



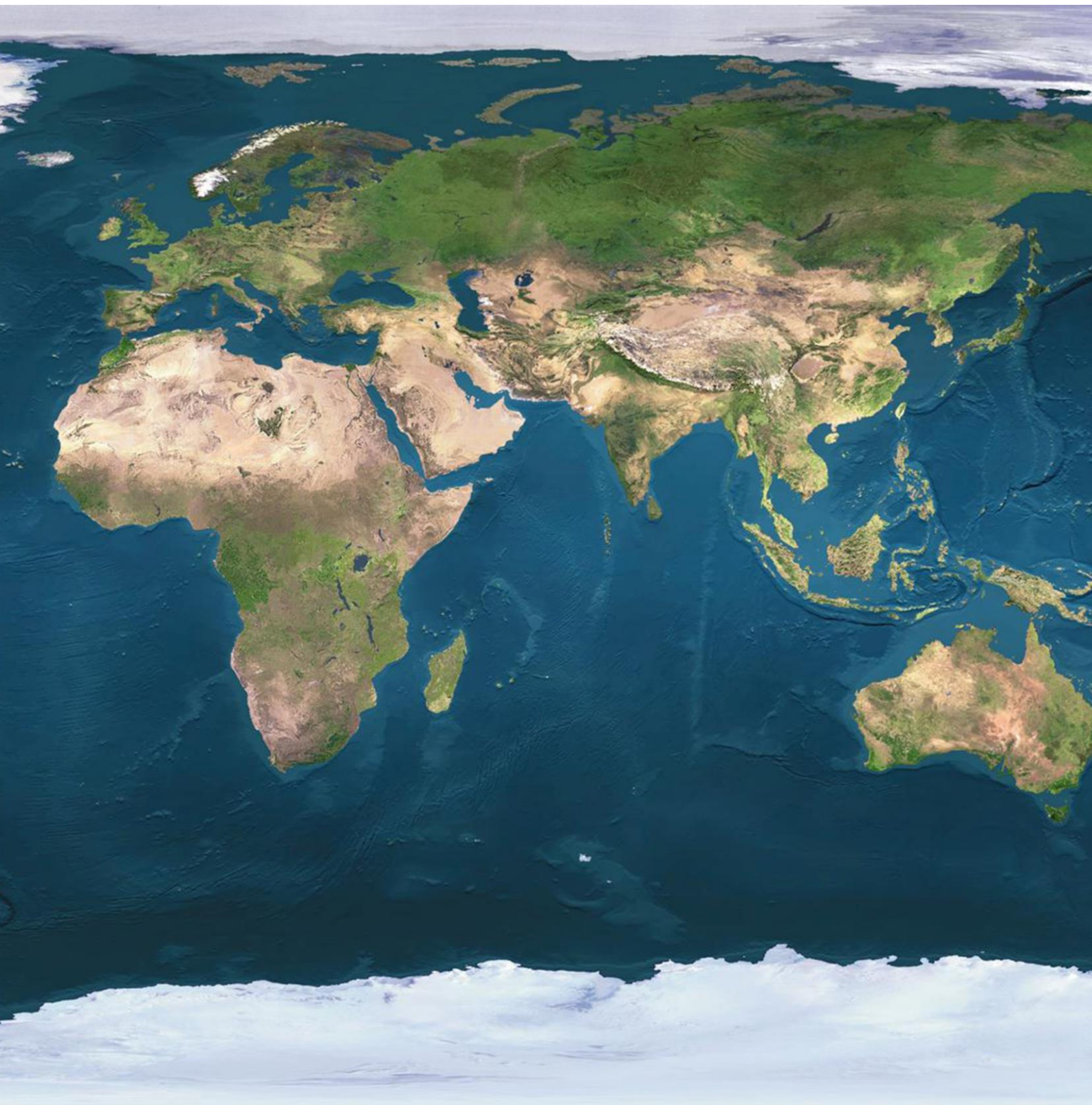
Analisi Strategica
Politiche energetiche
(interessi, sfide, opportunità)

Strategic Analysis
Energy policies (interests,
challenges, opportunities)



- Anno XXIV -
Volume Monografico

<https://casd-irad.it>





CENTRO ALTI STUDI
PER LA DIFESA
CENTER FOR HIGH
DEFENCE STUDIES



ISTITUTO DI RICERCA E
ANALISI DELLA DIFESA
DEFENSE ANALYSIS AND
RESEARCH INSTITUTE

Analisi Strategica del 2022 Politiche energetiche (interessi, sfide, opportunità)

Year 2022, Strategic Analysis Energy policies (interests, challenges, opportunities)

Indice / Index

Versione in italiano / Italian version 7

Versione in inglese/ English version 21

Analisi Strategica del 2022

**Politiche energetiche
(interessi, sfide,
opportunità)**

Analisi Strategica del 2022

Politiche energetiche

(interessi, sfide, opportunità)



NOTA DI SALVAGUARDIA

Quanto contenuto in questo volume riflette esclusivamente il pensiero dei singoli autori, e non quello del Ministero della Difesa né delle eventuali Istituzioni militari e/o civili alle quali gli autori stessi appartengono.

NOTE

Le analisi sono sviluppate utilizzando informazioni disponibili su fonti aperte.

L'Osservatorio Strategico è disponibile anche in formato elettronico (file .pdf) al seguente link:
http://www.difesa.it/SMD_/CASD/IM/CeMiSS/Pubblicazioni/OsservatorioStrategico/Pagine/default.aspx

Questo volume è stato curato dall'**Istituto di Ricerca e Analisi della Difesa**

Direttore

Col. c. (li) s. SM Gualtiero Iacono

Vice Direttore

Capo Ufficio Studi, Analisi e Innovazioni

Col. A.A.r.n.n. Pil. Loris Tabacchi

Redazione

Capo Sezione Studi Strategici per l'Innovazione

Magg. A.A.r.a.s. Luigi Bruschi

Addetti

1° Mar. Massimo Lanfranco – C° 2° cl. Gianluca Bisanti - 1° Aviere Capo Alessandro Del Pinto

Progetto grafico

1° Mar. Massimo Lanfranco – C° 2° cl. Gianluca Bisanti – Serg. Manuel Santaniello – Ass. Amm. Massimo Bilotta

Revisione e coordinamento

S.Ten. Elena Picchi – Funz. Amm. Aurora Buttinelli – Ass. Amm. Anna Rita Marra

Autore

Fabio Indeo

Stampato dalla tipografia del **Centro Alti Studi per la Difesa**

Istituto di Ricerca e Analisi della Difesa

Ufficio Studi, Analisi e Innovazioni

Palazzo Salviati

Piazza della Rovere, 83 - 00165 – Roma

tel. 06 4691 3208

e-mail irad.usai@casd.difesa.it

Chiuso a dicembre 2022

ISBN 979-12-5515-089-3

Analisi strategica 2022 - Volume Monografico

Nell'ambito delle politiche energetiche, il 2022 è stato sostanzialmente monopolizzato dall'analisi sulle conseguenze e sulle implicazioni di breve e medio periodo prodotte dalla crisi energetica innescata dal conflitto tra Russia ed Ucraina. Da una parte, gli Stati membri dell'Unione Europea hanno dovuto necessariamente e con urgenza adottare delle iniziative volte a sostituire le importazioni di idrocarburi provenienti dalla Russia, in modo che nell'arco di sei mesi (prima dell'arrivo della stagione invernale) la condizione di sicurezza energetica nazionale e comunitaria fosse preservata. L'improvviso mutamento dello scenario energetico fondato sull'interdipendenza e la cooperazione con la Russia ha di fatto impedito la soluzione di alcune criticità fondamentali e distorsioni che incidono sulla strategia energetica europea, anche se di fatto sono stati compiuti enormi progressi in termini di collaborazione politica e risposte comuni all'emergenza. In questo contesto, l'Italia – nonostante la marcata dipendenza dalle importazioni russe – è stata capace di condurre una dinamica “diplomazia energetica” assicurandosi approvvigionamenti alternativi alle forniture tradizionali russe, perlomeno relativamente all'inverno 2022-2023.

Dall'altro lato, la citata condizione di interdipendenza energetica con la UE ha spinto la Russia a accentuare la strategia di ribilanciamento tra il vettore occidentale e quello orientale di esportazione: nel nuovo scenario energetico delineatosi negli ultimi mesi, Cina, India e in generale i mercati asiatici appaiono gli unici potenziali acquirenti degli idrocarburi russi, considerata la ferma volontà politica europea di portare a compimento il *phase out* dall'approvvigionamento di gas naturale e petrolio russo.

Unione Europea e diversificazione energetica: gli effetti del REPower EU e le criticità del sistema di approvvigionamento

La crisi energetica innescata dal conflitto tra Russia ed Ucraina ha evidenziato la condizione di estrema vulnerabilità che caratterizza la sicurezza energetica europea, connessa all'eccessiva dipendenza dalle importazioni di gas naturale (ma anche petrolio e carbone) dalla Russia. La volontà di Mosca di utilizzare gli approvvigionamenti di idrocarburi come strumento di pressione geopolitica – minacciando interruzioni delle forniture capaci di determinare la volatilità dei prezzi – ha dimostrato la sostanziale inaffidabilità della Russia come *partner* energetico, spingendo la UE a trovare dei fornitori alternativi per compensare le riduzioni delle importazioni provenienti da Mosca, condizione dettata sia dalla volontà politica degli Stati europei di evitare di finanziare la Russia con gli introiti derivanti dalla vendita di idrocarburi e sia per le interruzioni delle forniture attraverso i gasdotti russi, legate contemporaneamente a decisioni politiche assunte dal Presidente Putin e a sabotaggi (come nel caso del Nord Stream-1) che di fatto privano comunque la UE del gas naturale russo.

Da febbraio 2022, la riduzione delle importazioni di gas provenienti dalla Russia ha di fatto modificato la geografia degli approvvigionamenti per la UE: sino a dieci mesi fa, la UE importava il 46% del gas dalla Russia, seguita da Norvegia (21%), Algeria (11%), Stati Uniti (6,3%), Qatar (4,3%), Regno Unito, Nigeria, Libia ed Azerbaigian. Agli inizi dell'inverno 2022, si riscontra come le importazioni di gas russo siano crollate sotto il 10% (Zachmann et al., 2022) per la citata combinazione tra la volontà politica europea e riduzioni russe, compensate con un aumento delle importazioni di metano da Algeria, Norvegia, Qatar e Stati Uniti.

La vulnerabilità dello scenario energetico europeo trova conferma nei dati: se da un lato i consumi di gas naturale sono rimasti sostanzialmente stabili nell'ultimo decennio, attestandosi sui 400 miliardi di metri cubi (Gmc) all'anno, la produzione comunitaria è invece crollata di oltre il 60%,

passando da 159 a 55 Gmc. Per far fronte ai propri consumi, la UE ha progressivamente accentuato la dipendenza dalle importazioni di gas naturale, che si attesta all'83,6%, considerando che il gas rappresenta il 23,4 % all'interno del mix energetico europeo, al quale contribuiscono per il 34,5% prodotti del petrolio, 17,4 % di rinnovabili, 12,7% energia nucleare e 10,5 % di fonti fossili solide (Eurostat, 2022a). In questo scenario, nel 2021, la Russia ha fornito alla UE 155 Gmc di gas naturale, 20 Gmc dei quali in forma liquefatta (gnl, gas naturale liquefatto) grazie al *terminal* settentrionale di Yamal e quelli occidentali di Vysotsk e Portovaya, geograficamente prossimi ai mercati occidentali, con la Russia che si poneva come terzo maggior fornitore di gnl per gli europei dopo Qatar e Stati Uniti. Per valutare il grado di dipendenza effettiva degli Stati membri UE dalle importazioni di gas provenienti dalla Russia, un'analisi focalizzata solamente sulle quantità di gas importate non appare esaustiva: l'utilizzo dell'indice di vulnerabilità dal gas russo elaborato dall'Istituto degli Studi di Politica Internazionale (2022) consente invece una lettura completa del fenomeno, attraverso una chiave interpretativa che comprende e tiene in considerazione non soltanto i volumi importati, ma anche l'incidenza di essi sul totale dei consumi nazionali e la quota di gas naturale utilizzato nel mix energetico delle diverse nazioni per produrre elettricità. In una scala da 1 a 30, l'Italia ha un indice di vulnerabilità di 19 in quanto dipende al 40% dalle importazioni russe, mentre la Francia ha indice 3 in quanto produce energia mediante centrali nucleari e l'impatto del gas russo è insignificante: esemplificativo è il caso della Romania le cui importazioni di gas provengono interamente dalla Russia, ma presenta un indice di vulnerabilità basso in quanto il 90% del gas consumato è prodotto internamente (ISPI 2022).

