerine verso l'Italia hanno toccato i massimi livelli da 12 anni a questa parte, ma ciò a fronte di una diminuzione del gas tramite gasdotto verso la Spagna e di un calo delle esportazioni di GNL, con una conseguente riduzione complessiva del gas in uscita rispetto ai livelli del 2021 (i più elevati nell'arco di 11 anni). Il crollo dei volumi verso la Spagna è dovuto alla chiusura della linea GME via Marocco: nel 2022 l'Algeria ha esportato 9 bcm (da meno di 8 bcm nel 2021) attraverso il gasdotto Medgaz, ma il volume totale di gas è diminuito di oltre il 35

per cento nel 2022 rispetto al 2021; al contempo, la Spagna ha aumentato le proprie importazioni di GNL, detenendo circa un terzo della capacità di rigassificazione dell'UE. L'Algeria non si è però dimostrata in grado di trarre vantaggi dal nuovo scenario: nonostante abbia riconquistato il ruolo di principale fornitore di gas per l'Italia, il paese nordafricano deve far fronte ai ben noti problemi cronici prima di beneficiare veramente dell'attuale contesto, sia a breve sia a lungo termine. L'aumento del consumo interno, i vincoli normativi che ostacolano gli investimenti nelle attività di esplorazione e produzione e le questioni ambientali rimangono in effetti degli ostacoli fondamentali per l'aumento delle esportazioni di gas algerino, come evidenziato dal persistere della capacità inutilizzata delle infrastrutture di esportazione del paese. L'Algeria ha bisogno di attirare le compagnie energetiche internazionali affinché investano nel suo upstream, che tradizionalmente è stato limitato da un rigido quadro normativo. Una possibile svolta per la produzione di gas algerino consiste nella valorizzazione delle enormi riserve di shale gas del paese, stimate in 20.000 miliardi di metri cubi, con la collaborazione di principali compagnie petrolifere statunitensi quali Chevron ed ExxonMobil.

LA LIBIA A UN PUNTO DI SVOLTA

L'altro stato del Mediterraneo collegato ai mercati europei del gas è la Libia. Il Paese nordafricano ha una sola via di esporta-

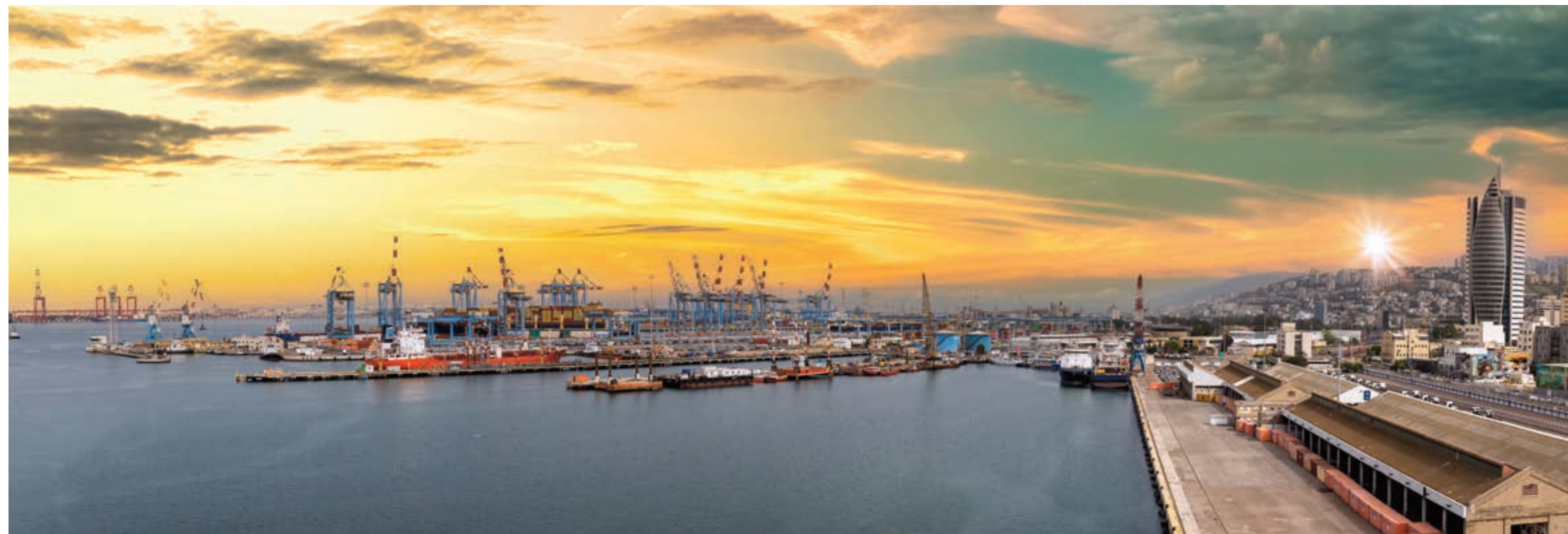
zione possibile (il gasdotto Greenstream da 12 miliardi di metri cubi), poiché il suo unico terminale GNL a Marsa el-Brega è inattivo dal 2011: con lo scoppio della guerra civile in quell'anno, il paese è caduto in un caos politico e di sicurezza che ha pesantemente compromesso la capacità di esportare costantemente gas. Nonostante le condizioni favorevoli (infrastrutture sottoutilizzate, vicinanza geografica e vaste risorse), la Libia è rimasta ai margini della strategia di diversificazione dell'Europa. La produzione di gas è diminuita nell'ultimo decennio, passando da 17 bcm nel 2013 a 14 bcm nel 2022. Oltre all'instabilità politica, la Libia ha registrato un aumento della domanda interna, soprattutto nel settore energetico, erodendo i volumi di esportazione del gas: nel 2022, l'Italia ha importato dalla Libia solo 2,6 miliardi di metri cubi, contro i 3,2 miliardi del 2021. La Libia non potrà accrescere la propria rilevanza per l'Italia e per l'Europa se non entrerà in funzione una nuova produzione di gas. Nel gennaio 2023, la firma dell'accordo da 8 miliardi di dollari tra Italia e Libia volto a rivitalizzare il settore energetico libico ha segnato una possibile svolta: se attuato, l'accordo rappresenterà un enorme passo avanti per il Paese, in quanto aumenterà la produzione nazionale di gas sia per il crescente mercato interno sia per i mercati europei. Tuttavia, gli investimenti energetici (e quindi le esportazioni libiche) sono profondamente intrecciati con il contesto politico e di sicurezza del paese.

MEDITERRANEO SUD-ORIENTALE

La necessità di diversificare le fonti e le rotte ha riportato sotto i riflettori l'area del Mediterraneo orientale, che potrebbe contribuire a un aumento della sicurezza energetica europea e fornire volumi di gas alternativi. Per oltre un decennio, l'area del Mediterraneo orientale è stata fonte di grandi speranze e ambizioni in relazione alla possibilità di diventare in un hub per l'esportazione di gas. Tuttavia, le sfide economiche e (geo)politiche hanno rappresentato una sostanziale minaccia. Nell'aprile del 2022, la compagnia energetica italiana Eni ha firmato un accordo con la compagnia egiziana EGAS per un massimo di 3 bcm di GNL nel 2022 per l'Italia e l'Europa. Nella stessa ottica, nel giugno 2022, la Commissione europea, l'Egitto e Israele hanno firmato un memorandum d'intesa trilaterale volto ad aumentare le importazioni di energia da questi paesi verso l'UE, in particolare utilizzando il gas israeliano attraverso l'infrastruttura di esportazione di GNL dell'Egitto. Tali accordi evidenziano la rilevanza di due attori dell'area per quanto riguarda le esportazioni di gas: Egitto e Israele.

CRESCERE L'EXPORT EGIZIANO

L'Egitto è emerso come punto di riferimento delle esportazioni di gas del Mediterraneo orientale, detenendo le uniche infrastrutture di esportazione dell'area, vale a dire i due terminali di esportazione di GNL Idku (con una capacità di 10 bcm) e Da-



© FREEPIC

mietta (con una capacità di 7 bcm). Negli ultimi due anni, l'Egitto ha aumentato le esportazioni verso l'Europa, incoraggiato dai prezzi record del gas: nel 2021 ha esportato 9 miliardi di metri cubi, l'80 per cento dei quali in Europa, mentre nel 2022 ha esportato 11,2 miliardi di metri cubi, di cui il 90 per cento in Europa. Considerando gli alti prezzi, il paese era fortemente determinato a vendere il proprio gas all'Europa e ha deciso, pertanto, di dare priorità alle esportazioni di GNL, con conseguente crescita del consumo di petrolio nel settore energetico nazionale. Al contrario, Israele non dispone delle infrastrutture per esportare il proprio gas al di fuori dalla regione; ciononostante, il paese è divenuto parte essenziale della strategia di esportazione dell'Egitto. Israele esporta infatti il proprio gas in Egitto dal 2020, contribuendo al ruolo di quest'ultimo come esportatore di gas nella regione, come indicato anche nel protocollo d'intesa trilaterale tra la Commissione, l'Egitto e Israele. Israele si sta impegnando a monetizzare le proprie riserve di gas e a rimanere nell'architettura energetica regionale attraverso dei piani (attualmente in corso) per aumentare la capacità produttiva ed esplorare nuove rotte di esportazione. Nonostante il potenziale e il contributo, il ruolo del gas del Me-

diterraneo orientale all'interno dei relativi mercati europei rimane piuttosto modesto in termini di volume rispetto al proprio potenziale e agli altri fornitori. I paesi del Mediterraneo orientale devono giungere a delle strategie comuni per potenziare le vecchie rotte di esportazione e crearne delle nuove, ma l'area è stata caratterizzata da tensioni geopolitiche, scarsa interconnettività e sfide economiche, tutti fattori che ne hanno svilito le ambizioni. Ciononostante, nel 2022 la regione ha registrato alcuni importanti sviluppi in ambito politico ed energetico, in particolare la risoluzione delle dispute di confine (Israele-Libano) e le nuove scoperte di gas al largo di Cipro, che potrebbero avere conseguenze positive sul ruolo futuro delle risorse energetiche e delle rotte di esportazione del Mediterraneo orientale.

LA SFIDA DELL'EASTMED

Potenzialmente, la regione potrebbe contribuire ulteriormente alla sicurezza energetica dell'UE attraverso il gasdotto EastMed, nonostante la sua complessità in termini di elevati costi di investimento, sfide ingegneristiche e tensioni geopolitiche. Tuttavia, il progetto garantirebbe 10 miliardi di metri cubi di gas

all'Europa, assicurando la diversificazione delle rotte e delle forniture e contribuendo a superare la concorrenza con altri Paesi importatori sul mercato del GNL. Per essere conforme agli obiettivi climatici europei e alla futura domanda di gas, il progetto dovrebbe anche essere in grado di trasportare idrogeno a lungo termine.

