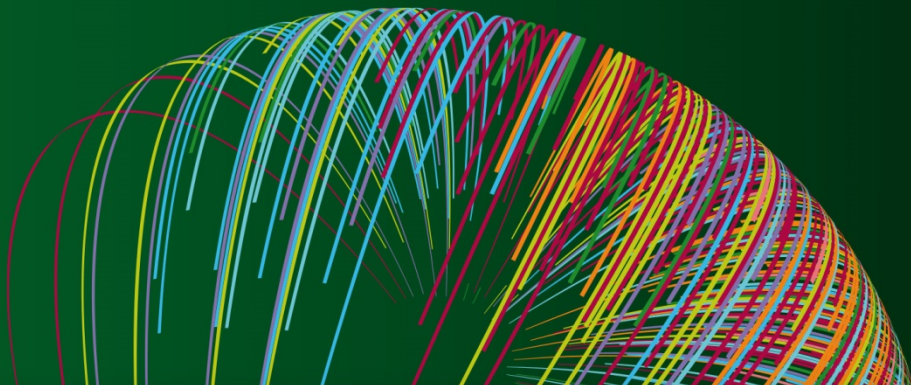


Osservatorio di Politica internazionale



Senato
della Repubblica
Camera
dei deputati
Ministero
degli Affari Esteri
e della Cooperazione
Internazionale

Sicurezza energetica

gennaio/aprile 2021

n. 1 (n.s.)

Focus

Sicurezza energetica

n. 1 (n.s.) – gennaio/aprile 2021

Focus

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale (ISPI)

AUTORI

Al presente *Focus*, curato da Carlo Frappi, hanno contribuito:

Agata Gugliotta (RiEnergia) – CAPITOLO 1

Mattia Santori (RiEnergia) – CAPITOLO 2

Marco Valigi (Università di Bologna e Fondazione Eni “Enrico Mattei”) – CAPITOLO 3

Alice Alunni (Durham University) – CAPITOLO 4

Fabio Indeo (Center for Energy Governance and Security) – CAPITOLO 5

Francesco Sassi (Università di Bologna) – CAPITOLO 6

Raimondo Neironi e Marco Valigi (T.wai - Torino World Affairs Institute; Università di Bologna e Fondazioni Eni “Enrico Mattei”) – CAPITOLO 7

Filippo Costa Buranelli (University of St. Andrews) – CAPITOLO 8

Paolo Sorbello (Università Ca’ Foscari) – CAPITOLO 9

Carlo Frappi (ISPI e Università Ca’ Foscari) – CAPITOLO 10

Focus Sicurezza energetica

n. 1 (n.s.) – gennaio/aprile 2021

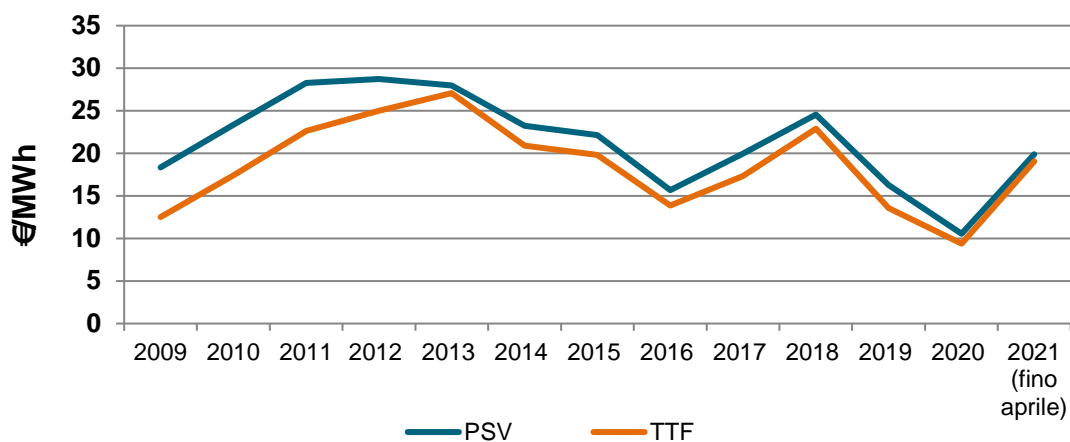
1.	L'INASPETTATA PARABOLA ASCENDENTE DEI PREZZI DEL GAS.....	5
2.	PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA: CHI VINCE E CHI PERDE?	15
3.	L'ITALIA E LA TRANSIZIONE ENERGETICA NELL'EPOCA DELLA PANDEMIA DA SARS-COV 2.....	23
4.	IL SETTORE ENERGETICO LIBICO: TRA RIPRESA DELLA PRODUZIONE, PERDURANTI INCERTEZZE E TREND GLOBALI	30
5.	EAST MED GAS FORUM UN ANNO DOPO. RISULTATI, LIMITI, PROSPETTIVE	38
6.	QUALE FUTURO PER IL GASDOTTO RUSSO E LA COOPERAZIONE ENERGETICA FRA UE E RUSSIA NELL'EPOCA BIDEN?.....	46
7.	IL QUADRO ENERGETICO DEL SUD-EST ASIATICO E LA PRESENZA DELLE AZIENDE ITALIANE	62
8.	RINNOVABILI IN ASIA CENTRALE: QUALE RUOLO PER L'ITALIA?.....	72
9.	COVID-19 E RICADUTE SU STRATEGIE ENERGETICHE EUROPEE IN ASIA CENTRALE	83
10.	IL RIAVVICINAMENTO TRA AZERBAIGIAN E TURKMENISTAN. NUOVA LINFA AI PROGETTI TRANS-CASPICI EUROPEI?.....	88

1. L'inaspettata parabola ascendente dei prezzi del gas

Agata Gugliotta

Nella prima metà del 2020 in Europa e in Asia i prezzi spot del gas toccano i minimi storici, portandosi su livelli fino a qualche tempo prima impensabili. La crisi generata dalla diffusione del Covid-19, con una riduzione del 3,3% del Pil a livello mondiale¹, ha amplificato un contesto che, a partire dal 2019, è stato caratterizzato da una serie di fattori marcatamente ribassisti. Tuttavia, a partire dalla seconda metà dell'anno, un primo allentamento delle misure di contenimento imposte da gran parte dei governi del mondo ha contribuito a una generale ripresa delle quotazioni di tutte le principali *commodities* energetiche, incluso il gas. Ripresa che si consoliderà nei primi 4 mesi del 2021. Il presente articolo si propone di ripercorrere l'andamento dei prezzi spot del gas naturale nei principali mercati di riferimento, partendo dal 2019, anno in cui si struttura il calo che poi caratterizzerà il primo semestre 2020, fine ad aprile 2021 (con gli ultimi dati disponibili). In particolare, a essere analizzate saranno le dinamiche dei prezzi al Psv² (hub virtuale italiano di scambio del gas) e al Ttf³ (hub olandese) benchmark dell'Europa continentale e mercato di riferimento anche per i prezzi gas del nostro paese.

FIG. 1.1 - ANDAMENTO PREZZI AL PSV E AL TTF IN MEDIA ANNUA- 2009-2021 (FINO AD APRILE)



Fonte: Elaborazioni Rie su dati Refinitiv⁴

2019: l'oversupply che deprime i prezzi

¹ International Monetary Fund, *Managing Divergent Recovery*, aprile 2021.

² Il Punto di Scambio Virtuale (Psv) è un sistema elettronico di scambio e cessione di capacità di trasporto e di gas immesso nella rete di gasdotti.

³ Il Ttf (Title Transfer Facility) è un mercato di riferimento per lo scambio del gas naturale dell'Europa continentale. Situato nei Paesi Bassi è tra i più grandi e liquidi hub europei e in ragione di una posizione geografica centrale permette di movimentare il gas tra i mercati di Norvegia, Germania, Francia, Italia e Gran Bretagna.

⁴ I dati sono presi dalle *Newsletter del GME* (Gestore Mercati Energetici) a partire dal 2012 fino ad aprile 2021.

Dopo i prezzi elevati registrati per quasi tutto il 2018, il 2019 segna un andamento marcatamente *bearish* per i prezzi del gas: il Ttf è diminuito del 41% rispetto al 2018, attestandosi in media a 13,6 €/MWh, mentre il Psv ha perso oltre 8 €/MWh sul 2018, per un calo del 34% e un valore di 16,3 €/MWh. Non fa eccezione in questo trend di diminuzione nemmeno il trimestre invernale in cui, complici soprattutto temperature al di sopra della media stagionale, i prezzi hanno perso al Ttf il 48% sul pari periodo del 2018 e il 43% al Psv. La riduzione più contenuta su base annua (34% vs 41%) registrata dai prezzi italiani è ascrivibile a un aprile-19 insolitamente freddo per l'Italia, che ha sostenuto la domanda e quindi i prezzi (che hanno guadagnato 0,40 €/MWh su marzo) e ad alcuni fermi per manutenzione sui gasdotti di importazione: in particolare dal Nord Europa, in settembre, e dalla Russia, a ottobre, che hanno ridato fiato alle quotazioni che si riportano sui 13 €/MWh vs 11,4 di agosto.

A giustificare un trend così ribassista dei prezzi è stata soprattutto la situazione di *oversupply* (offerta in aumento e domanda debole) che ha caratterizzato il mercato nel corso dell'anno. Una situazione non circoscrivibile dentro i confini nazionali ed europei, ma riscontrabile anche in altre macroaree regionali (Nord America, Nord-Est Asia) in ragione di una sempre maggiore connessione tra i mercati, grazie soprattutto all'aumento dei flussi di Gnl (Gas Naturale Liquefatto) che collegano via nave aree di produzione e consumo a grandi distanze.

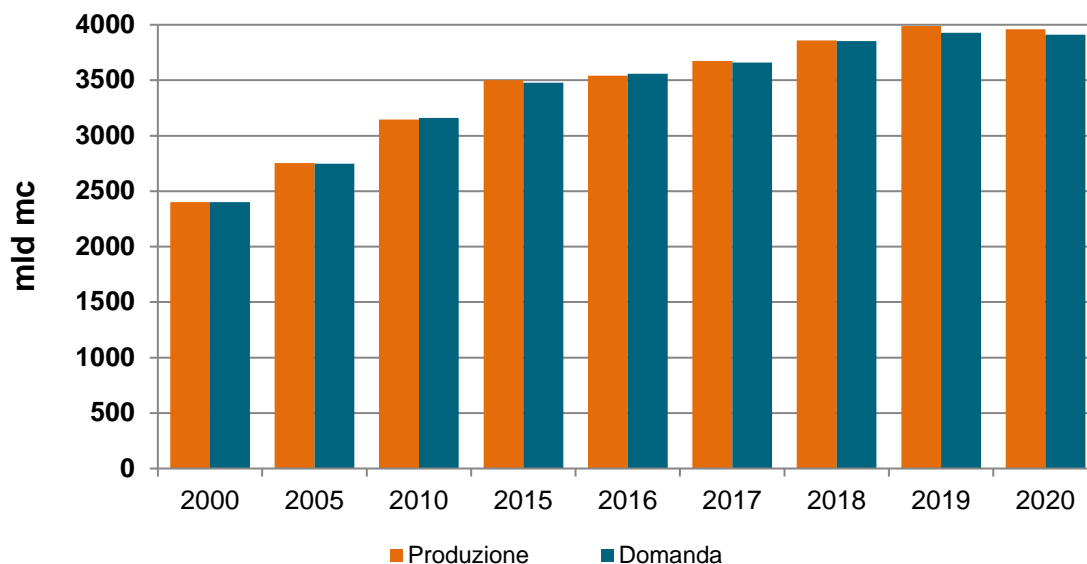
Quali sono le ragioni che hanno determinato una condizione di *oversupply*?

- 1) Aumento marcato della produzione: anche nel 2019 la produzione mondiale di gas naturale, seguendo il trend dell'ultimo decennio, è cresciuta a ritmi sostenuti: +2,5% rispetto al 2018 per un volume che ha superato, per la prima volta nella storia del gas, la soglia dei 4.000 miliardi di mc (mld mc)⁵. Gran parte dei volumi aggiuntivi (70%) sono prevenuti soprattutto dalla produzione di gas statunitense (prevalentemente *shale gas*), destinato per buona parte all'esportazione su navi metaniere sotto forma di gas liquefatto.
- 2) Crescita più contenuta della domanda: a una produzione aumentata del 3% fa da contraltare una domanda globale cresciuta dell'1,7%. Un maggior utilizzo del gas al posto del carbone, soprattutto nella generazione elettrica, non è stato, infatti, sufficiente a compensare gli effetti sui consumi del rallentamento della crescita economica e delle temperature, particolarmente miti. La Cina ad esempio, principale paese consumatore di gas insieme agli Usa, ha visto i propri consumi crescere solo di un 8,6% vs quasi +18% registrato l'anno precedente, a causa di una frenata della sua economia (+6,1%, aumento annuo più basso dal 1990). In Europa, un inverno 2019/2020 eccezionalmente mite ha impattato negativamente sul fabbisogno di gas, cresciuto solo dell'1,2%, mentre in Italia si registra un +2,3% (l'anno prima la crescita era stata del 3,4%), trainato dal termoelettrico che, risentendo della flessione del

⁵ BP, *BP Statistical Review*, 2020.

carbone e della frenata di idroelettrico e importazioni, ha compensato la contrazione della domanda della grande industria e del settore civile⁶.

FIG. 1.2 - ANDAMENTO PRODUZIONE E DOMANDA DI GAS NEL MONDO (MLD MC)



Fonte: Elaborazioni su dati BP Statistical Review (per anni 2000-2019) e Agenzia Internazionale dell'Energia (Aie)⁷ (per 2020)

- 3) Accumuli negli stoccaggi. La combinazione dei due fattori sopra citati - aumento della produzione superiore al ritmo di crescita dei consumi - ha determinato uno scarso ricorso ai siti di stoccaggio gas. In Europa, il 1° ottobre 2019, data di inizio dei prelievi dagli stoccaggi, quest'ultimi erano pieni al 96,1% ai massimi da 8 anni, mentre a fine dicembre 2019 ancora all'88%. In Italia, il livello di riempimento risultava vicino al 97% a inizio stagione dei prelievi, mentre a fine anno si attestava all'80%, rispetto al 75% dell'anno precedente e al 73% del 2017⁸.
- 4) Abbondanza di Gnl. Nel 2019, si assiste a un aumento considerevole dell'offerta di Gnl: +13%, il tasso più alto dal 2010, raggiungendo su scala mondiale circa 450 mld mc, pari al 49% del gas scambiato a livello internazionale. L'entrata in funzione di 100 mld di mc di nuova capacità di liquefazione tra il 2017 e il 2019, buona parte dei quali trainato dall'entrata in funzione di nuovi liquefattori negli Stati Uniti (16,5 mld mc), in Russia (14 mld mc) e in Australia (11 mld mc)⁹ hanno immesso sul mercato ingenti quantità di gas destinati all'esportazione, creando quella "bolla" che il settore si aspettava già da qualche tempo.

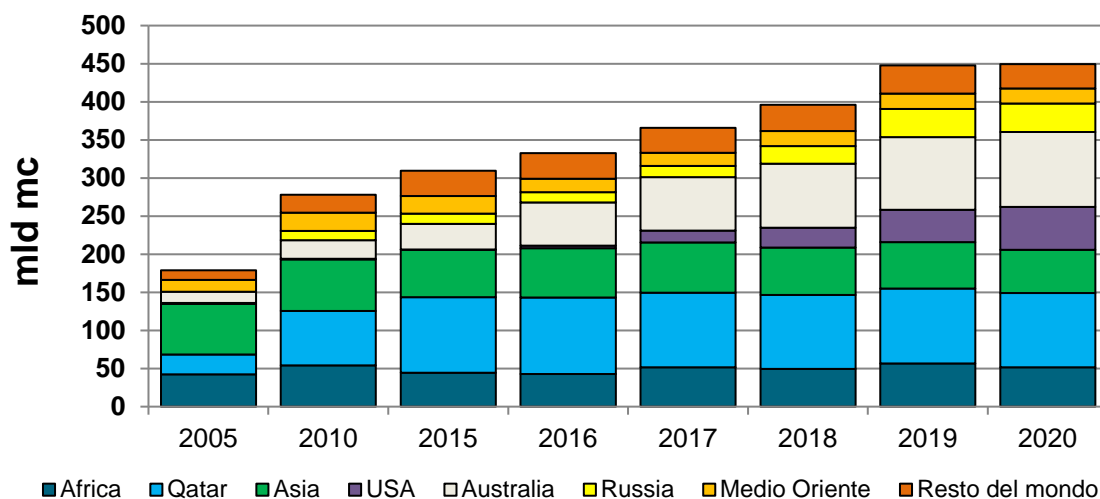
⁶ Si veda *Rubrica Mensile di Staffetta Quotidiana*, curata da Agata Gugliotta, Gionata Picchio e Antonio Sileo sull'andamento dei consumi di gas in Italia.

⁷ Aie (Agenzia Internazionale dell'Energia), *Gas Market Report Q2 2021*, aprile 2021.

⁸ Gie, *AGSI, Storage Data*.

⁹ Giignl (International Group of Liquefied Natural Gas Importers), *Annual Report 2020*, aprile 2020.

FIG. 1.3 - ANDAMENTO ESPORTAZIONI DI GNL NEL MONDO 2005-2020



Fonte: Elaborazioni su dati Giignl

N.B. L'Asia comprende Brunei, Indonesia, Malesia; L'Africa: Algeria, Angola, Camerun, Egitto, Guinea Equatoriale, Nigeria; il Medio Oriente: Oman, EAU, Yemen (fino a 2015); il Resto del Mondo: Norvegia e Trinidad Tobago, Papua Nuova Guinea, Peru e dal 2019 Argentina

Ad assorbire i nuovi volumi è stata soprattutto l'Asia, che, tuttavia, pur rimanendo la principale area di importazione di gas liquefatto, ha visto il suo peso calare dal 76% al 69% a causa di una minore richiesta da parte di Giappone, Sud Corea Taiwan e della stessa Cina che ha risentito oltre che del contesto macroeconomico meno favorevole, di un allentamento delle politiche di *switching* dal carbone al gas, di un aumento della produzione interna e della concorrenza delle fonti rinnovabili. Minori consumi che hanno pesato sui prezzi spot asiatici che hanno intrapreso un trend di decrescita, allineandosi sempre più a quelli europei e rendendo così di fatto più convenienti le forniture via nave all'Europa. Quest'ultima, infatti, in ragione dell'ampia disponibilità di rigassificazione (la capacità cioè dei terminali europei di trasformare il gas liquefatto in forma gassosa così da essere utilizzato), della sua centralità geografica rispetto ai mercati di produzione e della sua capacità di stoccaggio, ha svolto un ruolo di bilanciamento del mercato internazionale in *oversupply*.

Nel 2019, le importazioni di Gnl europeo hanno raggiunto 120 mld mc, pari al 34% del gas importato (vs 22% nel 2018)¹⁰ per un incremento di circa il 75% rispetto al 2018. L'aumento è stato generalizzato e ha riguardato la Spagna che ha raggiunto una crescita del 46%, la Francia (+99%), UK (+174%), l'Olanda (+187%)¹¹. In Italia, l'aumento è stato di 13,9 mld mc (+60%)¹². A esportare verso l'Europa sono stati

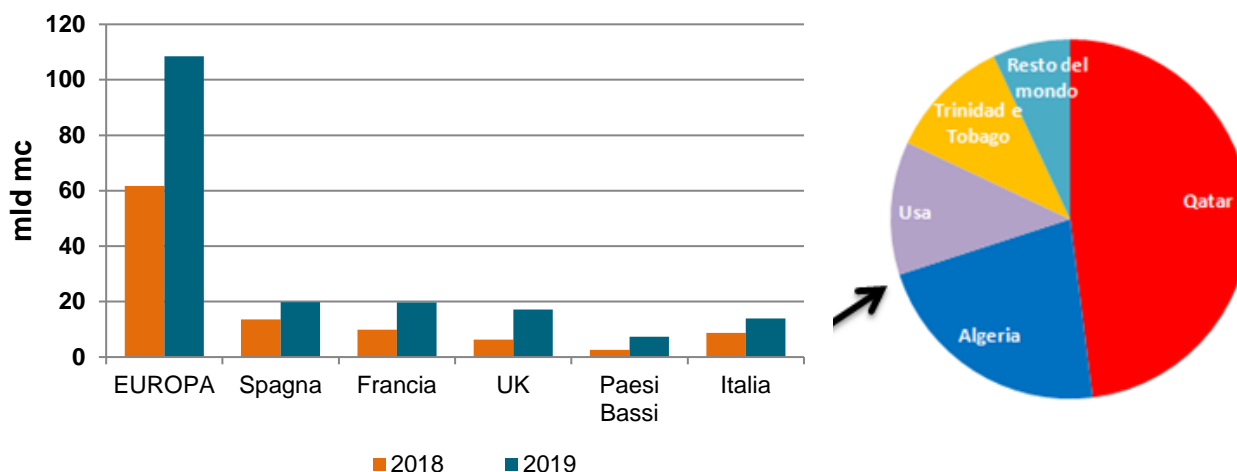
¹⁰ BP (2020).

¹¹ Giignl (2020).

¹² Ministero Sviluppo Economico, *Bilancio Gas 2019*, 2020.

soprattutto, Qatar, Russia, Nigeria e Stati Uniti, con questi ultimi che nel quarto trimestre 2019 ne sono diventati il principale fornitore, garantendo il 25% delle importazioni totali. In Italia, i carichi di Gnl sono arrivati soprattutto dal Qatar (48%), Algeria (22%), Usa (12%), Trinidad e Tobago (11%), mentre il rimanente 7% da Egitto, Guinea Equatoriale, Nigeria, Norvegia e Russia¹³.

FIG. 1.4 - IMPORTAZIONI DI GNL IN EUROPA (IN MLD MC - GRAFICO DI SINISTRA) E PRINCIPALI ESPORTATORI DI GNL VERSO L'ITALIA NEL 2019 (% - GRAFICO DI DESTRA)



Fonte: Elaborazioni su dati Giignl e Ministero Sviluppo Economico

5. Ampia disponibilità di importazioni di gas trasportato via tubo. La Russia, in particolare, sul finire dell'anno ha accelerato l'export di gas, per favorire l'accumulo di scorte in previsione del rischio di uno stop ai transiti in Ucraina con cui erano in corso le trattative per il rinnovo, per nulla scontato, del contratto stipulato nel 2009 per il passaggio del gas russo verso l'Europa¹⁴.

L'abbondanza di carichi, quindi, sia sotto forma di Gnl che di *gas piped*, ha esercitato forti pressioni ribassiste sui prezzi e neppure un calo dell'import norvegese verso l'Europa (a settembre ai minimi da 15 anni e su base annua -4,5%) e la riduzione della produzione interna (-6,1%) sono serviti a invertire il trend di decrescita.

2020: l'*annus horribilis* della pandemia

In linea con l'andamento del 2019, i prezzi del gas in Europa, nei primi due mesi del 2020, proseguono nel loro trend ribassista. A febbraio, il Ttf era sceso ulteriormente a 9,4 €/MWh e il PSV a 10,8 €/MWh, rispettivamente dai 13,4 e 15 €/MWh di dicembre. Pertanto, a marzo, quando la pandemia e il conseguente blocco o rallentamento delle attività produttive

¹³ Giignl (2020).

¹⁴ Per un approfondimento si rimanda a A. Gugliotta, "The winter is coming e manca l'accordo sul transito gas fra Russia e Ucraina", *Newsletter del GME*, ottobre 2019

sconvolgevano il mondo, trovavano un mercato già fortemente “depresso”. La combinazione di fattori che, da lì a poco avrebbe contraddistinto il settore, – crollo dei consumi, crescita della produzione rinnovabile, offerta abbondante e stoccaggi saturi –, hanno portato a un vero e proprio collasso dei prezzi.

L’Europa, che è il mercato più colpito dalla pandemia, nel primo semestre 2020 vede i consumi calare del 7% rispetto al pari periodo del 2020¹⁵, con una performance negativa soprattutto nel comparto della generazione che segna un -15%¹⁶. A pesare, oltre il *lockdown*, è stata la forte penetrazione delle fonti rinnovabili, soprattutto eolico, che nell’ambito di una domanda elettrica in forte calo e in ragione della priorità di dispacciamento¹⁷ a esse riconosciuta, ha eroso spazio al gas. In Italia, per lo stesso periodo, sulla base dei dati Snam¹⁸, la riduzione della domanda è stata del 10,7%, risultato di un calo del 12,1% dei consumi industriali, del 11,8% di quelli termoelettrici e del 9,3% dei prelievi delle reti di distribuzione.