Per far fronte alle conseguenze di questo scenario energetico emergente e per ridurre l'impatto delle minacce alla condizione di sicurezza energetica – fondata sulla regolarità degli approvvigionamenti, senza interruzioni e a prezzi contenuti – la Commissione Europea ha rapidamente adottato (marzo 2022) l'ambizioso piano REPower EU, attraverso il quale gli Stati membri intendono realizzare, entro il 2030, un completo *phase out* dalle importazioni di idrocarburi provenienti dalla Russia, mentre per il gas naturale l'obiettivo viene anticipato di tre anni (2027), tenuto conto dell'urgente necessità di intervenire riducendo l'elevato grado di dipendenza dal metano russo (European Commission, 2022a). In sostanza, oltre a delineare una politica energetica per fronteggiare il nuovo contesto, REPower EU riprende e potenzia alcuni degli obiettivi che costituivano la Strategia di Sicurezza Energetica del 2014, ovvero la diversificazione geografica dei fornitori e l'incremento delle importazioni di gnl (European Commission, 2014). Nel breve periodo invece, la Commissione Europea ritiene possibile una riduzione di 2/3 delle importazioni provenienti dalla Russia (ovvero 100 Gmc) entro il 2022, attraverso un aumento delle importazioni di gnl pari a 50 Gmc entro dicembre per sostituire uguali volumi provenienti dalla Russia e 10 Gmc aggiuntivi che verranno ricavati aumentando entro quest'anno le importazioni attraverso i gasdotti esistenti, colmando la differenza esistente tra la capacità nominale di trasporto e le quantità effettivamente trasportate (*spare capacity*). A questi volumi vanno sommate le disponibilità di gas naturale presenti nei depositi di stoccaggio ed accumulate nel corso dei mesi estivi – i quali per decisione della Commissione Europea sono stati riempiti per oltre il 90% della loro capacità entro l'inizio dell'inverno – un aumento della produzione di energia rinnovabile e biometano, l'adozione di misure di efficienza energetica e riduzione dei consumi. La combinazione di queste misure dovrebbe produrre entro il 2030 il totale *phase out* dall'importazione di idrocarburi russi (European Commission, 2022a).

Nell'ambito del piano REPower EU, la Commissione Europea e gli Stati membri hanno intrapreso una diplomazia energetica particolarmente dinamica volta a rafforzare la cooperazione con i paesi tradizionalmente fornitori e sviluppando partnership con nuovi potenziali *suppliers*, al fine di accrescere i volumi importati nel breve periodo, nei mesi precedenti all'inverno per riempire gli stoccaggi e compensare la riduzione delle importazioni dalla Russia.

La Norvegia appare sicuramente il fornitore extra-UE maggiormente affidabile in termini di regolarità degli approvvigionamenti (si tratta comunque del terzo maggior esportatore di gas naturale al mondo dopo Russia e Stati Uniti) che consentiranno di soddisfare i bisogni degli Stati dell'Europa centro-settentrionale e soprattutto della Germania, locomotiva economica ed industriale europea che si trova in una condizione di estrema vulnerabilità energetica a seguito delle interruzioni delle forniture attraverso il gasdotto Nord Stream (condotta sottomarina che trasportava gas russo direttamente in Germania, oggetto di un'azione di sabotaggio nel settembre 2022) e del gasdotto Yamal-Europe (con il quale la Germania importava gas russo da un'infrastruttura che transita in territorio polacco). Nel corso di questi mesi, la Norvegia ha notevolmente legittimato il proprio ruolo chiave di *partner* energetico strategico per la UE: a Febbraio 2022, la Norvegia copriva il 20% delle importazioni europee (la Russia oltre il 40%), mentre ora rappresenta il primo fornitore con oltre il 25%, fornendo ai mercati europei 90 Gmc di gas naturale (convogliati verso l'Europa continentale attraverso il sistema di gasdotti Europipe e tramite navi metaniere), ai quali si aggiungono i 36 Gmc esportati verso il Regno Unito (Jucca, 2022). Sin da marzo 2022 il governo norvegese ha autorizzato un incremento della produzione di 1,4 Gmc, che sommati alla riapertura di un *terminal* gnl che processa gas naturale estratto nel Mare di Barents, aumentano la capacità di produzione di quasi 7 Gmc nel 2022 (US EIA, 2022).

Gli accordi di cooperazione energetica con Algeria e Azerbaijan – conclusi rispettivamente dal governo italiano e dalla Presidente della Commissione Europea Ursula von der Leyen tra marzo e luglio - permetteranno di aumentare i volumi di gas esportati attraverso le infrastrutture esistenti, rispettivamente il gasdotto Transmed e il gasdotto Trans Adriatic Pipeline (TAP), per le quali l'Italia rappresenta per entrambe il punto d'approdo finale e centro di distribuzione sul continente europeo.

Se gli approvvigionamenti di gas naturale attraverso i metanodotti possono essere aumentati solo sfruttando pienamente la *spare capacity* – in attesa dell'eventuale realizzazione di nuove infrastrutture di trasporto - l'aumento delle importazioni di gnl risulta invece un'opzione strategica realizzabile nel breve periodo, per la maggiore flessibilità che connota questa offerta di energia, in quanto la possibilità di convertire delle navi metaniere in *terminal* di rigassificazione galleggianti (FSRU, *Floating Storage and Regasification Unit*) costituisce una soluzione più rapida rispetto alla costruzione di un gasdotto. In quest'ottica, nel periodo gennaio-settembre la UE ha importato 98 Gmc di gnl (volumi mai raggiunti in passato, superiori di 39 Gmc rispetto allo stesso periodo del 2021), con una crescita pari al 66% (European Commission, 2022c).

Questo nuovo scenario energetico ha concretamente agevolato lo sviluppo di una proficua cooperazione con gli Stati Uniti: a seguito del *summit* del Consiglio Europeo a metà marzo, il Presidente statunitense Biden ha promesso alla UE 15 Gmc di gnl aggiuntivi entro il 2022, con l'obiettivo di raggiungere entro il 2030 i 50 Gmc all'anno (The White House 2022). Questo impegno politico si è concretizzato nei fatti, se consideriamo che gli Stati Uniti - nel periodo gennaio-agosto 2022 - hanno sostanzialmente raddoppiato le esportazioni di gnl dirette verso l'Unione Europea - dai 21 Gmc del 2021 ai 40 Gmc dei primi otto mesi dell'anno - diventando il principale fornitore di gnl per la UE coprendo il 50% delle importazioni totali di gas in forma liquida (European Council, 2022).

I volumi aggiuntivi garantiti dagli Stati Uniti - ai quali vanno sommate le importazioni provenienti da altri grandi produttori mondiali come il Qatar, terzo *supplier* europeo, 17% delle importazioni totali di gnl - accrescono la disponibilità di approvvigionamenti di gas alternativi alla Russia, anche se la Commissione Europea e gli Stati membri devono correggere con urgenza alcune criticità in ambito infrastrutturale: la UE dispone infatti di un'adeguata capacità di rigassificazione pari a 157 Gmc all'anno (che sino alla crisi russo-ucraina risultava tuttavia ampiamente sotto-utilizzata, se consideriamo che nel 2021 sono stati importati circa 77 Gmc di gnl), i cui *terminal* sono tuttavia geograficamente localizzati lungo le coste dell'Europa Occidentale

che si affacciano sull'Atlantico (Spagna e Francia costituiscono i principali Paesi importatori, rispettivamente 21,3 e 18,3 Gmc) e spesso non collegati con il resto dei mercati europei, come quelli dell'Europa orientale fortemente dipendenti dalle importazioni russe (European Commission 2022b; European Council, 2022). Tra le distorsioni evidenti da correggere, la constatazione che nonostante la comune volontà politica di ridurre progressivamente le importazioni di gas dalla Russia, sino alla rinuncia completa, la UE continua ad importare gnl da Mosca, e gli acquisti sono addirittura in aumento del 46%: la stessa Commissione Europea (2022c) ha dichiarato che nel periodo gennaio-settembre la Russia ha soddisfatto il 17% della domanda europea di gnl (che corrisponde a 16,5 Gmc di gnl russo, rispetto agli 11,3 Gmc dello stesso periodo del 2021). Francia e Spagna sono stati i principali acquirenti di queste forniture russe (rispettivamente 1/3 e 1/4 del totale), a causa dei contratti di lungo termine stipulati dalle compagnie energetiche nazionali per importare gnl dall'impianto di liquefazione della penisola di Yamal (Bellomo, 2022). Indubbiamente, l'opzione FSRU-terminal di rigassificazione galleggianti permette agli Stati europei di trovare un'alternativa capace di soddisfare la domanda di gas nel breve periodo: in quest'ottica si sono mosse le nazioni maggiormente dipendenti dalle importazioni russe come Italia e Germania le quali hanno acquistato rispettivamente due e cinque navi metaniere da convertire in FSRU e rendere operative nell'arco di 24-48 mesi.

Agli inizi dell'inverno 2022, la UE è riuscita a raggiungere l'obiettivo di riempire i depositi di stoccaggio di gas naturale oltre il 90%, siglando accordi di *partnership* energetica che renderanno disponibili volumi di gas non russi, parallelamente all'adozione di misure di contenimento dei consumi. Questi fattori dovrebbero garantire un periodo invernale in una condizione di sicurezza energetica con regolare disponibilità di approvvigionamenti. Tuttavia, se analizziamo la situazione in riferimento ai singoli Stati, si possono notare delle differenze e particolari vulnerabilità che potranno essere affrontate con uno spirito di "solidarietà energetica comunitaria intra-UE", finalizzato al supporto degli Stati che si potrebbero trovare in condizioni di criticità con carenza di approvvigionamenti: Germania e Polonia rappresentano i casi più estremi e significativi.

La Germania presenta la situazione maggiormente complicata in quanto molto difficilmente potrà compensare l'improvvisa cessazione delle importazioni di gas russo (che coprivano il 47% della domanda tedesca di metano), a seguito della chiusura del gasdotto Nord Stream (per le esplosioni legate ad un probabile sabotaggio dell'infrastruttura) e delle interruzioni delle forniture attraverso il gasdotto Yamal Europe, che hanno privato la Germania di circa 50 Gmc di gas naturale (Eurostat, 2022b). Gli approvvigionamenti dalla Norvegia rappresentano la sola certezza per la Germania (e parzialmente anche per le nazioni dell'Europa Occidentale come Belgio e Paesi Bassi), in quanto l'esistente sistema sub-regionale di gasdotti alimentato dal gas norvegese si connota per una notevole capacità di trasporto, pari a 74 Gmc all'anno, che corrispondono a 200 milioni di metri cubi al giorno (Fulwood, 2022). Tuttavia, se consideriamo il gap nella domanda di gas naturale tedesco e la necessità di altri Stati europei di importare gas dalla Norvegia, questi approvvigionamenti forniti da Oslo non potranno essere sufficienti, ragion per cui – con notevole ritardo, in quanto la nazione tedesca non possiede capacità di rigassificazione – la Germania ha deciso di realizzare 6 *terminal* lng nel Mare del Nord dei quali solo 2 destinati ad entrare in funzione nell'inverno 2022 (con una capacità di 16 Gmc), inoltre, il governo di Berlino – considerata la rigidità dell'offerta di gas naturale nei mercati globali – sta incontrando serie difficoltà nello stipulare *partnership* con i Paesi produttori ed assicurarsi volumi di gas per soppiantare le importazioni russe.

La Polonia invece è stata capace di portare a compimento con successo una coerente strategia di diversificazione energetica (in realtà cominciata due anni fa) che ha permesso al governo di Varsavia di affrancare la nazione dal gas russo che sino allo scoppio del conflitto russo-ucraino rappresentavano il 50% delle importazioni (9-10 Gmc) e che di fatto si erano interrotte con la decisione unilaterale russa di interrompere le forniture attraverso il gasdotto Yamal Europe. Alla

fine di settembre, l'avvio del gasdotto Baltico – concepito per trasportare 10 Gmc di gas naturale dalla Norvegia alla Polonia passando dalla Danimarca – ha coronato il successo della strategia di diversificazione polacca, composta anche dal potenziamento del *terminal* lng di Świnoujście (alimentato con gnl importato da Stati Uniti, Qatar e Norvegia), dall'avvio di importanti interconnessioni energetiche trans-regionali come il gasdotto polacco-lituano GIPL e l'interconnettore Polonia-Slovacchia i quali, essendo bi-direzionali, consentono di soddisfare i picchi dei consumi contribuendo alla sicurezza energetica delle nazioni baltiche e dell'Europa centro-orientale membre della UE (Kubiak 2022; Krzysztozek, 2022).