In conclusione, l'area del Mediterraneo è stata determinante per la strategia di diversificazione dell'Italia e in futuro potrebbe contribuire ulteriormente a rendere sicuro il mercato europeo del gas grazie a molteplici fattori. A tal fine, ogni paese produttore dovrà affrontare sfide interne simili (aumento della domanda interna, vincoli di produzione e questioni ambientali) unitamente all'incertezza legata alla domanda di gas dell'Europa, considerando gli obiettivi climatici fissati.

we

PIERPAOLO RAIMONDI

Ricercatore nell'ambito del Programma Energia, Clima e Risorse dello IAI, dottorando presso l'Università Cattolica di Milano.

L'area del Mediterraneo rappresenta una delle zone più promettenti per l'architettura della sicurezza energetica europea, poiché offre molti aspetti positivi quali le infrastrutture di esportazione esistenti, i legami politici di lungo corso, la vicinanza geografica e le abbondanti riserve di gas. In apertura, Alessandria (Egitto), nelle pagine successive Tripoli (Libia) e Arzew (Algeria), in alto a destra, il porto industriale di Haifa (Israele).



LINVASIONE DELL'UCRAINA da parte della Russia, paese tra i maggiori produttori di gas al mondo e principale fornitore di gas all'Europa, ha sconvolto profondamente il mercato del gas. Svezziati dal gas russo, i paesi europei hanno iniziato a cercare attivamente fonti alternative, individuando esplicitamente una possibilità nel continente africano, che ha un considerevole potenziale di gas.

L'Africa ha riserve accertate per circa 16mila miliardi di metri cubi (bcm, billion cubic meter), pari ad appena l'otto per cento di quelle mondiali. Le sue riserve si concentrano soprattutto in due regioni: in Nord Africa, con Algeria (4500 bcm), Egitto (2210 bcm) e Libia (1500 bcm) a detenerne la maggior parte, e nel Golfo di Guinea, in cui spicca la Nigeria (5760 bcm). Questi quattro paesi attualmente sono anche i principali produttori di gas naturale dell'Africa: l'Algeria produce circa 100 bcm l'anno,

seguita da Egitto (70 bcm), Nigeria (42 bcm) e Libia (15 bcm); gli altri produttori di gas del continente sono Guinea Equatoriale (6,7 bcm), Angola (5,6 bcm) e Mozambico (4,6 bcm). Nel complesso, i paesi africani producono circa 260 bcm di gas l'anno, pari al 6,5 per cento della produzione mondiale.

Alla luce di questi dati, il continente africano non sembra essere strategico per il mercato mondiale del gas. Ma i numeri possono essere fuorvianti: innanzitutto, non tengono conto di tutte le scoperte su larga scala avvenute nell'ultimo decennio in Mozambico, Tanzania, Senegal, Mauritania ed Egitto, scoperte per la maggior parte ancora in fase di sviluppo. Secondo, nell'Africa sub-sahariana per lungo tempo il gas naturale non è stato considerato altro che un inutile sottoprodotto del petrolio, perché le società petrolifere ritenevano che il mercato locale non fosse in grado di generare una domanda tale da giustificare gli inve-

LA NUOVA ELDORADO

di Philippe Copinschi

GRAZIE ALLE NUMEROSE SCOPERTE E AL GRANDE VOLUME STIMATO DELLE SUE RISERVE DI GAS, L'AFRICA PUÒ DIVENTARE UN ATTORE IMPORTANTE SUL MERCATO MONDIALE, MA PER REALIZZARE TUTTI I PROGETTI E DISPIEGARE IL SUO PIENO POTENZIALE DOVRÀ SUPERARE DIVERSI OSTACOLI

© GETTY IMAGES/UNSPASH



© SIME PHOTO



stimenti necessari (nonostante le dimensioni delle popolazioni locali e il loro intrinseco fabbisogno energetico), e che i mercati di consumo (Europa, Stati Uniti, Asia orientale) fossero troppo distanti. Di conseguenza, fino alla fine degli anni Novanta gli investimenti nella ricerca di gas naturale e nello sviluppo dei campi di gas individuati nell'Africa sub-sahariana sono stati molto contenuti. I paesi nordafricani hanno invece iniziato a produrre gas già negli anni Sessanta, approfittando della prossimità del mercato europeo.

NORD AFRICA

L'Algeria, principale produttore della regione, ha un gasdotto che esporta il gas in Italia e due gasdotti che lo portano in Spagna (di cui uno, però, chiuso dall'ottobre del 2021); il paese dispone anche di quattro terminali di gas naturale liquefatto (GNL) dedicati all'esportazione. Allo stato attuale, tuttavia, tali infrastrutture sono ampiamente sottoutilizzate: infatti, per quanto negli ultimi anni la produzione algerina di gas non abbia visto una grande evoluzione, il consumo interno è in continua crescita, il che automaticamente riduce le quantità disponibili per l'esportazione. Nel 2021 l'Algeria ha esportato circa 55 bcm di gas, contro i 64 del 2010.

Nonostante le sue grandi riserve, la Libia, grande produttore di petrolio, produce una quantità di gas naturale relativamente modesta (14,5 bcm l'anno) e ne esporta solo una parte (4,3 bcm

l'anno). Per il paese l'unica possibilità di esportare il proprio gas è un gasdotto che raggiunga l'Italia attraversando la Tunisia, perché l'unico terminale di GNL è stato danneggiato durante la guerra civile del 2011 ed è ancora fuori uso.

Negli ultimi vent'anni l'Egitto è diventato un produttore relativamente importante (oggi produce quasi 70 bcm l'anno, il triplo rispetto all'inizio degli anni 2000), ma la sua produzione è in gran parte destinata al consumo locale (65 bcm l'anno), il che gli consente di esportare all'incirca solo 4 bcm l'anno, cioè tre volte meno di dieci anni fa. Potenzialmente, l'Egitto potrebbe esportare molto di più sfruttando il gasdotto che lo collega a Israele e i suoi due terminali di GNL. Grazie alle recenti scoperte, nel 2022 produzione ed esportazione sono entrambe aumentate in modo sostanziale, e nel 2023 dovrebbero salire ulteriormente consentendo al paese di raggiungere la massima capacità di esportazione.

GOLFO DI GUINEA

Per molto tempo la maggior parte del gas associato prodotto nell'Africa sub-sahariana è stato semplicemente bruciato per flaring, nonostante le disastrose conseguenze ambientali e sanitarie. Si è dovuto attendere il 1999 perché venisse messo in servizio il primo impianto di liquefazione dell'Africa sub-sahariana, in Nigeria, cui sono seguiti quelli di Guinea Equatoriale (2007), Angola (2013) e Camerun (2018), che hanno consen-

fazione e all'aumento della capacità produttiva degli impianti esistenti. Presso l'impianto di Bonny Island, in Nigeria, è comunque in corso la costruzione del settimo treno di liquefazione, che dovrebbe consentire al paese di raggiungere una produzione di 33,4 bcm di GNL l'anno entro il 2024. Analogamente, il Congo-Brazzaville potrebbe presto (seppur con modestia) entrare a far parte del club dei produttori africani di GNL, grazie alla messa in servizio di un primo impianto di liquefazione (Tango FLNG, con capacità di 0,67 bcm l'anno), prevista per dicembre 2023, cui nel 2025 seguirà un secondo impianto (Marine XII FLNG, con capacità di 2,7 bcm l'anno).

NUOVI POTENZIALI POLI PRODUTTIVI

In Africa, il futuro del GNL sembra essere più promettente altrove che non nelle due storiche aree di produzione del continente. Nei primi anni del 2010 si sono fatte scoperte molto importanti in Mozambico e in Tanzania, e dal 2016 ne sono state fatte altre, seppur minori, al largo di Senegal e Mauritania.

Con risorse sfruttabili paragonabili a quelle della Nigeria, cioè quasi 5.000 bcm in Mozambico e circa 1.500 bcm in Tanzania, entro la fine del decennio l'Africa orientale potrebbe di fatto diventare un attore importante nel mercato mondiale. Pur con diversi anni di ritardo, i progetti iniziano finalmente a sbloccarsi. Nel 2022 Eni ha lanciato il suo primo progetto in Mozambico, l'impianto di GNL galleggiante Coral South (capacità di 3,85 bcm l'anno). Nel 2019 TotalEnergies ha lanciato il progetto per l'impianto Mozambique LNG, che prevede una produzione finale di circa 19 bcm di GNL l'anno, interrompendolo tuttavia nel 2021 a causa dell'insicurezza nel nord del paese, dove si trovano gli impianti di produzione; il progetto potrebbe riprendere nella seconda metà del 2023 per essere completato entro il 2026. Inoltre, Eni ed ExxonMobil dovrebbero a breve lanciare il progetto Rovuma LNG, che prevede la costruzione di due treni di liquefazione per una produzione finale di 22 bcm l'anno.

Il totale dei progetti già approvati o in fase di approvazione ammonta quindi a 46 bcm l'anno, quantità che sarà disponibile sul mercato negli anni a venire. Sul lungo termine la produzione potrebbe crescere ulteriormente e, considerate le risorse in essere, gli operatori contano di raggiungere i 75 o addirittura i 90 bcm l'anno entro il 2030 (in Mozambico più Tanzania). Un tale volume porterebbe la regione a posizionarsi quarta al mondo per capacità di esportazione di GNL, dopo Stati Uniti, Qatar e Australia.

Anche le quantità scoperte in Senegal e in Mauritania, seppur minori, indicano la possibilità per la regione di diventare un hub di esportazione nel prossimo futuro; le risorse di gas di quest'area a cavallo del confine marittimo tra i due paesi sono stimate tra i 1.400 e i 2.850 bcm, e le scoperte continuano. Nel 2018 BP ha approvato l'avvio della fase 1 dello sviluppo del complesso Grand Tortue/Ahmeyim (GTA), che, grazie a un impianto galleggiante, a partire dal 2022 dovrebbe produrre 3,65 bcm di

tito alla regione di iniziare a monetizzare le proprie risorse di gas. La produzione cumulativa di GNL dell'Africa sub-sahariana ammonta a 36,3 bcm l'anno (il 7,3 percento della produzione mondiale), principalmente in Nigeria (26 bcm l'anno, che fanno del paese il sesto esportatore di GNL al mondo), seguita da Angola (5,5 bcm l'anno), Guinea Equatoriale (3,5 bcm l'anno) e Camerun (1,5 bcm l'anno). Per quanto negli ultimi anni si sia lavorato molto per ridurre il flaring (soprattutto in Nigeria, dove nell'ultimo decennio la quantità di gas bruciato a cielo aperto si è dimezzata), ogni anno in Africa il flaring consuma circa 30 bcm di gas, soprattutto in Algeria (8,6 bcm l'anno), Libia (5,4 bcm), Nigeria (5,3 bcm) ed Egitto (2 bcm): si tratta di più del 20 percento del flaring mondiale (anche se l'Africa produce solo l'8,2 percento del petrolio mondiale).