A complicare un quadro, già profondamente drammatico, hanno poi concorso 1) un’offerta abbondante: almeno per tutto il primo trimestre 2020, il Gnl arrivato presso le coste è stato sostenuto, superando per la prima volta le forniture russe come prima fonte di approvvigionamento in Europa e 2) scorte a livelli record. I siti di stoccaggio, infatti, in Europa a inizio giugno, quasi 5 mesi prima della fine del periodo di iniezione (31 ottobre), risultavano già occupati per il 70-80%¹⁹. In Italia nello stesso periodo erano pieni per il 69%, mentre a fine luglio la percentuale saliva all’87%.

Non stupisce quindi che i prezzi degli hubs europei siano sprofondati ai minimi storici: il Ttf, a maggio 2020, è sceso in media mensile a 4,7 €/MWh, mentre il Psv raggiungerà il suo punto più basso a giugno con 6 €/MWh, per chiudere poi in media semestrale, sui valori inferiori di oltre il 50% rispetto al pari periodo del 2019 (7,6 vs 15,8 per il Ttf e 9,3 vs 18,9 per il Psv).

Prezzi a livelli così bassi, nell’ambito di un mercato del gas sempre più internazionalizzato e interconnesso, e una domanda in netto calo ha penalizzato più di tutte le esportazioni americane di Gnl, poco caratterizzate da contratti a lungo termine e più esposte ai prezzi spot e alla flessibilità dei volumi e delle destinazioni. A partire da aprile, gli importatori europei con contratti flessibili hanno revocato l’ordine di oltre 130 carichi statunitensi²⁰. Con minori carichi da esportare, si è ridotta la quantità di gas da processare così come la produzione e il tasso di utilizzazione degli impianti di liquefazione. D’altronde, con un prezzo europeo

¹⁵ Eurostat Database

¹⁶ Aie (2021).

¹⁷ Le rinnovabili godono di una priorità di dispacciamento rispetto a quella delle altre fonti: parità di condizioni, data la richiesta esistente in una determinata zona, l’energia prodotta dagli impianti *green* viene prioritariamente immessa in rete, mentre agli impianti da fonti tradizionali (gas, carbone) viene imposto di diminuire la propria produzione.

¹⁸ Snam Rete Gas, *Bilancio Gas Trasportato*, vari anni.

¹⁹ In alcuni paesi, i siti erano già saturi (Portogallo) o al limite della saturazione (Belgio 94,8%, Austria 89,44%).

²⁰ Negli Usa a differenza di altri paesi produttori vige un modello contrattuale che garantisce una più ampia flessibilità negli scambi. In caso di cancellazione di un carico, infatti, è previsto solo il pagamento di una *liquefaction fee* fissa, senza l’obbligo per il cliente di pagare il carico per intero. L’unica condizione vincolante è un preavviso di almeno 40 giorni, il che spiega perché gran parte delle cancellazioni sia avvenuta a partire da aprile e non immediatamente dopo l’imposizione delle misure di contenimento.

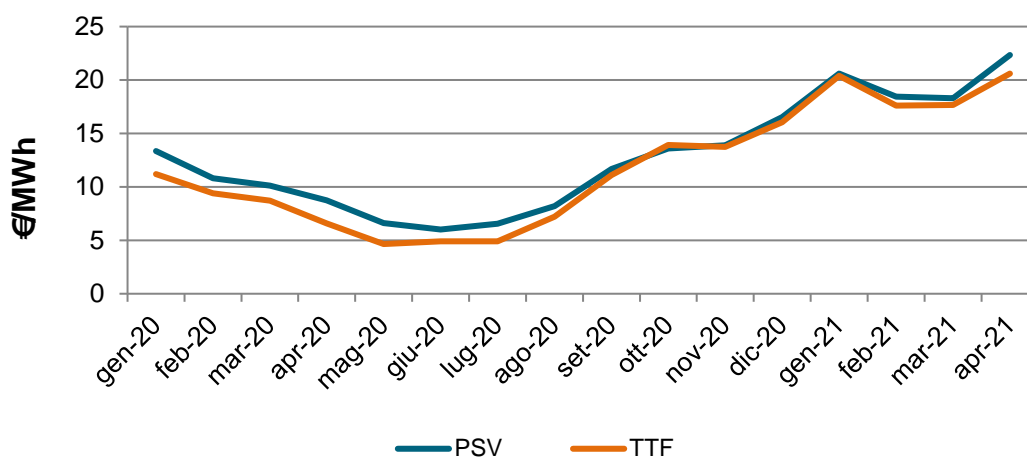
inferiore a quello americano, l'opportunità di esportare Gnl Usa nel Vecchio Continente è venuta meno, tenendo anche conto che alla quotazione del gas sul mercato americano vanno sommati i costi di liquefazione e trasporto.

Date le premesse (le incertezze legate all'evoluzione della pandemia e la pesante condizione di *oversupply*) e in assenza di segnali rialzisti, nessuno si sarebbe aspettato una seconda parte dell'anno all'insegna del *rebounding* dei prezzi. E invece, a partire da luglio, i prezzi intraprendono una fase di rimbalzo, con quotazioni che sono gradualmente tornate sui livelli di fine 2019, pur in un contesto di fondamentali deboli e incerti.

Al Ttf, già a settembre, i prezzi risultano il doppio del valore minimo registrato a maggio, mentre a fine 2020 si superano di nuovo i 16 €/MWh. La stessa dinamica è riscontrabile anche per il Psv che segna mese su mese un rialzo per poi chiudere l'anno sui 16,6 €/MWh.

A spiegare la ripresa dei prezzi la crescita dei consumi e una contestuale riduzione dell'offerta. Lato domanda, si assiste a un incremento del fabbisogno di gas che a livello europeo si quantifica in +1% nel terzo trimestre e +2,5% nel quarto (vs pari periodo 2019), mentre in Italia (-0,1% e +6,5%) trainato soprattutto da una maggiore richiesta nel termoelettrico a causa di un irrigidimento (inaspettato) delle temperature. Lato offerta, invece, soprattutto a partire dall'autunno, la ripresa delle attività economiche e della domanda energetica, nonché temperature più fredde delle medie stagionali, hanno infiammato i prezzi a Oriente, catalizzando di nuovo i carichi di gas liquefatto verso Cina, Giappone e Corea a discapito dell'Europa che ha visto ridotti nettamente i volumi importati (-20% nel secondo semestre rispetto allo stesso periodo del 2019²¹). Il che ha determinato un maggior ricorso alle importazioni via gasdotto e ai prelievi dagli stoccaggi, quest'ultimi, nel quarto trimestre più che raddoppiati su base annua.

FIG. 1.5 - ANDAMENTO PREZZI AL PSV E AL TTF IN MEDIA MENSILE 2020-2021
(FINO AD APRILE)



Fonte: Elaborazioni Rie su dati Refinitiv

²¹ Aie (2021).

2021: l'impennata dei prezzi

Sarà, tuttavia, l'inizio del 2021 a registrare un vero e proprio *rally* dei prezzi, che a gennaio, in media mensile guadagnano su dicembre 4,2 €/MWh al Ttf e 4 €/MWh al Psv, chiudendo rispettivamente a 20,4 e 20,6 €/MWh.

Un inaspettato irrigidimento del clima in tutta Europa, anche in paesi come la Spagna dove neve e temperature così basse non si registravano da decenni, si è tradotto in un conseguente aumento della domanda (+6,3% su gennaio 2020 e 11,6% sul mese precedente²²) sia nel residenziale che nell'industria, così come in uno straordinario ricorso alle erogazioni dagli stoccaggi (pieni a fine gennaio per un 51,5% vs 71,1% del pari periodo 2020). In Italia, a gennaio, i prelievi di gas sono aumentati per il sesto mese consecutivo, segnando un +2,8% su gennaio 2020 e ben un 12,8% su dicembre 2020, principalmente per effetto delle temperature rigide sui prelievi del settore civile, mentre il tasso riempimento delle scorte italiane era pari a 56,6% (vs 60,8% del 2020).

Contemporaneamente a dar man forte ai prezzi, è stata la corsa al rialzo, senza precedenti, delle quotazioni spot del Gnl in Asia. Un'impennata che si giustifica sulla base di:

- temperature rigide ai massimi da decenni (a Pechino le più basse dal 1966),
- aumento della domanda (a gennaio +17% a/a in Nord Asia),
- difficoltà nel reperimento di offerta a causa di colli di bottiglia nel trasporto²³ e di costi di nolo a livelli record²⁴.

A titolo di esempio, si pensi che il JMK²⁵, il 13 gennaio, ha toccato il record di sempre di 32,50 doll/Mbtu, il che spiega perché l'area asiatica abbia continuato a essere meta prediletta per gli esportatori rispetto all'Europa, che si è vista ridurre i carichi di gas liquefatto, come dimostra il tasso di rigassificazione medio europeo, al livello minimo da due anni e mezzo.

Un leggero ripiegamento delle quotazioni, invece, interesserà il mese di febbraio, con un Ttf che in media mensile perde 2,8 €/MWh e un Psv 2,1 €/MWh su gennaio, pur rimanendo sempre su livelli nettamente superiori al 2020, attestandosi a 17,6 e 18,5 €/MWh, soglie mantenute anche a marzo. Un tale livello dei prezzi trova, ancora una volta giustificazione nei fondamentali del mercato: un'offerta tirata di Gnl – a febbraio si riducono anche le consegne americane a causa del freddo polare che ha paralizzato il paese –, temperature basse che sostengono i consumi, produzione domestica in calo: soprattutto nel caso del Ttf dove si registra una contrazione dell'*output* del campo di Groningen.

²² Dati Eurostat.

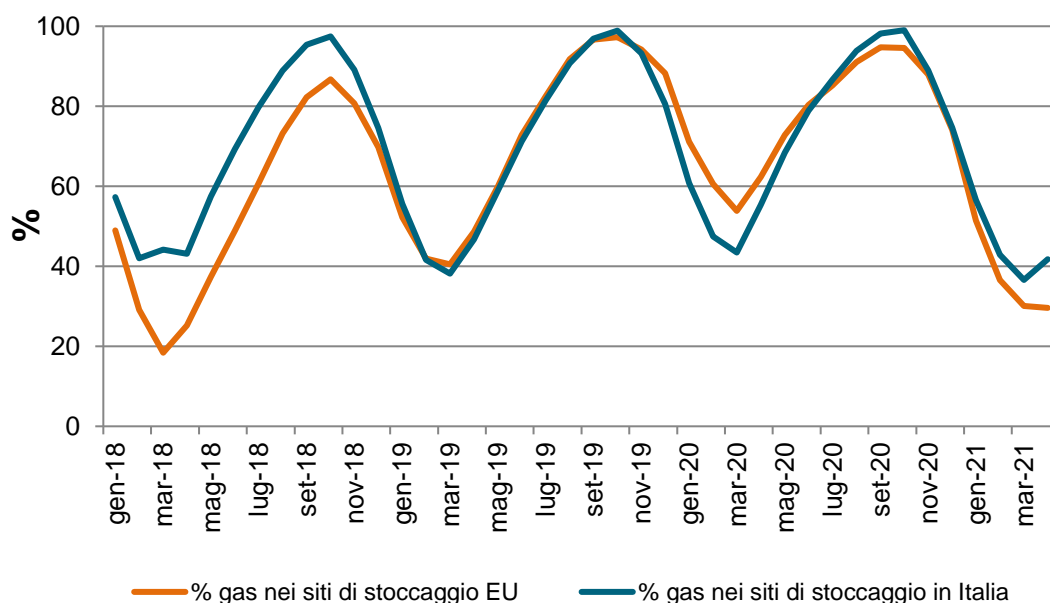
²³ Dalla fine di ottobre si registrano ritardi di oltre una settimana nell'attraversamento del Canale di Panama, ascrivibili in parte alle operazioni di sicurezza per la prevenzione della diffusione del coronavirus.

²⁴ Ritardi nel Canale di Panama, una scarsa disponibilità dei carichi spot e i porti del Nord Asia ghiacciati hanno contribuito al rialzo dei prezzi dei costi di nolo che sono schizzati fino a livelli record \$350.000 al giorno, il costo più alto mai registrato da una nave che trasporta *commodities*.

²⁵ Platts JKMTM LNG è un *benchmark* per gli scambi spot. Punto di riferimento negli accordi spot e nei contratti di breve, medio e lungo termine scambiati nel Nord dell'Asia e a livello globale. JKMTM rispecchia il valore di mercato dei carichi consegnati via nave in Giappone, Sud Corea, Cina e Taiwan.

Tutti fattori che si ripropongono anche ad aprile e a cui si sommano altri elementi marcatamente rialzisti: 1) prezzi record della CO₂ (che hanno superato i 47 €/tonn sul finire del mese); 2) stoccaggi ancora pesantemente intaccati (a fine aprile, in Europa erano pieni meno del 30%, mentre in Italia nell'intorno del 40%); 3) apporto ridotto del nucleare, a causa soprattutto del ritardo nel riavvio di tre reattori in Francia fermati per manutenzione, che, insieme a una più bassa produzione eolica, hanno sostenuto la domanda di gas nella generazione elettrica. Mediamente, ad aprile, in Europa si è consumato il 60% in più di gas rispetto al pari periodo del 2019 (quindi prima della diffusione della pandemia) per la produzione di elettricità, un consumo che risulta sostenuto in UK, Spagna e Italia. Nel nostro paese, le centrali elettriche hanno richiesto oltre 30% in più rispetto al 2020 e +11% vs 2019. Un mix di fattori, insomma, che ha sostenuto abbondantemente i prezzi che chiudono in media mensile sopra i 20,5 €/MWh nel caso del Ttf e sopra i 22 €/MWh al Psv, valori non più riscontrati da inizio 2019.

FIG. 1.6 - RIEMPIMENTO DEGLI STOCCAGGI IN EUROPA E IN ITALIA



Fonte: Elaborazioni Rie su dati GIE

Conclusioni

A metà dello scorso anno, quando i prezzi del gas erano sprofondati ai minimi di sempre, pensare a un rapido rialzo delle quotazioni suonava più o meno come un'utopia. Sui mercati gas si faticava, almeno sul brevissimo periodo, a intravedere degli spunti rialzisti. Pesava come un macigno una condizione di *oversupply*, già preesistente alla diffusione del virus, e troppe erano le incertezze legate all'uscita dalla pandemia e a un ritorno ai livelli pre-crisi che, almeno in Europa sembrava ancora lontano. Non si attendeva di certo un inverno così freddo e, in alcuni casi polare, da paralizzare, per alcuni giorni, prima l'Asia e poi gli Stati Uniti e comunque condizionare pesantemente l'andamento dei consumi anche nel Vecchio

Continente. Ancor meno, ci si attendeva una primavera così insolita, troppo fredda per essere considerata tale, che sottrae gas da destinare al riscaldamento invece che alla ricostituzione delle scorte, pesantemente intaccate in questi ultimi mesi. Anche quell'offerta che sembrava così abbondante e scomoda da gestire si è un po' ridotta, rispondendo a tutte quei fattori congiunturali che abbiamo descritto in questo articolo.

Ma se il rialzo degli ultimi mesi ormai è storia, cosa ci si può aspettare sul breve termine? Le previsioni dell'Agenzia per l'energia di Parigi indicano prezzi sostenuti per tutto il 2021 che riflettono una crescita della domanda, stimata nell'intorno del 3% su base annua, in aumento soprattutto nel prossimo trimestre dove massiccia sarà l'attività di acquisto da parte degli operatori per le erogazioni nei siti di stoccaggio. L'aspettativa, inoltre, è che con l'avanzamento dell'attività vaccinale l'uscita dalla crisi possa essere "prossima" e con essa un miglioramento delle condizioni economiche. A sostenere i prezzi, poi, dovrebbe contribuire il trend rialzista che sta caratterizzando il mercato dei permessi di emissioni e che inevitabilmente potrebbe favorire l'utilizzo del gas rispetto ad altre fonti più inquinanti. Tutto sembrerebbe, quindi, convergere in questa direzione, ma visto anche quanto accaduto nei mesi scorsi il condizionale è d'obbligo. Come disse Lorenzo il Magnifico "del doman non v'è certezza".

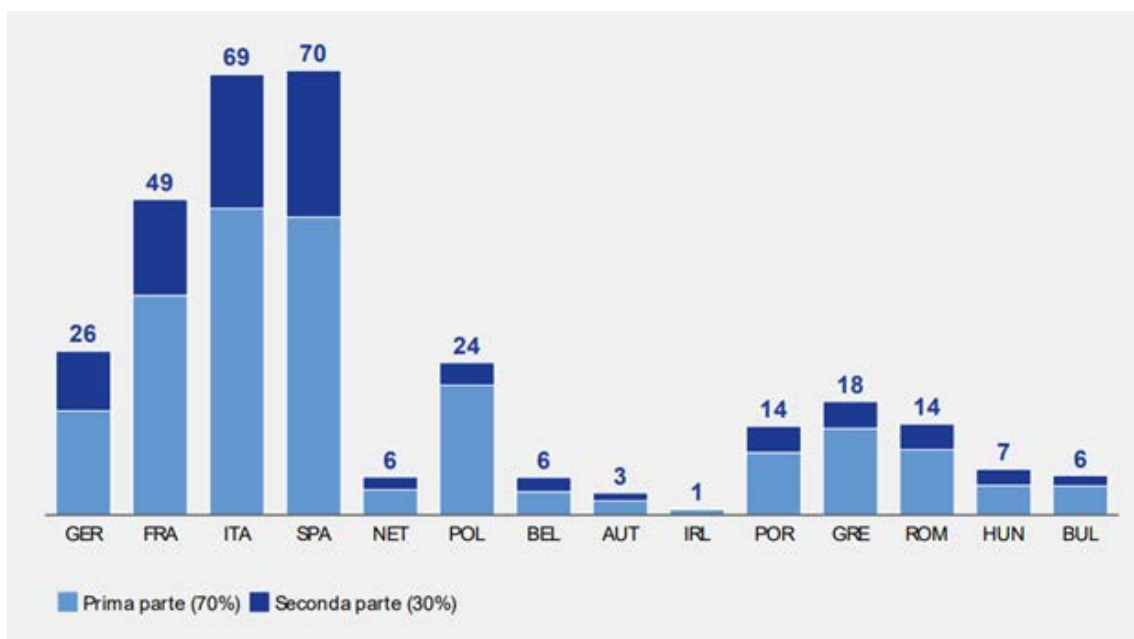
2. Piano nazionale di ripresa e resilienza: chi vince e chi perde?

Mattia Santori

Mai documento fu più atteso, commentato e criticato del Piano nazionale di ripresa e resilienza¹ (Pnrr) pubblicato ufficialmente il 26 aprile 2021 alle ore 13.55 e la cui discussione parlamentare è avvenuta nei giorni subito seguenti la sua presentazione. Duecentosettantatré pagine arrivate dopo un iter complesso, che ha visto l'avvicendamento di due governi e numerose consultazioni con le parti politiche, economiche e sociali. Si tratta di un piano straordinario, che s'inserisce all'interno del programma Next Generation EU (NgEu), il pacchetto da 750 miliardi di euro concordato dall'Unione europea in risposta alla crisi pandemica da Covid-19 e che per l'Italia prevede investimenti pari a 191,5 miliardi di euro, finanziati attraverso il Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza, lo strumento chiave del NgEu. A questi vanno ad aggiungersi ulteriori 30,6 miliardi finanziati attraverso lo scostamento pluriennale di bilancio approvato nel Consiglio dei ministri del 15 aprile scorso, per un investimento totale pari a €222,1 miliardi.

FIG. 2.1 - ALLOCAZIONE RISORSE DEL DISPOSITIVO PER LA RIPRESA E RESILIENZA – RRF (MILIARDI DI EURO)

Fonte: Commissione europea



La somma dei finanziamenti regolati dal Pnrr è cinque volte superiore all'ultima manovra finanziaria² approvata dal Parlamento, e non stupisce che anche i tempi per arrivare a una

¹ Per una consultazione del Piano completo: https://www.governo.it/sites/governo.it/files/PNRR_0.pdf

² Legge 30 dicembre 2020, n. 178.

sua definizione siano stati nettamente superiori a quelli richiesti per la consueta Legge di Bilancio prevista annualmente. Tralasciando le consultazioni, iniziate di fatto con la convocazione degli Stati Generali nel giugno 2020 da parte dell'allora premier Giuseppe Conte, il percorso parlamentare del Pnrr è cominciato con la proposta di Linee guida per la sua definizione approvata nei suoi contenuti essenziali dal Comitato interministeriale per gli affari europei il 9 settembre scorso, in coordinamento con tutti i ministeri e le rappresentanze delle Regioni e degli Enti locali, e trasmessa alle Camere il 16 settembre 2020³. La Camera e il Senato hanno approvato il 13 ottobre successivo le risoluzioni delle Commissioni sulla proposta di Linee guida, permettendo al Governo di cominciare i colloqui informali con la Commissione europea a partire dal 15 ottobre. Nonostante, infatti, il termine per la presentazione dei Piani nazionali di ripresa e resilienza fosse fissato al 30 aprile 2021, gli Stati membri erano incoraggiati a presentare i loro progetti preliminari a partire dal 15 ottobre 2020.

Le prime bozze del piano iniziarono a circolare già in tardo autunno, salvo approdare ufficialmente in Parlamento il 12 gennaio 2021, dopo l'approvazione da parte del Consiglio dei ministri della prima proposta di Pnrr, ma a poche settimane dalla crisi di governo che si sarebbe aperta il 26 gennaio con le dimissioni consegnate dal premier Giuseppe Conte nelle mani del presidente della Repubblica. L'avvicendamento del governo e l'arrivo di Mario Draghi sono coincisi con un nuovo round di consultazioni, che ha visto coinvolte anche forze extraparlamentari e portatori di interessi – tra cui sindacati, Confindustria, Abi, Greenpeace Italia, Legambiente, Wwf Italia e altre associazioni di categoria – che sono stati convocati a Palazzo Chigi per discutere anche e soprattutto del piano di spesa dei fondi europei. Successivamente, il Governo, e in particolare i ministri competenti, hanno stilato il piano a porte chiuse e diversamente dall'autunno non sono circolate versioni provvisorie o bozze del documento finale che è stato sottoposto nella sua interezza al Parlamento nel pomeriggio del 25 aprile, a poche ore dalla discussione e votazione dello stesso che sarebbe avvenuta il 26 e 27 aprile alla Camera che ha approvato la risoluzione con 442 voti favorevoli, 19 contrari e 51 astenuti, seguita dopo poche ore dal Senato.

La risoluzione di maggioranza, approvata dall'Aula, contiene due impegni per il governo: il primo è quello di trasmettere il Piano nazionale di ripresa e resilienza alla Commissione europea, mentre il secondo è quello di “assicurare il pieno coinvolgimento del Parlamento, nonché la leale collaborazione con le Regioni e gli Enti Locali nelle fasi successive del Pnrr e la trasmissione della necessaria documentazione relativa al conseguimento dei traguardi e degli obiettivi intermedi contenuti nel Piano nazionale di ripresa e resilienza, in modo da consentire al Parlamento di monitorare l'attuazione e l'impatto dei singoli interventi, il rispetto dei tempi e degli obblighi di risultato previsti dal regolamento Ue 2021/241”⁴.

³ Qui la versione completa: <http://www.politicheeuropee.gov.it/media/5377/linee-essenziali-pnrr-italia.pdf>

⁴ Proposta di risoluzione 1 del 27 aprile 2021 a firma Licheri, Romeo, Bernini, Malpezzi, De Petris, Faraone, Unterberger.

Da ultima è arrivata l'approvazione finale in Consiglio dei ministri il 29 aprile e il giorno seguente, il fatidico 30 aprile, il documento è stato inviato a Bruxelles dove sarà valutato dalla Commissione europea.