I risultati della diplomazia energetica italiana e i nodi politici interni

Sin dai primi giorni del conflitto russo-ucraino, il governo italiano ha intrapreso una diplomazia energetica su larga scala, finalizzata ad assicurarsi approvvigionamenti di gas naturale alternativi a quelli forniti dalla Russia (quasi 30 Gmc nel 2021), che rischiavano di interrompersi in quanto distribuiti con il gasdotto TAG che attraversa proprio il territorio dell'Ucraina, Slovacchia ed Austria prima di arrivare in Italia al punto d'ingresso di Tarvisio. La condizione di instabilità, infatti, e la conflittualità presente in territorio ucraino rischiano di inficiare sulla regolarità degli approvvigionamenti, mettendo a rischio la sicurezza energetica nazionale. La vulnerabilità dello scenario energetico italiano è essenzialmente legata alla combinazione di due fattori: l'eccessiva dipendenza dalle importazioni di gas naturale (90% dei consumi nazionali di gas) – in maniera particolare dalla Russia, 38% del totale delle importazioni nel 2021 - ed il crollo esponenziale della produzione interna di idrocarburi. Nel 2021 l'Italia ha consumato 76,1 Gmc di gas naturale, quasi interamente coperti dalle importazioni in quanto la produzione interna attuale si attesta sui 3,3 Gmc, che corrisponde a circa il 5% della domanda nazionale (MITE, 2022a). Analogamente alla UE, anche nel nostro Paese vi è stata una consistente diminuzione delle importazioni di gas russo, passate dal 38-40% del 2021 al 10% nel periodo febbraio-settembre 2022 (MITE, 2022b).

Per fronteggiare il periodo invernale – con l'obiettivo di garantire la sicurezza energetica nazionale ed i consumi attraverso una sufficiente disponibilità di forniture ed evitare il pericolo dei razionamenti – il governo italiano ha adottato una strategia che mira ad una duplice finalità: aumentare lo stoccaggio e le riserve di gas naturale e garantirsi regolari approvvigionamenti di gas naturale da fornitori alternativi, non russi. Secondo il piano del governo, queste iniziative permetteranno di sostituire totalmente le importazioni di gas provenienti dalla Russia entro il 2025, avendo a disposizione 25 Gmc di gas naturale provenienti da importazioni (via gasdotto e gnl) e da un auspicato aumento della produzione nazionale (i due governi che si sono succeduti nel corso del 2022, concordarono sulla necessità di porre in essere delle misure per raddoppiare la produzione nazionale in modo da poter arrivare a 6 Gmc), colmando il divario esistente (le importazioni dalla Russia ammontavano a 29 Gmc) con un crescente utilizzo di energia pulita da fonti rinnovabili e con politiche di efficienza energetica (MITE, 2022a).

Per quanto concerne il primo asse d'intervento, l'Italia ha ampiamente raggiunto e superato l'obiettivo europeo del riempimento degli stoccaggi al 90% della capacità¹, pari a 16,7 Gmc: si consideri tuttavia che 4,7 Gmc costituiscono le riserve strategiche che non possono essere intaccate e sfuggono quindi al computo totale, ragion per cui per fronteggiare i consumi invernali potranno essere immesse nella rete nazionale solo 11,7 Gmc (MITE, 2022c; Start Mag, 2022).

Nell'ambito della strategia di diversificazione geografica degli approvvigionamenti di gas naturale, per compensare e gradualmente sostituire le importazioni di metano provenienti dalla Russia, il governo italiano (di concerto con la compagnia energetica nazionale Eni) ha agito efficacemente sviluppando *partnership* con nuovi fornitori e rinsaldando la cooperazione con i

¹ L'Italia dispone di una delle maggiori capacità di stoccaggio nella UE, che corrisponde al 17,8% della capacità di stoccaggio totale europea. I depositi di stoccaggio sono dislocati soprattutto in Italia settentrionale (in prossimità dei centri industriali di maggior consumo).

suppliers tradizionali. Questa sorta di diplomazia energetica condotta dal governo italiano ha prodotto significativi risultati destinati ad avere un impatto immediato sulla disponibilità di gas per l'inverno 2022-2023. Gli accordi con Algeria ed Azerbaigian porteranno un aumento delle importazioni (sfruttando la *spare capacity* esistente) attraverso i gasdotti Transmed e TAP. Permangono, tuttavia, alcuni dubbi sulla reale capacità dell'Algeria di onorare l'impegno di raddoppiare le importazioni promesse a marzo 2022, ovvero garantire 18 Gmc aggiuntivi entro il 2024, che andrebbero a sommarsi alle forniture normali corrispondendo ai 22 Gmc commercializzati nel 2021 (Liga, 2022).

In prospettiva futura (con un impatto misurabile in alcuni casi a partire dall'inverno 2023), rivestono una grande importanza gli accordi con le nazioni – Egitto, Qatar, Angola, Congo, Mozambico – che forniranno all'Italia gas in forma liquefatta: l'entrata in funzione nell'arco di 12-24 mesi dei due rigassificatori galleggianti FSRU acquistati dalla SNAM - con una capacità di rigassificazione pari a 5 Gmc di gas all'anno ciascuno - costituisce la precondizione necessaria per la completa utilizzazione di questi volumi aggiuntivi di gnl, che andranno ad aggiungersi ai tre *terminal* operativi (Panigaglia, Adriatic LNG e OLT Livorno) che attualmente lavorano al massimo della loro capacità (15,3 Gmc). Nonostante risulti fondamentale per il rafforzamento della sicurezza energetica nazionale, occorrerà trovare un compromesso politico per superare la forte opposizione delle comunità locali al posizionamento del *terminal* FSRU Golar Tundra nei pressi di Piombino in Toscana, mentre il secondo *terminal* FSRU - BW Singapore – dovrebbe essere dislocato nel Mare Adriatico, nei pressi di Ravenna, e diventare operativo tra l'autunno e l'inverno del 2024 (Raimondi, 2022).

In considerazione del ruolo svolto *in loco* dall'Eni dal 2006, la collaborazione con il Mozambico appare promettente e capace di supportare gli sforzi italiani ed europei nel processo di diversificazione dei *supplier* e di tagli alle importazioni russe. Il 13 novembre infatti, è partita la prima nave metaniera carica di gnl prodotto nel giacimento Coral – nel bacino *offshore* di Rovuma – e processato nell'impianto Coral South FLNG (*Floating Liquefied Natural Gas*), con una capacità di 5 Gmc all'anno (Dominelli, 2022). Il bacino di Rovuma dovrebbe contenere riserve di gas naturale stimate in 2800 Gmc, che di fatto collocano il Mozambico al terzo posto tra le nazioni africane per ampiezza di riserve dopo Nigeria ed Algeria (US EIA 2020): Eni è coinvolta nella valorizzazione del giacimento di Coral (scoperto nel maggio 2012) che contiene riserve di gas naturale per circa 450 Gmc (Eni, 2022). Per quanto promettente, il governo italiano dovrà tuttavia tenere in seria considerazione il contesto d'instabilità nella regione legata alla presenza di gruppi jihadisti - che nella primavera del 2021 hanno conquistato la città di Palma a Cabo Delgado nel nord del Paese al confine con la Tanzania – che potrebbero rappresentare una minaccia alla regolarità degli approvvigionamenti e alla realizzazione dei progetti in loco, come nel caso della compagnia energetica francese Total costretta ad interrompere le proprie attività in Mozambico.

In sintonia con le indicazioni del governo Draghi, anche il governo Meloni sembra intenzionato a riprendere le attività di esplorazione, trivellazione e produzione dei giacimenti di idrocarburi presenti nel territorio nazionale, al fine di rafforzare la sicurezza energetica nazionale. Secondo i dati del Ministero della Transizione ecologica l'Italia potrebbe possedere riserve di gas naturale per circa 111 Gmc, delle quali solo 39,8 Gmc sono considerate riserve certe (il 55,6% delle quali sulla terraferma e le restanti *offshore*), mentre 44,4 Gmc sono riserve probabili e 26,7 Gmc riserve possibili² (MITE, 2021). Per un razionale sfruttamento delle risorse esistenti, sembra auspicabile un'attenta analisi costi-benefici, per comprendere l'arco di tempo necessario ad

² “Le riserve probabili rappresentano le quantità di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria dei giacimenti disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità (maggiore del 50%) in base alle condizioni tecniche contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato; gli elementi di incertezza residua possono riguardare l'estensione o altre caratteristiche del giacimento (rischio minerario), l'economicità (alle condizioni del progetto di sviluppo), l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita” (Ministero della Transizione Ecologica 2021).

incrementare la produzione nazionale e l'impatto sulla domanda interna, in un contesto che richiede invece delle soluzioni immediate - in termini di disponibilità di approvvigionamenti per garantire la sicurezza energetica – per correggere le distorsioni esistenti nel mix energetico nazionale.

La cooperazione energetica tra Russia e Cina nella strategia di promozione del vettore orientale d'esportazione

La posizione europea, volta a rinunciare gradualmente alle importazioni di gas e petrolio russo, trovando nuovi e più affidabili fornitori, sta spingendo la Russia a ricercare nuovi mercati sui quali riorientare le esportazioni dei propri idrocarburi, in modo da preservare le enormi rendite garantite dalla loro vendita, in quanto cospicua fonte di introiti per il bilancio statale e capaci di coprire quasi il 50% dello stesso.

Negli ultimi mesi, la strategia energetica del “*pivot to Asia*” – mirata allo sviluppo del vettore orientale di esportazione energetica, destinato a soddisfare la domanda di idrocarburi dei mercati dell'Asia orientale (Cina, Giappone, Corea del Sud) ed India – è diventata un'esigenza prioritaria per la Russia: a differenza del passato infatti, i mercati asiatici non rappresentano soltanto un'opzione per bilanciare le esportazioni di gas e petrolio prevalentemente orientate verso l'Europa, ma costituiscono un'alternativa strategicamente importante per Mosca, capace di garantire una condizione di sicurezza energetica fondata su esportazioni regolari a prezzi elevati. Prima dell'invasione dell'Ucraina, il 50% delle esportazioni petrolifere russe veniva commercializzata nei mercati europei, mentre il 37% veniva destinata al vettore orientale, ai mercati della regione Asia Pacifico (BP, 2022). Per quanto concerne il gas naturale, il 76% delle esportazioni russe (184 Gmc) era allocato sul vettore occidentale e verso i mercati europei (definizione che ricomprende l'Europa geografica ovvero l'Unione Europea, i Balcani, la Turchia, il Regno Unito), mentre il 24% sul vettore orientale. Nel periodo prebellico, la Russia esportava 155 Gmc di gas verso la UE, 135 Gmc via gasdotto e i restanti 20 Gmc in forma liquefatta (ibidem).

Considerando il ruolo di potenza energetica globale fondata su enormi riserve di idrocarburi (nel 2021 la Russia – che detiene le maggiori riserve di gas naturale al mondo – era la principale esportatrice al mondo di gas naturale e al secondo posto dietro l'Arabia Saudita per esportazione di petrolio) e i mancati introiti derivanti dalla progressiva perdita dei mercati europei (stimati in circa 1 milione di euro al giorno tra esportazioni di gas naturale e petrolio), risulta evidente la necessità per il Presidente Putin di trovare nuovi mercati di sbocco per le proprie esportazioni, in modo da potersi garantire i necessari ricavi energetici per compensare la perdita dei mercati europei (International Energy Agency, 2022).

In questo scenario, la Cina si è confermata come principale *partner* energetico per la Russia, capace di garantire e supportare lo sviluppo del vettore energetico orientale, trainato dall'enorme domanda di idrocarburi dei mercati cinesi, inoltre, la disponibilità di regolari approvvigionamenti di gas e petrolio russo permettono a Pechino di attuare con successo la diversificazione geografica delle forniture, riducendo le importazioni che transitano attraverso lo stretto di Malacca (Indeo, 2016). In termini geopolitici, la cooperazione energetica con la Cina – nazione confinante – ma anche con Giappone, Corea del Sud e India offre la vantaggiosa possibilità strategica di esportare idrocarburi senza transitare in un Paese terzo (*pipelines* sino-russe, navi metaniere e petroliere russe che raggiungono i porti asiatici ed indiani), evitando così le problematiche connesse al ruolo dell'Ucraina nel vettore d'esportazione occidentale.

Sulla base della solida *partnership* geopolitica tra Mosca e Pechino, dall'inizio dell'invasione dell'Ucraina, la Russia ha notevolmente incrementato le proprie esportazioni petrolifere verso la Cina (circa 400 mila barili di petrolio aggiuntivi al giorno), rafforzando il ruolo di principale fornitore di greggio per Pechino con quasi 2 mbpd, primato tradizionalmente conteso con l'Arabia Saudita

ma di fatto consolidatosi a seguito dell'invasione russa dell'Ucraina, per rimarcare la solidità dell'asse geopolitico sino-russo.