Da quando sono entrati in funzione, molti dei citati impianti di liquefazione hanno avuto una produzione piuttosto irregolare, in particolare in Angola, dove nei primi anni l'operatività dell'impianto ha dovuto affrontare diversi problemi tecnici; in Nigeria è invece l'instabilità politica del Delta del Niger (il luogo di produzione di petrolio e gas) a causare frequenti interruzioni agli impianti. Nonostante il grande potenziale, le ripetute battute d'arresto hanno ampiamente ostacolato quegli investimenti che avrebbero consentito di aumentare la capacità produttiva, con il conseguente abbandono o il definitivo congelamento di diversi progetti finalizzati alla costruzione di impianti di lique-



UN GIOIELLO DI TECNOLOGIA

Coral South è il primo progetto di Eni e i suoi partner per lo sviluppo delle risorse di gas scoperte nel bacino di Rovuma, al largo del Mozambico. Il progetto riguarda la produzione e la vendita del gas contenuto nella parte meridionale del giacimento di Coral mediante Coral Sul FLNG (Floating Liquefied Natural Gas), un impianto galleggiante di liquefazione di gas naturale con una capacità di 3,4 milioni di tonnellate di GNL, alimentato da 6 pozzi sottomarini. La Coral Sul ha avviato l'introduzione di idrocarburi nell'impianto a giugno 2022 e, a novembre, ha prodotto il primo carico di gas naturale liquefatto, aggiungendo così il Mozambico ai Paesi produttori di GNL e contribuendo allo sviluppo economico e sociale del Paese. Fin dalla fase di design, grazie a un'analisi sistematica dell'efficienza energetica, sono state adottate soluzioni per ridurre al minimo le emissioni di CO₂. Complessivamente, il consumo di energia di Coral Sul FLNG risulta significativamente più basso della media del settore: 256 kwh per ogni tonnellata di GNL prodotto invece dei 275/400 kwh/ton delle unità di questo tipo oggi in attività.



© ARCHIVIO ENI



GNL l'anno; è inoltre in via di pianificazione un'altra fase che promette di aumentare la produzione di GNL di altri 3,65 bcm l'anno entro il 2026.

LE SFIDE DA AFFRONTARE

Per le numerose scoperte e il grande volume stimato delle sue riserve, l'Africa viene spesso vista come la nuova El Dorado del gas, ma la realizzazione di tutti i progetti per dispiegare il pieno potenziale della regione rende necessario superare diversi ostacoli.

Il primo è di natura finanziaria: nella sola Africa orientale, il costo dello sviluppo di tutte le risorse per i prossimi decenni è stato stimato in diverse decine di miliardi di dollari; assicurarsi clienti è quindi una priorità per gli operatori dei progetti e condizione essenziale per innescare la decisione finale di investimento. In futuro, la produzione dell'Africa orientale dovrebbe logicamente essere destinata all'Asia (Thailandia, Cina, Giappone, India, ecc.), ma probabilmente in concorrenza con gli altri produttori desiderosi di rifornire il mercato asiatico, come Australia, Qatar e, forse, Iran e Stati Uniti. Sebbene tutti questi paesi abbiano in programma di incrementare la propria produzione di GNL, in alcuni casi anche in modo sostanziale, non è certo che la domanda asiatica possa davvero assorbire tutta la loro offerta.

Altro importante problema è la ripartizione della produzione di gas tra mercato mondiale e mercato locale. Per quanto la crescita demografica dell'Africa continui a ritmi elevati e per le popolazioni locali l'accesso all'elettricità (e all'energia in generale) sia ormai una questione determinante per lo sviluppo, le società petrolifere devono sempre più conciliare il proprio desiderio di esportare il GNL (l'opzione più redditizia) con quello dei governi di rifornire il mercato locale e regionale al fine di promuovere lo sviluppo. Le pressioni del governo tanzaniano per dirottare parte della produzione nazionale di gas verso il mercato interno sono tra i principali motivi dello stallo ultradecennale dei progetti di sviluppo dei campi di gas, e incertezze analoghe interessano anche la Nigeria, paese in cui attualmente solo uno su quattro degli oltre 200 milioni di abitanti ha accesso all'elettricità.

Infine, il terzo ostacolo, di natura politica. Tra l'instabilità cronica della regione del Delta del Niger, il moltiplicarsi degli atti di pirateria nel Golfo di Guinea e gli attacchi mortali dei guerriglieri islamici nel nord del Mozambico, l'intera sub-regione è una zona ad alto rischio per le società petrolifere internazionali.

we

PHILIPPE COPINSCHI

È un esperto di questioni energetiche internazionali e africane e lavora alla Paris School of International Affairs, Sciences Po Paris, dove è Seminar Leader in World Politics. Insegna anche Relazioni Internazionali alla ESCP Europe Business School di Parigi.

LA PARTNERSHIP STRATEGICA E GEOPOLITICA
TRA MOSCA E PECHINO NON È EQUILIBRATA:
È LA CINA DI XI JINPING AD AVERE
IL CONTROLLO DELLA SITUAZIONE,
A MUOVERSI SECONDO IL SUO INTERESSE
NAZIONALE, ANCHE SUL PIANO ENERGETICO

UN' ALLEANZA ASIMMETTRICA

S IN DALL'INIZIO dell'invasione su larga scala dell'Ucraina da parte della Russia, la Cina ha aumentato il volume del suo import di gas e petrolio da Mosca. L'energia è sempre uno dei punti di discussione più strategici durante i colloqui o i summit tra il leader cinese Xi Jinping e il presidente russo Vladimir Putin. Secondo i dati pubblici delle dogane cinesi, nel corso del 2022 il 17 per cento delle importazioni di greggio cinesi, per un totale di 1,7 milioni di barili al giorno, sono arrivate dalla Russia. Il greggio verso la Cina, che nel 2021 rappresentava il 31 per cento delle esportazioni di Mosca, è arrivato un anno dopo al 35 per cento. In una conferenza stampa a gennaio 2023 il vice primo ministro russo Alexander Novak ha detto che

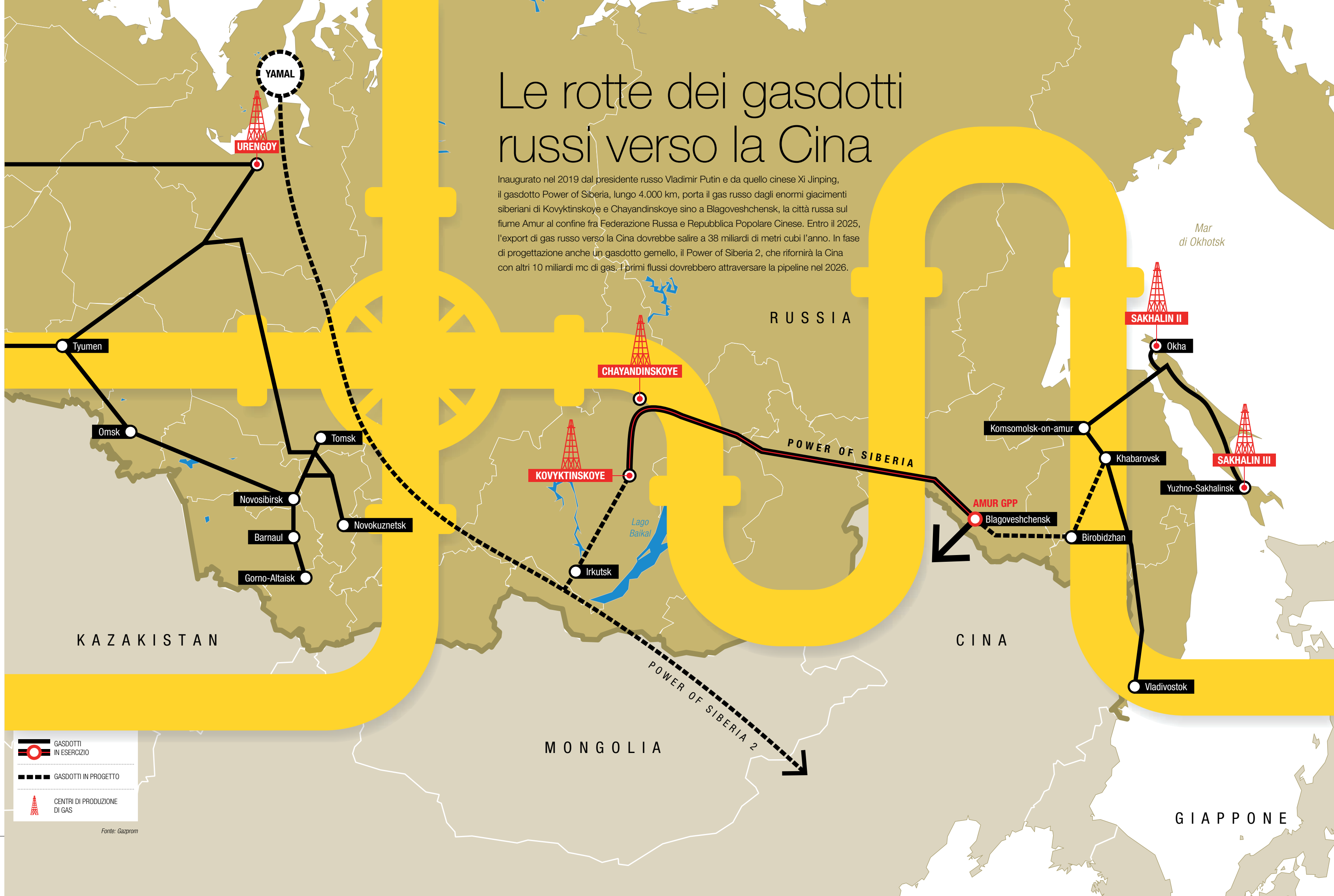
“nonostante le azioni dei paesi ostili e le restrizioni delle sanzioni, la produzione di petrolio nel 2022 è stata di 535 milioni di tonnellate, vale a dire 10 milioni di tonnellate in più rispetto al 2021. Anche le esportazioni sono cresciute del 7 per cento”. La Repubblica popolare cinese l'anno scorso ha aiutato il partner strategico del Cremlino anche dal punto di vista delle esportazioni di carbone, passate dal 25 al 32 per cento. Ma a ben guardare i dati, l'incremento è solo cosmetico, utile alla propaganda russa e allo stesso tempo a mettere in sicurezza la filiera di approvvigionamento cinese. Perché negli anni un colosso energivoro come Pechino ha capito come diversificare le sue fonti. E infatti la Russia viene dopo l'Arabia Saudita per quanto riguarda le importazioni di petrolio e dopo l'Indonesia per quanto riguarda il carbone.