Concertazione e percezione

Il percorso che ha portato alla definizione e approvazione del Pnrr, come si è visto, è stato accompagnato da ripetute interlocuzioni con enti, forze politiche, associazioni e portatori di interessi, nonché da un fervente dibattito che ha coinvolto l'opinione pubblica e suscitato forte interesse da parte dei mass media. La straordinarietà dei finanziamenti europei sia da un punto di vista di portata economica sia per l'ampiezza degli ambiti di intervento previsti, si è tradotta in una forte richiesta di coinvolgimento da parte di numerose realtà che rappresentano diverse categorie economiche, sociali e ambientali. Non sono mancate le polemiche circa la carenza di concertazione nei confronti dei due governi che si sono avvicendati nella definizione del piano, spesso criticati sia nei metodi che nei tempi della consultazione con i portatori di interessi, le forze parlamentari e gli enti locali, in particolare le Regioni. Il rush finale che ha portato all'approvazione in meno di 72 ore di un documento consegnato poche ore prima dell'inizio della discussione parlamentare è l'emblema dei tempi strettissimi e della difficoltà di accogliere in maniera appropriata tutte le osservazioni che sicuramente sarebbero potute arrivare da coloro che erano stati consultati in fase preventiva. Questo si è ripercosso sulla percezione dell'opinione pubblica, in parte alimentata dalle critiche di chi ha lamentato la mancata concertazione, in parte fiduciosa rispetto all'operato del governo e al sostegno arrivato dall'Unione europea. Un sondaggio⁵ commissionato dal Parlamento europeo e condotto fra novembre e dicembre 2020 da Kantar, ad esempio, ha rilevato che quasi tre intervistati su quattro (72%) ritengono che il piano di ripresa consentirebbe all'economia italiana di riprendersi più rapidamente dagli effetti negativi della pandemia di coronavirus. Lo stesso sondaggio ha inoltre registrato un aumento (+10%) degli italiani che giudicano positivamente l'UE rispetto al 2019 e un maggiore consenso sul ruolo del Parlamento europeo. Ma se le istituzioni comunitarie hanno tratto vantaggio in termini di reputazione, lo stesso non si può dire delle istituzioni nazionali. Proprio sul Pnrr, infatti, si è giocata la partita che ha portato l'avvicendamento tra il governo di Giuseppe Conte, giudicato dai detrattori incapace di stilare un piano credibile, e quello di Mario Draghi, accompagnato da speranze e auspici circa la sua autorevolezza nelle sedi europee.

Ripresa o resilienza?

Per la verità, almeno da parte delle organizzazioni che rappresentano il mondo ecologista, la critica rispetto all'impostazione del piano non è cambiata tra il primo e il secondo governo che si sono avvicendati. L'osservazione sollevata più di frequente riguarda il mancato riconoscimento del peso che i finanziamenti comunitari avrebbero dovuto rivestire in termini di rilancio di una forte e ambiziosa transizione ecologica. Se inizialmente, però, veniva

⁵ <https://www.europarl.europa.eu/at-your-service/files/be-heard/eurobarometer/2020/parlemeter-2020/en-key-findings.pdf>

richiamato un mero aspetto matematico dovuto alla ripartizione di almeno il 37% dei fondi in chiave di riconversione green, negli ultimi mesi, e oggi in particolare che il piano è ufficiale, viene ribadita l'assenza di visione. Secondo questa critica il Pnrr, in sintesi, non può essere classificato come un piano per la "rivoluzione verde", né i suoi interventi possono essere considerati sufficienti al raggiungimento dei target climatici al 2030 e al 2050 sottoscritti dall'Unione europea attraverso il Green Deal. Eppure, i vincoli imposti dalla Commissione europea, che ha più volte ribadito una ripartizione che puntasse soprattutto sulla digitalizzazione e sulla conversione ecologica, sembrano essere stati rispettati. Due delle sei missioni previste dal Piano sono specificatamente dedicate a "Rivoluzione verde e transizione ecologica" e "Infrastrutture per la mobilità sostenibile", mentre la prima riguarda la digitalizzazione della pubblica amministrazione, dei comparti produttivi e del sistema culturale e turistico. Dove sta quindi la verità? Come spesso accade, nel mezzo.

Una prima spiegazione è data dalla premessa contenuta nel documento e dalle parole utilizzate dal presidente del Consiglio Draghi nelle sue comunicazioni al Parlamento. Il Pnrr, si dice, è da valutarsi all'interno di un contesto storico che ha visto negli anni pre-Covid l'Italia crescere a un terzo della velocità registrata in Germania, Francia e Spagna, con tassi di produttività in calo e un aumento diffuso della povertà e della disoccupazione, specialmente tra i giovani e le donne. Problemi che rischiano di condannare l'Italia a un futuro di bassa crescita e che necessitano di un piano di ripresa economica che, seguendo alla lettera le indicazioni del NgEu, promuova "una robusta ripresa dell'economia europea all'insegna della transizione ecologica, della digitalizzazione, della competitività, della formazione e dell'inclusione sociale, territoriale e di genere"⁶.

L'impatto complessivo del Pnrr sul Pil nazionale al 2026 è stimato in circa 16 punti percentuali. Per il Sud, a cui sono destinate circa il 40% delle risorse territorializzabili, l'impatto previsto è di circa 24 punti percentuali. Nel complesso, il 27% del Piano è dedicato alla digitalizzazione, il 40% agli investimenti per il contrasto al cambiamento climatico, e più del 10% alla coesione sociale. Tre gli obiettivi principali della strategia. In ordine di priorità: arginare e lenire rapidamente i danni economici e sociali generati dalla pandemia; affrontare e risolvere le debolezze che affliggono l'economia e la società italiane da decenni; infine, contribuire a dare impulso a una compiuta transizione ecologica. Un ordine di priorità giudicato incongruente da diversi esponenti del mondo ecologista che lamentano il mancato collegamento tra le politiche di sviluppo e la promozione di una vera transizione dei modelli di consumo, produzione e trasporto. In poche parole, secondo questa visione, non basta che il Pnrr sia una strategia di crescita in chiave anche green, ma serve una radicale transizione ecologica capace di stimolare una ripresa economica.

Chi vince e chi perde?

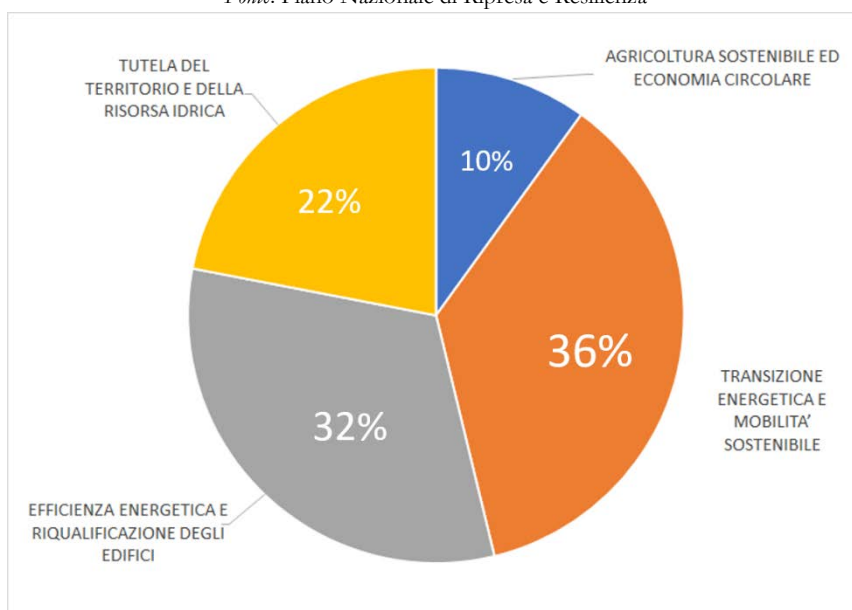
Il Piano, oltre a un corposo pacchetto di riforme, che toccano, tra gli altri, gli ambiti della pubblica amministrazione, della giustizia, della semplificazione normativa e della

⁶ Regolamento (UE) 2021/241 del Parlamento europeo e del Consiglio del 12 febbraio 2021 che istituisce il Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza, Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, 18 febbraio 2021.

concorrenza, si organizza lungo sei missioni. Tra queste, le due che riguardano principalmente la conversione ecologica ed energetica sono la seconda, dedicata alla rivoluzione verde, e la terza, dedicata alla mobilità sostenibile. La seconda missione stanziava complessivamente 68,6 miliardi – di cui 59,3 miliardi dal Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza e 9,3 miliardi dal Fondo. Ripartiti come segue tra economia circolare e agricoltura; energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile; efficienza energetica e riqualificazione degli edifici; tutela del territorio e della risorsa idrica.

**FIG. 2.2 - MISSIONE “RIVOLUZIONE VERDE E TRANSIZIONE ECOLOGICA”:
COME SONO RIPARTITI I FINANZIAMENTI**

Fonte: Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza



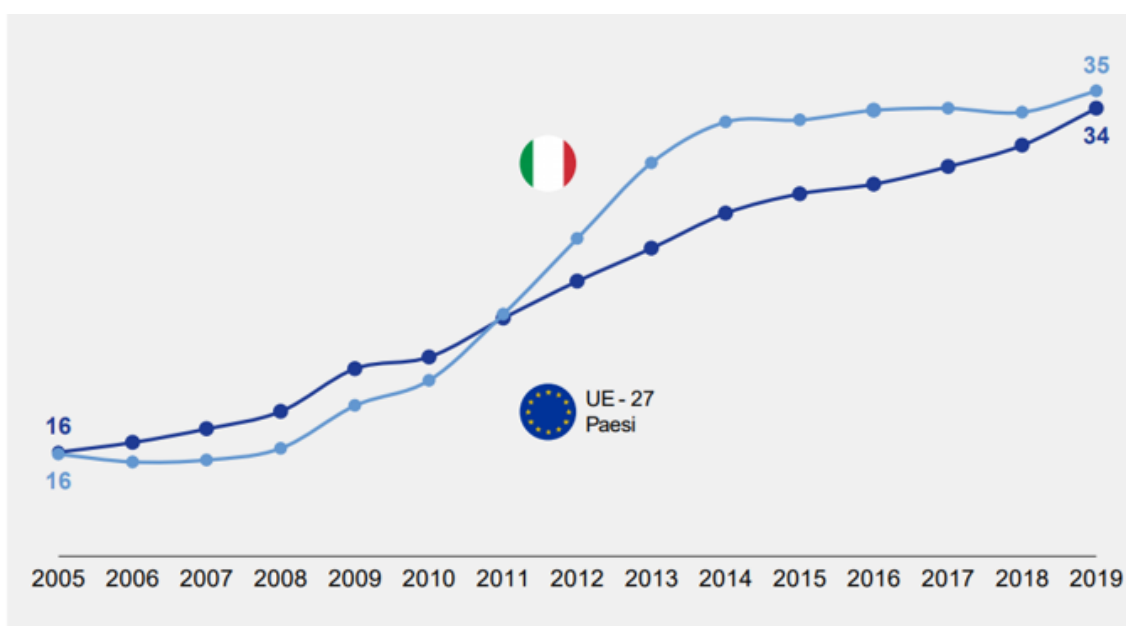
In particolare, al fine di migliorare la sostenibilità e la resilienza del sistema economico e assicurare una transizione ambientale equa e inclusiva, il Piano prevede investimenti e riforme per l'economia circolare e la gestione dei rifiuti, per raggiungere target ambiziosi, come il 65% di riciclo dei rifiuti plastici e il 100% di recupero nel settore tessile. Inoltre, vengono stanziati risorse per il rinnovo del trasporto pubblico locale, con l'acquisto di bus a basse emissioni, e per il rinnovo di parte della flotta di treni per il trasporto regionale con mezzi a propulsione alternativa. Sono previsti corposi incentivi fiscali per incrementare l'efficienza energetica di edifici privati e pubblici, con misure che assicurano la ristrutturazione di circa 50.000 edifici l'anno. Gli investimenti nelle fonti di energia rinnovabile vengono incoraggiati, soprattutto attraverso la semplificazione delle procedure di autorizzazione nel settore. Si sostiene la filiera dell'idrogeno, e in particolare la ricerca di frontiera, la sua produzione e l'uso locale nell'industria e nel trasporto. Infine, s'investe nelle infrastrutture idriche, con l'obiettivo di ridurre le perdite nelle reti per l'acqua potabile del 15%, e nella riduzione del dissesto idrogeologico.

Per quanto concerne la terza missione, “Infrastrutture per una Mobilità Sostenibile”, vengono stanziati complessivamente 31,4 miliardi – di cui 25,1 miliardi dal Dispositivo per

la Ripresa e la Resilienza e 6,3 miliardi dal Fondo. L'obiettivo primario è lo sviluppo razionale di un'infrastruttura di trasporto moderna, sostenibile e estesa a tutte le aree del paese. Il Piano prevede un importante investimento nei trasporti ferroviari ad alta velocità. A regime, vengono consentiti significativi miglioramenti nei tempi di percorrenza, soprattutto nel centro-sud. Ad esempio, si risparmierà 1 ora e 30 minuti sulla tratta Napoli-Bari, 1 ora e 20 minuti sulla tratta Roma-Pescara, e 1 ora sulla tratta Palermo-Catania. Ulteriori investimenti sono inoltre previsti per la modernizzazione e il potenziamento delle linee ferroviarie regionali, il sistema portuale e la digitalizzazione della catena logistica.

Osservando i commenti a caldo da parte delle galassie ecologiste si respira una timida soddisfazione accompagnata da un auspicio di maggiore radicalità nella fase di attuazione. Legambiente, se da un lato rileva lo sviluppo dell'agrivoltaico, la realizzazione di comunità energetiche nei piccoli comuni, una spinta alla produzione di biometano e i progetti di riforestazione urbana e periurbana, dall'altro sperava in maggiori investimenti verso l'economia circolare, la bioeconomia, la tutela della risorsa idrica e della biodiversità, nonché un piano più ambizioso sulla filiera agricola e gastronomica. Più dure le critiche sollevate da Greenpeace, Kyoto Club, Slow Food, ECCO, Green Italia e da altre realtà ecologiste, che lamentano la poca ambizione rispetto allo sviluppo delle rinnovabili, la biodiversità e la mobilità elettrica. Viene inoltre fatto notare come, rispetto al volume del Pnrr dedicato allo "sviluppo della leadership internazionale industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione", il biometano prenda una fetta di torta spropositata (2 miliardi) mentre alle altre tecnologie – eolica (100 milioni), fotovoltaica (400 milioni), batterie (500 milioni), bus elettrici (300 milioni) – vengono lasciate le briciole.

FIG. 2.3 - QUOTA PERCENTUALE DELLE FONTI RINNOVABILI SULLA PRODUZIONE DI ENERGIA



Fonte: Eurostat

Gli interventi che riguardano la mobilità e i trasporti sono quelli che registrano le critiche principali. Il Pnrr è infatti accusato di destinare all'alta velocità la quasi totalità degli investimenti per le infrastrutture per una mobilità sostenibile (circa 50 miliardi incluse tutte le risorse europee e nazionali) nonostante uno spostamento di passeggeri dalla strada alla ferrovia dal 6 al 10% corrisponde a un risparmio annuale dello 0,7% di emissioni di CO₂ rispetto al livello del 2018. Secondo i detrattori, l'alta velocità non può essere considerata la soluzione per la decarbonizzazione dei trasporti e non può essere messa sullo stesso piano degli sforzi per affrontare il problema, con radici ben diverse, del traffico stradale su cui non si vedono chiare riforme. Di contro, non si osserva una svolta circa la mobilità elettrica, con solo 0,74 miliardi dedicati alle infrastrutture di ricarica. Il piano prevede l'installazione di oltre 20mila postazioni di ricarica elettrica contro i 3,4 milioni stimati dal piano stesso come necessari. Anche per quanto riguarda la mobilità locale, il Pnrr prevede 2,42 miliardi e il Fondo complementare 0,8 miliardi per bus a "basse emissioni". Non specificando però i vincoli sull'alimentazione, il rischio è che le amministrazioni locali continuino a preferire il gas all'elettrico, nonostante i 300 milioni previsti per questa seconda tipologia.

L'altra grande riforma mancante, che Legambiente vorrebbe vedere adottata, è quella relativa a nuovi strumenti di partecipazione e monitoraggio civico per realizzare le opere pubbliche e gli impianti, coinvolgendo i territori grazie al dibattito pubblico e all'inchiesta pubblica sulle opere della transizione ecologica. Viene riportato l'esempio del Pnrr come caso di mancato modello di concertazione. Un deficit non misurabile nei dati, ma la cui mancanza ha accompagnato tutto il percorso che ha portato alla definizione del Pnrr. Un'occasione persa per sperimentare nuove forme di consultazione e partecipazione pubblica.

Il nodo della governance e del monitoraggio

Se il rispetto delle scadenze assicura l'arrivo dei finanziamenti dall'Unione europea, la partita ora si sposta sul piano della governance e del monitoraggio. Il primo terreno di scontro, come prevedibile, è il lavoro e l'occupazione, nonostante la riforma degli ammortizzatori sociali annunciata nel Pnrr. Complice anche il primo maggio, il tema delle ripercussioni sui lavoratori e i disoccupati ha fatto breccia nel dibattito sulla futura attuazione del piano, con i sindacati che rivendicano un ruolo e chiedono la concertazione che è mancata nella fase di definizione, mentre Confindustria esprime fiducia a Draghi ma non nasconde preoccupazione rispetto alle ricadute su interi distretti industriali. Anche sul piano del monitoraggio emergono le prime sollecitazioni. L'obiettivo è quello di spronare le amministrazioni locali, specialmente quelle che negli anni hanno dimostrato minore capacità di ricezione e spesa dei finanziamenti comunitari, a intercettare i nuovi fondi e farne buon uso. In questo senso, nella fase di attuazione saranno fondamentali le riforme di accompagnamento al Pnrr, in particolare quelle che riguardano la Pubblica Amministrazione e la semplificazione giuridica. In generale, è previsto un incremento di risorse umane e tecnologiche da mettere a disposizione degli enti che dovranno gestire i flussi finanziari, la rendicontazione e il monitoraggio. Nella fattispecie, si prevedono: nuove forme di reclutamento negli uffici della PA; l'assunzione di 2.000 nuovi impiegati da parte dell'Agenzia delle Entrate nella parte relativa all'azione di contrasto all'evasione fiscale; la creazione di un centro di assistenza tecnica di supporto alle

amministrazioni nella gestione delle procedure direttamente collegate all'attuazione del Pnrr; la revisione dei percorsi di carriera e formazione all'interno della PA. Tutti gli interventi di innovazione si consolideranno nell'orizzonte temporale di attuazione del Pnrr e sono orientati a mitigare le conseguenze economiche e sociali della crisi e a rafforzare la coesione economica e sociale del paese. La centralità delle riforme di sostegno all'attuazione del Piano è stata sollecitata più volte dalla Commissione europea, preoccupata che le risorse comunitarie finiscano negli ingranaggi tortuosi e nei colli di bottiglia del sistema amministrativo italiano. Una sfida anche in termini di credibilità, per un paese che rispetto alle grandi d'Europa, ancora su troppi fronti – economico, amministrativo, fiscale, sociale e ambientale – rischia di fare la figura del fanalino di coda.

3. L'Italia e la transizione energetica nell'epoca della pandemia da Sars-Cov 2

Marco Valigi

Con l'approvazione da parte del Consiglio dei ministri, nella seduta del 26 aprile 2021, del Piano nazionale di ripresa e resilienza (Pnrr),⁷ per l'Italia è iniziata ufficialmente la fase di ripartenza dopo la pandemia da Sars-Cov-2, scoppiata nel febbraio dello scorso anno. La transizione energetica, individuata come obiettivo di lungo periodo, con il 2030 come data di riferimento in termini di pianificazione su scala europea, costituisce uno dei pilastri della strategia di rilancio del governo italiano.

Per comprendere in che direzione intende muoversi l'attuale esecutivo, tuttavia, appare necessario fare un passo indietro, prendendo in esame l'impatto che la crisi epidemiologica in corso ha avuto sul comparto energetico nazionale. Alcuni fenomeni già avviati, come la riduzione dei consumi di carbone e petrolio hanno compiuto un vero e proprio balzo in avanti in ragione dei cambiamenti sui comportamenti di cittadini e imprese portati dalla pandemia. E i loro effetti parrebbero irreversibili. Delineare chiaramente la situazione dalla quale il paese prende le mosse, tracciando una sorta di stato dell'arte, costituisce dunque il primo passo attraverso il quale sviluppare delle considerazioni su come il Pnrr intende approcciare il tema transizionale, su come stia mutando la composizione del mix energetico e, di conseguenza, il ruolo dei paesi fornitori (o di alcuni di loro) nei confronti dell'Italia. Nella fattispecie, muovendo da una analisi dei consumi energetici riferiti al primo trimestre del 2021, lo studio esaminerà i tratti fondamentali del Pnrr in materia di energia e transizione energetica, per concludere con una disamina dei possibili sviluppi nelle relazioni tra Italia e paesi del Mediterraneo allargato.

I consumi energetici italiani ai tempi della pandemia

La pandemia ha portato a una modificazione senza precedenti del consumo di energia in Italia (e nel modo). Si tratta di un dato intuitivo, evidentemente. Agli scontati effetti quantitativi legati al *lock-down* nazionale, si sommano tuttavia effetti sul mix energetico più significativi e interessanti.

In generale, durante la pandemia, il Pil italiano è declinato di 8,8 punti percentuali (-1,8 rispetto alla media europea) con conseguenti effetti di rilievo sul consumo di petrolio, i cui prezzi sono crollati. Per quanto riguarda il gas, di contro, complice la ripresa delle attività alla fine del 2020, sono risaliti lentamente verso i livelli del 2019. Rispetto a quell'anno, tuttavia, i consumi di energia hanno subito una contrazione complessiva pari al 10% – la più forte dal dopoguerra. In questa prospettiva, l'aspetto forse più interessante resta però un altro. La contrazione dei consumi di energia è stata infatti più che porzionale rispetto ai principali

⁷ [Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza](#), NextGeneration Italia, Approvato dal Consiglio dei Ministri del 12 gennaio 2021.

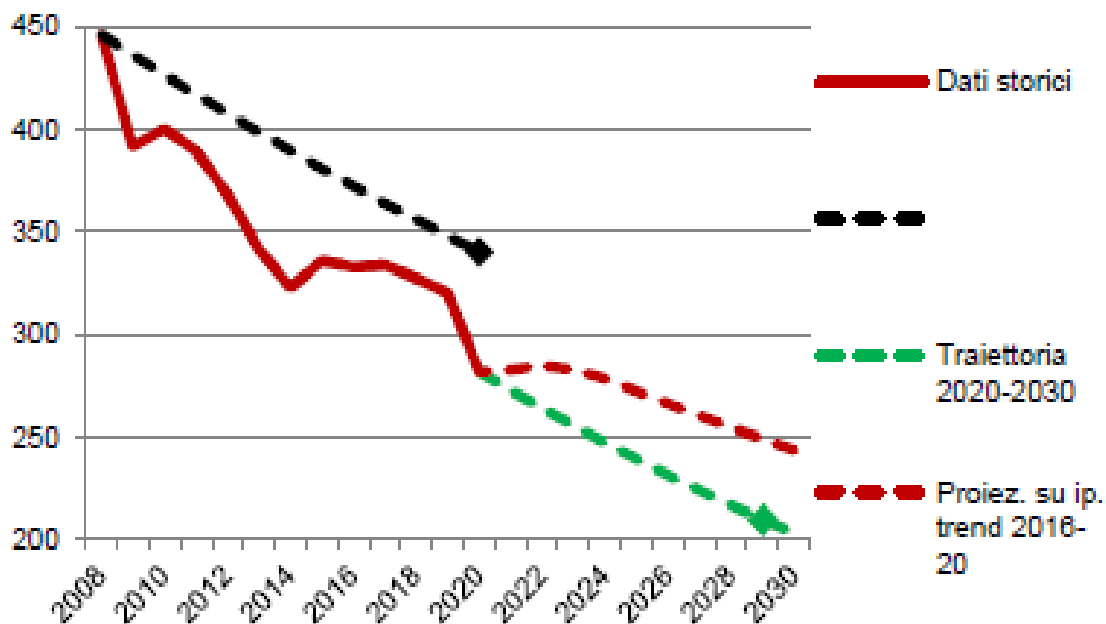
valori delle sue determinanti, ossia il Pil, ridottosi dell'8%, e la produzione industriale contrattasi per circa l'11,1%. In particolare, secondo quanto riportato da Enea (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile)⁸, questo disaccoppiamento tra riduzione delle attività industriali e dei consumi di energia è frutto del cambiamento dei comportamenti imposti dalla pandemia in materia di mobilità. La circolazione delle persone ha operato da variabile interveniente rispetto al processo esaminato. Secondo chi scrive, dunque, anche durante la ripresa che avverrà a seguito delle imminenti riaperture questo fattore andrà tenuto sotto osservazione.

A fronte di una riduzione complessiva dei consumi di combustibili fossili (-20% circa), tornati temporaneamente ai livelli precedenti il cosiddetto boom economico degli anni Sessanta dello scorso secolo (72 % nel mix energetico, inferiore anche al 2014 in cui i valori si erano attestati al 73%), il gas naturale, pur inferiore per consumi rispetto al 2019 (-5,6%), ha fatto registrare nuovo massimo storico nel mix (37,4%). La componente termoelettrica è a sua volta calata di circa il 5%, mentre la generazione elettrica da rinnovabili è crescita dell'1%. Un dato di assoluto rilievo, da mettere in relazione ai cambiamenti intervenuti nel ricorso ai combustibili fossili, riguarda in ultimo la riduzione di CO₂. Complessivamente, le emissioni di anidride carbonica si sono ridotte del 12%. Anche in questo caso la contrazione è dunque più che proporzionalmente rispetto al calo del Pil.