La variazione maggiormente significativa, registrata da febbraio 2022, riguarda comunque l'India che sta emergendo come un mercato appetibile per le esportazioni di Mosca: nel 2021 le importazioni indiane dalla Russia si attestavano su una media di 200 mila barili al giorno, ma a seguito della crisi ucraina queste hanno raggiunto quasi 1 milione di barili al giorno³, una crescita esponenziale che ha portato la Russia ad essere il secondo fornitore di petrolio sorpassando l'Arabia Saudita, coprendo 1/5 del totale delle importazioni di petrolio indiane (Kozhanov, 2022; Rickett, 2022). Nella prospettiva di Mosca, l'India rappresenta un partner energetico ed un mercato allettante in quanto si tratta di una delle maggiori economie energivore mondiali: terzo importatore di petrolio al mondo con oltre 5 mbpd, il governo di New Delhi ha altresì adottato un programma nazionale che mira a raddoppiare la quota del gas naturale nel mix energetico attraverso un programma multi-miliardario di investimenti.

Per quanto concerne il gas naturale, la perdita dei mercati UE (sui quali era diretto il 73% delle esportazioni russe) inciderà in maniera profonda sul bilancio statale russo e sulla capacità di esportazione tuttavia, anche in questo caso la Cina si erge a ruolo di *partner* chiave sia come mercato che in termini di supporto economico e tecnologico per la realizzazione di nuove infrastrutture di trasporto orientate verso est e per attività di esplorazione e sfruttamento di nuovi giacimenti. A febbraio 2022, qualche giorno prima dell'invasione dell'Ucraina, Gazprom e la CNPC (*Chinese National Petroleum Company*) hanno siglato un accordo per la fornitura di 10 Gmc di gas per un periodo di 30 anni, volumi che si aggiungono ai 38 Gmc previsti (entro il 2025) dal gasdotto *Power of Siberia*, operativo dal 2019 e che attualmente trasporta 10 Gmc di gas naturale verso la Cina (Galtsova, 2022). Le due parti hanno altresì rilanciato l'idea del gasdotto Altai – ribattezzato ora "*Power of Siberia-2*" – ovvero di collegare le riserve di gas della Siberia Occidentale (attualmente fonte delle esportazioni verso la UE) alla Cina attraverso la Mongolia, con una capacità prevista di 50 Gmc all'anno. La Russia ha già concluso il negoziato con la Mongolia, e nelle intenzioni di Mosca – espresse con le parole del Ministro dell'Energia Novak – questa infrastruttura andrà a sostituire il gasdotto Nord Stream-2 – bretella energetica che avrebbe consentito a Mosca di allocare sui mercati tedeschi ed europei 55 Gmc aggiuntivi di gas naturale parallelamente all'esistente Nord Stream-1 – attraverso un riorientamento delle esportazioni da ovest verso est (Euronews, 2022). Indubbiamente, questo progetto riscuote interesse anche da parte di Pechino: se consideriamo che la Cina avrà bisogno di importare circa 100 Gmc di gas entro il 2030 per soddisfare la domanda interna, i progetti in fase di realizzazione con la Russia (sommate alle forniture esistenti) permetterebbero di raggiungere questo obiettivo (Yermako e Meidan, 2022).

La possibilità per la Russia di rafforzare in maniera sistemica il vettore orientale di esportazione per compensare e gradualmente sostituire le esportazioni verso i mercati europei dipende fortemente dalla capacità di sviluppare nuovi progetti e dall'avvio della produzione di nuovi giacimenti nella Siberia Orientale, Artico, Estremo Oriente russo. Tuttavia, le sanzioni previste per il 2022 – che si sommano a quelle precedentemente adottate a seguito dell'annessione della Crimea del 2014 – impediscono di fatto il coinvolgimento delle maggiori *International Oil Companies* (IOC), precedentemente attratte dall'enorme potenziale energetico esistente ed ora costrette ad abbandonare i consorzi internazionali, *joint ventures* e a congelare i propri investimenti.

Solo la Cina sta investendo oculatamente (ovvero perseguendo i propri obiettivi strategici) nello sviluppo del settore energetico russo (dai gasdotti *Power of Siberia* a Yamal – primo *terminal* di esportazione gnl realizzato in Russia – dal quale vengono esportati 27 Gmc all'anno, 2/3 dei

³ Non esistendo un oleodotto che collega le due nazioni, le esportazioni di petrolio possono avvenire solamente per via marittima.

quali sui mercati europei), disponendo così di un enorme potere negoziale che si traduce nella possibilità di ottenere prezzi ridotti rispetto a quelli praticati ad altri acquirenti.

Analisi, previsioni e valutazione

Nonostante gli sforzi degli Stati membri della UE per diversificare gli approvvigionamenti di gas naturale, la completa rinuncia alle importazioni russe inciderà profondamente sulla condizione di sicurezza energetica europea, per la concreta difficoltà di trovare nel breve periodo forniture alternative e per la mancanza di infrastrutture energetiche (*terminal* gnl e gasdotti, ma anche interconnessioni energetiche tra stati per soddisfare eventuali carenze e picchi di domanda) capaci di garantire approvvigionamenti regolari a tutti gli Stati.

L'eventualità di imporre dei razionamenti nei singoli stati dipenderà da una serie di fattori al momento difficilmente interpretabili e valutabili, ovvero il livello di rigidità della stagione invernale (mesi freddi implicheranno maggiori consumi per riscaldamento e conseguente riduzione delle riserve stoccate), l'adesione della popolazione alle misure di contenimento dei consumi e risparmio energetico, l'affidabilità dei fornitori nel garantire gli approvvigionamenti. Tuttavia, si può ragionevolmente affermare che la combinazione di queste misure (soprattutto gli elevati livelli di stoccaggio raggiunti) consentiranno di trascorrere i prossimi mesi invernali in una condizione di sicurezza energetica, mentre le reali problematiche e criticità dovrebbero riguardare il prossimo inverno 2023-2024: infatti, senza un consistente aumento di approvvigionamenti non russi risulterà complicato procedere al riempimento degli stoccaggi consumati. La stessa Agenzia Internazionale dell'Energia prevede che nei prossimi mesi mancheranno 30 Gmc di gas da destinare agli stoccaggi per il prossimo inverno, senza una drastica riduzione dei consumi e senza far ricorso al gas russo.

Gli accordi di cooperazione energetica con Algeria e Azerbaigian permetteranno di aumentare in futuro la disponibilità di gas naturale per gli Stati europei, ma sono destinati ad avere un impatto limitato nel breve periodo, ovvero nei prossimi due-tre anni quando la necessità di disporre di gas naturale sarà più marcata. Nel caso del TAP, l'impegno dell'Azerbaigian di raddoppiare la capacità dell'infrastruttura richiederà dai 4 ai 6 anni per completare i lavori di ampliamento della capacità del gasdotto e per incrementare la produzione di gas da nuovi giacimenti azerbaijani da destinare all'esportazione.

Il potenziale del bacino energetico del Mediterraneo Orientale (Israele, Libano, Cipro) e il ruolo dell'Egitto come *hub* di distribuzione gassifera e produttore appare largamente promettente ma il suo pieno sviluppo è fortemente condizionato da una serie di variabili geopolitiche che comprendono la politica assertiva della Turchia, la stabilità politico-sociale, le relazioni di Israele con i vicini arabi e la stessa Ankara, fattori che di fatto rallentano i progetti di esplorazione di nuovi giacimenti e la realizzazione di infrastrutture di trasporto verso le coste meridionali dell'Europa.

Indubbiamente, i *terminal* galleggianti FSRU rappresentano un'opzione percorribile per gli Stati europei al fine di aumentare la disponibilità di approvvigionamenti gassiferi nel breve periodo: tuttavia, in aggiunta alla accresciuta competizione internazionale per assicurarsi navi metaniere da riconvertire, resta insoluta una problematica cruciale ovvero la semi-rigidità dell'offerta di gas naturale liquefatto sui mercati internazionali, nell'ambito della concorrenza con le maggiori economie dell'Asia orientale (Cina, Giappone, Corea del Sud, Taiwan), dipendenti dalle importazioni di gnl necessarie per garantire la loro condizione di sicurezza energetica e quindi disposte a pagare dei prezzi elevati per assicurarsi le forniture esistenti. Il recente accordo tra Cina e Qatar sembra confermare tale orientamento in quanto Pechino si è assicurata l'acquisto di 4 milioni di tonnellate all'anno di gnl per 27 anni, garantendosi quindi in semi-esclusiva le forniture di uno dei maggiori *supplier* globali.

Per quanto concerne la Russia, la possibilità di compensare la riduzione delle esportazioni attraverso il vettore occidentale riorientandole verso i mercati asiatici richiede la realizzazione in

tempi rapidi di infrastrutture di trasporto e massicci investimenti per l'avvio della produzione di nuovi giacimenti in aree climaticamente difficili (come la Siberia orientale) oltre all'apporto di moderna tecnologia e *know-how*. Nel medio termine, i mancati introiti derivanti dalle esportazione di idrocarburi verso la UE – sommati alle crescenti spese militari per il conflitto con l'Ucraina – potrebbero impedire alla Russia il raggiungimento dei propri obiettivi di politica energetica.

Acronimi

CNPC: Chinese National Petroleum Company

FLNG: *Floating Liquefied Natural Gas*

FSRU: Floating Storage and Regasification Unit

gnl: gas naturale liquefatto

Gmc: miliardi di metri cubi

IOC: International Oil Companies

mbpd: milioni di barili di petrolio al giorno

TAP: Trans Adriatic Pipeline

UE: Unione Europea

Bibliografia

- Bellomo, S. (2022). *L'Europa fa il pieno di gas liquefatto, ma un quinto arriva dalla Russia*. Il Sole24 Ore. Testo disponibile al sito: <https://www.ilsole24ore.com/art/l-europa-fa-pieno-gas-liquefatto-ma-quinto-arriva-russia-AEaPNsFC> (consultato il 15 Novembre 2022)
- British Petroleum (2022). *BP Statistical Review of World Energy 2022*. Testo disponibile al sito: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> (consultato il 20 Novembre 2022)
- Dominelli, C. (2022). *Eni: al via dal Mozambico il primo carico di Gnl verso l'Europa. Descalzi: «Nuovo e importante passo»*. Il Sole 24 Ore. Testo disponibile al sito: <https://www.ilsole24ore.com/art/eni-via-mozambico-primo-carico-gnl-l-europa-descalzi-nuovo-e-importante-passo-AehsngGC> (consultato il 20 Novembre 2022)
- Eni (2022). *Coral South: il giacimento di gas al largo del Mozambico*. Eni. Testo disponibile al sito: <https://www.eni.com/it-IT/attivita/mozambico-coral-south.html> (consultato il 22 Novembre 2022)
- Euronews (2022). *Moscow says Power of Siberia 2 pipeline to China will 'replace' Nord Stream 2*. Testo disponibile al sito: <https://www.euronews.com/2022/09/15/moscow-says-power-of-siberia-2-pipeline-to-china-will-replace-nord-stream-2> (consultato il 21 Novembre 2022)
- European Commission (2014). *European Energy Security Strategy*. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL, COM (2014) 330 final, Brussels, 28.5.2014. Testo disponibile al sito: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0330&from=EN> (consultato il 20 Novembre 2022)
- European Commission (2022a). *REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy*, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN

ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS, Strasbourg, 8.3.2022 COM(2022) 108 final. Testo disponibile al sito: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A108%3AFIN> (consultato il 20 Novembre 2022)