L'INDEBOLIMENTO ECONOMICO DELLA CINA

C'è poi un altro fattore da considerare. Nell'autunno del 2021 la Repubblica popolare cinese si è trovata di fronte a una grave carenza energetica. I blackout nelle grandi città per qualche mese sono stati all'ordine del giorno. Le fabbriche razionavano la distribuzione di energia. Le luci negli uffici si spegnevano, gli ascensori smettevano di funzionare, gli acquedotti di pompare acqua nelle abitazioni. Secondo gli analisti, a provocare l'aumento improvviso della domanda di energia sono stati vari fattori, tra i quali le riaperture post pandemia di quei paesi dipendenti dalle importazioni dalla Cina. Per far fronte alla domanda crescente, le zone industriali della Repubblica popolare cinese hanno raddoppiato la produzione – per esempio gli impianti di produzione di alluminio, di cemento e di acciaio, che hanno bisogno di molta energia. Poi però è successo qualcosa. I funzionari di Pechino credevano che dopo l'allentamento delle restrizioni per la pandemia l'economia cinese avrebbe goduto di una accelerazione, che non c'è stata, anzi. Nei primi quattro mesi del 2023 la produzione industriale cinese è cresciuta su base annua del 5,6 per cento rispetto al +10,9 per cento atteso. L'indebolimento economico della Cina è così grave che perfino il leader Xi Jinping ha chiesto di “stringere i denti”. E per questo ha iniziato a importare molta meno energia del previsto: quasi due milioni di barili di petrolio al giorno in meno rispetto alle previsioni di agosto e un sesto di gas naturale in meno rispetto all'anno precedente, ha scritto il New York Times. Questo rallentamento ha contribuito a mantenere bassi i prezzi di petrolio e gas, e soprattutto fa il gioco geopolitico dell'Occidente: sebbene Pechino non abbia aderito alle sanzioni occidentali contro la Russia dopo l'invasione dell'Ucraina, secondo diversi osservatori il volume delle importazioni energetiche della Cina non sono sufficienti per il Cremlino per sostituire il mercato europeo. In pratica, la partnership strategica e geopolitica tra Mosca e Pechino non è equilibrata: i fatti dimostrano che è la Cina di Xi Jinping ad avere il controllo della situazione, a muoversi secondo il suo

Le rotte dei gasdotti russi verso la Cina

Inaugurato nel 2019 dal presidente russo Vladimir Putin e da quello cinese Xi Jinping, il gasdotto Power of Siberia, lungo 4.000 km, porta il gas russo dagli enormi giacimenti siberiani di Kovyktinskoye e Chayandinskoye sino a Blagoveshchensk, la città russa sul fiume Amur al confine fra Federazione Russa e Repubblica Popolare Cinese. Entro il 2025, l'export di gas russo verso la Cina dovrebbe salire a 38 miliardi di metri cubi l'anno. In fase di progettazione anche un gasdotto gemello, il Power of Siberia 2, che rifornirà la Cina con altri 10 miliardi mc di gas. I primi flussi dovrebbero attraversare la pipeline nel 2026.



 GASDOTTI IN ESERCIZIO
 GASDOTTI IN PROGETTO
 CENTRI DI PRODUZIONE DI GAS

Fonte: Gazprom



© ZANG KAIYI/UNSPASH

interesse nazionale, anche sul piano energetico che è la linea vitale della diplomazia russa.

POWER OF SIBERIA

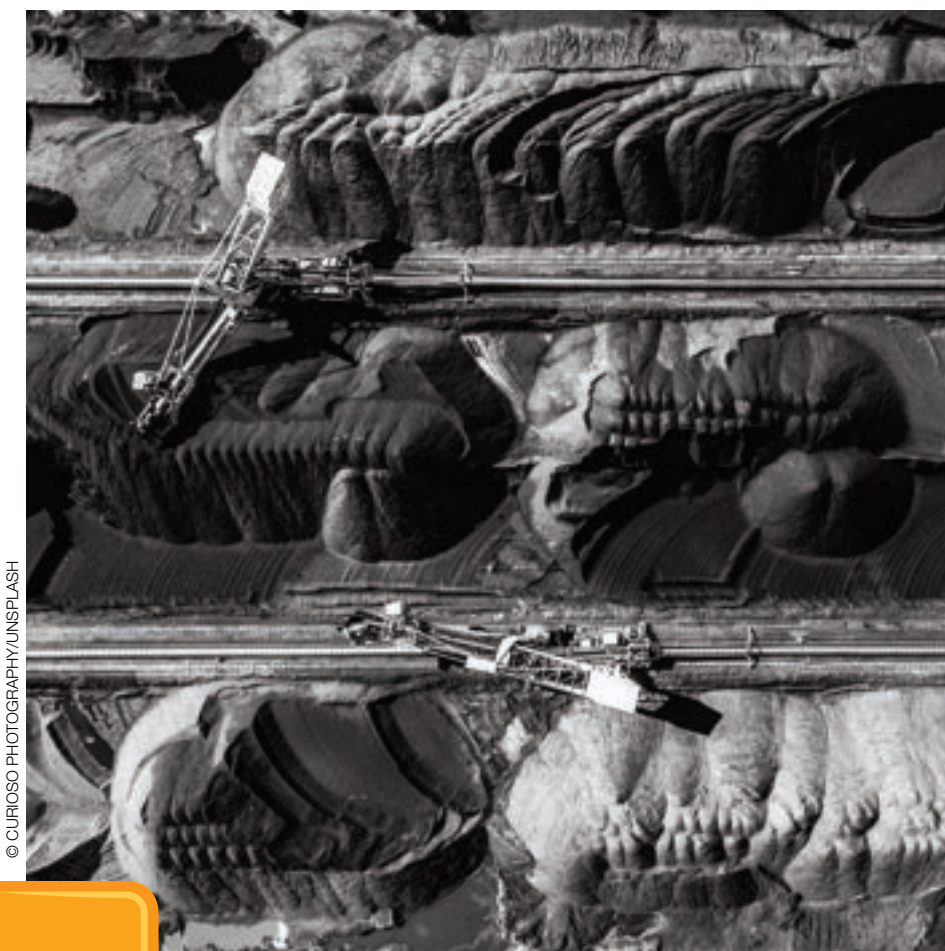
Per decenni la Siberia è stata una delle aree strategiche di approvvigionamento energetico per la trasformazione della Cina nella seconda economia del mondo. Quando l'Occidente ha imposto le sanzioni contro la Russia, e il Cremlino ha deciso di spostare il focus del suo export energetico verso oriente, guardava proprio al paese che il 4 febbraio del 2021, poco prima dell'inizio della guerra in Ucraina, gli aveva giurato "un'amicizia senza limiti", cioè la Cina di Xi Jinping. Il grande successo di Gazprom si chiama Power of Siberia, il progetto di gasdotto lanciato nel 2014 e che, a pieno regime, avrebbe portato la Russia a vendere alla Cina 38 miliardi di metri cubi (bcm) di gas all'anno, per un totale di mille bcm su un contratto trentennale, con un prezzo di vendita stimato tra i 350 e i 400 dollari per mille metri cubi. Durante l'ultima visita di Xi Jinping a Mosca, a fine marzo, Putin ha detto che è "praticamente tutto concordato" con la parte cinese sulla costruzione del Power of Siberia 2, un nuovo gasdotto che andrà dalla penisola di Yamal, nella Siberia occidentale, alla Cina. Ma oggi Pechino non sembra avere fretta di impegnarsi per accelerare l'infrastruttura. Secondo diversi analisti, la Cina sta cercando di prolungare le negoziazioni per ottenere un contratto migliore, oppure semplicemente non vuole aumentare la sua dipendenza dal gas russo, che per ora rappresenta il 5 per cento delle sue importazioni, e con il Power of Siberia 2 potrebbe arrivare a circa il 20 per cento. Pechino appoggia Mosca nella sua battaglia ideologica contro l'Occidente, ma sa anche che dipendere da un solo fornitore per l'energia è un rischio politico. È una lezione che ha imparato dall'Europa.

We

GIULIA POMPILI

È giornalista del Foglio dal 2010, dove segue soprattutto le notizie dell'Asia orientale. Dal 2017 è autrice della newsletter Katane, la prima in italiano sulle vicende asiatiche. È autrice del libro "Sotto lo stesso cielo" (Mondadori).

IL RITORNO



© CURIOSO PHOTOGRAPHY/UNSPASH



DEL CARBONE

LE ENORMI QUANTITÀ DI GAS NATURALE LIQUEFATTO, DIROTTATE DAL MERCATO ASIATICO A QUELLO EUROPEO IN SEGUITO ALLA CRISI RUSSA, SONO STATE IN GRAN PARTE SOSTITuite DAL CARBONE, CON UN IMPATTO NEGATIVO SULL'AMBIENTE

di Moisés Naím

PER AVERE UNA MISURA REALE dell'impatto che la guerra in Ucraina ha avuto sui flussi di gas in tutto il mondo, vale la pena di dare uno sguardo al combustibile che proprio il gas avrebbe dovuto sostituire per sempre: il carbone. Sebbene gli scienziati del clima abbiano a lungo sottolineato l'urgente necessità di eliminare progressivamente questo combustibile, il più inquinante al mondo, il decennio in corso ha visto un boom inaspettato (e profondamente dannoso) nella produzione di carbone. I consumatori di energia si sono ritrovati a dover sostituire l'energia nucleare (in via di estinzione) e le forniture di gas naturale (in crisi) con il carbone, il minerale per eccellenza del XIX secolo.



© SMITH MEHTA/UNSPASH

ASPETTATIVE DELUSE

Ma non era così che doveva andare. All'inizio della pandemia di Covid-19, nel 2020, l'Agenzia Internazionale per l'Energia ha annunciato in maniera perentoria che la domanda globale di carbone aveva raggiunto il picco nel 2014 e che l'uso del carbone nella produzione di energia elettrica l'avrebbe raggiunto con ogni probabilità entro il 2030. Si pensava, ottimisticamente, che la domanda di energia causata dalla pandemia avrebbe dato al mondo il respiro necessario per abbandonare definitivamente il carbone e passare al gas come combustibile

ponte nella transizione verso le alternative rinnovabili. Ma non è andata esattamente così: la domanda globale di carbone si è attestata a 5,7 miliardi di tonnellate (BT) nel 2014 e nel 2022 la produzione ha superato gli 8 miliardi di tonnellate, il livello più alto di sempre. L'aumento dei prezzi del carbone verificatosi nel 2021 e nel 2022 ha reso la produzione di questo minerale più redditizia che mai. Gli anni 2020 ci hanno offerto un'occasione irripetibile per premere l'acceleratore sulla transizione verso l'energia pulita e invece il mondo ha deciso di insistere sul combustibile più inquinante.



La domanda di carbone dell'India crescerà dai 955 milioni di tonnellate all'anno del 2019-2020 a 1,27 miliardi di tonnellate all'anno del 2023-2024, fino a 1,5 miliardi di tonnellate entro la fine del decennio. In foto, la stazione dei treni di Delhi.

necessità sostituire il gas con un combustibile in grado di alimentare stabilmente la rete elettrica, una fonte di energia capace di essere messa in funzione rapidamente per bilanciare la rete a qualsiasi ora del giorno o della notte, con la pioggia o con il sole. In altre parole, si sono rivolti al carbone, l'unica fonte in grado di tenere accese le luci all'interno di case, uffici e negozi e di far girare i macchinari all'interno delle fabbriche.