La diminuzione ragguardevole delle quote di CO₂ emesse dal paese costituisce evidentemente un dato positivo. Tuttavia, esso risulta ulteriormente rassicurante se da una disamina quantitativa si passa a una di tipo qualitativo. In particolare, a fronte di un calo del 12% in rapporto ai dati del 2019, circa il 30% di tale riduzione deriva da un ciclo virtuoso dato dalla combinazione di una maggiore ricorso alla generazione elettrica e da una diversa gestione dei trasporti. Coerentemente con questo quadro di insieme, il percorso di decarbonizzazione ha proceduto speditamente verso gli obiettivi fissati per il 2020. Più incerta, invece, la proiezione di lungo periodo non tanto per le caratteristiche del sistema energetico nazionale, quanto per le ambizioni dell'Europa per raggiungere l'obiettivo delle emissioni zero.

⁸ F. Gracceva (a cura di), *Analisi trimestrale del sistema energetico italiano. Anno 2020*, Enea, 1/2021, p. 5, 2020, p. 5.

FIG. 3.1 - EMISSIONI TOT. CO₂ (DATI STORICI; TRAIETTORIE VERSO OBIETTIVI 2030;
IPOTESI DI PROSECUZIONE SUL TREND DEGLI ULTIMI 5 ANNI)



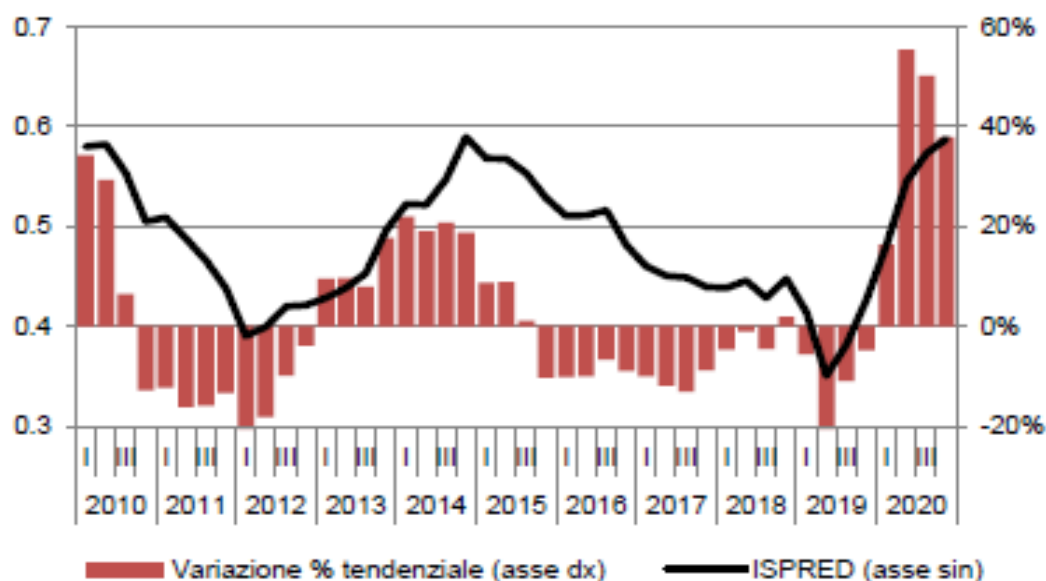
Fonte: ENEA 2021

Nel 2020, la capacità elettrica rinnovabile è cresciuta meno di quanto avrebbe dovuto rispetto al target annuo necessario per realizzare gli obiettivi fissati per 2030. Forse proprio l'eventuale "corsa alla decarbonizzazione" tra Europa, Stati Uniti e Cina potrà fare da traino anche nella dimensione domestica, spingendo l'Italia a tentare di raggiungere un primato regionale, ovvero la leadership in materia di decarbonizzazione in Europa meridionale e mediterranea.

Infine, a chiudere questa rassegna, alcune considerazioni sugli indicatori di sicurezza energetica, la quale risulta in peggioramento. (-2%). Gli indicatori che maggiormente hanno risentito della crisi, sempre secondo le stime di Enea, sono quelli concernenti la raffinazione, per effetto del sottoutilizzo degli impianti.

FIG. 3.2 - INDICE DI SICUREZZA ENERGETICA, PREZZO ENERGIA E DECARBONIZZAZIONE
(ASSE SX: VALORI ASSOLUTI; ASSE DX: VALORI % SULL'ANNO PRECEDENTE)

Fonte: Enea 2021



Il piano nazionale di ripresa e resilienza: il ruolo della transizione energetica

Parlare di un paradigma transizionale italiano che riveda l'impiego delle risorse energetiche in una prospettiva di circolarità, sostenibilità ambientale e decarbonizzazione, quindi modifichi il mix sul quale si regge il cosiddetto sistema-paese, non può prescindere dal quadro strategico e normativo europeo.

Oltre a operare da finanziatore del piano di rilancio nazionale, infatti, le istituzioni europee hanno delimitato attraverso l'Agenda 2030 il perimetro operativo e gli scopi della transizione energetica. In base alla rappresentazione post-pandemica del sistema energetico nazionale non resta dunque che verificare quanto e come il Pnrr si discosti dal percorso di riforma definito dalla Commissione insieme ai Paesi membri (Italia inclusa).

TAB. 3.1

M2. RIVOLUZIONE VERDE E TRANSIZIONE ECOLOGICA	PNRR (a)	Fondo complementare (b)	Totale c = (a+b)	React EU (d)
M2C1 – AGRICOLTURA SOSTENIBILE ED ECONOMIA CIRCOLARE	5,27	1,20	6,47	0,50
M2C2 – TRANSIZIONE ENERGETICA E MOBILITA' SOSTENIBILE	23,78	1,40	25,18	0,18
M2C3 – EFFICIENZA ENERGETICA E RIQUALIFICAZIONE DEGLI EDIFICI	15,22	6,72	21,94	0,32
M2C4 – TUTELA DEL TERRITORIO E DELLA RISORSA IDRICA	15,06	0,00	15,06	0,31
TOTALE MISSIONE 2	59,33	9,32	68,65	1,31

Fonte: http://www.senato.it/application/xmanager/projects/leg18/file/Finale_PNRR.pdf

Al di là delle critiche, prevedibili nell'ottica di elevare la soglia di attenzione da parte dell'opinione pubblica, mosse da parte dei gruppi ambientalisti (*in primis* il Wwf) in relazione alle carenze della proposta avanza dall'esecutivo, vale la pena in questa sede soffermarsi su due aspetti dell'intervento: 1) quante risorse rispetto al totale del Pnrr sono allocate alla voce "Rivoluzione verde e transizione ecologica"; 2) e quante rispetto a quel totale relativo sono direttamente imputate alla "transizione energetica". Queste due considerazioni, infatti, consentono di sgombrare il campo da eventuali dubbi su quanto il governo stia effettivamente puntando dritto verso una rivoluzione delle fonti, oppure se questo aspetto sia equiparabile ad altri, quando non subordinato ad altri aspetti più collegati a una stimolazione di breve periodo del ciclo economico, attraverso incentivi e sussidi a favore di settori in crisi, come l'edilizia, oppure connotati da un deficit strutturale di investimenti come le infrastrutture.

Complessivamente, rispetto al totale del piano, la voce riferita alla "rivoluzione verde" incide per circa il 31%. Di queste risorse, pari a 68,6 miliardi, solo il 16% è direttamente destinato alla transizione energetica e, a ben vedere, quei 23,78 miliardi vanno ripartiti ulteriormente tra transizione energetica in senso stretto e mobilità sostenibile. Insomma, rispetto alle quattro voci riportate in Tabella 3.1, la quota destinata "aggressivamente" alla decarbonizzazione è circa il 10% sul totale del Pnrr – meno probabilmente di quanto necessario a svecchiare l'apparato industriale italiano e a proiettarlo effettivamente verso una nuova fase del suo ciclo vitale.

Sia chiaro, una dose di compromesso in una manovra del genere è fisiologica. Tuttavia, leggendo il dato in questo modo, parrebbe che l'attuale esecutivo, come i suoi predecessori, propenda per erogare incentivi di breve periodo il cui rischio è di sussidiare una serie di settori variamente messi in difficoltà dalla crisi pandemica piuttosto che mirare a una

trasformazione sostantiva delle modalità con le quali il paese alimenta il suo “motore” produttivo. Va da sé che quanto e come si spende per la decarbonizzazione sono argomenti che non possono essere trattati come separati, ma vanno letti piuttosto come parte di (o della mancanza di) un’elaborazione strategica più ampia. Benché rafforzati dall’intervento esterno della UE, sembra che anche a seguito di una crisi epocale come la pandemia siano prevalsi i correttivi e una logica di equidistribuzione, rispetto alla capacità di imprimere una sterzata di portata sistemica e di investire in maniera robusta sui settori più strategici e posti alla base della filiera, come appunto l’energia, nelle fattispecie la generazione elettrica e le rinnovabili.

Il ruolo del gas naturale e il Mediterraneo allargato

Durante la pandemia, ancor più che in altre fasi della vita del paese, il ruolo del gas naturale è stato cruciale per l’Italia. In un quadro complessivo nel quale gli indicatori relativi alla sicurezza energetica hanno fatto segnare un peggioramento (-2%) in ragione degli effetti negativi sull’utilizzo del sistema di raffinazione provocati dalla riduzione della domanda di petrolio e dall’utilizzo intensivo della rete elettrica, il gas – coerentemente con i piani di transizione europei e nazionali – ha operato come agente di stabilizzazione sistemica.

Da un lato la riduzione dei consumi ha alleggerito il sistema di distribuzione in fasi di picco di domanda, dall’altro l’entrata in funzione del gasdotto trans-adriatico Tap ha favorito, in una fase di incertezza come quella della pandemia, flussi addizionali e costanti di gas, incrementando in tal modo la sicurezza degli approvvigionamenti e spingendo i prezzi all’ingrosso della materia prima italiana verso i valori di riferimento su base europea. Il ricorso al gas (la meno inquinante tra le fonti fossili) e allo strumento della diplomazia energetica sono risultati ancora una volta degli efficaci complementi nel percorso di transizione intrapreso dall’Italia. Al di là dei contenuti del Pnrr, prezzi d’acquisto della materia prima migliori, approvvigionamenti stabili e diversificati e un ponderato ricorso al petrolio si delineano come gli strumenti più adatti a evitare un sovraccarico della rete elettrica nel passaggio verso un mix di tipo *low carbon*.

Quella sul gas, del resto, si mantiene anche in questa fase una partita politica e geostrategica, nella quale sono in gioco i giacimenti del Mediterraneo orientale e le ambizioni della Turchia di stabilire il proprio controllo su alcuni di quei siti e, probabilmente, su quelli libici. L’Italia ha una postura sul piano della politica estera e di difesa meno assertiva di quella di Ankara. Tuttavia, qualora ambisse a giocare un ruolo pivotale nella gestione del fianco meridionale della Nato, alcuni degli strumenti individuati come centrali nella gestione della transazione energetica potrebbero diventare essi stessi obiettivi tattici in un più ampio disegno di influenza militare e commerciale sul Mediterraneo.

Un primo passo in questa direzione è stato compiuto già in settembre del 2020 quando, insieme a Egitto, Grecia, Cipro, Giordania, Israele e Palestina, l’Italia ha sottoscritto un trattato che ha reso il Forum del gas del Mediterraneo orientale un’organizzazione internazionale con sede presso Il Cairo. Lo scopo ufficiale dell’istituzione è quello di tutelare i diritti dei paesi aderenti sulle risorse di quelle aree, costituire e regolare un mercato del gas mediterraneo e coordinare/efficientare le infrastrutture. In sostanza, siamo di fronte a una

sorta *di conventio ad excludendum* rispetto alle ambizioni di Ankara nel quale il tema della transazione energetica e dello sviluppo industriale del paese s'intersecano con il ruolo dell'Italia nei mercati energetici e nel fianco meridionale della Nato alla luce, anche, di un diverso posizionamento della Turchia sia verso l'Europa sia verso gli Usa.

Saranno anni cruciali - è indubbio. La pandemia ne è stata la premessa e la trasformazione energetica ne costituisce l'obiettivo. Ma la partita appare ampia e articolata e coinvolge aspetti i che trascendono il tema della sostenibilità e dello sviluppo per abbracciare ambiti come la sicurezza e la stabilizzazione della regione mediterranea.

4. Il settore energetico libico: tra ripresa della produzione, perduranti incertezze e trend globali

Alice Alunni

A partire dallo scoppio della rivoluzione del 2011, il settore energetico libico ha risentito dell'instabilità politica del paese. In particolare, nel 2020 la produzione di petrolio e gas ha subito una significativa battuta d'arresto a causa dell'acuirsi del conflitto armato. Tuttavia, da luglio 2020 a marzo 2021, la Libia è passata da uno stato di guerra civile a un nuovo tentativo di transizione pacifica dei poteri. A seguito dell'accordo di cessate il fuoco firmato il 23 ottobre del 2020, la società nazionale petrolifera libica, la National Oil Corporation (Noc), ha annunciato la riapertura dei campi petroliferi e dei terminal di esportazione del paese. Di conseguenza, le attività di produzione ed esportazione del greggio e del gas sono riprese a pieno ritmo. La nomina di un Governo di Unità Nazionale il 15 marzo 2021 offre l'opportunità di stabilizzare il paese e l'industria energetica libica dopo anni di incertezza, ma una forte volatilità continuerà a caratterizzare il settore nel breve periodo. La pandemia Covid-19 e la risposta politica europea alla crisi climatica hanno accelerato il processo di indipendenza energetica dell'Italia dalla Libia mentre si rafforzano gli interessi commerciali tra i due paesi nel settore del gas e in risposta alla domanda energetica proveniente dai mercati asiatici. Questo suggerisce una riconfigurazione, piuttosto che la fine, della partnership energetica tra Italia e Libia.

L'effetto del cessate-il-fuoco sul settore energetico libico nel 2020

Dal 2011 la guerra civile in Libia ha causato a fasi alterne l'interruzione della produzione di gas e petrolio, le due principali risorse naturali del paese che rappresentano circa il 60% del Pil nazionale e il 90% delle entrate fiscali¹. Proteste diffuse e colpi di mano da parte di gruppi armati per ottenere denaro dal governo di Tripoli, sfidarne apertamente l'autorità o imporre con la forza le proprie scelte politiche hanno portato a un forte deterioramento della sicurezza e al blocco dei porti di carico, dei giacimenti petroliferi e degli oleodotti. La produzione di greggio nel paese è andata progressivamente calando da 1,65 milioni di barili al giorno nel 2010 a meno di 100,000 barili al giorno nel settembre 2020². Quella del gas è passata da 16 miliardi di metri cubi nel 2010 a 4,46 nel 2020.³ Durante questo periodo, le infrastrutture energetiche sono state attaccate o colpite dal fuoco incrociato, subendo gravi danni.

L'acuirsi degli scontri armati tra i due principali attori del conflitto – da una parte, l'amministrazione del primo ministro Fayeze al-Serraj a Tripoli (Governo di Accordo Nazionale) e i gruppi armati a esso associati nella zona occidentale del paese, e, dall'altra

¹ The World Bank, *Libya's Economic Update – April 2021*, 2 aprile 2021.

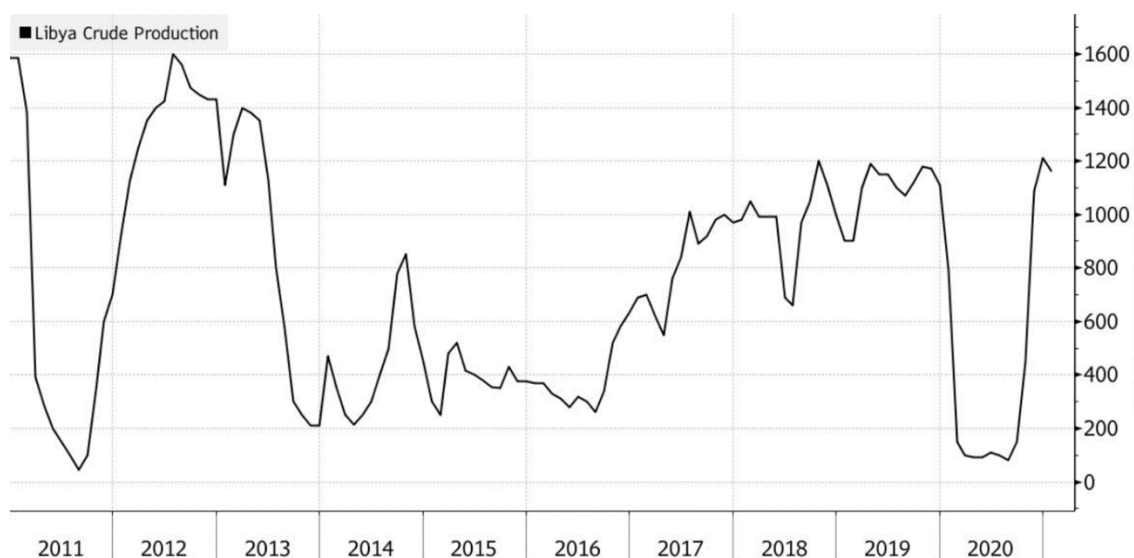
² U.S. Energy Information Administration, *Country Analysis Brief: Libya*, 19 novembre 2015.

³ *North Africa: Libya*, Middle East Economic Survey (MEES); S. Elliot, "Libyan gas exports to Italy unaffected so far by oil blockade", *Sc&P Global*, 21 gennaio 2020.

parte, le forze guidate da Khalifa Haftar (Forze Armate Arabe Libiche) nella zona orientale – ha provocato uno stallo quasi totale della produzione nel 2020. In particolare, nel gennaio del 2020, le forze di Haftar hanno supportato militarmente il blocco dei terminal di esportazione nell'est nel tentativo di indebolire il Governo di Accordo Nazionale, aggravando la situazione economica della Libia.

Nell'estate del 2020, le due formazioni armate si sono arrestate nelle zone circostanti la città di Sirte, vicina ai principali terminal di esportazione del greggio. Le trattative negoziali condotte dalle Nazioni Unite hanno evitato l'escalation del conflitto che, in quell'area strategica per il settore energetico, avrebbe avuto un effetto nefasto sullo stesso. Tali trattative hanno, altresì, portato alla richiesta del cessate il fuoco da parte del Governo di Accordo Nazionale e del parlamento di Tobruk, politicamente allineato con le forze di Haftar, il 21 agosto 2020.

FIG. 4.1 - LA PRODUZIONE PETROLIFERA LIBICA DAL 2011 (MILIONI DI BARILI AL GIORNO)



Fonte: Bloomberg

Con la sospensione delle ostilità il 23 ottobre 2020, la produzione petrolifera del paese è tornata sopra a un milione di barili al giorno già nel mese di novembre. Infatti, la firma del cessate il fuoco era stata anticipata da un patto in base al quale Haftar acconsentiva alla ripresa della produzione e dell'esportazione del petrolio a condizione che le entrate petrolifere fossero trattenute su un conto della Noc presso la Libyan Foreign Bank, e non trasferite direttamente presso la Banca Centrale Libica, fino al raggiungimento di un accordo politico tra le parti e alla nomina di un nuovo governo. In tal modo, è stato avviato un nuovo processo politico volto a riunificare le istituzioni del paese e a condurre la Libia a nuove elezioni. Il Forum di Dialogo Libico, aperto a Tunisi nel novembre del 2020 e culminato con la nomina a marzo 2021 di un nuovo governo di transizione, aveva questi tra i suoi principali obiettivi,

unitamente a garantire la transizione fino alle elezioni. Infatti, saranno i membri del Forum a valutare i progressi del governo di transizione e del processo costituzionale e a evitare un nuovo stallo istituzionale in vista delle elezioni⁴.

Il Governo di Unità Nazionale e il settore petrolifero libico nel 2021: aspettative e realtà

Il 15 marzo 2021, il parlamento di Tobruk ha nominato un nuovo governo di transizione guidato da Abdul Hamid Dbeibah. Tale governo, che rappresenta il primo esecutivo di unità nazionale dal 2014, ha portato un rinnovato senso di stabilità nel paese e la ripresa della produzione petrolifera che a marzo 2021 si è attestata su 1.283 milioni di barili al giorno, confermando una forte accelerazione da novembre 2020⁵.

L'obiettivo primario del Governo di Unità Nazionale è riunificare le istituzioni politiche e economiche del paese, traghettare la Libia verso le elezioni fissate per il 24 dicembre 2021, e ripristinare i servizi primari alla popolazione, prima fra tutti la fornitura di energia elettrica. La ripresa del settore petrolifero se, da un lato, dipende dal mantenimento della pace e dall'ottenimento di un budget sufficiente per riparare le infrastrutture energetiche, dall'altro lato, è cruciale al fine di garantire entrate costanti per finanziare il processo di transizione. Il piano di spesa del governo stima le entrate annuali del petrolio a 89,3 miliardi di dinari, pari all'80% del totale, sulla base di esportazioni di 1,1 milioni di barili al giorno al prezzo di \$60 al barile⁶. La nomina di Mohamed Aoun a ministro del Petrolio e del Gas, una posizione di fatto esercitata dal Ceo della Noc, Mustafa Sanalla, dal 2014, ha come obiettivo quello di riportare la gestione di questo settore saldamente nelle mani del governo, garantendo supporto logistico e finanziario.

La riapertura e manutenzione degli impianti energetici bloccati dai gruppi armati o chiusi perché danneggiati dalla mancanza di manutenzione o dalla guerra civile, è il primo passo concreto in questa direzione. La Noc mira a aumentare la produzione giornaliera a 1,45 milioni di barili entro la fine del 2021, a 1,6 milioni di barili entro due anni e a 2,1 milioni di barili entro quattro anni.⁷ Tuttavia, ciò dipenderà dalla capacità, per nulla scontata, del Governo di Unità Nazionale di garantire alla Noc e alle sue sussidiarie i fondi necessari per raggiungere gli obiettivi di manutenzione delle infrastrutture e della produzione. Nel mese di marzo 2021, il Governo di Unità Nazionale ha approvato un bilancio che stanziava €1,3 miliardi alla compagnia petrolifera statale, circa un terzo del totale concesso ai progetti di sviluppo nel 2021. Il bilancio, tuttavia, non è stato ancora approvato dal parlamento di Tobruk. Questo crea difficoltà finanziarie e operative alla Noc che ha ripreso a trasferire le entrate del petrolio

⁴ A. Alunni e K. Mezran, *Libya 10 Years After the 2011 Revolution: A Democratic Transition Unfulfilled*, ISPI Commentary, ISPI, 16 febbraio 2021.

⁵ E. Gupte, "Libya self-reports March crude output of 1.28 million b/d to OPEC", *S&P Global*, 13 aprile 2021.

⁶ S. El Wardany e M. Magdy, "Revamping Libya's Oil Sector Is Top Priority in Historic Budget", *Bloomberg*, 23 marzo 2021.

⁷ S. El Wardany e M. Cranny, "Libya Oil Boss Vows to Up Production, Work with Unity Government", *Bloomberg*, 9 marzo 2021.

sul conto del Tesoro presso la Banca Centrale della Libia, incrementando la propria dipendenza dal bilancio del governo.

Nel mese di aprile 2021, l'ennesimo rifiuto della Banca Centrale Libica di finanziare il bilancio del settore petrolifero approvato dal precedente governo Serraj e il ritardo nell'approvazione del bilancio 2021 da parte del parlamento di Tobruk hanno riportato la produzione giornaliera sotto a 1 milione di barili al giorno. Infatti, tale rifiuto ha causato la sospensione e riduzione della produzione da parte delle sussidiarie Arabian Gulf Oil Company (Agoco) e Sirte Oil Co., incapaci di adempiere agli obblighi contrattuali a fronte di una situazione finanziaria critica e della mancanza di pezzi di ricambio, carburante e prodotti chimici necessari alle operazioni. Come conseguenza, la Noc ha annunciato lo stato di forza maggiore sul porto di Hariga, bloccando le esportazioni del petrolio in partenza da lì. La rapida risposta da parte del Governo di Unità Nazionale e il trasferimento di una parte del budget (€184 milioni, di cui 92 milioni con effetto immediato) alla Noc con l'incarico di estinguere gli obblighi contrattuali, affrontare i problemi tecnici e riavviare gradualmente la produzione ha portato attualmente al superamento dello stallo⁸.