- European Commission (2022b). *In focus: Reducing the EU's dependence on imported fossil fuels*, EC News, April 20, 2022. Testo disponibile al sito: https://ec.europa.eu/info/news/focus-reducing-eus-dependence-imported-fossil-fuels-2022-apr-20_en (consultato il 20 Novembre 2022)
- European Commission (2022c). *Liquefied Natural Gas*. Testo disponibile al sito: [https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/liquefied-natural-gas_en#:~:text=From%20the%20beginning%20of%202022,time%20record%20year%20\(2019\)](https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/liquefied-natural-gas_en#:~:text=From%20the%20beginning%20of%202022,time%20record%20year%20(2019)) (consultato il 20 Novembre 2022)
- European Council (2022). *Infographic - Liquefied natural gas infrastructure in the EU*. Testo disponibile al sito: <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/lng-infrastructure-in-the-eu/> (consultato il 26 Novembre 2022)
- Eurostat (2022a). *EU energy mix and import dependency*, Eurostat, Testo disponibile al sito: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=EU_energy_mix_and_import_dependency&stable=1#Natural_gas (consultato il 20 Novembre 2022)
- Eurostat (2022b). *Natural gas supply statistic*. Testo disponibile al sito: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_supply_statistics (consultato il 20 Novembre 2022)
- Fulwood, M. (2022). *Europe's Infrastructure and Supply Crisis*. OIES Energy Comment, Oxford Institute for Energy Studies. Testo disponibile al sito: <https://www.oxfordenergy.org/publications/europes-infrastructure-and-supply-crisis/> (consultato il 20 Novembre 2022)
- Galtsova, A. (2022). *Strengthening ties: A second pipeline import contract to send 10 Bcm/y from Russia to China*. S&P Global. Testo disponibile al sito: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/strengthening-ties-a-second-pipeline-import-contract-to-send-1.html> (consultato il 21 Novembre 2022).
- Indeo F. (2016). *The Vulnerability of Maritime Energy Routes and Chinese Energy Security: Hormuz and Malacca Chokepoints Dilemmas*. In Beltran A., a cura di, *Oil Routes*. Bruxelles: Edizioni Peter Lang
- International Energy Agency (2022). *Frequently Asked Questions on Energy Security*. IEA. Testo disponibile al sito: <https://www.iea.org/articles/frequently-asked-questions-on-energy-security> (consultato il 20 Novembre 2022)
- ISPI (2022). *Russia-Ucraina: Gas, chi rischia di più?*. ISPI Data Lab, 04 Febbraio 2022. Testo disponibile al sito: <https://www.ispionline.it/it/pubblicazione/russia-ucraina-gas-chi-rischia-di-piu-33064> (consultato il 20 Novembre 2022)
- Jucca, L. (2022). *Norway gas lifeline for Europe is the smart move*. Reuters. Testo disponibile al sito: <https://www.reuters.com/breakingviews/norway-gas-lifeline-europe-is-smart-move-2022-09-09/#:~:text=Norway%20is%20expected%20to%20export,the%20country's%20total%20gas%20demand> (consultato il 22 Novembre 2022)
- Kozhanov, N. (2022). *The war in Ukraine and the new reality in Asian oil markets*. Middle East Institute. Testo disponibile al sito: <https://www.mei.edu/publications/war-ukraine-and-new-reality-asian-oil-markets> (consultato il 21 Novembre 2022)

- Krzysztoszek, A. (2022). *Baltic Pipe gas pipeline opens, connects Norway and Poland*. Euractiv, September 28, 2022. Testo disponibile al sito: <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/baltic-pipe-gas-pipeline-opens-connects-norway-and-poland/> (consultato il 20 Novembre 2022)
- Kubiak M. (2022). *Poland Ready to Quit Russian Gas Supplies*. Eurasia Daily Monitor, 19:30, March 7, 2022. Testo disponibile al sito: <https://jamestown.org/program/poland-ready-to-quit-russian-gas-supplies/> (consultato il 21 Novembre 2022)
- Liga, A. (2022). *Algeria a tutto gas (per ora)*. ISPI. Testo disponibile al sito: <https://www.ispionline.it/it/pubblicazione/algeria-tutto-gas-ora-35852> (consultato il 20 Novembre 2022)
- Ministero della Transizione Ecologica (2021). *Riserve nazionali di idrocarburi*. Testo disponibile al sito: <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/riserve-nazionali-di-idrocarburi> (consultato il 20 Novembre 2022)
- Ministero della Transizione Ecologica (2022a). *Piano Nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale*. MITE. Testo disponibile al sito: https://www.mite.gov.it/sites/default/files/archivio/comunicati/Piano%20contenimento%20consumi%20gas_MITE_6set2022_agg.pdf (consultato il 20 Novembre 2022)
- Ministero della Transizione Ecologica (2022b). *Gas naturale. Bilancio*. MITE. Testo disponibile al sito: <https://dgsaie.mise.gov.it/bilancio-gas-naturale> (consultato il 20 Novembre 2022)
- Ministero della Transizione Ecologica (2022c). *Stoccaggio del gas naturale. Bilancio*. MITE. Testo disponibile al sito: <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/stoccaggio-del-gas-naturale> (consultato il 20 Novembre 2022)
- Raimondi, P.P. (2022). *Natural Gas in Italy: Features and Perspectives in Light of Russia's War in Ukraine*, IAI Paper. Testo disponibile al sito: <https://www.iai.it/it/pubblicazioni/natural-gas-italy-features-and-perspectives-light-russias-war-ukraine> (consultato il 20 Novembre 2022)
- Rickett, N. (2022). *Asia Can't Save Russia's Energy Sector*. The Diplomat, 2022, Testo disponibile al sito: <https://thediplomat.com/2022/06/asia-cant-save-russias-energy-sector/> (consultato il 21 Novembre 2022)
- Start Magazine (2022). *Ecco quanto ci sono costati gli stoccaggi di gas*. Testo disponibile al sito: <https://www.startmag.it/energia/stoccaggi-gas-italia-costo/#:~:text=Le%20riserve%20totali%20a%20disposizione,si%20attestano%20sugli%201%2C2> (consultato il 20 Novembre 2022)
- The White House (2022). *FACT SHEET: United States and European Commission Announce Task Force to Reduce Europe's Dependence on Russian Fossil Fuels*. March 25, 2022. Testo disponibile al sito: <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2022/03/25/fact-sheet-united-states-and-european-commission-announce-task-force-to-reduce-europes-dependence-on-russian-fossil-fuels/> (consultato il 22 Novembre 2022)
- US Energy Information Administration (2020). *Mozambique*, Testo disponibile al sito: <https://www.eia.gov/international/analysis/country/MOZ> (consultato il 20 Novembre 2022)
- Yermakov, V., Meidan, M. (2022) *Russia and China Expand Their Gas Deal: Key Implications*. OIES Oxford Energy Comment. Testo disponibile al sito: <https://www.oxfordenergy.org/publications/russia-and-china-expand-their-gas-deal-key-implications/> (consultato il 21 Novembre 2022)
- Zachmann, G. Sgaravatti, G. e McWilliams, B. (2022). *European natural gas imports*. Bruegel. Testo disponibile al sito: <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports> (consultato il 23 Novembre 2022)

**Year 2022,
Strategic Analysis**

**Energy policies
(interests, challenges,
opportunities)**

Year 2022, Strategic Analysis
Energy policies
(interests, challenges, opportunities)



DISCLAIMER

The opinions expressed in this volume are of the Authors; they do not reflect the official opinion of the Italian Ministry of Defence or of the Organizations to which the Authors belong.

NOTES

The articles are written using open source information.

The “Osservatorio Strategico” is available also in electronic format (file .pdf) at the following link:
http://www.difesa.it/SMD_/CASD/IM/CeMiSS/Pubblicazioni/OsservatorioStrategico/Pagine/default.aspx

Osservatorio Strategico 2022

This book has been edited by
Defense Research and Analysis Institute

Director

Col. (Army) Gualtiero Iacono

Deputy Director

Col. (A.F.) Loris Tabacchi

Editor-in-Chief

Maj. (A.F.) Luigi Bruschi

Editorial staff

CWO (Navy) Massimo Lanfranco – WO (Navy) Gianluca Bisanti – AFC (A.F.) Alessandro Del Pinto

Graphic and layout

CWO (Navy) Massimo Lanfranco – WO (Navy) Gianluca Bisanti – Serg. (Army) Nello Manuel Santaniello - Mr. Massimo Bilotta

Revising and coordination

2LT (Army) Elena Picchi – Adm. Off. Aurora Buttinelli – Adm. Ass. Anna Rita Marra

Author

Fabio Indeo

Printed by Typography of the **Center for Higher Defence Studies**

Defense Research and Analysis Institute
Piazza della Rovere, 83 - 00165 – ROME - ITALY
tel.00 39 06 4691 3204
e-mail: irad.usai.capo@casd.difesa.it

Closed in December 2022

ISBN 979-12-5515-089-3

Strategic Analysis 2022

During 2022, the debate on the global energy policies has been substantially monopolized by the analysis of the short and medium-term consequences and implications linked to the energy crisis triggered by the Russia-Ukraine conflict. On the one hand, the European Union's member states had to necessarily and urgently adopt initiatives aimed at replacing hydrocarbon imports from Russia, in order that the energy security condition is preserved within six months (before the arrival of the winter season). The sudden change in a traditional energy scenario based on the interdependence and cooperation with Russia has in fact prevented the solution of some critical issues and distortions which affect the European energy strategy, even if we should consider that enormous progresses have been made in terms of political collaboration and common emergency responses. In this context, Italy - despite its marked dependence on Russian imports - has been able to undertake a dynamic "energy diplomacy" obtaining alternative supply to replace traditional Russian imports, at least in relation to the winter of 2022-2023. On the other hand, the above-mentioned condition of energy interdependence with the EU has prompted Russia to accelerate the rebalancing strategy between the western and eastern export carriers: in the new energy scenario emerged in recent months, China, India and the Asian markets appear to be the only potential buyers of Russian hydrocarbons, given the firm European political will to complete the phase out of Russian natural gas and oil imports.

European Union and energy diversification: the effects of REPower EU and the critical issues in the energy supply's system

The energy crisis triggered by the Russia-Ukraine conflict has highlighted the condition of extreme vulnerability that characterizes the European energy security, related to the excessive reliance on natural gas imports (but also oil and coal) from Russia. Moscow's willingness to use hydrocarbon supplies as a tool of geopolitical pressure - threatening supply interruptions which provoke price volatility - has clearly demonstrated Russia's unreliability as energy partner, pushing the EU to find alternative suppliers to compensate imports reductions from Moscow: this condition is dictated both by the political decision of the European states to avoid financing Russia with revenues deriving from the sale of hydrocarbons and by the interruptions of supply through Russian gas pipelines, due to president Putin's political decisions as well as unknown sabotage (in the case of Nord Stream-1) which de facto deprive the EU of Russian natural gas anyway.

Since February 2022, the reduction of Russian gas imports has changed the geography of supply for the EU: until ten months ago, the EU imported 46% of gas from Russia, followed by Norway (21%), Algeria (11%), United States (6.3%), Qatar (4.3%), United Kingdom, Nigeria, Libya and Azerbaijan. At the beginning of winter 2022, Russian gas imports fell below 10% (Zachmann et al., 2022) due to the above-mentioned combination between European political will and Russian reductions: increasing gas imports from Algeria, Norway, Qatar and the United States have allowed to offset the lack of Russian methane.

The vulnerability of the European energy scenario is confirmed by the data: while on the one hand natural gas consumption has remained substantially stable over the last decade - approximately 400 billion cubic meters (bcm) per year - the EU production has instead dropped by over 60%, passing from 159 to 55 bcm. In order to meet its consumption, the EU has progressively increased its dependence on natural gas imports (83.6%), considering that gas accounts for 23.4% in the European energy mix, while petroleum products contribute for 34.5%, renewables for 17.4%,

nuclear energy accounts for 12.7% and fossil fuels for 10.5% (Eurostat, 2022a). In 2021 Russia supplied the EU with 155 bcm of natural gas, 20 bcm of which in liquefied form (LNG, Liquefied Natural Gas) thanks to the northern terminal of Yamal and the western ones of Vysotsk and Portovaya, geographically close to the Western markets: Russia also was the third LNG largest supplier to the EU after Qatar and the United States. In order to evaluate the level of real dependence of the EU member states on Russian gas imports, an analysis only focused on the volumes of imports is not exhaustive: the use of the vulnerability index elaborated by the Institute of International Political Studies (2022) instead allows a broader comprehension of this issue, providing an interpretative key which takes into consideration additional factors, such as the incidence of these Russian imports on the total national consumption and the shares of natural gas within the energy mix. On a scale of 1 to 30, Italy has a vulnerability index of 19, because Russian gas covers 40% of Italian gas imports, while France has an index of 3, due to the fact that this country uses nuclear energy to produce electricity and the impact of Russian gas is insignificant: Romania is a very illustrative case, because imports only Russian gas but the country has a low index of vulnerability domestically producing 90% of the consumed gas (ISPI 2022).

To deal with the consequences of this emerging energy scenario and to reduce the impact of threats to the condition of energy security - based on the regularity of supply, without interruptions, at moderated prices - the European Commission quickly adopted (March 2022) the ambitious plan called REPower EU, through which the member states intend to achieve a complete phase out of hydrocarbon imports from Russia by 2030, while for natural gas the objective is anticipated by three years (2027), taking into account the urgent need to reduce the unbalanced dependence on Russian gas imports (European Commission, 2022a). Moreover, besides the adoption of measures to deal with this new energy situation, REPower EU takes up and strengthens some of the goals included in the 2014 Energy Security Strategy, namely the geographical diversification of suppliers and the increase of LNG imports (European Commission, 2014).

In the short term, the European Commission considers possible a 2/3 reduction of imports from Russia (approximately 100 bcm) by 2022, through the increase of LNG imports (50 bcm) by December - to replace equal volumes from Russia - and additional 10 bcm which will be obtained by increasing imports through existing gas pipelines, bridging the gap between the nominal transport capacity and the volumes actually delivered (spare capacity). In addition to these alternative imports, the EU takes into consideration also the availability of natural gas in the storage depots and accumulated during the summer months - the European Commission decided that storage facilities must be filled over 90% of their capacity by the beginning of winter -, an increasing production of renewable energy and biomethane, as well as the adoption of energy efficiency measures and reduction of consumption. The combination of these measures should lead to a total phase out of Russian hydrocarbon imports by 2030 (European Commission, 2022a).