IL BOOM DELLA DOMANDA DI CINA E INDIA

Secondo il Ministero del carbone indiano, la domanda del paese crescerà da 955 milioni di tonnellate all'anno del 2019-2020 a 1,27 miliardi di tonnellate all'anno del 2023-2024 e fino a 1,5 miliardi di tonnellate entro la fine del decennio. La Cina, dal canto suo, utilizza una quantità di carbone tre volte superiore a quella dell'India e, secondo Greenpeace, ha continuato ad approvare nuove centrali elettriche a carbone a un ritmo record fino al primo trimestre del 2023.

È comunque sorprendente che questo boom del carbone asiatico si sia verificato nonostante entrambi i paesi abbiano raggiunto una capacità di generazione di energia rinnovabile da record. Mentre l'Europa si accaparra sempre più gas naturale disponibile per mantenere stabile la propria rete elettrica, il resto del mondo risponde alla crisi dandosi da fare per produrre a modo suo più energia elettrica, sia essa pulita o sporca.

In Pakistan e in Bangladesh, l'estate del 2022 è stata segnata da dannosi blackout a causa dell'impossibilità per le aziende di fornire gas a sufficienza per far funzionare le centrali elettriche a gas esistenti. Ciò è accaduto sebbene sulla carta i loro governi avessero firmato contratti di fornitura a lungo termine per garantire l'approvvigionamento.

Nel mondo iperconnesso di oggi, le implicazioni di uno shock di approvvigionamento in una parte del sistema energetico si ripercuotono a livello mondiale e le decisioni prese in qualche punto del globo hanno effetti molto diversi in altre parti del pianeta. L'interruzione dei flussi globali di gas si manifesta direttamente nella deplorabile impennata della produzione di carbone del nostro decennio, che deve essere annoverata tra gli impatti più dannosi (e poco dibattuti) dell'invasione dell'Ucraina.

we

CHE COSA È SUCCESSO?

La guerra in Ucraina spiega gran parte di questo cambiamento. Quando l'invasione russa dell'Ucraina ha interrotto l'accesso dell'Europa ai gasdotti, il continente si è lanciato in una frenetica corsa all'acquisto del gas liquefatto costruendo infrastrutture a velocità record e superando gli acquirenti tradizionali sui mercati spot del gas.

Quando i prezzi del gas sono saliti alle stelle e gli acquirenti tradizionali (dal Pakistan all'India, dall'Indonesia al Bangladesh) si sono visti esclusi dal mercato, si sono trovati di fronte alla

MOISÉS NAÍM

È Distinguished Fellow presso il Carnegie Endowment for International Peace a Washington, DC e membro fondatore del comitato editoriale di WE. Il suo ultimo libro è "The Revenge of Power: How Autocrats are Reinventing Politics for the 21st Century". [La versione in italiano si intitola "Il tempo dei tiranni. Populisti, falsi, feroci: storia di Putin, Erdogan e di tutti gli altri" (Feltrinelli, 2022)].



GNL

Strategy

di **Marc-Antoine Eyl-Mazzega**

PER L'EUROPA IL GNL È LA PRIMA FONTE DI APPROVVIGIONAMENTO DI GAS, FORNITA IN GRAN PARTE DAGLI STATI UNITI. ED È UNA BUONA SOLUZIONE PER RIDURRE LA DOMANDA DI CARBONE NEI PAESI EMERGENTI DELL'ASIA. RESTA L'INCOGNITA RUSSIA

FINO ALLA NON PROVOCATA invasione dell'Ucraina da parte della Russia nel febbraio 2022, l'andamento dei mercati del gas naturale liquefatto (GNL) sembrava piuttosto prevedibile. Sul fronte dell'offerta, agli Stati Uniti mancava poco per collocarsi tra i maggiori esportatori globali al fianco di Qatar e Australia, prima che il Qatar sbaragliasse la concorrenza con un aumento della produzione. La Russia aveva tutte le carte in regola per diventare il quarto esportatore mondiale, grazie a progetti ben posizionati per servire sia il bacino dell'Atlantico sia quello del Pacifico: stava infatti sviluppando progetti nell'Africa orientale e occidentale, in Canada e in Asia orientale. Sul fronte della domanda, l'eccezionale accelerazione della domanda cinese sembrava inarrestabile, tanto che per alcune settimane la Cina aveva persino superato il Giappone in cima alla lista degli importatori mondiali. Al di là della robustezza di importatori di lunga data quali Giappone, Corea del Sud e Taiwan, si osservava un'impennata di acquirenti delle economie emergenti, con il vantaggio di prezzi competitivi e della presenza di unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione (FSRU, Floating Storage and Regasification Unit). L'Europa, invece, era un mercato fiacco, ricco di gasdotti russi e norvegesi e di impianti di importazione di GNL ampiamente sottoutilizzati. Dal 2015 quelli del GNL sono stati essenzialmente mercati acquirenti, e le numerose interruzioni tecniche delle forniture sono passate per lo più inosservate.

L'IMPIEGO DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO RISPETTO AGLI SCAMBI VIA GASDOTTO

A livello mondiale, il commercio di GNL cresceva più rapidamente degli scambi via gasdotto, ma difficilmente avrebbe compiuto un sorpasso degno di nota. I contratti erano diventati più brevi e più flessibili e il benchmark dei prezzi statunitensi Henry Hub plus aveva scardinato il riferimento all'indicizzazione del petrolio. Stavano prendendo piede anche la distribuzione di GNL su piccola scala, ad esempio per le aree costiere urbane o industriali remote, e il bunkeraggio. La domanda spot di GNL aumentava non solo nella stagione invernale ma anche in estate, in Asia e in America Latina, a un ritmo sempre più so-

stenuto. Da ultimo, ma non per importanza, il GNL si stava rivelando una buona soluzione per ridurre la domanda di carbone e per la generazione di elettricità nei paesi emergenti dell'Asia, oltre che per far fronte alla discontinuità dell'energia da fonti rinnovabili e all'inaffidabilità dell'energia idroelettrica. Era in aumento anche l'impiego del GNL per il trasporto marittimo, per effetto del regolamento introdotto dall'International Maritime Organization (IMO) nel 2020.

Poiché tra il maggio e il giugno del 2021 la Russia aveva stranamente iniziato a ridurre le esportazioni via gasdotto verso l'Europa (pur sempre rispettando gli obblighi contrattuali), le importazioni europee di GNL avevano iniziato a crescere e i mercati mondiali del GNL a irrigidirsi. Nell'autunno del 2021 si poteva già notare un nuovo flusso transatlantico di GNL, che si rivelava molto conveniente per gli esportatori statunitensi e per gli acquirenti europei, dato che seguiva una tratta piuttosto breve rispetto a quella delle forniture provenienti dal Golfo del Messico e dirette in Asia.

Questo trend è stato improvvisamente e brutalmente accelerato dalla progressiva ulteriore riduzione e dalla successiva interruzione di gran parte delle forniture russe via gasdotto all'Europa tra il marzo e l'agosto del 2022. In poco tempo le importazioni di GNL sono diventate, insieme al gas proveniente dai gasdotti norvegesi, la prima fonte di approvvigionamento di gas per l'Europa. La flessibilità del settore ha consentito rapidi adeguamenti nei flussi commerciali; tuttavia, l'esplosione dei prezzi ha completamente privato le economie emergenti dei carichi spot e, in alcuni casi, delle infrastrutture di importazione, dato che le FSRU sono state affittate da europei pronti a pagare un premio per rilocalizzare gli impianti.

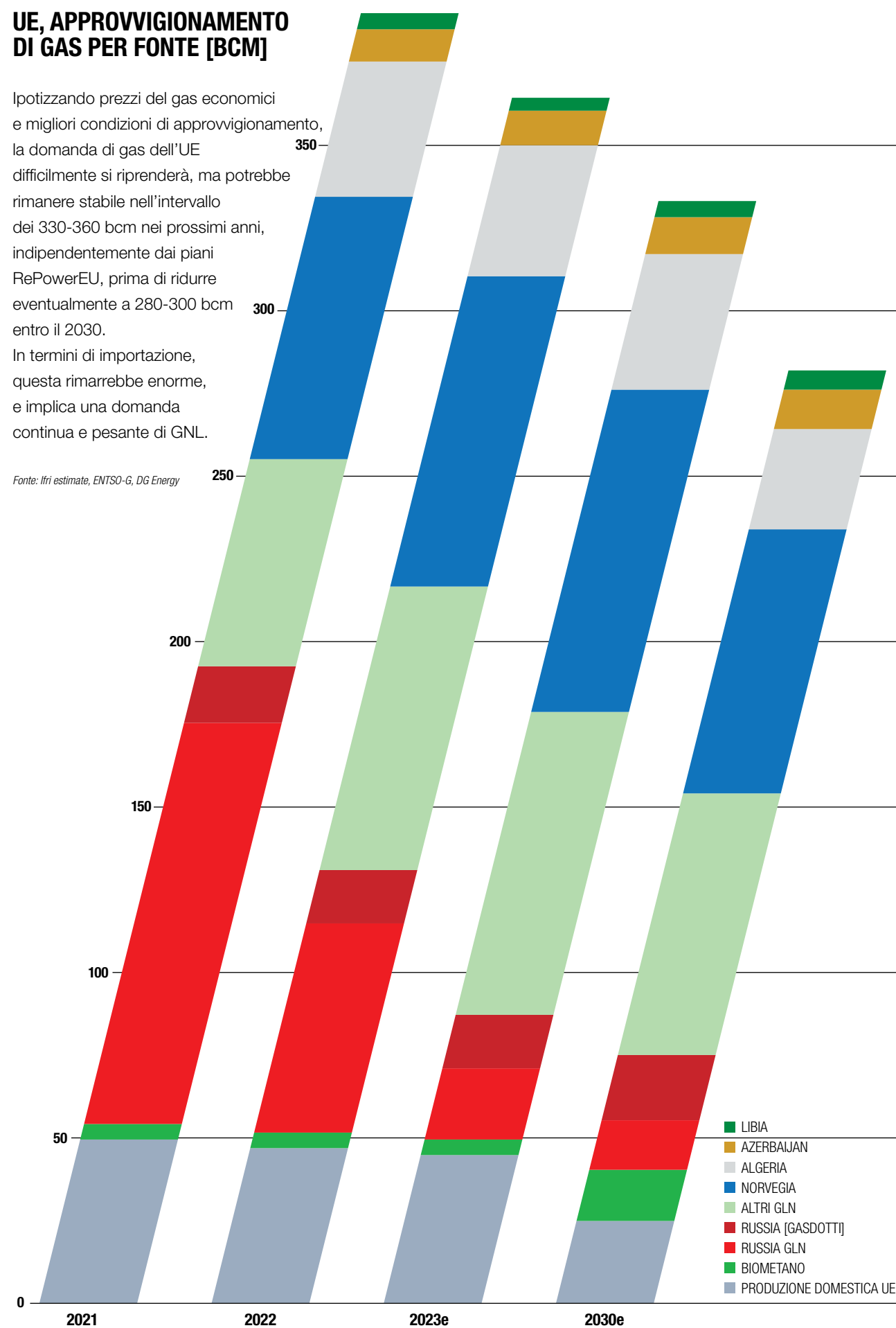
IL NUOVO EQUILIBRIO MONDIALE DEL GNL

Se negli ultimi anni gli europei non avessero sviluppato un'infrastruttura così importante per l'importazione del GNL (sebbene inizialmente situata per un terzo nella sola penisola iberica), se la Russia avesse chiuso prima i suoi gasdotti diretti all'estero e non avesse conservato per sé il GNL proveniente dagli impianti Yamal LNG e Sakhalin-2 LNG, oltre che da al-

UE, APPROVVIGIONAMENTO DI GAS PER FONTE [BCM]

Ipotizzando prezzi del gas economici e migliori condizioni di approvvigionamento, la domanda di gas dell'UE difficilmente si riprenderà, ma potrebbe rimanere stabile nell'intervallo dei 330-360 bcm nei prossimi anni, indipendentemente dai piani RePowerEU, prima di ridurre eventualmente a 280-300 bcm entro il 2030. In termini di importazione, questa rimarrebbe enorme, e implica una domanda continua e pesante di GNL.