Dal canto suo, la Noc, che ha dichiarato di aver ricevuto meno del 2% dei fondi necessari per raggiungere gli obiettivi di manutenzione e produzione nel 2021, ha annunciato all'inizio dell'anno di essere alla ricerca di finanziamenti da compagnie petrolifere straniere – Total SE, Eni SpA e Repsol SA sono tra le società con partecipazioni nel paese – per riparare le infrastrutture in abbandono⁹. In aggiunta, a seguito della riunificazione del corpo di Guardia delle Strutture Petrolifere con la Noc, quest'ultima auspica di rimanere indipendente rispetto ai gruppi armati nel paese e evitare i blocchi delle infrastrutture energetiche degli scorsi anni. Quest'ultimo obiettivo sembra il più difficile da raggiungere alla luce dell'affiliazione di alcune unità dello stesso corpo di Guardia a gruppi armati locali che, di fatto, controllano le raffinerie e la fornitura di petrolio e energia elettrica¹⁰. Nel mese di aprile, i corpi di Guardia di Sharara, Es Sider e Ras Lanuf hanno minacciato l'interruzione della produzione e delle esportazioni qualora le società che gestiscono questi presidi petroliferi non provvedano al pagamento di un'indennità di lavoro sul campo in aggiunta ai loro salari¹¹.

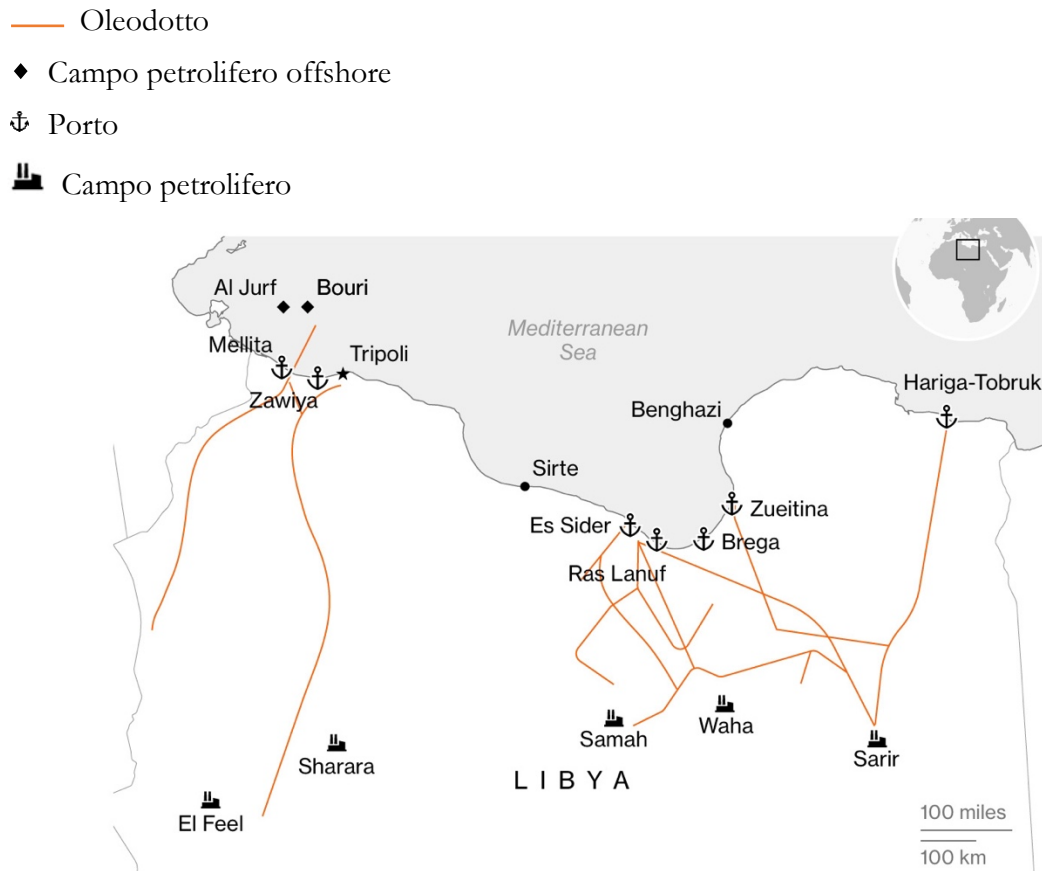
⁸ S. Zaptia, “NOC lifts force majeure on Hariga after government allocates it LD 1 bn to pay its debts”, *Libya Herald*, 26 aprile 2021.

⁹ S. El Wardany, “Libya to Lean on Foreign Oil Firms to Fix Rotting Infrastructure”, *Bloomberg*, 21 gennaio 2021.

¹⁰ H. Mohareb e S. El Wardany, “Rivals in Libya’s War Agree to Bolster Oil-Facility Guards”, *Bloomberg*, 15 novembre 2020.

¹¹ R. Iordache, “Libya’s oil ministry authorises NOC funds in budget row”, *Argus*, 22 aprile 2021.

FIG. 4.2 – LA RETE PETROLIFERA LIBICA



Fonte: US Energy Information Administration

La Noc, che continua a sottolineare l'importanza della sua neutralità sul piano politico, prevede di avviare nuovi giacimenti petroliferi nei prossimi mesi nei bacini della regione della Sirte e di Ghadamis e sta lavorando per riavviare i campi chiusi dagli attacchi dello “Stato islamico” nel 2015¹². Gli eventi del mese di aprile, tuttavia, hanno messo in luce la fragilità della ripresa della produzione e il divario esistente tra aspettative e realtà nel settore petrolifero libico, la cui dipendenza dalla stabilità politica del paese è di fatto aumentata negli scorsi mesi e è legata a doppio filo al bilancio del governo. Ciò suggerisce che il settore petrolifero libico continuerà a essere caratterizzato da un alto tasso di volatilità nel breve periodo, con un effetto negativo sulla produzione nel 2021.

¹² S. El Wardany, “Here’s What Libya’s New Government Means for the Oil World”, *Bloomberg*, 15 marzo 2021.

Trend economici ed energetici globali e impatto sulle relazioni economiche tra Italia e Libia

La pandemia Covid-19 e la crisi economica dovuta alle misure di contenimento del contagio, hanno ridotto i consumi energetici nel 2020, causando una contrazione del 9% della domanda petrolifera globale rispetto al 2019 e la volatilità dei mercati del greggio¹³. Il prezzo medio del greggio Brent al barile è calato da \$64,34 nel 2019 a \$41,69 nel 2020¹⁴. Nel mese di marzo 2021, il prezzo del greggio Brent è stato in media di \$65 al barile. Ciò riflette le aspettative di un aumento della domanda del petrolio alla luce dell'aumento dei tassi di vaccinazione nelle economie avanzate e della ripresa dell'attività economica globale, in combinazione con i limiti di produzione di petrolio greggio da parte dei paesi membri dell'Opec plus (Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio). L'americana Energy Information Administration prevede che i prezzi del Brent al barile saranno in media di \$65 nel secondo trimestre del 2021, \$61 durante la seconda metà del 2021 e \$60 nel 2022¹⁵.

La recessione economica indotta dalla pandemia Covid-19 ridurrà i tassi di crescita nel medio termine. In Italia, ad esempio, dopo la contrazione del 9,2% del Pil nel 2020, lo stesso si espanderà del 3,5% nel 2021, del 3,8% nel 2022 e del 2,3% nel 2023, tornando ai livelli precedenti la crisi soltanto nel corso del 2023¹⁶. In Libia, l'intensificarsi del conflitto e il blocco dei terminali di esportazione e dei giacimenti petroliferi hanno causato un crollo del Pil del 31,3% nel 2020. Tuttavia, l'effetto depressivo della pandemia sui prezzi del petrolio è stato percepito di per sé in misura minore a causa dei problemi interni¹⁷. Secondo stime della Banca Mondiale, il processo politico in corso crea l'opportunità per una ripresa economica e un rimbalzo del Pil del 67% nel 2021 anche se inferiore del 23% rispetto ai livelli del 2010¹⁸. Queste stime sono basate su una produzione di greggio non inferiore a 1,1 milioni di barili al giorno e sulla stabilità del prezzo del petrolio intorno ai \$60 al barile. Su questa base, il governo libico sarà in grado di rispettare gli obiettivi di bilancio fissati per il 2021 e garantire una sostenuta ripresa economica negli anni a venire.

Nonostante il calo della domanda di energia nel 2020, si prevede che la domanda globale di energia primaria continuerà a crescere nel medio e lungo termine. Il petrolio rimarrà il carburante con la quota maggiore del mix energetico globale fino al 2045 (sopra il 27,5%) seguito da gas (25,3%) e carbone (19,7%)¹⁹. Ciò non avverrà, tuttavia, per i paesi europei dell'Osce (Organizzazione per la Sicurezza e la Cooperazione in Europa), tra cui l'Italia, per i quali l'Opec stima un calo da 36,5 a 35,3 milioni di barili di petrolio equivalente (Bep) al giorno nel periodo tra il 2019 e il 2025. Queste stime indicano che, per un paese esportatore come la Libia, sarà essenziale trovare nuovi mercati di esportazione del greggio oltre i confini

¹³ Eni, *Relazione Finanziaria Annuale 2020*.

¹⁴ U.S. Energy Information Administration, *Short Term Energy Outlook*, 6 aprile 2021.

¹⁵ Ibidem.

¹⁶ Banca d'Italia, *Bollettino Economico 1/2021*.

¹⁷ The World Bank (2021).

¹⁸ Ibidem.

¹⁹ Opec, *World Oil Outlook 2045*, 2020.

europei. Infatti, circa la metà della crescita della domanda energetica totale proverrà dall'India e dalla Cina²⁰.

In questo quadro, le relazioni economiche tra l'Italia e la Libia sembrano destinate a mutare negli anni a venire. L'Italia è il primo mercato di destinazione dell'export libico dal 2016, con una quota di mercato del 53,2% nel 2020. Nello stesso anno, greggio e gas hanno costituito il 93% dell'export totale della Libia per un valore di €1.604,1 milioni, di cui il 27% circa verso l'Italia. La principale attività commerciale tra i due paesi è legata al petrolio: l'Italia compra il greggio dalla Libia, lo lavora per poi rivenderlo a Tripoli. Infatti, l'Italia è il quarto fornitore della Libia con una quota di mercato del 7,8%, di cui i prodotti derivati dalla raffinazione del petrolio costituiscono il 39,3% dell'export italiano totale verso la Libia per un valore di €345,1 milioni²¹.

Tuttavia, nel 2020, l'interscambio commerciale tra i due paesi è calato del 56,3% rispetto al 2019²². Questo dato riflette l'impatto della guerra civile sul settore energetico in Libia e sulle relazioni commerciali tra i due paesi. In aggiunta, è importante notare che il ruolo della Libia nel comparto energetico italiano è calato dal 10% nel 2011 al 7% nel 2020. Ciò riflette non solo l'instabilità della Libia ma anche la diminuzione del consumo di petrolio in Italia, un trend che andrà consolidandosi negli anni a venire alla luce del European Green Deal. I dati di produzione del 2020 del principale partner commerciale italiano della Libia, Eni SpA, confermano questo trend. La produzione Eni annuale di gas e petrolio in Libia è calata rispettivamente da 10,6 a 6,2 miliardi di metri cubi e da 37 a 21 milioni di barili dal 2019 al 2020²³. Eni ha risposto all'incertezza posta dalla situazione geopolitica libica con una strategia di riduzione dell'esposizione al rischio nel medio termine ed espandendo attività in altri mercati più stabili come gli Emirati Arabi Uniti e la Norvegia²⁴.

Se il legame Italia-Libia in relazione al greggio sembra indebolirsi, il gas naturale continua a offrire opportunità di sviluppo. A livello globale, il gas naturale sarà il combustibile fossile in più rapida crescita tra il 2019 e il 2045. La domanda globale di gas continuerà a espandersi in linea con i crescenti livelli di urbanizzazione, la crescita della domanda industriale e una maggiore competitività rispetto al carbone²⁵. L'Italia, ed Eni in particolar modo, giocano un ruolo di primo piano nel mercato del gas libico, strategico per Eni nella sua transizione energetica e per la Libia al fine di sostenere la crescente domanda di elettricità nel paese e ridurre l'utilizzo di fonti a maggiore impatto carbonico. Eni è il primo produttore di gas in Libia e il principale fornitore di gas al mercato locale, con una quota di circa l'80%²⁶. Il Western Libya Gas Project (Wlgp), gestito da Eni e Noc attraverso la joint venture Mellitah Oil & Gas, spinge la crescita della produzione di gas naturale in Libia dal 2003. Nel 2015, il

²⁰ Ibidem.

²¹ Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale, Osservatorio Economico, [Scheda Paese Libia](#).

²² Ibidem.

²³ Eni (2020).

²⁴ Ibidem.

²⁵ International Energy Agency (Iea), *Global Energy Review 2021*; Opec (2020).

²⁶ Eni, "Il nuovo Primo Ministro del Governo di Unità Nazionale libico Abdul Hamid Dbeibah incontra l'Amministratore Delegato di Eni Claudio Descalzi", Eni comunicato stampa, 21 marzo 2021.

gas naturale prodotto da Wlgp veniva esportato in Italia per circa il 50% tramite il gasdotto Greenstream²⁷. Tuttavia, nell'ultimo quinquennio, le vicende belliche, la minore domanda in Italia e i maggiori volumi in arrivo sui mercati europei da altri produttori quali gli Stati Uniti hanno contribuito a ridurre l'export del gas verso l'Italia.

Conclusioni

La visita del primo ministro Mario Draghi a Tripoli, il 6 aprile 2021, ha avuto come obiettivo principale il rilancio degli scambi commerciali tra i due paesi incentrato su settori chiave quali infrastrutture, salute e energia. I partner privati e istituzionali italiani stanno portando avanti una strategia commerciale che soddisfa le necessità di sviluppo e consumo locali e la crescita della domanda energetica tradizionale (petrolio e gas) proveniente prevalentemente dai mercati asiatici. Il mantenimento del cessate il fuoco e il raggiungimento di una nuova stabilità politica saranno essenziali per garantire la sicurezza delle infrastrutture energetiche e il raggiungimento di questi obiettivi nel breve, medio e lungo periodo.

Il monitoraggio del cessate il fuoco diventa, pertanto, prioritario per le istituzioni italiane. Il 17 aprile, il Consiglio di Sicurezza dell'Onu ha votato all'unanimità l'avvio di una missione di monitoraggio della sospensione delle attività belliche in Libia che prevede l'invio graduale di un team di osservatori. Questi lavoreranno a stretto contatto con la Joint Military Committee, un organo intra-libico creato nell'ambito del dialogo guidato dalle Nazioni Unite. Le istituzioni italiane dovrebbero supportare il processo di pacificazione in corso, tenendo a mente che il Governo di Unità Nazionale è un organo di transizione il cui mandato scadrà in coincidenza delle elezioni previste per dicembre 2021. Ciò richiede che le istituzioni italiane si concentrino sul rafforzamento di partnership istituzionali volte a supportare il ruolo e l'indipendenza di istituzioni economiche quali la Noc e la Banca Centrale Libica, al fine di garantire la piena ripresa del settore energetico libico e tutelare gli interessi economici italiani in loco.

²⁷ U.S. Energy Information Administration, [Country Analysis Brief: Libya](#), novembre 2015.

5. East Med Gas Forum un anno dopo. Risultati, limiti, prospettive

Fabio Indeo

Durante la riunione virtuale tenutasi al Cairo il 9 marzo, i paesi fondatori *dell'East Mediterranean Gas Forum* (Emgf) – Italia, Cipro, Egitto, Giordania, Grecia, Israele e Autorità Nazionale Palestinese – hanno annunciato l'entrata in vigore dello statuto, che di fatto trasforma la piattaforma di dialogo regionale in un'organizzazione internazionale con sede nella capitale egiziana¹. Si tratta di un ulteriore passo in avanti nel processo di istituzionalizzazione di questo organismo regionale – costituitosi nel gennaio 2019 – alla cui base vi è l'accordo quadro siglato al Cairo nel gennaio 2020, sottoscritto nel meeting virtuale di settembre e ratificato a marzo 2021.

La principale finalità del Forum è quella di fungere da piattaforma per facilitare la creazione di un mercato regionale del gas nel Mediterraneo orientale, promuovendo un dialogo politico strutturato e regolare tra gli Stati membri sulle questioni energetiche e approfondire la collaborazione e il dialogo strategico tra i paesi produttori (Israele, Egitto, Cipro), di transito (Grecia, Giordania) e consumatori di gas naturale (Italia, Unione europea), in una zona che si conferma ricca di grandi opportunità².

Nel corso di quest'ultimo summit, le parti si sono espresse favorevolmente sull'allargamento della composizione del Forum, accettando la Francia come membro e gli Stati Uniti come osservatore permanente, status analogo a quello già riconosciuto all'Unione europea ed Emirati Arabi Uniti.

Sin dagli albori gli Stati Uniti hanno apertamente sostenuto le attività dell'Emgf – come dimostra la partecipazione del vice segretario statunitense per l'Energia al lancio dell'iniziativa nel gennaio 2020 – poiché vedono nel Forum una piattaforma di dialogo non solo energetico ma anche politico tra le nazioni coinvolte, in modo da poter auspicabilmente comporre le dispute esistenti: inoltre, la valorizzazione delle riserve di gas naturale presenti nel Mediterraneo orientale e la loro commercializzazione offrirà alla UE un significativo contributo per la strategia di diversificazione degli approvvigionamenti energetici e delle rotte di importazione, con la conseguente riduzione della dipendenza dalle importazioni provenienti dalla Russia.

Nella dichiarazione congiunta, i Paesi membri hanno sottolineato che il Forum contribuirà a sviluppare un mercato regionale del gas sostenibile e a massimizzare l'uso delle risorse di gas nella regione del Mediterraneo orientale nel pieno rispetto del diritto degli Stati sulle loro risorse naturali in conformità con il diritto internazionale.

¹ “East Med Gas Forum: entra in vigore lo Statuto e aderisce anche la Francia”, Osservatorio sulla Sicurezza Internazionale, LUISS, 10 marzo 2021.

² “Cairo Declaration establishing the East Mediterranean Gas Forum”, 14 gennaio 2019.

Formazione e obiettivi della “Opec del gas”

Secondo le intenzioni dei fondatori, l’East Med Gas Forum – enfaticamente definita come “Opec del gas”, anche se le funzioni in realtà sono differenti e risulta geograficamente circoscritta alla regione mediterranea – si configura come il luogo nel quale le nazioni coinvolte accantonino le loro tradizionali rivalità per sviluppare una proficua cooperazione energetica volta allo sfruttamento delle riserve di idrocarburi presenti nel Mediterraneo orientale, alla loro commercializzazione e alla conseguente ripartizione dei profitti economici³.

In termini di potenziali riserve energetiche, secondo le stime riportate nell’US Geological Survey il Mediterraneo orientale dovrebbe racchiudere complessivamente almeno 10.000 miliardi di metri cubi (Gmc) di riserve gasiere *offshore* inesplorate, combinando le riserve del bacino del Levante (3.400 Gmc), quelle del bacino del delta del Nilo (6.300 Gmc) e quelle del Mare Egeo (da 2.000 a 4.000 Gmc)⁴.

Sebbene gran parte del bacino del Mediterraneo orientale sia largamente inesplorato, gli effettivi ritrovamenti nelle acque territoriali israeliane – il giacimento Leviatano (605 Gmc di riserve) e Tamar (307 Gmc) – egiziane – il giacimento di Zohr, il maggiore tra quelli scoperti, con riserve per 850 Gmc – e cipriote – il giacimento Afrodite (129 Gmc) e il recente giacimento di Glaucus-1 (riserve stimate che oscillano tra 142 e 227 Gmc) – hanno contribuito a dare concretezza alle stime, rafforzando le ambizioni degli stati coinvolti di intraprendere una politica energetica che consenta di soddisfare la domanda interna e di avviare una strategia di esportazioni verso i mercati regionali e internazionali.

Si consideri inoltre che i giacimenti si trovano a poca distanza tra loro e questo potrebbe favorire una cooperazione energetica sub-regionale finalizzata alla loro commercializzazione. Nonostante l’entità delle riserve, si riscontrano notevoli difficoltà tecniche per l’estrazione (ad esempio l’elevata profondità, soprattutto quelle dei giacimenti *offshore* ciprioti e israeliani), che rendono necessario attirare cospicui investimenti e l’apporto tecnologico delle maggiori compagnie energetiche internazionali. Anche nel corso dell’ultimo summit del Forum, le parti hanno espresso chiaramente la necessità di coinvolgere il settore privato e le istituzioni finanziarie internazionali per rendere economicamente sostenibile la commercializzazione delle riserve esistenti e per la realizzazione di infrastrutture di esportazione verso i mercati.

L’ambizione del Forum di promuovere una cooperazione energetica regionale riveste un’importanza strategica in quanto prodromica al miglioramento delle relazioni politico-diplomatiche tra le nazioni coinvolte e al superamento delle tensioni: inoltre, l’esportazione del gas estratto nel Mediterraneo orientale sui mercati europei aprirebbe di fatto una rotta d’approvvigionamento energetico alternativa (parallela e per certi versi complementare con

³ F. Anselmo, “Verso un’OPEC del gas mediterraneo?”, ISPI, 27 gennaio 2020.

⁴ U.S. Geological Survey, *Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resource of the Levant Basin Province, Eastern Mediterranean*, World Petroleum Resources Project, USGS Science for a Changing World, 2010; U.S. Energy Information Administration, *Overview of Oil and Natural Gas in the Eastern Mediterranean region*, 15 agosto 2013.

il corridoio energetico meridionale – alimentato con il gas naturale estratto nel Caspio – nel caso del progetto di gasdotto EastMed) per soddisfare la domanda europea di gas.

Assenti di peso: Libano e Turchia

Tuttavia, permangono delle questioni geopolitiche irrisolte che di fatto rallentano e ostacolano il perseguimento dell’obiettivo dell’Emgf.

In primis, non si può concretamente parlare di cooperazione energetica regionale in quanto alcuni importanti attori sono di fatto esclusi dal Forum, come la Siria – a causa della situazione di conflitto all’interno dei confini nazionali – il Libano e la Turchia.

Nonostante i reiterati inviti, il Libano ha sempre rifiutato di entrare a far parte del Forum per la presenza di Israele, nazione con la quale è formalmente in guerra: la mancata determinazione dei confini marittimi tra le due nazioni alimenta le rivendicazioni del governo di Beirut su un’area offshore di 1.400 km quadrati potenzialmente ricca di idrocarburi, che entrambe reclamano sia ricompresa nella loro Zona Economica Esclusiva (Zee).⁵

Ad ottobre 2020 – con la mediazione degli Stati Uniti – Israele e Libano hanno avviato dei colloqui per la definizione dei rispettivi confini marittimi su un’area energeticamente promettente⁶: al fine di contribuire alla distensione tra le parti, il Forum potrebbe rappresentare la cornice istituzionale ideale per ricomporre la disputa esistente, compiendo un passo ulteriore nella realizzazione dell’architettura energetica regionale.

La deliberata esclusione della Turchia – se si considera che la procedura di adesione rimane aperta per molti stati, come testimonia il recente ingresso della Francia nel Forum – costituisce il maggior elemento di vulnerabilità che inficia negativamente sullo sviluppo di una cooperazione energetica regionale, in quanto impedisce la soluzione delle dispute esistenti congelando l’ambizione di commercializzare le riserve di gas esistenti attraverso la creazione di infrastrutture d’esportazione.

Si rileva inoltre che, in un intricato meccanismo di causa/effetto, l’esclusione della Turchia dal Forum di cooperazione regionale di fatto alimenta la politica energetica assertiva del governo di Ankara nel Mediterraneo orientale

Considerato che gran parte delle riserve in quest’area sono state trovate nelle Zee di Cipro, Egitto e Israele, la politica assertiva di Ankara (che rientra nell’ambito della dottrina di politica estera *Blue Homeland* o *Mari Vatan*) mira a ridefinire le Zee (soprattutto quella con la Grecia e con Cipro) reclamando la propria sovranità su una zona più ampia, al fine di estendere l’attività di esplorazione offshore alla ricerca di idrocarburi, partecipando così pienamente al meccanismo di decisione sullo sfruttamento del gas naturale nella regione⁷.

In aggiunta all’esclusione dal Forum, la Turchia si vede inoltre privata del ruolo di *hub* regionale del gas – funzione che, data la sua posizione geografica, ricopre sia all’interno del

⁵ S. Ashwarya, *Israel’s Mediterranean Gas*, Abingdon/New York, Routledge, 2019, pp. 220-224.