As part of the REPower EU plan, the European Commission and the member states have undertaken a particularly dynamic energy diplomacy, aimed at strengthening cooperation with traditional supplier countries and developing partnerships with new potential suppliers, in order to increase imported volumes in the short term period, in the months before the winter in order to fill stocks and compensate the lack of Russian imports.

Norway certainly appears the most reliable energy partner in terms of regularity of supply (it is the third largest natural gas exporter in the world after Russia and the United States), which will make it possible to satisfy the demand of central and northern Europe, but especially Germany: as a matter of fact, the European economic and industrial locomotive is currently suffering a condition of extreme energy vulnerability following the interruptions of supply through the Nord Stream gas pipeline (a submarine pipeline which carried Russian gas directly to Germany, target of a sabotage action in September 2022) and the Yamal-Europe pipeline (which shipped Russian gas to Germany

crossing Polish territory). During these months, Norway has considerably legitimized its key role as a strategic energy partner for the EU: in February 2022, Norway covered 20% of European imports (Russia accounted for more than 40%), while now it represents the first supplier with over 25%, supplying the European markets with 90 bcm of natural gas (delivered to continental Europe through the Europipe gas pipeline system and via LNG tankers), to which must be added 36 bcm exported to the United Kingdom (Jucca, 2022). Since March 2022, the Norwegian government has authorized an increase in production of 1.4 bcm, while the reopening of a LNG terminal that processes natural gas extracted in the Barents Sea will increase the production capacity by almost 7 bcm in 2022 (US EIA, 2022).

The energy cooperation agreements with Algeria and Azerbaijan - concluded respectively by the Italian government and by the President of the European Commission Ursula von der Leyen between March and July - will increase the volumes of gas exported through the existing infrastructures, respectively the Transmed gas pipeline and the Trans Adriatic Pipeline (TAP), for which Italy represents both the final landing point and the hub distribution to EU.

If natural gas supply through pipelines can be increased only by fully exploiting the spare capacity - pending the possible construction of new transport infrastructures - the increase in LNG imports represents instead a viable strategic option in the short term, for the greater flexibility that characterizes this kind of energy offer: as a matter of fact, the possibility to convert LNG tankers into floating regasification terminals (FSRU, Floating Storage and Regasification Unit) is a faster solution than the construction of a gas pipeline. From this point of view, in the period January-September the EU imported 98 bcm of LNG (a peak-volume never reached in the past, 39 bcm more than in the same period of 2021), with a growth of 66% (European Commission, 2022c).

This new energy scenario has concretely facilitated the development of fruitful cooperation with the United States: following the European Council summit in mid-March, US President Biden pledged to deliver additional 15 bcm of LNG to EU by 2022, with the aim to reach 50 bcm per year by 2030 (The White House 2022). This political commitment has produced concrete results, if we consider that the United States - in the period January-August 2022 - substantially doubled LNG exports to the European Union - from 21 bcm in 2021 to 40 bcm in the first eight months of 2022 – so becoming the main LNG supplier for the EU, covering 50% of total gas imports in liquefied form (European Council, 2022).

These US additional volumes - to which must be added the imports from other major world producers such as Qatar, the third EU, accounting for 17% of total LNG imports - broaden the availability of alternative gas supply to Russia, even if the European Commission and the member states must urgently correct some critical issues: in fact, the EU has an adequate regasification capacity of 157 bcm per year (which, however, was largely underused until the Russian-Ukrainian crisis, if we consider that in 2021 about 77 bcm of LNG were imported), whose terminals are however geographically located along the coasts of Western Europe facing the Atlantic (Spain and France are the main importing countries, respectively 21.3 and 18,3 bcm) and often unconnected with the rest of European markets, such as those of Eastern Europe heavily depend from Russian imports (European Commission 2022b; European Council, 2022).

Among the evident distortions that have to be addressed, the fact that despite the common political willingness to progressively reduce Russian gas imports Russia up to the complete halt, the EU continues to import LNG from Moscow, and these purchases have even increased by 46%: the European Commission (2022c) reported that in the January-September period Russia satisfied 17% of the European LNG demand (which corresponds to 16.5 bcm of Russian LNG, compared to 11.3 bcm in the same period of 2021). France and Spain are the main buyers of these Russian liquefied gas supply (respectively 1/3 and 1/4 of the total), due to the long-term contracts signed by the

national energy companies to import LNG from the Yamal peninsula liquefaction plant (Bellomo, 2022). Undoubtedly, the FSRU-floating regasification terminal option allows European states to find an alternative possibility to meet their gas demand in the short term: the most-dependent nations on Russian imports, such as Italy and Germany, have already moved in this perspective, purchasing respectively two and five LNG tankers to be converted into FSRU and put into operation within 24-48 months.

In early winter 2022, the EU successfully achieved its goal to fill natural gas storage deposits over 90% of their capacity, signing energy partnership deals that will make available volumes of non-Russian gas, in parallel with policies to reduce consumptions: these factors should guarantee a condition of energy security for the whole winter period, with regular availability of supply. However, if we analyse the situation according to the perspective of the individual states, differences and particular vulnerabilities clearly emerge, which can be managed and tackled with a spirit of "intra-EU energy solidarity", aimed at supporting states that could find themselves in critical conditions for shortage of supplies: Germany and Poland represent the most extreme and significant cases.

Germany has the most complicated situation, as it will be very difficult to compensate for the sudden halt of Russian gas imports (which accounted for 47% of the German gas) following the stop of the Nord Stream gas pipeline (due to explosions related to a probable sabotage of the infrastructure) and the supply disruptions through the Yamal Europe gas pipeline, which deprived Germany of about 50 bcm of natural gas (Eurostat, 2022b). Gas supply from Norway represent the only certainty for Germany (and partially also for Western European nations such as Belgium and the Netherlands), as the existing sub-regional system of pipelines fed by Norwegian gas benefits of a significant transport capacity amounted to 74 bcm per year, which corresponds to 200 million cubic meters per day (Fulwood, 2022). However, if we consider the existing gap in the German demand for natural gas and the need for other European states to import gas from Norway, these supplies provided by Oslo will not be sufficient: in order to boost its energy security Germany has decided to build 6 LNG terminals in the North Sea - with a considerable delay, because the nation does not have regasification capacity – but only 2 are set to come on stream in winter 2022 (with a capacity of 16 bcm). Furthermore, given the rigidity of the natural gas' supply in the global markets, Berlin government is having serious difficulties to implement partnership with producing countries and to secure gas volumes to replace Russian imports.

On the other hand, Poland has been able to successfully complete a coherent strategy of energy diversification (actually begun two years ago) which allowed Warsaw government to free the nation from Russian gas, which until the outbreak of the Russian-Ukrainian conflict accounted for 50% of imports (9-10 bcm) and which had in fact been interrupted following the unilateral Russian decision to cut supply through the Yamal Europe gas pipeline. At the end of September, the Baltic gas pipeline - designed to transport 10 bcm of natural gas from Norway to Poland via Denmark - became operative, certifying the success of the Polish diversification strategy, which also includes the upgrading of the Świnoujście LNG terminal (fuelled with LNG imported from the United States, Qatar and Norway) as well as the start of important trans-regional energy interconnections such as the Polish-Lithuanian gas pipeline (GIPL) and the Poland-Slovakia interconnector: this last infrastructure is bi-directional, allowing to meet the peak of consumption and contributing to the Baltic and Central-Eastern Europe's energy security (Kubiak 2022; Krzysztozek, 2022).

Italy's energy diplomacy, between achieved results and domestic political issues

Since the early days of the Russian-Ukrainian conflict, the Italian government has undertaken a proactive energy diplomacy, aimed at securing alternative natural gas supply to replace Russian imports (almost 30 bcm in 2021), considering the potential risk of sudden interruption because these flows are distributed with the TAG pipeline which crosses the territory of Ukraine, Slovakia and

Austria before arriving in Italy at the Tarvisio entry point. In fact, the condition of instability in the Ukrainian territory could undermine the regularity of supply negatively affecting national energy security.

The vulnerability of the Italian energy scenario is essentially linked to the combination of two factors: the excessive dependence on natural gas imports (90% of national gas consumption) - especially from Russia, 38% of total imports in 2021 - and the gradual collapse of domestic hydrocarbon production. In 2021, Italy consumed 76.1 bcm of natural gas, almost entirely covered by imports as current domestic production stands at 3.3 bcm, which accounts for about 5% of national demand (MITE, 2022a). Similarly to the EU, also in our country there is a substantial decrease of Russian gas imports, from 38-40% in 2021 to 10% in the period February-September 2022 (MITE, 2022b).

To deal with the winter period - with the purpose to preserve national energy security and consumption through a sufficient availability of gas and avoiding the danger of rationing - the Italian government has adopted a strategy which aims at a dual purpose: to increase storage and natural gas reserves and secure regular supply from alternative, non-Russian producers. According to the government's plan, these initiatives will allow to completely replace gas imports from Russia by 2025, having the availability of 25 bcm of natural gas from imports (via pipeline and LNG) and from the expected increase of the national production (both governments that succeeded one another during 2022 agree on the need to implement measures to double national production in order to reach 6 bcm per year), bridging the existing gap (imports from Russia amounted to 29 bcm) with an increasing use of clean energy from renewable sources and with energy efficiency policies (MITE, 2022a).

Concerning the first axis of intervention, Italy has largely achieved and exceeded the European target of filling storage at 90% of capacity,¹ which amount to 16.7 bcm: however, it is necessary to take into consideration that 4.7 bcm of these volumes constitute the strategic reserves that cannot be affected and therefore escape the total calculation, so only 11.7 bcm can be delivered into the national distribution network to cope with winter consumption (MITE, 2022c; Start Mag, 2022).

As part of the strategy to geographically diversify gas supply in order to gradually replace Russian imports, the Italian government (together with the national energy company Eni) has effectively operated developing partnerships with new suppliers and reinforcing cooperation with traditional suppliers. This sort of energy diplomacy has produced significant results destined to have an immediate impact on the availability of natural gas for the 2022-2023 winter. The agreements with Algeria and Azerbaijan will lead to an increase of imports (exploiting the existing spare capacity) through the Transmed and TAP pipelines: however, some doubts remain about Algeria's real ability to meet the commitment to double the imports (following the first deal in March 2022), so providing additional 18 bcm by 2024, which would add up to the normal supply corresponding to the 22 bcm delivered to Italy in 2021 (Liga, 2022).

In a future perspective (with a measurable impact in some cases starting from winter 2023), the agreements with the producer nations - Egypt, Qatar, Angola, Congo, Mozambique - which will supply Italy with gas in liquefied form are very relevant: the entry into operation of the two FSRU floating regasification terminals within 12-24 months - with a regasification capacity of 5 bcm of gas per year each - constitutes the necessary precondition for the complete use of these LNG additional volumes, which will be added to the three operating terminals (Panigaglia, Adriatic LNG and OLT Livorno) which are currently operating at their maximum capacity (15.3 bcm). Although the role of FSRU is fundamental for strengthening national energy security, a political compromise will need to

¹ Italy has one of the largest storage capacities in the EU, which corresponds to 17.8% of the total European storage capacity. The storage depots are located above all in northern Italy (near the industrial centers of greatest consumption)

be found to overcome the strong opposition of local communities to the positioning of the Golar Tundra FSRU terminal near Piombino in Tuscany, while the second FSRU terminal - BW Singapore - should be located in the Adriatic Sea near Ravenna, and become operational between the autumn and winter of 2024 (Raimondi, 2022).

Considering Eni's role in Mozambique since 2006, the energy collaboration with this East African nation appears promising and able to support Italian and European efforts in the diversification process and cutting Russian imports. Indeed, on November 13 Mozambique sent the first LNG tanker loaded with LNG produced in the Coral field - in the Rovuma offshore basin - and processed in the Coral South FLNG (Floating Liquefied Natural Gas) plant, with a capacity of 5 bcm per year (Dominelli, 2022). The Rovuma basin is expected to contain natural gas reserves estimated at 2800 bcm, placing Mozambique at the third place among African nations in terms of reserves after Nigeria and Algeria (US EIA 2020): Eni is involved in the development of the Coral field (discovered in May 2012) which contains 450 bcm of natural gas reserves (Eni, 2022). However, the Italian government will have to take into serious consideration the context of instability in the region linked to the presence of jihadist groups - which in the spring of 2021 conquered the city of Palma in Cabo Delgado in the north of the country on the border with Tanzania – which could pose a threat to the regularity of supplies and the implementation of local projects, as in the case of the French energy company Total forced to interrupt its activities in Mozambique.