Fonte: Itri estimate, ENTSO-G, DG Energy



cuni gasdotti secondari, e soprattutto se gli Stati Uniti non avessero sviluppato un'infrastruttura di esportazione così ampia e flessibile, si potrebbe ragionevolmente affermare che entro la fine del 2022 la sicurezza energetica dell'Europa (e quindi le economie europee) sarebbe stata in grave pericolo, con conseguenze inevitabili quali il razionamento del gas e le misure di solidarietà. Ma, come sappiamo, gli europei hanno beneficiato di un inverno mite e hanno inoltre adottato provvedimenti risoluti e decisivi: hanno fornito ampia liquidità ai commercianti (causando tuttavia dei sovracosti in Germania), trovato il modo di controllare le filiali di Gazprom e nazionalizzato Uniper, fissato l'obbligo di stoccare grandi quantità di gas nei serbatoi, migliorato la logistica interna, per esempio tra Francia e Germania, e ridotto la domanda. Era inoltre essenziale saper individuare, affittare e connettere in modo credibile e rapido decine di FSRU. In Italia, il governo ha incaricato Eni di reperire volumi aggiuntivi da qualsiasi fonte possibile, compito portato a termine con successo. Nel giro di pochi mesi, a partire dalla primavera del 2022, il GNL statunitense, cui negli anni passati l'Europa aveva fatto ricorso in misura marginale, è diventato fondamentale per le forniture europee, al punto che presso i terminali di importazione europei si sono creati dei veri e propri ingorghi, persino durante la manutenzione dell'impianto di Freeport LNG, perché gli europei non erano in grado di assorbire volumi tanto elevati. Di seguito i principali sviluppi a breve termine:

- la Germania, il più grande mercato europeo del gas, fino a poco tempo fa privo di un terminale di importazione per il GNL, diventerà uno dei più grandi mercati di importazione di GNL in Europa, grazie a diverse infrastrutture di importazione, flessibili o fisse, che sono già operative e saranno ulteriormente rafforzate. A causa del calo strutturale della domanda di gas, il governo ha ridotto il numero di impianti necessari;
- in Francia, Italia, Grecia, Finlandia e Paesi Bassi, la capacità di importazione è stata potenziata tramite infrastrutture di importazione flessibili. Nell'Europa sud-orientale si sono rivelate fondamentali le infrastrutture del gas sviluppate con il sostegno di Stati Uniti e Unione Europea (UE); tra queste vi è il terminale per il GNL croato, che verrà presto ampliato, e quello greco, importante snodo per le importazioni in Bulgaria e forse anche in Romania e oltre. La grande capacità di importazione di GNL della Spagna ha inoltre consentito di reindirizzare verso l'Italia alcune delle forniture algerine via gasdotto, senza alcuna difficoltà;
- gli Stati Uniti continueranno a coprire gran parte della domanda europea di GNL, perché gli altri esportatori hanno quasi esaurito le possibilità di ampliamento della capacità di esportazione verso l'Europa per il prossimo futuro. L'arteria transatlantica per il commercio del GNL continua pertanto a crescere nel 2023, ed è destinata a durare: gli Stati Uniti continueranno a esportare GNL prevalentemente in Europa.

Tale trend potrebbe comportare una riduzione del traffico di GNL attraverso i canali di Suez e Panama. I mercati maturi dell'Asia seguiranno a importare grandi volumi di GNL, e di recente il Giappone ha firmato nuovi contratti a lungo termine. Occorre sottolineare che in Asia la domanda di GNL è tuttora il doppio rispetto ai volumi importati dall'Europa (rispettivamente 20-25 milioni e 8-12 milioni di tonnellate al mese);

- dall'autunno 2022 i mercati sono più distesi, ma la tensione potrebbe nuovamente aumentare negli inverni 2023-2024 e 2024-2025, dal momento che la flessibilità disponibile a livello mondiale è quasi esaurita e che, soprattutto se il prossimo inverno europeo sarà molto freddo, gran parte delle scorte si sarà esaurita prima dell'inverno successivo;
- dal 2026 in poi, le forniture globali aumenteranno grazie a una serie di nuovi progetti di esportazione di GNL in tutto il mondo (principalmente negli Stati Uniti e in Qatar, ma anche, pur su scala molto minore, in Papua Nuova Guinea, Canada, Mozambico e Tanzania), e molto probabilmente avremo prezzi più bassi per alcuni anni, sino a quando la domanda salirà. La capacità del Qatar, con il suo aumento del 40 per cento, resterà orientata prevalentemente verso l'Asia, mentre gli Stati Uniti continueranno a servire i mercati europei e latino-americani. Tuttavia, al di là del boom in corso, l'espansione del settore del GNL molto probabilmente rallenterà, e forse addirittura si fermerà, a causa delle difficoltà di finanziamento dei progetti a fronte di contratti tendenzialmente brevi e flessibili, dell'inflazione, delle tensioni lungo le filiere di approvvigionamento e, verosimilmente, dei prezzi più bassi. Inoltre, i paesi ricchi di gas vorranno sfruttare al massimo le proprie risorse a livello locale;
- infine, si osserva una forte accelerazione dell'attività di costruzione di navi cisterna per il GNL, tanto che la francese GTT, leader mondiale nei sistemi a membrana, registra oltre 160 nuovi ordini. Le nuove navi saranno assemblate non solo in Corea ma anche nei cantieri cinesi, e contestualmente si demoliranno altrettante navi più vecchie.

In sintesi, per garantire un passaggio agevole ai veicoli elettrici, è essenziale che l'Europa non rallenti gli sforzi di miglioramento della propria resilienza. Anche all'Europa, comunque, ha un certo potere: la Cina dipende da molte tecnologie europee, non da ultimo da quelle dei macchinari specializzati, e non ha alcun interesse, almeno per ora, ad abusare della propria posizione dominante nella catena di fornitura, perché questo non farebbe che accelerare gli sforzi dell'Europa per diversificare e affrancarsi dalla Cina.

IL CONTESTO GEOPOLITICO, PRIMA FONTE DI INCERTEZZA SUL MERCATO

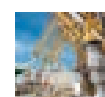
Sul fronte dell'offerta la prima incognita riguarda la Russia. Nell'immediato tutto dipende dall'eventuale decisione di Putin



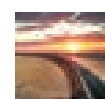
© AGUS D. LAKSONO/ALAMY/IPA-AGENCY.NET



© ZUMA PRESS, INC./ALAMY/IPA-AGENCY.NET



Nel giro di pochi mesi, a partire dalla primavera del 2022, il GNL statunitense è diventato fondamentale per le forniture europee, al punto che presso i terminal di importazione europei si sono creati dei veri e propri ingorghi. In foto, un braccio di carico, che trasporta il GNL dalla stazione all'autocisterna.



La Cina ha stipulato un gran numero di contratti per l'importazione di gas, GNL in particolare, non da ultimo dagli Stati Uniti, per creare flessibilità ed evitare un'impennata dei prezzi. In foto, Nantong, dove si trova il principale terminale di GNL della provincia cinese di Jiangsu.

di deviare o interrompere le esportazioni di GNL verso l'Europa o i paesi asiatici dell'OCSE. Oppure dipende dalle possibili conseguenze dei piani di alcuni stati dell'UE per vietare le importazioni di GNL dalla Russia. A medio termine, il punto non è la possibilità che il gas russo torni in qualche modo a fluire verso l'Europa: il ritorno ai livelli prebellici è fuori discussione. Nella migliore delle ipotesi, si possono stimare volumi di 50 miliardi di metri cubi l'anno contro i precedenti 140 miliardi di metri cubi l'anno. Il destino dei contratti a lungo termine si deciderà nei tribunali arbitrali (il caso Gasum-Gazprom è interessante ma non del tutto definitivo), tribunali le cui sentenze, molto probabilmente, non saranno condivise dalla Russia. Un punto fondamentale è se la Russia sarà in grado di sviluppare tecnologie proprie per il GNL, sia per i terminali pianificati (Arctic 2, Obsky, Baltic LNG) che per le navi. In alternativa, Mosca cercherà di aumentare le esportazioni via gasdotto verso la Cina, con possibili conseguenze sui requisiti di importazione di GNL del paese, oppure cercherà di ampliare la propria presenza nel

segmento dei prodotti petrolchimici. Si tratta naturalmente di una questione importante, in quanto la Russia afferma di poter ampliare la propria capacità di esportazione da 33 a 100 milioni di tonnellate l'anno, ma un incremento a 45-50 milioni di tonnellate sembra più realistico.

La seconda incognita riguarda la sicurezza dello stretto di Hormuz. Ora che le mire nucleari dell'Iran minacciano Israele, non si può escludere un conflitto militare nell'area, con conseguenti ripercussioni sulle esportazioni del Qatar. Per il momento, tuttavia, la situazione sembra sotto controllo grazie all'accordo tra Iran e Arabia Saudita per la ripresa delle relazioni diplomatiche, favorito dalla Cina, grazie all'acquisto da parte di Pechino dei volumi futuri del Qatar, e grazie al fatto che l'Iran ha bisogno di esportare petrolio e altri prodotti. A sua volta, il potenziale di esportazione del Mediterraneo orientale è ancora in cerca di sbocco: gasdotto, GNL o utilizzo locale.