⁶ “Israel, Lebanon Expected to Resume Maritime Border Talks Next Week”, *Haaretz*, 29 aprile 2021.

⁷ G. Dalay, *Turkey, Europe, and the Eastern Mediterranean: Charting a Way Out of the Current Deadlock*, Policy Briefing, Brookings Doha Center, gennaio 2021, pp. 6-8.

corridoio energetico meridionale e sia nel gasdotto Turkish Stream che trasporta gas russo – in quanto i progetti per la commercializzazione del gas estratto nel bacino del Mediterraneo orientale sono incentrati essenzialmente sull’Egitto (l’esportazione di gas israeliano e potenzialmente cipriota dai terminal Lng egiziani di Idku e Damietta) e sul gasdotto EastMed.

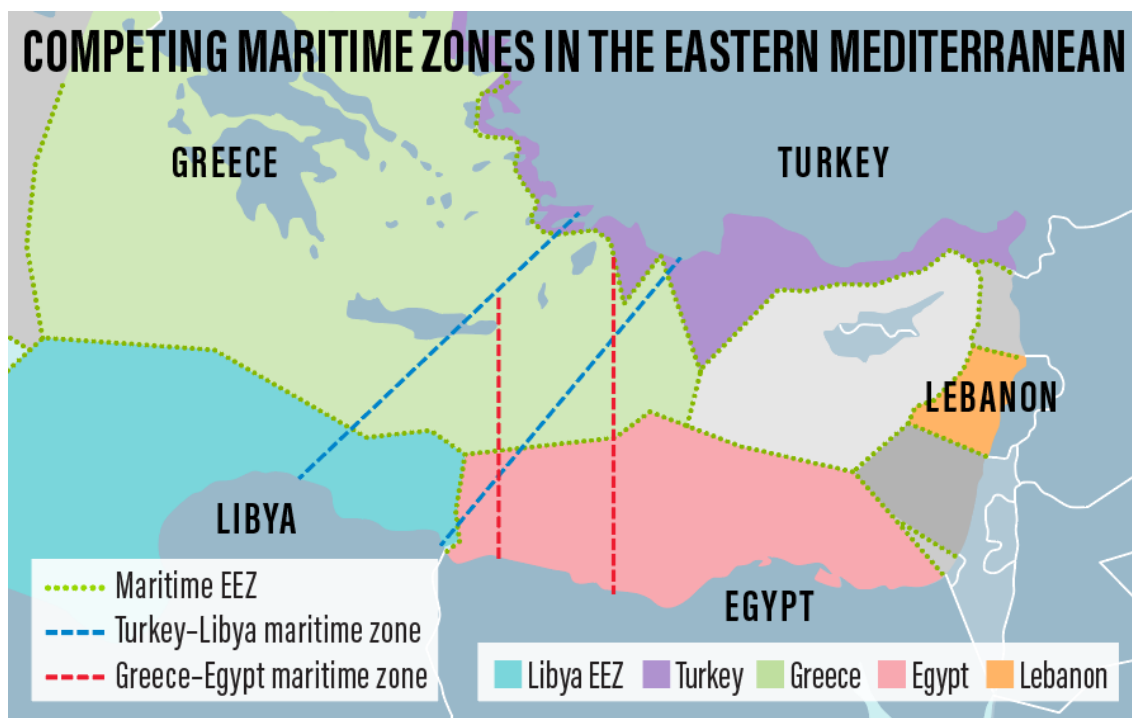
In quest’ottica, l’accordo con il governo libico di Tripoli (Gna) del 2019 per la definizione di una zona economica esclusiva tra Libia e Turchia è sostanzialmente volto a ostacolare i progetti di cooperazione energetica che vedono coinvolti gli altri stati del Mediterraneo e dai quali la Turchia era stata esclusa, in quanto bypassano il suo territorio. Nonostante l’accordo non sia riconosciuto da altri paesi e la Turchia non abbia firmato la convenzione di Montego Bay del 1982 (Convenzione Onu sul diritto del mare, Unclos), il governo di Ankara potrebbe comunque avanzare dei pretesti legali che implicherebbero un rallentamento nella realizzazione del gasdotto EastMed – per il trasporto fino a 16 miliardi di metri cubi di gas da Israele ed Egitto verso l’Italia attraverso Cipro e Grecia – in quanto destinato a transitare in quel tratto di mare interessato dall’accordo Turchia-Gna, nel quale le Zee di Turchia e Libia confinano⁸.

Parallelamente, la Turchia ha intrapreso una serie di esplorazioni energetiche nelle acque contese intorno a Cipro e nell’Egeo al largo dell’isola greca di Castellorizo, finalizzate a trovare dei giacimenti di gas all’interno di quella che considera come la sua Zee nazionale, in modo da poter chiedere di partecipare a pieno titolo – come paese produttore – nell’Emgf, tutelando i propri interessi energetici e intervenendo attivamente nei meccanismi di decisione sullo sfruttamento del gas nella regione⁹.

⁸ V. Talbot, *Nuovo protagonismo della Turchia nello scacchiere regionale*, ISPI Osservatorio di Politica Internazionale, Nota n. 85, Senato della Repubblica, camera dei Deputati, ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale, novembre 2020, pp. 4-5.

⁹ D. Pipes, “Kastellorizo: possibile casus belli tra Turchia e Grecia?”, *Analisi Difesa*, 1 ottobre 2020.

FIG 5.1 - ZONE ECONOMICHE ESCLUSIVE TRA LIBIA E TURCHIA



Fonte: Analisi Difesa

Il mancato coinvolgimento della Turchia nel Forum complica i tentativi di trovare una soluzione condivisa sulle principali problematiche aperte e di comporre pacificamente le tensioni esistenti con Grecia e Cipro.

Le rivendicazioni turche sull'isola greca di Castellorizo – che Ankara considera come parte della sua piattaforma continentale – vertono sul fatto che questa dista soltanto 2 km dalla costa turca e 570 km da quella greca, ma essendo sotto la sovranità del governo di Atene la Zee turca risulta notevolmente ridotta. Inoltre, la presenza di Castellorizo tra le isole greche, infatti, rende la Zee greca contigua a quella cipriota, agevolando la pianificazione e la realizzazione del gasdotto EastMed, per il quale Israele, Grecia e Cipro hanno raggiunto un accordo preliminare a gennaio 2020.

Per quanto concerne la Repubblica di Cipro, la Turchia si è sempre fermamente opposta a ogni iniziativa del governo di Nicosia per stipulare accordi di demarcazione dei confini marittimi con le nazioni circostanti (Israele, Grecia, Libano) e a ogni attività di esplorazione energetica condotta nelle acque cipriote, sulla base del fatto che la Repubblica di Cipro non rappresenta l'isola nella sua interezza – e quindi non possa siglare accordi internazionali – e che la Repubblica Turca di Cipro del Nord abbia perciò voce in capitolo sui progetti di prospezione energetica offshore.

Inoltre, la Turchia rivendica come proprie alcune aree ricomprese nella Zee del governo di Nicosia: sulla base di queste convinzioni, la Turchia ha bloccato le operazioni della nave da perforazione appartenente alla compagnia italiana Saipem nel 2018 ed ha autonomamente e

unilateralmente condotto attività di prospezione energetica nel tratto di mare a nord dell'isola di Cipro¹⁰.

In questa condizione di isolamento geopolitico nel Mediterraneo orientale, la Turchia assiste al progressivo affermarsi dell'Egitto come hub regionale del gas, in aperta competizione con Ankara.

Il ruolo di primo piano dell'Egitto

L'Egitto è riuscito a ritagliarsi un ruolo di primo piano all'interno dell'Emgf – che ha sede in Egitto, mentre il sottosegretario egiziano al ministero del Petrolio Osama Mobarez è stato nominato segretario generale ad interim del Forum - organizzazione che consente al governo del Cairo di condurre una politica estera da protagonista nel Mediterraneo: il Forum sostanzialmente valorizza la strategica posizione di centralità dell'Egitto per il raggiungimento di obiettivi come l'integrazione delle infrastrutture energetiche esistenti e per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti ai Paesi membri.

La valorizzazione delle riserve esistenti (Zohr, Noros, Delta del Nilo) ha permesso all'Egitto di raggiungere l'autosufficienza energetica e soddisfare la domanda interna, e di ridiventare esportatore di gas naturale liquido nei mercati. Infatti, in attesa dell'avvio dei diversi progetti di estrazione dei volumi di gas naturale, l'Egitto dispone da tempo di avanzati impianti di lavorazione ed esportazione del Gnl, come i terminal di Damietta e Idku, con una capacità combinata di oltre 15 miliardi di metri cubi all'anno.

Queste condizioni hanno permesso all'Egitto di iniziare la commercializzazione del gas naturale estratto nel bacino del Levante sui mercati internazionali: infatti da gennaio 2020 l'Egitto esporta gas naturale estratto dal giacimento di Leviatano sulla base dell'accordo con Israele che prevede la vendita e il trasporto di 85,3 Gmc di gas nel corso di 15 anni. La collaborazione energetica tra Egitto e Israele è paradigmatica degli avvenuti cambiamenti intercorsi nell'ultima decade, in quanto risulta rovesciato il rapporto di interdipendenza energetica tra i due paesi (prima delle cosiddette “Primavere Arabe” Israele importava dall'Egitto il 40% del proprio fabbisogno), anche perché il gas israeliano raggiunge l'Egitto attraverso il gasdotto esistente Arish-Askelon, con i volumi di gas che ora transitano in direzione opposta rispetto al 2009.

Nei prossimi anni questo ruolo egiziano appare destinato a rafforzarsi: Egitto e Cipro hanno siglato nel 2018 un accordo per la costruzione di un gasdotto sottomarino da 1 miliardo di dollari, che collega il giacimento cipriota Afrodite ai terminal Gnl egiziani di Idku e Damietta.

¹⁰ M. Sukkarieh, *The East Mediterranean Gas Forum: Regional Cooperation Amid Conflicting Interests*, Briefing, Natural Resource Governance Institute, February 2021, p. 5.

FIG. 5.2 - I GIACIMENTI OFFSHORE DEL MEDITERRANEO ORIENTALE E I TERMINAL GNL IN EGITTO



Fonte: Aspenia online

Nel corso dell'ultimo summit Emgf, le parti si sono impegnate per lo sviluppo di una strategia di lungo termine, lanciando due nuove iniziative incentrate sulla decarbonizzazione del gas e sul gas naturale liquefatto come carburante per le navi, che in sostanza riflettono le esigenze e i mutamenti che connoteranno lo scenario energetico regionale e globale post-pandemico.

Infatti, l'International Energy Agency ha rivisto al ribasso le stime inerenti la crescita globale della domanda di gas naturale, evidenziando tuttavia la crescita della domanda di Gnl nei mercati europei (+10% nei prossimi 5 anni, ovvero 45 Gmc all'anno)¹¹ e asiatici¹².

Inoltre, a seguito dell'implementazione del Green Deal promosso dalla Commissione europea – basato su un crescente utilizzo dell'idrogeno nell'*energy mix* per portare a compimento il processo di decarbonizzazione – molto difficilmente verranno finanziati dei progetti di infrastrutture energetiche fondate su combustibili fossili: di conseguenza, molti progetti infrastrutturali verranno cancellati o rivisti, promuovendo solo quelli economicamente sostenibili, tenuto presente che i costi di estrazione e commercializzazione del gas naturale estratto nel Mediterraneo orientale sono previsti come molto elevati.

Se consideriamo le recenti misure introdotte dall'International Maritime Organisation volte a incrementare l'utilizzo del Gnl come combustibile per il trasporto marittimo (al fine di

¹¹ Giignl (International Group of Liquefied Natural Gas Importers), *Annual Report 2020*, aprile 2020, pp. 6-7.

¹² International Energy Agency (Iea), *World Energy Outlook 2020*; "IEA cuts 2040 global gas demand forecast, sector facing 'significant' uncertainty", *S&P Global Platts*, October 13, 2020.

ridurre le emissioni inquinanti)¹³, la creazione di terminal Lng in scala ridotta (SSLNG, *Small-Scale LNG*) lungo le coste dei paesi produttori del Mediterraneo orientale, per compiere operazioni di rifornimento delle varie flotte commerciali e militari, appare una soluzione ottimale che tiene in considerazione l'evoluzione attuale,

Conclusioni

Sulla carta l'Eastern Mediterranean Gas Forum si presenta come un organismo capace di promuovere la cooperazione energetica in un'area molto promettente in termini di riserve, al fine di rafforzare la sicurezza energetica dei paesi coinvolti, attraverso la disponibilità di approvvigionamenti regolari che soddisfino la loro domanda interna, e di intraprendere strategie di esportazione sui mercati internazionali.

Tuttavia, la mancata inclusione della Turchia impedisce di portare a compimento la costruzione dell'architettura di sicurezza energetica regionale: un progressivo coinvolgimento del governo di Ankara permetterebbe di depotenziare quei focolai di tensione e di conflittualità pericolosamente attivi tra i paesi rivieraschi che si affacciano sul Mediterraneo orientale.

Una delle principali sfide appare il superamento delle motivazioni politiche di questa scelta: infatti, la rotta attraverso la Turchia appare la più economica, la più breve e anche la più semplice da realizzare, come si evince dall'analisi di una vecchia idea progettuale che intendeva convogliare il gas estratto dal giacimento israeliano di Leviatano al porto turco di Mersin attraverso un gasdotto sottomarino, con una capacità di 30 Gmc all'anno (10 Gmc per il mercato turco e il restante per i mercati europei), infrastruttura che si sarebbe connessa al gasdotto transanatolico Tanap come ossatura portante del corridoio energetico meridionale.¹⁴

¹³ APEC Energy Working Group, *Small-scale LNG in Asia-Pacific*, settembre 2019, pp. 3, 31-32.

¹⁴ F. Indeo, *The Levant energy basin: a geopolitical game changer in the Eastern Mediterranean?*, EGS Working Paper, settembre 2016, pp. 18-19.

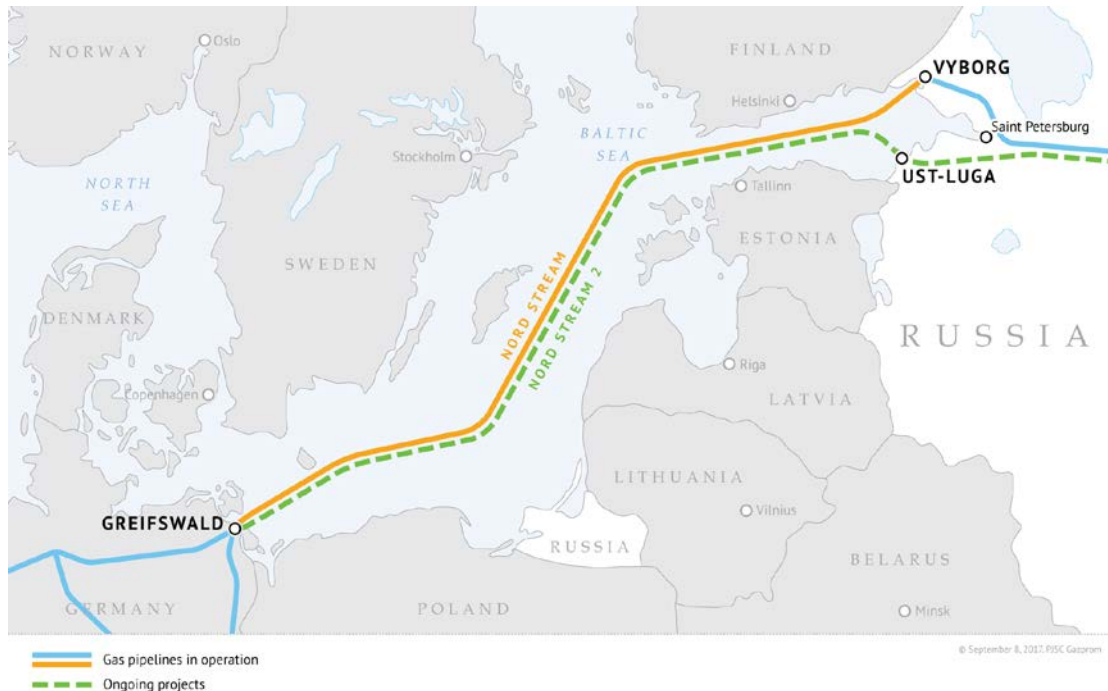
6. Quale futuro per il gasdotto russo e la cooperazione energetica fra UE e Russia nell'epoca Biden?

Francesco Sassi

Il progetto Nord Stream 2 e lo stato dei lavori

Nord Stream 2 è un sistema di due gasdotti che corrono lungo tracciati paralleli sul fondale del Mar Baltico con una capacità di circa 55 miliardi di metri cubi di gas naturale all'anno (mmc/a). Unito al gemello Nord Stream e dal costo di circa 11 miliardi di dollari, il progetto mira a incrementare a 110 mmc/a la capacità di esportazione diretta di gas naturale dalla Federazione Russa (Russia) alla Repubblica Federale Tedesca (Germania). Nel caso in cui venisse finalizzato, Nord Stream 2 metterebbe in collegamento diretto la principale compagnia al mondo per forniture di gas, il gigante statale russo Gazprom, con il più importante mercato energetico d'Europa. Oltre a Gazprom, socio di maggioranza di Nord Stream 2 AG, altre cinque compagnie partecipano al progetto, fra cui alcuni dei suoi partner principali nel continente europeo come le tedesche Uniper e Wintershall, la francese Engie, l'austriaca OMV e la anglo-olandese Royal Dutch Shell.¹

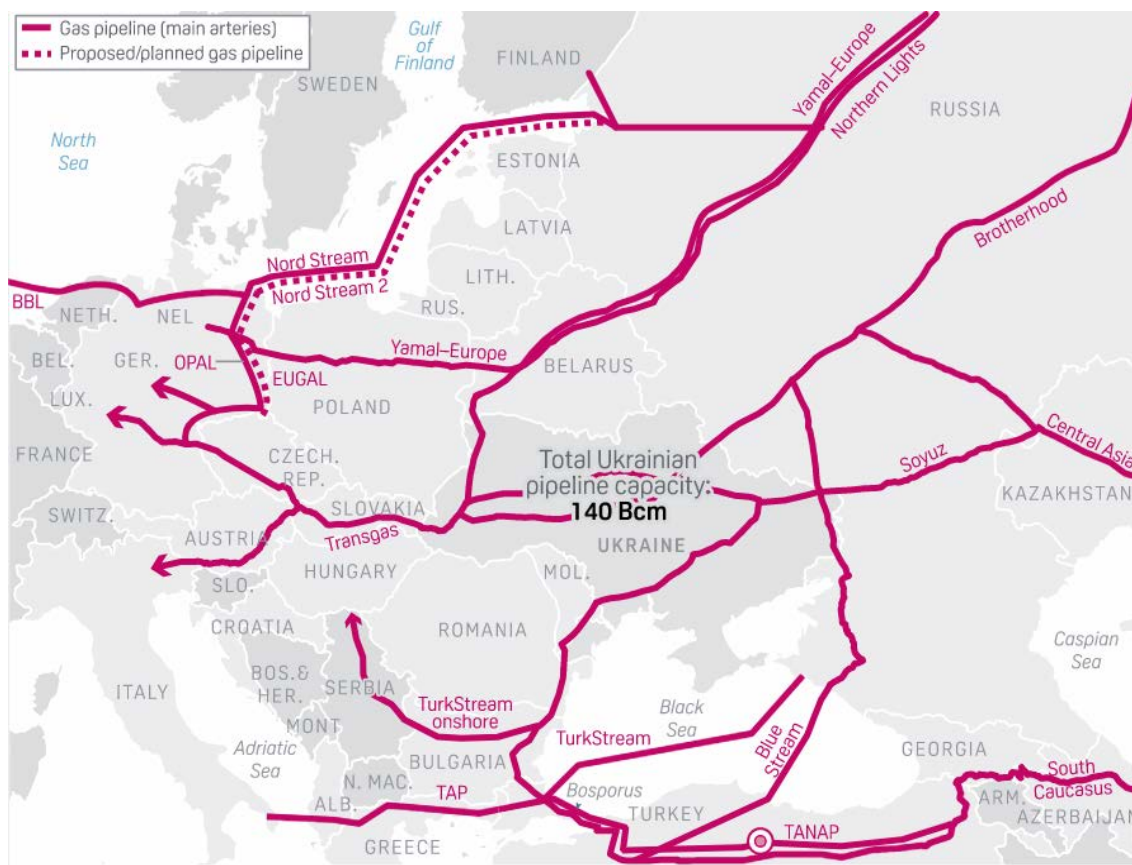
FIG. 6.1 - IL TRACCIATO DEI GASDOTTI NORD STREAM E NORD STREAM 2



Fonte: Gazprom

¹ Shareholder & Financial Investors, Nord Stream 2.

FIG. 6.2 - NORD STREAM 2 NEL SISTEMA DI GASDOTTI TRA LA FEDERAZIONE RUSSA E L'EUROPA



Fonte: S&P Global Platts

Stando ai dati forniti da Gazprom, a marzo 2021 sono stati completati circa 2340km dei 2460km totali del tracciato del gasdotto, ovvero il 95% dei lavori. Questi ultimi, interrotti nel 2019, sono ripresi nel mese di dicembre del 2020 e attualmente 2 vascelli sono impegnati nella posa dell'infrastruttura nel tratto competenza danese².

La questione del gasdotto Nord Stream 2 è particolarmente rilevante per le molteplici conseguenze su diversi nodi strategici, sia di carattere politico che economico, in primis per la Germania, la Russia e gli Stati Uniti. Fra i principali vi sono la necessità europea di diversificare le importazioni da più fonti e paesi e una storica mancanza di fiducia reciproca fra i principali attori coinvolti, diverse strategie e visioni riguardanti la transizione energetica, gli interessi delle compagnie coinvolte nel progetto e una instabilità permanente dei mercati

² Le due navi impegnate nella posa del gasdotto sono la Fortuna e la Akademik Cherskiy, entrambe operate da compagnie russe per schermarsi da possibili sanzioni internazionali. “‘Akademik Cherskiy’ Načal Ukladku Trub Dlja Nord Stream 2 v Vodah Danii”, (“‘Akademik Cherskiy’ ha iniziato a posare tubi per Nord Stream 2 nelle acque danesi”), *RBC*, 27 aprile, 2021; “Russia’s Akademik Cherskiy Pipelaying Vessel Arrives at Nord Stream 2 Construction Site”, *Tass*, 1 aprile 2021.

energetici globali, influenzata negativamente dalla pandemia da Covid-19. Di conseguenza, la finalizzazione di Nord Stream 2 è venuta simbolicamente a rappresentare uno dei punti salienti dell'escalation di tensione nelle relazioni fra Washington e Mosca, fra quest'ultima e le istituzioni europee e la leadership tedesca all'interno dello stesso continente.

L'interdipendenza fra Europa e Russia

Per quanto riguarda il commercio di gas naturale, il rapporto fra UE e Russia continua a essere caratterizzato da una forte interdipendenza. Fluttuando secondo dinamiche ricorrenti, la proporzione di gas russo importata ricopre all'incirca il 40% annuo dei volumi totali e ricopre all'incirca un terzo dell'intero fabbisogno di gas naturale dell'UE (Figura 6.3)³. Nel 2020, *annus horribilis* per i mercati energetici a causa della pandemia da Covid-19, Gazprom ha esportato verso i mercati dell'Europa occidentale circa 135,7 mmc/a, segnando così un calo del 7,9% rispetto al 2019, ma più contenuto rispetto stime iniziali che vedevano una flessione maggiore nelle esportazioni (Figura 6.4)⁴. Nel periodo dall'inizio del 2021 al 15 aprile dello stesso, il totale esportato verso i paesi non ex-Csi ha raggiunto i 60,5 mmc/a, segnando un aumento generalizzato rispetto lo stesso periodo dell'anno precedente⁵.