In line with the indications of the Draghi government, also the Meloni government is oriented to resume exploration and drilling activities to increase hydrocarbon production so strengthening national energy security. According to data from the Ministry of Ecological Transition, Italy could hold 111 bcm of natural gas reserves, of which only 39.8 bcm are considered proved reserves (55.6% of which on land and the remainder offshore), while 44.4 bcm are probable reserves and 26.7 bcm possible reserves² (MITE, 2021). For a rational exploitation of existing resources, a careful cost-benefit analysis seems desirable, in order to understand the needed span of time to allow the increase of the national production and the impact on domestic demand, in a context which instead requires immediate solutions - in terms of availability of supply to ensure energy security – to correct existing distortions in the national energy mix.

The energy cooperation between Russia and China in the promotion of the eastward vector of energy exports

The European position aimed at gradually cut Russian gas&oil imports, finding new and more reliable suppliers, is pushing Russia to seek new markets on which to redirect its hydrocarbons exports, in order to preserve the huge sale revenues normally used to bolster the state budget and able to cover almost 50% of it. In recent months, the "pivot to Asia" energy strategy - aimed at developing the eastern vector of energy export, intended to satisfy the hydrocarbons demand of East Asia markets (China, Japan, South Korea) and India - has become a priority need for Russia: unlike the past, the Asian markets not longer represent only an option to balance gas and oil exports mainly oriented towards Europe, but constitute a strategically important alternative for Moscow, able to ensure a condition of energy security based on regular exports at high prices. Before Ukraine's invasion, 50% of Russian oil exports were traded in European markets, while 37% went to the markets of the Asia Pacific region, through the eastern carrier (BP, 2022). Concerning natural gas,

² "The probable reserves represent the quantities of hydrocarbons which, on the basis of the geological and engineering data of the available reservoirs, can be recovered with a reasonable probability (greater than 50%) based on the technical contractual, economic and operational conditions existing at the time in question; the elements of residual uncertainty may concern the extension or other characteristics of the reservoir (mining risk), the cost-effectiveness (under the conditions of the development project), the existence or adequacy of the hydrocarbon transport system and / or the sales market "(Ministry of Ecological Transition 2021).

76% of Russian exports (184 bcm) were allocated to the western carrier and to European markets (a definition that geographically includes the European Union, the Balkans, Turkey, the United Kingdom), while 24% on the eastern carrier. In the pre-war period, Russia exported 155 bcm of gas to the EU, 135 bcm via pipeline and the remaining 20 bcm in liquefied form (ibid). Considering its role as global energy power based on huge hydrocarbon reserves (in 2021 Russia - which holds the world's largest natural gas reserves - was the world's leading exporter of natural gas and ranked second behind Saudi Arabia for export of oil) and the lost revenues deriving from the reduced exports to the European markets (estimated at around 1 million euros per day combining natural gas and oil exports), President Putin's urgent need to find new outlet markets is evident, in order to obtain the necessary energy revenues to compensate for the loss of European markets (International Energy Agency, 2022).

In this scenario, China has confirmed itself as the main energy partner for Russia supporting the development of the eastern energy vector, due to the huge hydrocarbons demand in the Chinese markets: furthermore, the availability of regular gas and oil supply from Russia allows Beijing to successfully implement the geographical diversification of import routes, reducing imports transiting through the Malacca Strait (Indeo, 2016). In geopolitical terms, energy cooperation with China - a neighbouring nation - but also with Japan, South Korea and India offers the profitable strategic possibility to export hydrocarbons without crossing a third country (Sino-Russian pipelines, Russian LNG tankers which reach Asian and Indian ports), thus avoiding the transit problems linked to the Ukraine's role in the western export vector.

On the basis of the strong geopolitical partnership between Moscow and Beijing, since February 2022 Russia has significantly increased its oil exports to China (about 400,000 additional barrels of oil per day, mbpd), strengthening its role as the main supplier of crude oil for Beijing with almost 2 mbpd, a disputed role with Saudi Arabia but in fact consolidated following the Russian invasion of Ukraine, which emphasizes the solidity of the Sino-Russian geopolitical axis.

But the most significant change since February 2022 concerns India, which is emerging as an attractive market for Moscow's exports: in 2021 Indian imports from Russia stood at an average of 200,000 barrels per day, but following the crisis in Ukraine these have reached almost 1 mbpd,³ an exponential growth that has led Russia to be the second largest supplier of oil overtaking Saudi Arabia, covering 1/5 of total Indian oil imports (Kozhanov, 2022; Rickett, 2022). In Moscow's perspective, India represents an energy partner and an attractive market as it is one of the world's largest energy-intensive economies (the third largest oil importer in the world with over 5 mbpd): New Delhi's government has also adopted a national program which aims to double the share of natural gas in the energy mix through a multi-billion dollar investment programme.

Concerning natural gas, the loss of EU markets (to which were shipped 73% of Russian exports) will have a profound effect on the Russian state budget and export capacity: however, even in this case China plays the role of key partner both in terms of market and in terms of providing economic and technological support for the construction of new-eastward transport infrastructures and for exploration and exploitation of new fields. In February 2022 (few days before the invasion of Ukraine), Gazprom and the CNPC (Chinese National Petroleum Company) signed an agreement for the supply of 10 bcm of gas for a period of 30 years, volumes which will add up to the expected 38 bcm (by 2025) provided by the Power of Siberia gas pipeline, operational since 2019 and which currently transports 10 bcm of natural gas to China (Galtsova, 2022). Moscow and Beijing have also re-launched the idea of the Altai gas pipeline - now renamed "Power of Siberia-2" - conceived to connect Western Siberia's gas reserves (currently the source of exports to the EU) to China via Mongolia, with a planned capacity of 50 bcm per year. Russia has already concluded negotiations

³ Since there is no pipeline linking the two countries, oil exports can only take place by sea.

with Mongolia, and in Moscow's intentions - expressed in the words of Energy Minister Novak - this infrastructure will replace the Nord Stream-2 gas pipeline (an energy route parallel to the existing Nord Stream-1, which would have allowed Moscow to deliver 55 bcm of natural gas to German and European markets) through a reorientation of exports from west to east (Euronews, 2022). Undoubtedly, Beijing is very interested on this project: if we consider that China will need to import additional 100 bcm of gas by 2030 to meet domestic demand, the projects under construction with Russia (added to existing supply) would allow to achieve this goal (Yermako and Meidan, 2022).

The possibility for Russia to strengthen the eastern vector of export to compensate and gradually replace energy flows to European markets strongly depends on the ability to develop new projects and start production of new fields in Eastern Siberia, the Arctic, the Far East. However, the envisaged sanctions for 2022 - combined with those previously adopted following the annexation of Crimea in 2014 - effectively prevent the involvement of the major International Oil Companies (IOCs), attracted by the enormous energy potential, and now forced to abandon international consortia, joint ventures and to freeze their investments. Only China is wisely investing (in order to protect and achieve its own strategic goals) in the development of the Russian energy sector (from the Power of Siberia gas pipelines to Yamal - the first LNG export terminal built in Russia - which holds an export capacity of 27 bcm per year, 2/ 3 of which shipped to the European markets), thus having a larger negotiating power which allows Beijing to obtain reduced prices compared to those charged to other buyers.

Analysis, forecasting and evaluations

Despite the efforts of the EU member states to diversify natural gas supply, the complete renunciation of Russian imports will profoundly affect the European energy security condition, because of the concrete difficulty to find alternative volumes of natural gas in the short term and due to the lack of additional energy infrastructures (LNG terminals and pipelines, but also energy interconnections between states to meet shortages and peaks in demand) capable of ensuring regular supply to all states.

The possibility to forcibly impose a rationing in individual states will depend on a series of factors that are currently difficult to evaluate, namely the level of cold in the ongoing winter season (cold months will imply greater consumption for heating and consequent reduction of stored reserves), population's support to measures aimed at containing consumption and energy saving, the reliability of suppliers to provide regular supply. However, it is realistic to observe that the combination of these measures (especially the high levels of gas stored in the deposits) will make it possible to spend the next winter months in a condition of energy security, while the real problems and critical issues should concern the next winter 2023-2024: in fact, without a substantial increase of non-Russian gas supply, it will be very hard to refill the consumed stocks. Also the International Energy Agency predicts that in the coming months there will be a shortage of 30 bcm of gas which cannot be allocated for storage purposes for next winter, without a drastic reduction in consumption and without resorting to Russian gas.

The energy cooperation deals with Algeria and Azerbaijan will increase the availability of natural gas for the European states in the future, but these are destined to have a limited impact in the short term, in the next two-three years when the need to have gas natural will be an urgent priority. In the case of TAP, Azerbaijan's commitment to double the infrastructure capacity will take 4 to 6 years to complete works to expand the pipeline's capacity and to ramp up gas production from new Azerbaijani fields.

The potential of the Eastern Mediterranean energy basin (Israel, Lebanon, Cyprus) and the role of Egypt as a gas distribution hub and producer appear highly promising even if the full development of these offshore reserves is strongly conditioned by a series of geopolitical variables

which include Turkey's proactive policy, political and social stability, Israel's relations with its Arab neighbours and with Ankara, all factors which actually slow down exploration projects for new deposits and the construction of transport infrastructures towards the southern coasts of Europe.

Undoubtedly, the FSRU floating terminals represent a viable option for European states in order to increase in the short term the availability of gas supply: however, in addition to the increased international competition to secure LNG tankers for turning them in FSRU facilities, a crucial problem remains unresolved, namely the semi-rigidity of the LNG supply in the international markets, because the main East Asia economies (China, Japan, South Korea, Taiwan) are dependent on LNG imports necessary to guarantee their condition of energy security and therefore willing to pay high prices to secure existing supplies, competing with EU buyers. The recent agreement between China and Qatar seems to confirm this orientation, as Beijing has secured the purchase of 4 million tons of LNG a year for a period of 27 years, so having a kind of semi-exclusive about energy purchases from one of the major global suppliers.

Concerning Russia, as highlighted in the text the possibility to compensate the reduction of energy exports through the western carrier redirecting them towards Asian markets will require the rapid creation of transport infrastructures, as well as massive investments in order to start production in new fields located in climatically difficult areas (such as Eastern Siberia) and the contribution of modern technology and know-how. In the medium term, the lost revenues deriving from the hydrocarbons export to the EU - added to the growing military expenditures due to the conflict with Ukraine - could prevent Russia from achieving its energy policy goals.

Acronyms

bcm: billion cubic metres

CNPC: Chinese National Petroleum Company

U: European Union

FLNG: *Floating Liquefied Natural Gas*

FSRU: Floating Storage and Regasification Unit

IOC: International Oil Companies

LNG: Liquefied Natural Gas

mbpd: millions barrels of oil per day

TAP: Trans Adriatic Pipeline

Bibliography

- Bellomo, S. (2022). *L'Europa fa il pieno di gas liquefatto, ma un quinto arriva dalla Russia*. Il Sole24 Ore. Available at: <https://www.ilsole24ore.com/art/l-europa-fa-pieno-gas-liquefatto-ma-quinto-arriva-russia-AEaPNsFC> (Accessed on November 15, 2022)
- British Petroleum (2022). *BP Statistical Review of World Energy 2022*. Available at: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> (Accessed on November 20, 2022)
- Dominelli, C. (2022). *Eni: al via dal Mozambico il primo carico di Gnl verso l'Europa. Descalzi: «Nuovo e importante passo»*. Il Sole 24 Ore. Available at: <https://www.ilsole24ore.com/art/eni-via-mozambico-primo-carico-gnl-l-europa-descalzi-nuovo-e-importante-passo-AehsngGC> (Accessed on November 20, 2022)