Un'altra incognita è legata alle tensioni su Taiwan. Non ci vuole una guerra per compromettere seriamente il commercio nello

stretto di Malacca: se la Cina isolasse Taiwan ci sarebbero ovviamente anche ripercussioni sul traffico marittimo. Sicuramente la Cina ha stipulato un numero eccessivo di contratti per l'importazione di gas, GNL in particolare, non da ultimo dagli Stati Uniti, per creare flessibilità e favorire lo sviluppo di ulteriori progetti di esportazione al fine di evitare un'impennata dei prezzi, e forse per poter diventare un giorno, opportunisticamente, fornitore dell'Europa; tuttavia, Pechino ha anche un altro scopo: quello di poter far fronte a qualsiasi situazione, sia con importazioni via gasdotto sia con forniture interne. Non sorprende che la Cina sia interessata all'espansione della linea D in Turkmenistan e a ulteriori forniture tramite i gasdotti russi, purché sia lei a stabilire le condizioni. Il Turkmenistan resterà certo senza sbocco sul mare, ma in caso di nuove aperture verso Cina, Pakistan/India o Turchia, ci sarebbe una potenziale fornitura supplementare via gasdotto di 50 miliardi di metri cubi l'anno, un volume non indifferente.

Un altro rischio è quello associato al terrorismo, alla scarsa go-

GNL E TRANSIZIONE ENERGETICA

Tutti si chiedono se nelle economie emergenti il GNL tornerà a essere un combustibile sicuro in grado di sostenere la transizione energetica. Per l'Europa il GNL significa sicurezza energetica, ma nei paesi emergenti è per ora sinonimo di inaccessibilità e imprevedibilità. I prezzi nell'ordine dei 10 dollari statunitensi per milione di unità termiche britanniche (USD/Mbtu) hanno riaperto la domanda, per esempio in India. Le economie emergenti dell'Asia che nel 2022 hanno ricominciato a usare carbone o combustibili pesanti per la generazione di energia elettrica dovrebbero tornare al GNL grazie alla promozione del solare, al calo dei prezzi e alla decarbonizzazione dei vari settori. Nel complesso, tuttavia, sussistono delle difficoltà dovute all'aumento dei costi sul lato sia dell'offerta sia della domanda, al problema del finanziamento delle infrastrutture in presenza di tassi di interesse più elevati, all'indebolimento delle valute nazionali nei confronti del dollaro e alle norme europee sulla tassonomia, che limiteranno le attività delle banche dell'UE.

Sebbene si preveda che l'UE si affidi a importazioni di GNL massicce almeno fino al 2030-2035, negli anni 2030 i paesi importatori dell'OCSE potrebbero riuscire a ridurre le importazioni di gas e GNL; ci sarebbero quindi volumi disponibili per accelerare la transizione nelle aree emergenti e garantire prezzi competitivi. Al contempo potremmo assistere a un calo della domanda di gas negli Stati Uniti, situazione che potrebbe consentire volumi d'esportazione ancor più consistenti. In ogni caso, il settore del GNL deve raddoppiare gli sforzi per ridurre le emissioni fuggitive di metano, e l'impegno globale sul metano deve essere preso sul serio: le certificazioni del gas devono essere credibili, standardizzate e scevre da qualsiasi tentazione di greenwashing. Inoltre, anche le normative IMO avranno una certa importanza, e in particolare occorrerà ottimizzare e accorciare le rotte marittime.

we

MARC-ANTOINE EYL-MAZZEGA

È direttore del Center for Energy & Climate dell'Istituto francese di relazioni internazionali (Ifri). Precedentemente, ha trascorso sei anni presso l'Agenzia internazionale dell'energia (IEA), in particolare come responsabile del programma Russia e Africa subsahariana.

LA VIA DEI GHIACCI

di Vitaly Yermakov

IL PASSAGGIO ATTRAVERSO IL MARE DEL NORD RAPPRESENTA OGGI PER LA RUSSIA UNA NUOVA OPPORTUNITÀ DI SBLOCCARE E MONETIZZARE LE SUE VASTE RISERVE ARTICHE DI PETROLIO E DI GAS E DI ESPORTARLE SUI MERCATI MONDIALI

PER SECOLI si è cercato un passaggio marittimo dall'Atlantico al Pacifico attraverso i mari del nord per le spedizioni commerciali. A detenere le chiavi della scorciatoia artica dei trasporti è la Russia, perché l'intera Northern Sea Route (NSR, rotta del Mare del Nord), che si collega all'Europa attraverso il Mare di Barents e il Mare del Nord e all'Asia-Pacifico attraverso il Mare di Okhotsk e il Mar Cinese Orientale, si trova nella zona economica esclusiva (ZEE) russa, che si estende per duecento miglia nei mari artici settentrionali.

Sin dagli anni Trenta l'Unione Sovietica si dedicò attivamente allo sviluppo della NSR, che era fondamentale per rifornire le città lungo la sua costa artica, e negli anni Sessanta e Settanta istituì una flotta di rompighiaccio nucleari che rese possibile consolidare la navigazione lungo tutta la NSR, anche in condizioni di ghiaccio difficili. La Russia rimane ad oggi l'unica nazione artica con capacità nucleare di rottura dei ghiacci. La NSR emerge ora come nuova opportunità strategica per il paese di sbloccare e monetizzare le sue vaste riserve artiche di petrolio e di gas (stimate in 85mila miliardi di metri cubi di gas naturale e 17 miliardi di tonnellate di petrolio greggio), e di esportarle sui mercati mondiali.

GLI AMBIZIOSI OBIETTIVI RUSSI

La strategia russa per l'Artico prevede l'ampliamento delle capacità cantieristiche nazionali per la costruzione di navi cisterna di classe artica e lo sviluppo di una nuova generazione di rompighiaccio nucleari. Tali ambiziosi programmi comportano dei moltiplicatori economici e sono considerati motori importanti per la crescita economica e la creazione di posti di lavoro in Russia. Il paese ha formulato obiettivi grandiosi: portare il volume dei trasporti lungo la NSR dai circa 35 milioni di tonnellate del 2021 e del 2022 a 80 milioni di tonnellate entro il 2024 e poi, entro il 2030, fino a 150 milioni di tonnellate, principalmente con una manciata di progetti per petrolio e gas naturale liquefatto (GNL) di Gazpromneft, Novatek e Rosneft sulle penisole di Yamal, Gydan e Taymyr. Vi è tuttavia il rischio che la realizzazione di molti dei progetti di petrolio e di gas già formulati e pianificati possa eccedere gli sviluppi infrastrutturali e creare colli di bottiglia nei trasporti, pericolo che, nella propria strategia per l'Artico, la Russia riconosce come la maggiore sfida e il principale rischio della realizzazione dei propri ambiziosi obiettivi.

A influenzare in molti e importanti modi i piani per la NSR è sopraggiunto il conflitto in Ucraina, evolutosi nel più grave stallo geopolitico tra la Russia e l'Occidente dalla fine della Guerra Fredda. Le sanzioni tecnologiche contro la Russia probabilmente rallenteranno il progresso verso gli obiettivi sul volume dei trasporti lungo la NSR, a causa dei ritardi nell'attuazione dei progetti di GNL, per i quali la Russia dipende da attrezzature e tecnologie occidentali. L'interruzione della cooperazione con i cantieri navali coreani, fondamentali per la co-

struzione delle petroliere di classe artica, rischia di ingigantire i problemi logistici. Ma il rinvio non significa che i progetti siano saltati. Di fatto, la Russia ora dà importanza ancora maggiore allo sviluppo della NSR, per la sua rilevanza geopolitica, e ha le capacità tecniche per continuare i progetti da sola (anche se con qualche rallentamento). Per il paese, nel contesto dell'acuirsi delle rivalità mondiali, controllare una rotta commerciale verso la Cina e gli altri mercati asiatici, una rotta non controllabile dalla Marina statunitense e immune da possibili sanzioni e blocchi, rappresenta una risorsa strategica importante.

Il governo russo sembra consapevole del fatto che, per il prossimo decennio, sono poche le prospettive di dare un forte incremento ai volumi di transito internazionale attraverso la NSR, il cui emergere come importante scorcio di rotta marina artica tra Europa e Asia in grado di competere con la rotta di Suez per una quota significativa dei volumi complessivi del trasporto marittimo internazionale rimane dunque, nella migliore delle ipotesi, una possibilità remota. Evidentemente, l'efficienza tecnologica e logistica delle rotte commerciali marittime internazionali consolidate offre alle compagnie di navigazione mondiale delle alternative valide, mentre la Russia ha ancora un po' di strada da fare, dato che l'infrastruttura logistica della NSR è da crearsi quasi da zero.

Negli ultimi vent'anni l'innalzamento della temperatura nell'Artico ha superato di oltre due volte quello medio mondiale. Il riscaldamento dell'Artico potrebbe portare a una riduzione della copertura di ghiaccio dei mari artici, aprendo la possibilità di periodi di navigazione più lunghi. Nell'ultimo decennio in prossimità della NSR le temperature invernali sono state intorno ai -20 gradi Celsius contro la media di -24 gradi Celsius del periodo 1970-2000, mentre la media delle temperature estive nell'area è passata dai circa +3 gradi Celsius del 1970-2000 ai circa +4,5 gradi Celsius del 2010-2020. L'innalzarsi della temperatura ha contribuito alla riduzione della copertura di ghiaccio marino delle acque della NSR e alla riduzione complessiva dei ghiacci pluriennali, ma l'estensione dei ghiacci resta molto variabile di anno in anno: per esempio, nel settembre del 2020 la NSR era completamente priva di ghiaccio, mentre nel 2021 e 2022 ha visto condizioni di ghiaccio più difficili.