Nonostante gli effetti disastrosi della pandemia da Covid-19 nel Q2 2020, la domanda europea di gas naturale ha invertito il trend del Q4 del 2020 e recuperato così parte dei consumi persi nella prima metà dell'anno. In totale nel 2020, la domanda di gas in UE si è attestata sui 394 mmc/a, in ribasso di 12 mmc/a (il 3%) rispetto al 2019⁶. I primi mesi del 2021 segnano invece un netto cambio di passo, complice il freddo inverno nell'emisfero boreale, un'accelerazione dei prezzi del carbone che favorisce una transizione al gas e una complessa situazione nel mercato a pronti del gas naturale liquefatto (Gnl). In generale, le stime attese per il 2021 parlano di una crescita delle importazioni di gas in Europa vicina al 10%, complice una capacità produttiva in flessione, unita alla necessità di ampliare i volumi in stoccaggio a seguito dell'intensivo utilizzo di gas immagazzinato nel sottosuolo durante la stagione fredda 2020/2021⁷. Nel medio periodo, la domanda di gas naturale in Europa è destinata a rimanere stabile, supportata dalla graduale eliminazione di oltre 50 GW di impianti

³ Seguendo fluttuazioni stagionali, la componente russa delle importazioni di gas in UE sale durante l'inverno e cala nella stagione estiva. Calcolando il contributo di gas trasportato attraverso gasdotti e come Gnl, la percentuale nel quarto quadrimestre del 2020 sale al 53% (suddiviso in 49% gasdotto e 4% Gnl). "Quarterly Report on European Gas Markets", Market Observatory for Energy, DG Energy, vol. 13, no. 4, 2020.

⁴ "Gazprom Snizil Eksport Gaza v Evropu 7,9%", ("Gazprom ha ridotto le esportazioni di gas in Europa del 7,9%"), *Tass*, 15 febbraio 2021.

⁵ Il totale esportato da Gazprom nei primi 3 mesi e mezzo del 2021 è circa il 28,4% o 13,4 mmc/a in più rispetto al 2020. Il mercato tedesco ha visto aumentare le importazioni di gas proveniente dai giacimenti di Gazprom del 34,5% rispetto lo stesso periodo dell'anno precedente. Seguendo la stessa dinamica, altri mercati come quello turco e quello polacco hanno rispettivamente aumentato il volume degli acquisti del 116,5% e del 19,6%, mentre nel mese di gennaio l'Italia ha importato circa il 221,5% in più di gas rispetto il primo mese del 2020.

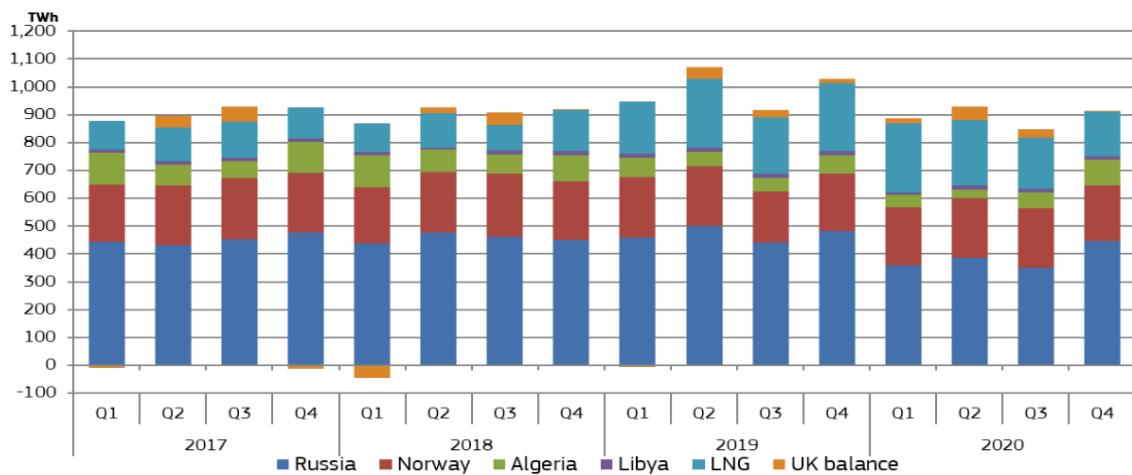
Gazprom Export, Eksport Gaza v Dal'neie Zarubež'e za 3,5 Mesjaca 2021 goda sostavil 60,5 mlrd kub. m, 15 aprile, 2021; "Gazprom v Janvare Uvelucil Eksport Gaza na 45,4%" ("Gazprom a gennaio ha aumentato le esportazioni di gas del 45,4%"), *Tass*, 1 febbraio 2021.

⁶ International Energy Agency (Iea), *Gas Market Report, Q2-2021*, aprile 2021, p. 4.

⁷ *Ibidem*, p. 48.

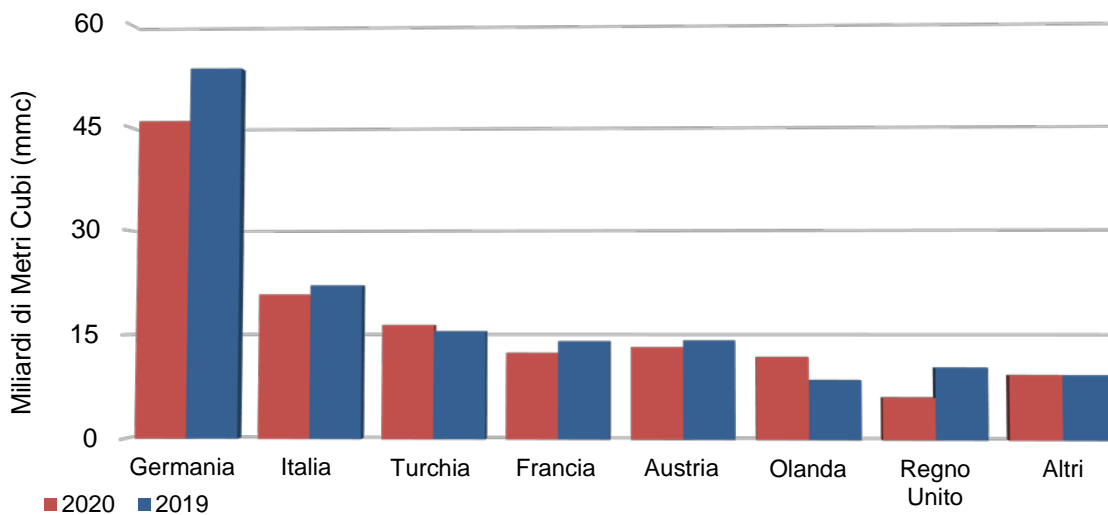
nucleari e a carbone, ma bilanciata dalla rapida espansione di fonti rinnovabili promossa attivamente dalle autorità UE. Nei fatti, se il ruolo del gas naturale come componente essenziale del Green Deal è stato messo in serio dubbio dalla Commissione nel medio termine, l'UE ha altresì deciso di rimandare a fine anno una chiara "tassonomia"⁸ sul futuro del gas come combustibile ponte per raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050, aggiungendo ulteriori incertezze alle prospettive di lungo termine del mercato gasifero in Europa⁹.

FIG. 6.3 - IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE NELL'UE PER FONTE (2017-2020)



Fonte: Quarterly Report on European Gas Markets, DG Energy

FIG. 6.4 - ESPORTAZIONI DI GAS NATURALE DA GAZPROM VERSO I PRINCIPALI MERCATI DELL'EUROPA OCCIDENTALE NEL 2019-2020



Fonte: Elaborazione Dati dell'Autore su dati forniti da Gazprom

⁸ E. Krukowska, *Europe Set to Delay Verdict on Green Label for Gas Projects*, Bloomberg, 15 aprile, 2021.

⁹ A. Honoré, *Natural Gas Demand in Europe: The Impacts of Covid-19 and Other Influences in 2020*, Oxford Energy Comment, giugno 2020.

Il dibattito su Nord Stream e la politica energetica in Germania

Il sistema composto da Nord Stream e Nord Stream 2 rappresenta uno dei pilastri dei rapporti bilaterali fra Germania e Federazione Russa e fra quest'ultima e i paesi dell'Europa occidentale. L'animosità crescente riguardante il futuro del gasdotto è venuta però a intersecarsi con diverse altre vicende politiche, le quali non possono essere tralasciate dall'analisi, incluse le conseguenze del caso Navalny e la richiesta del Parlamento Europeo di fermare immediatamente l'implementazione di Nord Stream 2¹⁰, o la preoccupante mobilitazione delle forze russe al confine ucraino osservata fra marzo e aprile 2021¹¹. Questi fatti, pur non essendo strettamente correlati alla sicurezza energetica dei paesi coinvolti, segnano il punto più basso delle relazioni russo-europee nella storia recente¹². Pertanto la vicenda Nord Stream 2 è destinata a ristrutturare la loro relazione in base a una rielaborazione dell'identità di Germania e Russia, con Berlino determinata a giocare un ruolo primario alla guida del consesso europeo e nei confronti di Mosca, attraverso una nuova Ostpolitik basata necessariamente sul commercio di risorse energetiche¹³. Per la Germania, Nord Stream 2 costituisce un dilemma strategico fondamentale fra scelte di politiche energetica ed estera¹⁴.

Di centrale rilevanza è il ruolo del gas naturale per il Climate Action Plan, il piano di transizione energetica con cui il governo di Berlino mira a ridurre le emissioni di gas serra entro il 2050 dell'80%-95% rispetto i livelli del 1990¹⁵. Allo stesso tempo, la Germania punta ad abbandonare quanto prima fonti inquinanti e politicamente controverse come carbone e nucleare¹⁶. Oggi, il gas ricopre una funzione assai ambivalente nell'intero processo, costituendo una fonte energetica a oggi predominante e determinante per la competitività di molti settori dell'economia tedesca (Figura 6.5 e 6.6). Recenti studi hanno dimostrato come, in base alle varie strategie possibili per la decarbonizzazione del paese e le tecnologie a disposizione della transizione, la Germania potrebbe continuare a consumare ingenti quantità di gas naturale anche nel lungo termine¹⁷, specialmente se ottenuto a un prezzo conveniente, creando eventualmente effetti di lock-in tali da influenzarne l'intero processo di

¹⁰ European Parliament, *Parliament Demands Significantly Tighter EU Sanctions Against Russia*, Press Releases, 21 gennaio, 2021.

¹¹ C. Cleary, *A Pipeline Deal Could End Putin's Ukraine War*, Atlantic Council, 13 aprile 2021.

¹² J. Borrell, *My Visit to Moscow and the Future of the EU-Russia Relations*, EEAS, 7 febbraio 2021; S. Lavrov, *Foreign Minister Sergey Lavrov's interview with the Solovyov Live YouTube channel, February 12, 2021*, The Ministry of Foreign Affairs of the Russian Federation, 12 febbraio 2021.

¹³ M. Siddi, "Theorising Conflict and Cooperation in EU-Russia Energy Relations: Identities and Material Factors in the Nord Stream 2 Debate", *East European Politics*, vol 36, no. 4, 2020; S. Meister, *Nord Stream 2: The Dead-End of Germany's Ostpolitik*, DGAP, 19 febbraio 2019; J.D. Bindenagel, *Germany From Peace to Power?*, V&R Unipress, 2020.

¹⁴ K. Westphal, *Nord Stream 2 - Germany's Dilemma*, SWP Comment no. 32, aprile 2021

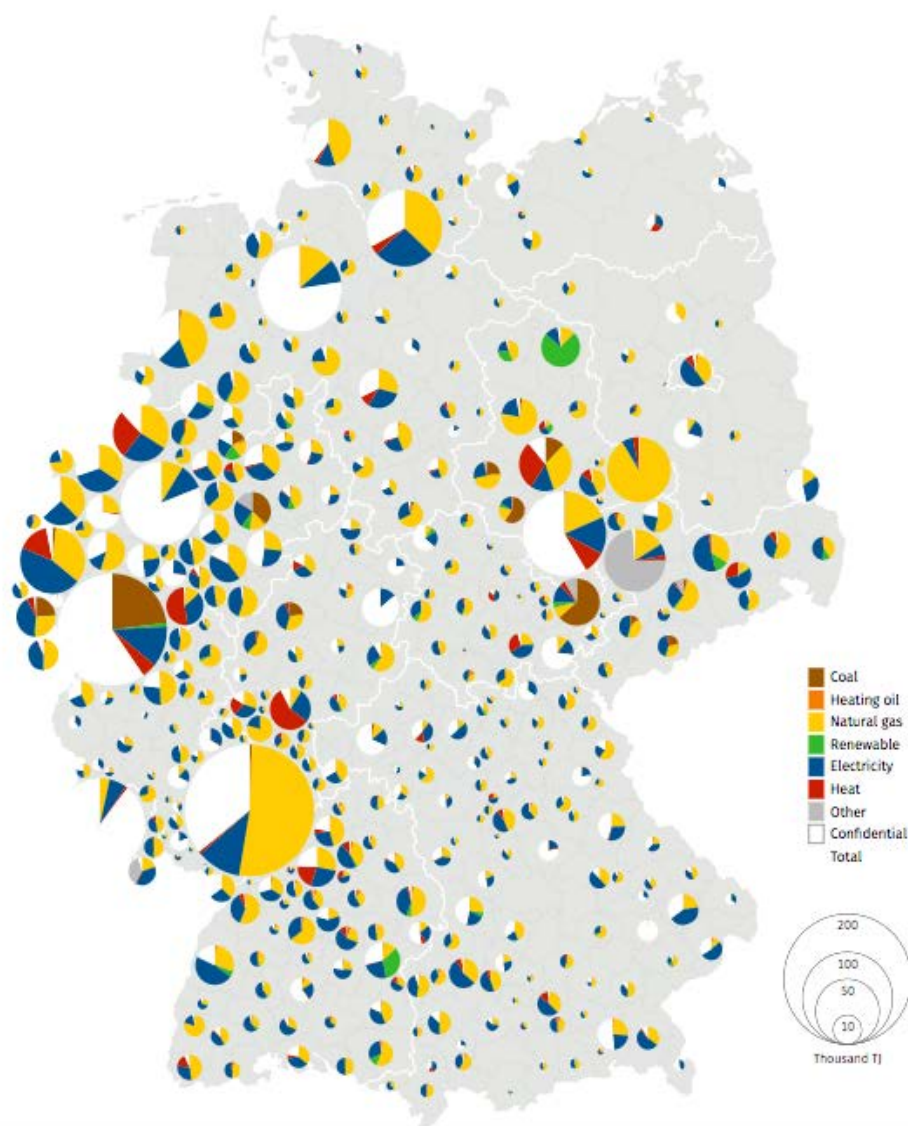
¹⁵ Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety (BMUB), *Climate Action Plan 2050. Principles and Goals of the German Government's Climate Policy*, Public Relations Division, 2016.

¹⁶ M. Wacket, "Germany to Phase Out Coal in 2038 to Move Away from Fossil Fuels", *Reuters*, 26 gennaio 2019; F. Jordans, "Germany is First Major Economy to Phase Out Coal and Nuclear", *Associated Press News*, 3 luglio, 2020

¹⁷ H. Sharf et. al., "Future Natural Gas Consumption in the Context of Decarbonization - A Meta-Analysis of Scenarios Modeling the German Energy System", *Energy Strategy Reviews*, vol. 33, 2021.

trasformazione energetica¹⁸. Oltre a questo, Berlino e Mosca stanno valutando possibili progetti di cooperazione nella produzione e trasporto di idrogeno e Nord Stream 2 potrebbe rivelarsi un potenziale mezzo per ulteriormente decarbonizzare l'interscambio energetico fra i due paesi¹⁹.

FIG. 6.5 - CONSUMO ENERGETICO NEL SETTORE INDUSTRIALE TEDESCO
SUDDIVISO PER FONTE (2019)

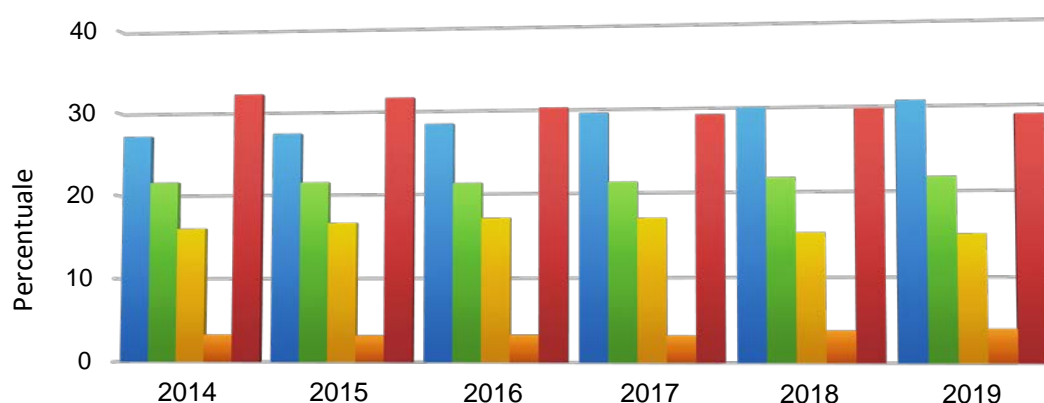


Fonte: Statistische Bundesamt

¹⁸ L.M. Fitzgerald, *Destabilisation of Sustainable Energy Transformations: Analysing Natural Gas Lock-in the Case of Germany*, STEPS Working Paper 106, Institute of Development Studies, 2019.

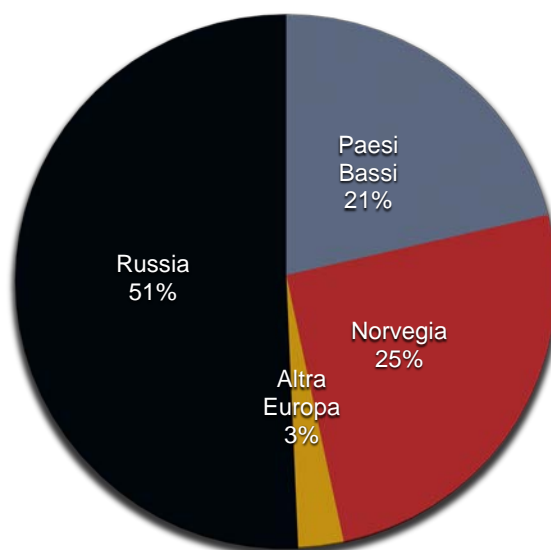
¹⁹ V. Eckert, “Germany Looking at Green Hydrogen Co-operation With Russia”, *Reuters*, 16 febbraio 2021; “Uniper CEO Says ‘Nord Stream-2’ Could Run on 80% Hydrogen”, *Gas to Power Journal*, 17 aprile, 2020.

FIG. 6.6 - CONSUMO ENERGETICO NEL SETTORE MANIFATTURIERO TEDESCO (2014-2019)



Fonte: Elaborazione Dati dell'Autore su dati forniti da Statistische Bundesamt

FIG. 6.7 - IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE IN GERMANIA PER FONTE (2019)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2020

Come il resto dell'Europa, la Germania è fortemente dipendente dalle importazioni di gas russo e in assenza di terminal per importare Gnl, Berlino è vincolata all'utilizzo di gasdotti (Figura 6.7). Dunque, il progetto Nord Stream 2 è stato difeso strenuamente dal governo tedesco sin dalla sua nascita, e in particolare fra questi i ministri in quota Spd, come uno strumento importante nella "nuova Ostpolitik" tedesca, favorendo così un dialogo con

Mosca su vari scenari di vitale importanza per la sicurezza europea come Iran e Siria²⁰. Pur nella attuale fase di tensione, il supporto della Große Koalition alla realizzazione di Nord Stream 2 è parso piuttosto saldo²¹. Mentre alcuni dubbi sono stati registrati nella compagine governativa²², la stessa Angela Merkel ha più volte ribadito che la Germania sostiene il progetto e anche Armin Laschet, successore della Merkel alla guida della Cdu/Csu e papabile nuovo cancelliere, ha affermato che Berlino continuerà ad approvvigionarsi da Mosca²³.

La vicenda di Nord Stream 2 rischia però di complicarsi ulteriormente in conseguenza della prossima tornata elettorale tedesca. Secondo Annalena Baerbock, la candidata alla cancelleria del partito dei Verdi e principale sfidante della Cdu/Csu, il gasdotto contraddice gli obiettivi climatici europei e tedeschi²⁴ ed è causa di gravi problemi geopolitici. La stessa suggerito che un ritiro del supporto governativo a Nord Stream 2 potrebbe fungere come strumento di pressione su Mosca in risposta al recente dispiegamento di forze ai confini ucraini²⁵. Se non fosse ultimato entro settembre, una nuova versione della Große Koalition in cui i Verdi giocassero un ruolo chiave politicizzerebbe ulteriormente l'ultimazione del progetto all'interno del contesto politico tedesco. Allo stesso tempo, il partito dei Verdi ha dimostrato di aver abbandonato connotati eco libertari e maggiormente ideologici degli anni '80, caratterizzandosi invece per un pragmatismo economico che, dagli inizi degli anni 2000, ha proposto una visione maggiormente benevola delle forze di mercato nel contesto della transizione ecologica tedesca ed europea²⁶.

Infine, un ulteriore pericolo per Nord Stream 2 giunge dalla delibera della Corte generale dell'UE di annullare la modifica attuata dalla Commissione europea del regime di esenzione per le operazioni del gasdotto Opal a causa dell'infrazione del principio di solidarietà energetica all'interno dell'Unione stessa²⁷. L'annullamento rischia di abbattersi sulle stesse

²⁰ H. Maas, “[Speech at the Tiergarten Conference of the Friedrich-Ebert-Stiftung](#)”, 27 giugno 2018; F.-W. Steinmeier, Interview with the Russian News Agency Interfax, 23 marzo 2016.

²¹ “[Maas - Stopp von Nord Stream 2 Würde Konflikt mit Russland Eskalieren](#)”, *Reuters*, 15 aprile 2021.

²² “[Kramp-Karrenbauer Zweifelt an Nutzung von Gaspipeline](#)”, *Die Ziet*, 20 aprile 2021.

²³ Laschet si è anche espresso dicendosi confidente di poter trovare una maggioranza nel Bundestag che supporti il progetto Nord Stream 2. “[Germany Supports Nord Stream 2 Regardless of the Other EU States’ Says Merkel](#)”, *Tass*, 20 aprile 2021; A. Rinke, “[EXCLUSIVE Navalny affair no grounds to cancel Nord Stream pipeline, new German CDU chief says](#)”, *Reuters*, 5 febbraio 2021.

²⁴ Il piano di transizione energetica sostenuto dai Verdi (Bündnis 90/Die Grünen) rivede in maniera più ambiziosa il Climate Action Plan tedesco. Per i Verdi, entro il 2030 le emissioni di CO₂ dovranno essere ridotte del 70% e la Germania dovrà terminare completamente i sussidi a combustibili fossili, oltre che abbandonare il carbone entro il 2030 e non entro il 2038, come a ora programmato.

²⁵ V.H. Bubrowski e K. Schullerv, “[Mit Dialog und Härte](#)”, *Frankfurter Allgemeine*, 24 aprile 2021; V. Dezem e B. Jennen, “[Sanctioned Nord Stream 2 Faces Another Risk: Germany’s Green Party](#)”, *Bloomberg*, 19 marzo 2021

²⁶ A. Sloat, *Germany’s New Centrists? The Evolution, Political Prospects, and Foreign Policy of Germany’s Green Party*, Brookings, ottobre 2020; I. Blühdorn, *New Green’ Pragmatism in Germany — Green Politics Beyond the Social Democratic Embrace?*, Government and Opposition, 2004.

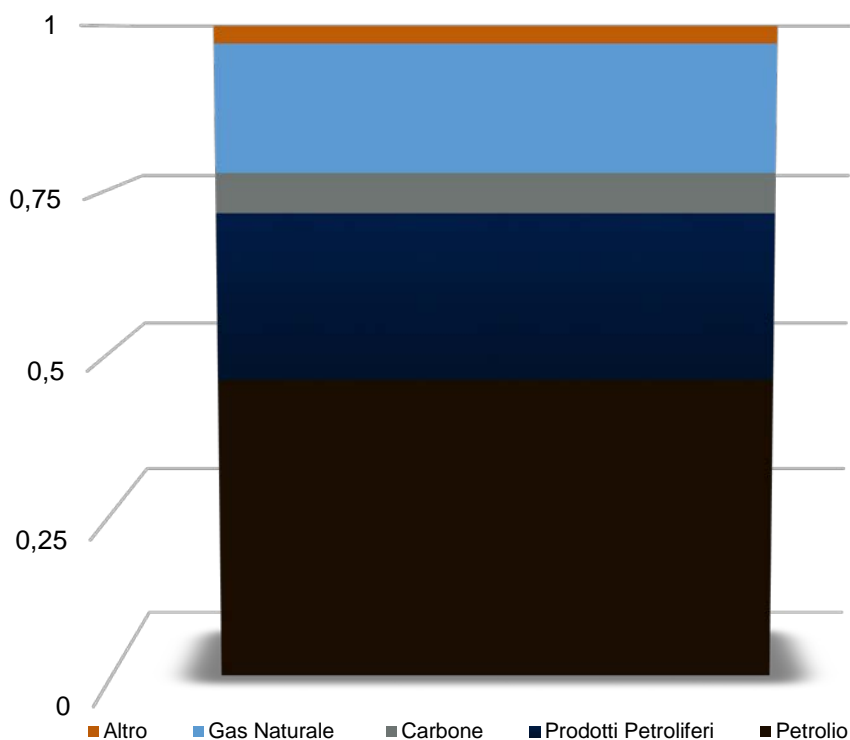
²⁷ Il sistema di gasdotti Opal ed Eugal sono destinati alla trasmissione del gas proveniente da Nord Stream e Nord Stream 2 al mercato tedesco e a quelli dell'Europa centrale (Figura 6.2). La richiesta di revisione della decisione di esentare il gasdotto Opal è pervenuta in primis da Polonia, seguita da Lettonia e Lituania. Vedi K. Yafimava, “[The OPAL Exemption Decision](#)”, *Energy Insight* 87, The Oxford Institute for Energy Studies, marzo 2021; D. ab Iago e P. Martin, “[EU Advisory Judge Backs Dismissal of German Opal Appeal](#)”, *Argus Media*, 18 marzo 2021.

compagnie europee che già si sono assicurate le forniture di gas tramite i gasdotti Nord Stream e Nord Stream 2, creando un vulnus ulteriore fra gli Stati membri dell'UE, in primis fra Berlino e Varsavia, mentre la decisione rischia di creare un precedente giudiziario la cui applicabilità potrebbe essere sfruttata in futuro da attori interessati a bloccare un progetto energetico all'interno del mercato unico europeo²⁸.