- Eni (2022). *Coral South: il giacimento di gas al largo del Mozambico*. Eni. Available at: <https://www.eni.com/it-IT/attivita/mozambico-coral-south.html> (Accessed on November 22, 2022)
- Euronews (2022). *Moscow says Power of Siberia 2 pipeline to China will 'replace' Nord Stream 2*. Available at: <https://www.euronews.com/2022/09/15/moscow-says-power-of-siberia-2-pipeline-to-china-will-replace-nord-stream-2> (Accessed on November 21, 2022)
- European Commission (2014). *European Energy Security Strategy*. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL, COM(2014) 330 final, Brussels, 28.5.2014. Available at: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0330&from=EN> (Accessed on November 20, 2022)
- European Commission (2022a). *REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy*, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS, Strasbourg, 8.3.2022 COM(2022) 108 final. Available at: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A108%3AFIN> (Accessed on November 20, 2022)
- European Commission (2022b). *In focus: Reducing the EU's dependence on imported fossil fuels*, EC News, April 20, 2022. Available at: https://ec.europa.eu/info/news/focus-reducing-eus-dependence-imported-fossil-fuels-2022-apr-20_en (Accessed on November 20, 2022)
- European Commission (2022c). *Liquefied Natural Gas*. Available at: [https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/liquefied-natural-gas_en#:~:text=From%20the%20beginning%20of%202022,time%20record%20year%20\(2019\)](https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/liquefied-natural-gas_en#:~:text=From%20the%20beginning%20of%202022,time%20record%20year%20(2019)) (Accessed on November 20, 2022)
- European Council (2022). *Infographic - Liquefied natural gas infrastructure in the EU*. Available at: <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/lng-infrastructure-in-the-eu/> (Accessed on November 26, 2022)
- Eurostat (2022a). *EU energy mix and import dependency*, Eurostat. Available at: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=EU_energy_mix_and_import_dependency&stable=1#Natural_gas (Accessed on November 20, 2022)
- Eurostat (2022b). *Natural gas supply statistic*. Available at: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_supply_statistics (Accessed on November 20, 2022)
- Fulwood, M. (2022). *Europe's Infrastructure and Supply Crisis*. OIES Energy Comment, Oxford Institute for Energy Studies. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/publications/europes-infrastructure-and-supply-crisis/> (Accessed on November 20, 2022)
- Galtsova, A. (2022). *Strengthening ties: A second pipeline import contract to send 10 Bcm/y from Russia to China*. S&P Global. Available at: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/strengthening-ties-a-second-pipeline-import-contract-to-send-1.html> (Accessed on November 21, 2022)
- Indeo F. (2016). *The Vulnerability of Maritime Energy Routes and Chinese Energy Security: Hormuz and Malacca Chokepoints Dilemmas*. In Beltran A., a cura di, *Oil Routes*. Bruxelles: Edizioni Peter Lang
- International Energy Agency (2022). *Frequently Asked Questions on Energy Security*. IEA. Available at: <https://www.iea.org/articles/frequently-asked-questions-on-energy-security> (Accessed on November 20, 2022)
- ISPI (2022). *Russia-Ucraina: Gas, chi rischia di più?* ISPI Data Lab, 04 Febbraio 2022. Available at: <https://www.ispionline.it/it/pubblicazione/russia-ucraina-gas-chi-rischia-di-piu-33064> (Accessed on November 20, 2022)

- Jucca, L. (2022). *Norway gas lifeline for Europe is the smart move*. Reuters. Available at: <https://www.reuters.com/breakingviews/norway-gas-lifeline-europe-is-smart-move-2022-09-09/#:~:text=Norway%20is%20expected%20to%20export,the%20country's%20total%20gas%20demand> (Accessed on November 22, 2022)
- Kozhanov, N. (2022). *The war in Ukraine and the new reality in Asian oil markets*. Middle East Institute. Available at: <https://www.mei.edu/publications/war-ukraine-and-new-reality-asian-oil-markets> (Accessed on November 21, 2022)
- Krzysztozek, A. (2022). *Baltic Pipe gas pipeline opens, connects Norway and Poland*. Euractiv, September 28, 2022. Available at: <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/baltic-pipe-gas-pipeline-opens-connects-norway-and-poland/> (Accessed on November 20, 2022)
- Kubiak M. (2022). *Poland Ready to Quit Russian Gas Supplies*. Eurasia Daily Monitor, 19:30, March 7, 2022. Available at: <https://jamestown.org/program/poland-ready-to-quit-russian-gas-supplies/> (Accessed on November 21, 2022)
- Liga, A. (2022). *Algeria a tutto gas (per ora)*. ISPI. Available at: <https://www.ispionline.it/it/pubblicazione/algeria-tutto-gas-ora-35852> (Accessed on November 20, 2022)
- Ministero della Transizione Ecologica (2021). *Riserve nazionali di idrocarburi*. Available at: <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/riserve-nazionali-di-idrocarburi> (Accessed on November 20, 2022)
- Ministero della Transizione Ecologica (2022a). *Piano Nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale*. MITE. Available at: https://www.mite.gov.it/sites/default/files/archivio/comunicati/Piano%20contenimento%20consumi%20gas_MITE_6set2022_agg.pdf (Accessed on November 20, 2022)
- Ministero della Transizione Ecologica (2022b). *Gas naturale. Bilancio*. MITE. Available at: <https://dgsaie.mise.gov.it/bilancio-gas-naturale> (Accessed on November 20, 2022)
- Ministero della Transizione Ecologica (2022c). *Stoccaggio del gas naturale. Bilancio*. MITE. Available at: <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/stoccaggio-del-gas-naturale> (Accessed on November 20, 2022)
- Raimondi, P.P. (2022). *Natural Gas in Italy: Features and Perspectives in Light of Russia's War in Ukraine*, IAI Paper. Available at: <https://www.iai.it/it/pubblicazioni/natural-gas-italy-features-and-perspectives-light-russias-war-ukraine> (Accessed on November 20, 2022)
- Rickett, N. (2022). *Asia Can't Save Russia's Energy Sector*. The Diplomat, 2022. Available at: <https://thediplomat.com/2022/06/asia-cant-save-russias-energy-sector/> (Accessed on November 21, 2022)
- Start Magazine (2022). *Ecco quanto ci sono costati gli stoccaggi di gas*. Available at: <https://www.startmag.it/energia/stoccaggi-gas-italia-costo/#:~:text=Le%20riserve%20totali%20a%20disposizione,si%20attestano%20sugli%201%2C2> (Accessed on November 20, 2022)
- The White House (2022). *FACT SHEET: United States and European Commission Announce Task Force to Reduce Europe's Dependence on Russian Fossil Fuels*. March 25, 2022. Available at: <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2022/03/25/fact-sheet-united-states-and-european-commission-announce-task-force-to-reduce-europes-dependence-on-russian-fossil-fuels/> (Accessed on November 22, 2022)
- US Energy Information Administration (2020). *Mozambique*. Available at: <https://www.eia.gov/international/analysis/country/MOZ> (Accessed on November 20, 2022)

- Yermakov, V., Meidan, M. (2022) *Russia and China Expand Their Gas Deal: Key Implications*. OIES Oxford Energy Comment. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/publications/russia-and-china-expand-their-gas-deal-key-implications/> (Accessed on November 21, 2022)
- Zachmann, G. Sgaravatti, G. e McWilliams, B. (2022). *European natural gas imports*. Bruegel. Available at: <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports> (Accessed on November 20, 2022)



ISTITUTO DI RICERCA E ANALISI DELLA DIFESA

L'Istituto di Ricerca e Analisi della Difesa (di seguito IRAD), per le esigenze del Ministero della Difesa, è responsabile di svolgere e coordinare attività di ricerca, alta formazione e analisi a carattere strategico sui fenomeni di natura politica, economica, sociale, culturale, militare e sull'effetto dell'introduzione di nuove tecnologie che determinano apprezzabili cambiamenti dello scenario di difesa e sicurezza, contribuendo allo sviluppo della cultura e della conoscenza a favore della collettività e dell'interesse nazionale.

L'IRAD, su indicazioni del Ministro della difesa, svolge attività di ricerca in accordo con la disciplina di Valutazione della Qualità della Ricerca e sulla base della Programma nazionale per la ricerca, sviluppandone le tematiche in coordinamento con la Direzione di Alta Formazione e Ricerca del CASD.

L'Istituto provvede all'attivazione e al supporto di dottorati di ricerca e contribuisce alle attività di Alta Formazione del CASD nelle materie d'interesse relative alle aree: Sviluppo Organizzativo; Strategia globale e sicurezza/Scienze Strategiche; Innovazione, dimensione digitale, tecnologie e cyber security; Giuridica.

L'Istituto opera in coordinamento con altri organismi della Difesa e in consorzio con Università, imprese e industria del settore difesa e sicurezza; inoltre, agisce in sinergia con le realtà pubbliche e private, in Italia e all'estero, che operano nel campo della ricerca scientifica, dell'analisi e dello studio.

L'Istituto, avvalendosi del supporto consultivo del Comitato scientifico, è responsabile della programmazione, consulenza e supervisione scientifica delle attività accademiche, di ricerca e pubblicistiche.

L'IRAD si avvale altresì per le attività d'istituto di personale qualificato "ricercatore della Difesa, oltre a ricercatori a contratto e assistenti di ricerca, dottorandi e ricercatori post-dottorato.

L'IRAD, situato presso Palazzo Salviati a Roma, è posto alle dipendenze del Presidente del CASD ed è retto da un Ufficiale Generale di Brigata o grado equivalente che svolge il ruolo di Direttore.

Il Ministro della Difesa, sentiti il Capo di Stato Maggiore della Difesa, d'intesa con il Segretario Generale della Difesa/Direttore Nazionale degli Armamenti, per gli argomenti di rispettivo interesse, emana le direttive in merito alle attività di ricerca strategica, stabilendo le linee guida per l'attività di analisi e di collaborazione con le istituzioni omologhe e definendo i temi di studio da assegnare all'IRAD.

I ricercatori sono lasciati liberi di esprimere il proprio pensiero sugli argomenti trattati: il contenuto degli studi pubblicati riflette quindi esclusivamente il pensiero dei singoli autori e non quello del Ministero della Difesa né delle eventuali Istituzioni militari e/o civili alle quali i Ricercatori stessi appartengono.



DEFENSE RESEARCH AND ANALYSIS INSTITUTE

Within the Ministry of Defense, the Defense Research and Analysis Institute (IRAD) is responsible for carrying out and coordinating research, advanced training and strategic analysis on various issues of political, economic, social, cultural and military nature and on the effects of the introduction of new technologies that determine significant changes in the defense and security scenario. IRAD contributes to the development of culture and knowledge for the general public and the national interest.

Following the Ministry of Defense's directions and complying with regulations on Research Quality Assessment and the National Research Program, IRAD develops studies in coordination with the Higher Education and Research Division of the CASD.

By activating and supporting PhD programs, the Institute contributes to the higher education syllabus of the CASD in the following areas of interest: Organizational Development and Innovation; Strategic Studies; Digital Dimension, Technologies and Cybersecurity; International Legal Studies for Innovation.

IRAD works in coordination with other Defense departments and in consortium with universities, companies and industries of the defense and security sector; it also creates synergies with public and private entities, in Italy and abroad, operating in the field of scientific research, analysis and study.

The Institute relies on the advisory support of the Scientific Committee for its task of planning, advising and performing the scientific supervision of academic, research and publishing works. Its staff is composed by qualified "Defense researchers" as well as contract researchers and research assistants, doctoral students and post-doctoral researchers.

IRAD incorporates a Doctoral School whose task is planning, programing and delivering courses. It also determines the necessary requirements for accessing courses, scholarships and obtaining qualifications and is responsible for any PhD program in convention/collaboration with foreign/companies institutions, etc.

The Doctoral School is coordinated by a Coordinating Professor who represents the Doctorate in internal and external relations, coordinates the activities of the programs, convenes and presides the Academic Board and oversees the implementation of its deliberations.

The Academic Board includes all Professors who carry out teaching activities, and:

- are in charge of all didactic activities, teaching, training, guidance and tutoring;
- ensure participation in examination boards;
- supervise the reception and orientation of students through interviews and supplementary activities.

Based on specific needs in the research sector and in line with the provisions regulating the organization and structure of doctoral schools, professional figures can be hired to support scientific research activities, such as research fellows and post-doctoral researchers. Doctoral students are admitted in PhD programs through a public selection process.

L'*Osservatorio Strategico* è uno studio che raccoglie analisi e report sviluppati dall'Istituto di Ricerca e Analisi della Difesa (IRAD), realizzati da ricercatori specializzati.

Le aree di interesse monitorate nel 2022 sono:

- Balcani e Mar Nero;
- Mashreq, Gran Maghreb, Egitto ed Israele;
- Sahel, Golfo di Guinea, Africa Subsahariana e Corno d'Africa;
- Cina, Asia meridionale ed orientale e Pacifico;
- Russia, Asia centrale e Caucaso;
- Golfo Persico;
- Area Euro/Atlantica (USA-NATO-Partners);
- Politiche energetiche;
- Sfide e minacce non convenzionali.

Gli elaborati delle singole aree, articolati in analisi critiche e previsioni, costituiscono il cuore dell'*"Osservatorio Strategico"*.

The "*Osservatorio Strategico*" is a survey that collects, analyses and reports developed by the Defense Research and Analysis Institute (IRAD), carried out by specialized researchers.

The areas of interest monitored in 2022 are:

- The Balkans and the Black Sea;
- Mashreq, Gran Maghreb, Egypt and Israel;
- Sahel, Gulf of Guinea, sub-Saharan Africa and Horn of Africa;
- China, Southern and Eastern Asia and Pacific;
- Sahel and sub-Saharan Africa;
- Persian Gulf;
- Euro/Atlantic (USA-NATO-Partners);
- Energy policies: interests, challenges and opportunities;
- Unconventional Challenges and threats.

The heart of the "*Osservatorio Strategico*" consists of the scripts regarding the individual areas, divided into critical analyses and forecasts.



*Stampato dalla Tipografia del
Centro Alti Studi per la Difesa*

*Printed by Typography of the
Center for Higher Defence Studies*