UNA FLOTTA UNICA AL MONDO

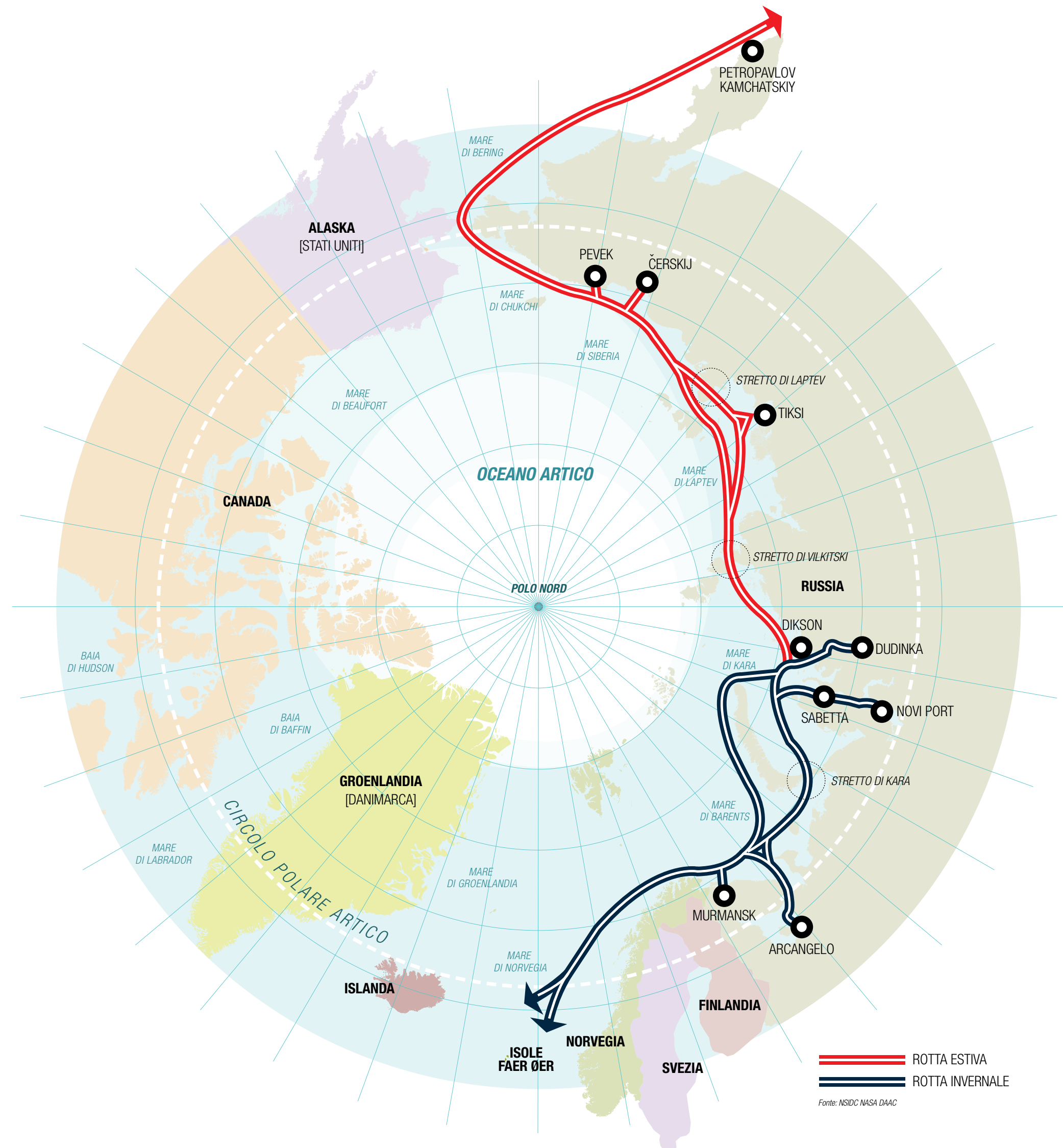
Il ritiro dei ghiacci ha portato a un aumento delle spedizioni lungo la NSR in generale. Il supporto delle navi rompighiaccio resta comunque una necessità assoluta per il successo del tra-

sporto marittimo nelle acque dell'Artico, e in questo campo la Russia ha capacità che nessun'altra nazione artica può eguagliare. È infatti l'unico paese al mondo ad avere una flotta di rompighiaccio nucleari; a gestirla è Rosatomflot, controllata da Rosatom, l'operatore statale russo per l'energia nucleare. Delle sette rompighiaccio nucleari attualmente operative, tre si stanno avvicinando al termine della vita utile. Quelle della nuova serie 22220, Arctica, Sibir e Ural, sono operative rispettivamente dal 2020, 2021 e 2022: sono più potenti (60 MW) e la migliorata progettazione dello scafo consente loro di rompere ghiacci dello spessore di tre metri; larghe 34 metri, possono liberare il passaggio per navi cisterna di 70.000 tonnellate di portata lorda (tpl) (finora per farlo servivano rompighiaccio della larghezza di 30 metri). Ma l'obiettivo finale è costruire una generazione di rompighiaccio nucleari ancor più potenti (la serie LK-110), con un'unità di propulsione da 110 megawatt (MW), per rompere ghiaccio spesso fino a 4,3 metri, e con una larghezza di 48 metri che consenta di aprire passaggi larghi 50 metri per navi cisterna da 100.000 tpl. Ancor più importante è che queste rompighiaccio manterrebbero una velocità di dieci nodi anche durante l'attraversamento di ghiacci dello spessore di due metri, fornendo così la soluzione definitiva per trasporti efficienti in termini di costi lungo la NSR verso l'Asia, per tutto l'arco dell'anno. La costruzione della prima nave della serie LK-110 sarà finanziata interamente dallo stato, per un totale di 1,5 miliardi di dollari statunitensi; la messa in servizio è prevista entro il 2030 presso il cantiere navale della Zvezda, nell'estremo est della Russia.

Per di più, le società russe che hanno progetti nell'Artico puntano al massimo dell'autosufficienza con navi di classe Arc7 per poter solcare la NSR in autonomia per la maggior parte della stagione di navigazione e limitare il ricorso al costoso supporto delle rompighiaccio nucleari Rosatomflot ai periodi in cui le condizioni di ghiaccio sono più difficili e solo nei settori più impegnativi della rotta. Un esempio di tale ambizione è il progetto Yamal LNG di Novatek. L'attuale flotta di navi cisterna per il GNL della penisola di Yamal è composta da undici navi tradizionali e quindici Arc7. Queste ultime, progettate appositamente per Yamal LNG, hanno ciascuna capacità di 170.000 metri cubi di gas naturale, lunghezza di 299 metri e larghezza di 50 metri, montano motori da 45 MW, alimentabili a olio combustibile marino, diesel o GNL, e possono navigare a 19,5 nodi in mare aperto, riducendo la velocità a 5,5 nodi sul ghiaccio marino fino a due metri di spessore. Il sistema di propulsione



© FREEPIC





© DMITRII TROPININ/UNSPASH

Azipod consente alle Arc7 di muoversi in avanti e all'indietro attraverso il ghiaccio, con notevole aumento della capacità di attraversare i mari artici in autonomia.

Per aumentare il tasso di rotazione delle Arc7 esistenti, Novatek sta costruendo terminali per il trasbordo del GNL alle due estremità del corridoio del Mare del Nord, nei pressi di Murmansk sul Mare di Barents e in Kamchatka: il trasbordo dalle Arc7 alle meno costose navi cisterna tradizionali ridurrebbe i costi complessivi di trasporto e aumenterebbe l'efficienza dell'utilizzo della flotta di Arc7, limitandone i viaggi alle acque artiche, per le quali queste navi sono assolutamente adatte. Tutto ciò garantirà ulteriori economie riducendo il numero dei giorni di viaggio rispetto alle altre rotte, e consentirà a Novatek di gestire un numero di spedizioni sempre maggiore. Ne consegue che i progetti russi di GNL vedranno ridursi il proprio svantaggio comparativo, rappresentato dagli alti costi di trasporto rispetto ai principali concorrenti, e saranno nel complesso più competitivi grazie ai costi di produzione estremamente bassi, che costituiscono il vantaggio principale.

L'AMPLIAMENTO DEI PROGETTI DI GNL

A breve termine, la principale fonte incrementale di carichi per la NSR sarà l'ampliamento dei progetti di GNL nelle peni-

sole di Yamal e Gydan. Si prevede che ad accelerare in modo importante il volume dei trasporti sarà il lancio di Vostok Oil, progetto di punta di Rosneft, con riserve petrolifere confermate di sei miliardi di tonnellate e una produzione combinata di idrocarburi attesa di 50 milioni di tonnellate l'anno entro la metà degli anni 2020 nel corso della prima fase, incentrata sui cluster di Vankor e Payakha, e fino a 100 milioni di tonnellate l'anno durante la seconda fase, imperniata sullo sviluppo dei campi di East-Taymyr, previsto entro i primi anni del decennio 2030. Il progetto, se realizzato secondo i piani, potrebbe rappresentare un vero e proprio game-changer per lo sviluppo complessivo degli idrocarburi russi nell'Artico e per l'espansione delle spedizioni attraverso la NSR in particolare.

we

VITALY YERMAKOV

Senior Research Fellow presso l'Oxford Institute for Energy Studies (OIES) dal 2019, Yermakov vanta un'esperienza ultraventennale nel settore energetico. La sua ricerca in OIES è focalizzata su petrolio e gas in Russia e nella Comunità di Stati Indipendenti (CSI).

Il ritiro dei ghiacci ha portato a un aumento delle spedizioni lungo la NSR in generale. Il supporto delle navi rompighiaccio (in foto) resta comunque una necessità assoluta per il successo del trasporto marittimo nelle acque dell'Artico, e in questo campo la Russia ha capacità che nessun'altra nazione artica può eguagliare.

Trimestrale
Anno XIII - N. 57 luglio 2023
Autorizzazione del Tribunale di Roma
n. 19/2008 del 21/01/2008

Editore: Eni spa
Presidente: Giuseppe Zafarana
Amministratore delegato: Claudio Descalzi
Consiglio di amministrazione:
Elisa Baroncini, Massimo Belcredi,
Roberto Ciciani, Carolyn Adele Dittmeier,
Federica Seganti, Cristina Sgubin, Raphael Louis L. Vermeir

Piazzale Enrico Mattei, 1 - 00144 Roma
www.eni.com

■ **Direttore responsabile** Rita Lofano

■ **Direttore editoriale** Erika Mandraffino

■ **Comitato editoriale** Geminello Alvi, Roberto Armstrong, Marta Dassù, Gianni Di Giovanni, Roberto Di Giovan Paolo, Francesco Gattei, Roberto Iadicco, Alessandro Lanza, Moises Naim, Lapo Pistelli, Christian Rocca, Giulio Sapelli, Davide Tabarelli, Nathalie Tocci, Francesca Zarri

■ **In redazione**

Coordinatore: Clara Sanna
Evita Comes, Simona Manna, Alessandra Mina, Serena Sabino, Alessandra Spalletta

■ **Website** www.worldenergynext.com

IL NOSTRO TEAM

Autori: Philippe Copinschi, Marc-Antoine Eyl-Mazzega, Dennis Hesseling, Ira B. Joseph, Brahim Maarad, Mitja Maletin, Gergely Molnar, Robin M. Mills, Øystein Noreng, Giulia Pompili, Pier Paolo Raimondi, Vitaly Yermakov

Redazione: Eni Piazzale E. Mattei, 1 - 00144 Roma
tel. +39 06 59822894 / +39 06 59824702
AGI Via Ostiense, 72 - 00154 Roma - tel. +39 06 51996 385

Graphic design: Imprinting [info@imprintingweb.com]

Photo editor: Teodora Malavenda [@teodoramalavenda]

Traduzioni: Studio Moretto Group Srl [www.smglanguages.com]

Realtà aumentata: Viewtoo • www.viewtoo.it

Stampa: Quintily S.p.A.
Viale E. Ortolani, 149/151 00125 Roma
www.quintily.it

Chiuso in redazione il 20 luglio 2023

Carta: Arcoset 100 grammi

• Tutte le opinioni espresse su We rappresentano unicamente i pareri personali dei singoli autori.
• Tutte le cartine lasciano impregiudicati la sovranità di ogni territorio, la delimitazione di frontiere e confini internazionali e i nomi di territori, città o aree.



C'è voglia
di bellezza

Il Bel Paese è su

mag 1861

TUTTI NE PARLANO
NOI LO RACCONTIAMO

SFOGLIA MAG1861.IT

AGI >