Il gasdotto Nord Stream 2 nell'agenda di Gazprom e strategia di sicurezza energetica russa

Dagli anni Ottanta in poi, il commercio di gas naturale fra Unione Sovietica e paesi dell'Europa occidentale ha assunto un doppio valore economico e politico per Mosca. Se la vendita del gas dai giacimenti siberiani ha assicurato porzioni consistenti del budget governativo (Figura 6.8), anche se di gran lunga inferiori rispetto i prodotti petroliferi, lo stesso commercio è divenuto uno strumento di valore incalcolabile per la Russia nel valorizzare sia le proprie relazioni commerciali che le proprie partnership politiche²⁹. Con ogni probabilità, la risoluzione della vicenda Nord Stream 2 contribuirà a ridisegnare una ormai decadente partnership strategica fra le autorità europee e russe, fra le quali attualmente intercorrono rapporti fragili come mai nel recente passato³⁰.

FIG. 6.8 - STRUTTURA DELL'EXPORT DI COMBUSTIBILI E PRODOTTI PETROLIFERI DALLA RUSSIA (2019)

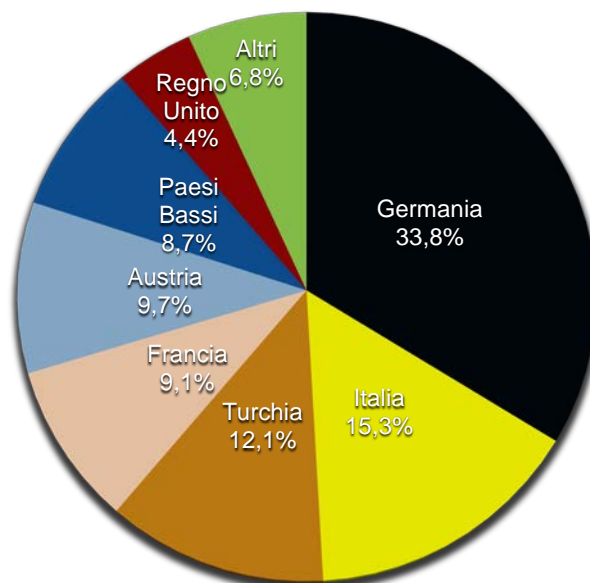


²⁸ K. Talus, *The Interpretation of the Principle of Energy Solidarity - A Critical Comment on the Opinion of the Advocate General in OPAL*, The Oxford Institute for Energy Studies, aprile 2021.

²⁹ T. Gustafson, *The Bridge: Natural Gas in a Redivided Europe*, Harvard University Press, Cambridge, 2020

³⁰ D. Trenin, *Russia and Europe: The Current Impasse and the Way Out*, Carnegie Moscow Center, 18 febbraio 2021; M. Leonard, *The Russia Strategy Europe Needs*, European Council on Foreign Relations (ECFR), 22 febbraio 2021.

FIG. 6.9 - ESPORTAZIONI DI GAS DI GAZPROM VERSO I MERCATI DELL'EUROPA OCCIDENTALE E TURCHIA (2020)



Fonte: Elaborazione Dati dell'Autore su dati forniti da Gazprom

Assicurando funzioni di welfare economico e sociale all'interno della Federazione e incassando valuta forte tramite le esportazioni, Gazprom può godere di uno status privilegiato e mantenere il proprio monopolio nella trasmissione ed esportazione via gasdotto. La situazione venutasi a creare con la pandemia globale sui bilanci della compagnia, Gazprom ha registrato nel 2020 un forte calo dei profitti (-89%) e del valore delle vendite totali (-17%), ancora più enfatizzate nei mercati non facenti parte dei paesi dell'ex-URSS (-27%)³¹. Come già evidenziato, la Germania rappresenta di gran lunga il mercato principale per le esportazioni di gas naturale russo e il maggior acquirente internazionale di Gazprom (Figura 6.9)³².

Dato il considerevole calo della produzione europea di gas naturale, in particolare nel Regno Unito e Paesi Bassi, Gazprom è intenzionata a mantenere, ed eventualmente aumentare, la propria presenza nel mercato delle importazioni europee attraverso una maggiore diversificazione e rotte³³. Per questo, nuove opzioni di esportazione e una minore rilevanza del transito di gas in direzione del suo principale mercato attraverso l'Ucraina, interrotto più volte nel corso degli ultimi 15 anni per frizioni fra Mosca e Kiev, è un punto chiave per la

³¹ Gazprom, *FY2020 IFRS Results*, 29 aprile 2021.

³² Se in prospettiva la Cina potrebbe diventare il mercato principale della compagnia, rispettivamente nel 2019 e nel 2020 la Germania ha rappresentato il 36,3% e il 33,75% delle esportazioni di gas dalla Federazione Russa ai paesi dell'Europa occidentale. Gazprom Export, 2021.

³³ Gazprom, *Investor Day*, 29 aprile 2021, Slide 9-36. Con la realizzazione di Nord Stream 2, Gazprom porterebbe la propria capacità di esportazioni a più di 250 mmc/a.

sicurezza energetica russa di lungo periodo³⁴. Allo stesso modo, il transito del gas tramite i gasdotti esistenti, e quindi anche quelli ucraini, assicura a Gazprom una posizione di forte competitività. Il recente accordo che lega Gazprom a Naftogaz e mediato dalla Commissione europea, prevede circa 225 mmc totali e circa 7,2 miliardi di dollari per i servizi di transito nel periodo 2020-2024. Allo stesso modo, Naftogaz incorrerà nei rischi insorti per la trasmissione del gas verso ovest³⁵. Nei fatti, il nuovo accordo tutela nel periodo in considerazione gli interessi di entrambe le parti in causa e segnando un periodo di transizione per i flussi di Gazprom diretti in Europa, destinati inesorabilmente ad allontanarsi dall'Ucraina³⁶. Nonostante l'accordo in vigore, il presidente Zelensky ha definito il gasdotto come un elemento della “guerra ibrida” mossa dalla Russia al proprio paese e una trappola per l'intera Europa, invocandone una posizione unitaria e l'aiuto degli Stati Uniti³⁷. Così, la nuova dirigenza di Naftogaz ha già annunciato di voler utilizzare ogni mezzo legale per aumentare la pressione sulla controparte e ottenere ulteriori benefici dal transito di gas³⁸.

Dopo l'accordo di fine 2019 con Kiev, anche Varsavia rischia di vedere un brusco calo del gas russo in transito dal paese. Da una parte, Gazprom potrebbe utilizzare la flessibilità intrinseca del modello di liberalizzazione del mercato interno europeo, riservando soltanto la capacità necessaria dei gasdotti polacchi, disponendo così di una nuova leva commerciale. D'altronde, già nel mese di gennaio 2021 si è osservato un caso simile e a fronte di una ridotta disponibilità riservata sui gasdotti ucraini, Nord Stream e la Yamal-Europe pipeline (Bielorussia-Polonia), Gazprom ha registrato un record assoluto delle vendite di gas naturale verso Europa occidentale e Turchia, usando in maniera strategica le proprie riserve stoccate durante il 2020 nel continente (Figura 6.10)³⁹. Dall'altra parte, la polacca PGNiG ha annunciato di non voler rinnovare nel 2023 il contratto che la lega a Gazprom, diversificando verso GNL e nuove importazioni di gas da Norvegia e Danimarca attraverso il gasdotto

³⁴ Al disgregarsi dell'Urss, la percentuale di gas naturale proveniente dalla Siberia e diretta verso l'Europa in transito per l'Ucraina ammontava a più del 90% del totale, mentre oggi la percentuale è stabilmente al di sotto del 40% del totale esportato dalla Federazione.

³⁵ Il contratto siglato fra Gazprom e Naftogaz ricalca il classico modello ship-or-pay, laddove il fornitore di gas s'incarica il pagamento della capacità allocata nel sistema di trasmissione del gas, a prescindere da un eventuale flusso minore di gas. Per ulteriori dettagli: S. Pirani e J. Sharples, *The Russia-Ukraine Gas Transit Deal: Opening a New Chapter*, The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford, febbraio 2020; A. Sabadus, *Ukraine, Russia Sign Gas Transit, Legal Claims Protocol*, ICIS (Independent Commodity Intelligence Services), 23 dicembre 2019.

³⁶ Se nel recente passato il flusso di gas attraverso l'Ucraina si è attestato fra i 48 e i 56 mmc/a, garantendo un copioso introito per le fragili finanze del paese. Il nuovo contratto prevede un corrispettivo è di poco superiore al precedente (2009-19) e garantisce a Naftogaz un margine di circa 350-400 milioni di dollari che potranno essere investiti per l'ammodernamento del sistema di trasmissione del gas e la costruzione di terminal per importare GNL, fra le priorità per la sicurezza energetica nazionale. Alla firma dell'accordo nel dicembre 2019, Gazprom ha anche accettato il pagamento di 2,9 miliardi di dollari comminato dal Tribunale dell'Arbitrato di Stoccolma nel 2018 e il ritiro di tutte le cause e dispute pendenti con Naftogaz e lo stato ucraino.

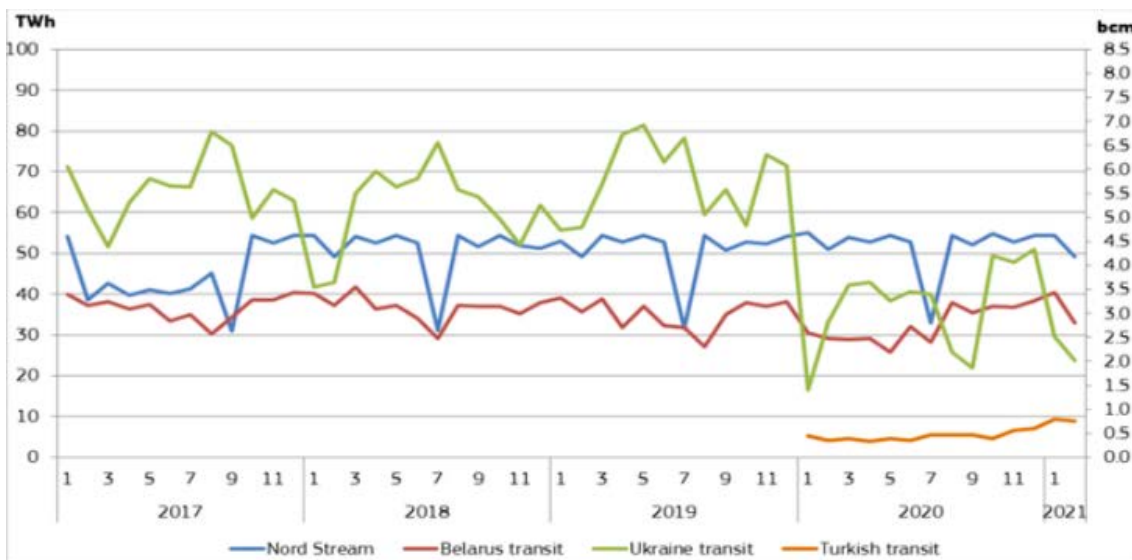
³⁷ V. Zelensky, *Interview of the President of Ukraine to Le Figaro Newspaper*, President of Ukraine, 16 aprile 2021

³⁸ Novij Glava Naftogaz Poobeščal “Maksimalnoe davlenie” na “Gazprom”, RBC, 30 aprile, 2021.

³⁹ S. Elliott, *Russia's Gazprom Posts Highest Ever January Gas Sales in Europe*, Turkey, S&P Global Platts, 1 febbraio 2021.

Baltic Pipe⁴⁰, un progetto che Mosca vede come un tentativo da parte di Varsavia di creare un hub gasifero alternativo a quello tedesco⁴¹.

FIG. 6.10 - IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE DALLA RUSSIA PER VIA DI APPROVVIGIONAMENTO (SOLO GASDOTTI - 2017-2020)



Fonte: Quarterly Report on European Gas Markets, DG Energy

Come già sottolineato, la presenza di due imbarcazioni dedite alla posa del gasdotto segnala un’accelerazione imposta da Gazprom e dal governo russo, intenzionati a terminare il gasdotto entro la fine dell’anno o addirittura entro l’estate 2021⁴². Le stesse sanzioni da parte degli Stati Uniti, oltre a rallentare il completamento dell’opera, hanno già impedito al consorzio Nord Stream 2 AG di raccogliere nella loro interezza i finanziamenti previsti per la costruzione del gasdotto da parte delle stesse 5 compagnie partner, pari a circa €1,1 miliardi, che andrà a pesare quindi sulle finanze stesse di Gazprom. Le stesse sanzioni hanno anche indotto diverse compagnie europee, americane e asiatiche a ritirarsi da qualsiasi

⁴⁰ Ørsted, *Ørsted enters into agreement on sale of natural gas to PST*, 21 ottobre, 2020; *Polish Gas Firm PGNiG’s 2020 LNG Imports Rise 10%*, Reuters, 4 febbraio 2021.

⁴¹ Un accordo raggiunto sul finire del 2020 provvede al momento uno sconto sul prezzo pattuito per le forniture di gas a PGNiG, dopo che la Corte per l’arbitrato di Stoccolma aveva previsto un risarcimento di 1,5 miliardi di dollari e un abbassamento del costo per le importazioni.

“Baltijskaja Truba Vmiesto Rossiskovo Gazoprovoda”, *Nezavisimaya Gazeta*, 8 febbraio, 2021; PGNiG, *PGNiG Group Posts More Than PLN 7.3bn in Net Profit for 2020*, Press Release, 25 marzo 2021; PGNiG, *Victory for PGNiG: the Arbitral Tribunal in Stockholm Rules to Lower the Price of the Gas Sold by Gazprom to PGNiG*, Press Release, 30 marzo 2020.

⁴² “Novak: Gazoprovod ‘Severny Potok 2’ Budyet Dostren”, *Rosyskaya Gazeta*, 23 aprile 2021.

collaborazione inerente al gasdotto⁴³. Lo stesso Putin si è detto confidente che Nord Stream 2 verrà completato perché necessario a rinforzare la competitività dell'economia tedesca e le recenti iniziative dell'amministrazione Biden per fermare il gasdotto (vedi sotto) sono state definite da Mosca come una pura "intrusione" negli affari interni e interessi economici di un altro paese⁴⁴.

Da Obama all'era Biden, la strategia americana su Nord Stream 2

Durante l'ultimo decennio, il progetto Nord Stream 2 ha suscitato l'accesa opposizione delle varie amministrazioni americane. Lo stesso Biden, in visita nel vecchio continente come vicepresidente nell'ultimo anno della presidenza Obama, descrisse nel 2016 il gasdotto come un "cattivo affare" per l'Europa⁴⁵. Nonostante varie sanzioni siano state promulgate nei confronti delle compagnie russe a seguito dell'annessione della Crimea alla Federazione Russa nel 2014, Washington ha inizialmente optato lo strumento diplomatico per ostacolarne la costruzione, invocando una diversificazione delle importazioni di gas di Berlino, salvaguardando anche le relazioni con Mosca⁴⁶.

Dall'altra parte, proprio la presidenza Obama ha largamente supportato la produzione ed esportazioni di Gnl, intraprendendo diverse iniziative per rendere il gas una componente fondamentale della partnership fra Bruxelles e Washington e fra quest'ultima e il governo ucraino guidato da Poroshenko⁴⁷. Con l'amministrazione Trump, Washington ha scelto di perseguire congiuntamente obiettivi di politica estera e interna grazie alla produzione ed esportazione di Gnl, una strategia riassunta nel concetto di "Energy Dominance". Collegando i benefici economici a quelli geopolitici, l'amministrazione Trump si è impegnata a incrementare la produzione energetica, abbassare i costi interni favorendo il rilancio dell'economia e realizzare nuove opportunità commerciali con partner stranieri, inclusa l'UE⁴⁸. Grazie anche a uno sforzo bilaterale⁴⁹, il commercio di gas naturale è cresciuto fino a rendere gli Stati Uniti il primo paese per esportazioni di Gnl verso i mercati UE, seguiti da Qatar e Russia (Figura 6.11) e il terzo al mondo per esportazioni di Gnl⁵⁰.

⁴³ S. Elliott, "Nord Stream 2 Gas Link Developer Shrugs Off Wintershal Dea Loan Move", *Natural Gas*, 26 febbraio 2021; P. Martin, "Austria's OMV Completes Nord Stream 2 Loan", *Argus Media*, 8 aprile 2021; T. Gardner, "Baker Hughes, AXA Group, 16 Others Quit Nord Stream 2 Pipeline", *Reuters*, 24 febbraio 2021.

⁴⁴ V. Putin, *Vladimir Putin's Annual News Conference*, President of Russia, 17 dicembre 2020; "Speaks Volume About Meddling: Kremlin Slams New US Envoy Post to Halt Nord Stream 2", *Tass*, 8 aprile 2021.

⁴⁵ "Biden: Nord Stream 2 Pipeline Is a 'Bad Deal' For Europe", *Reuters*, 25 agosto 2016.

⁴⁶ M. Ratner et. al., *Europe's Energy Security: Options and Challenges to Natural Gas Supply Diversification*, Congressional Research Service, 20 agosto 2013; J. Crisp, *Senior Obama Official: Nord Stream 2 and Brexit May Weaken EU Energy Security*, Euractiv, 31 marzo 2016

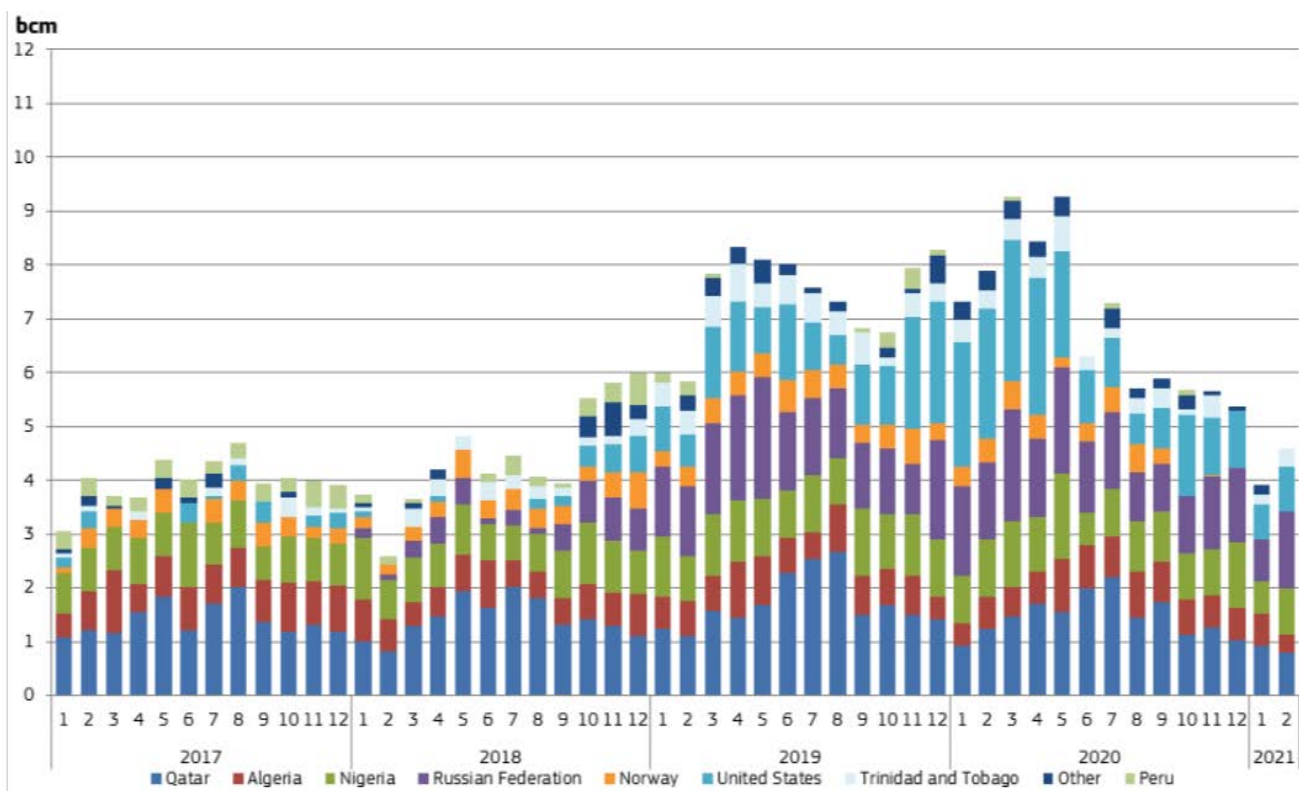
⁴⁷ European Commission, *U.S.-EU Energy Council, Joint Statement*, 4 maggio 2016; G7 Energy, *Rome G7 Energy Initiative for Energy Security*, Implementation Report, 2014.

⁴⁸ S. Ladislav, "Dissecting the Idea of US Energy Dominance", *forum*, Oxford Institute for Energy Studies, issue 111, novembre 2017, pp. 5-8.

⁴⁹ The White House, *Remarks by President Trump and President Juncker of the European Commission in Joint Press Statements*, 25 luglio 2018; *Transatlantic Relations at a Crossroads: A Conversation With European Commission President Jean-Claude Juncker*, Center for Strategic and International Studies (CSIS), 25 luglio 2018.

⁵⁰ Nel 2020, le esportazioni di Gnl dagli Stati Uniti all'UE sono ammontate a 18,8 mmc/a (il 22% del totale UE), seguite da Qatar (18mmc/a -21%) e Russia (17mmc/a -20%). Allo stesso modo, la seconda metà del

FIG. 6.11 - IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE LIQUEFATTO IN EUROPA PER FONTE (2017-2020)



2020 segna un netto calo delle importazioni di Gnl nel continente, registrando rispettivamente un -13% e un -27% nel Q3 e Q4 del 2020. DG Energy (2021), p. 15.

FIG.6.12 - INFRASTRUTTURE PER IMPORTAZIONE E TRASMISSIONE DI GAS NATURALE LIQUEFATTO IN EUROPA (2020)



Fonte: Commissione europea

Dal 2017 a oggi, il congresso americano ha introdotto, in successione e con una maggioranza bipartisan, misure avverse al progetto Nord Stream 2 tramite il “Countering America’s Adversaries Through Sanctions Act” (Caatsa), e il “Protecting Europe’s Energy Security Act” (Peesa). La prima misura ha suscitato sdegno fra gli alleati europei, in particolare di Germania e Austria, per la possibilità di sanzioni dirette a entità europee coinvolte in lavori su infrastrutture energetiche russe⁵¹. Frenata dalla minaccia di contro-sanzioni europee, è stato così introdotto un meccanismo di coordinamento e lo stralcio delle sanzioni al gasdotto⁵². Il successivo Peesa ha dapprima aggirato il veto dello stesso Trump e incalzato la nuova amministrazione Biden già dal suo insediamento⁵³.

⁵¹ G. Heller e A. de Carbonnel, “Germany Threatens Retaliation if U.S. Sanctions Harm Its Firms”, *Reuters*, 16 giugno 2017.

⁵² U.S. Department of the Treasury, *Countering America’s Adversaries Through Sanctions Act*, 2 agosto 2017.

⁵³ Più stringente del precedente, l’introduzione di Peesa ha comportato nel 2019 l’immediato ritiro dal sito di costruzione delle navi della compagnia svizzera Allseas e il successivo stop ai lavori su Nord Stream 2,

La pressione dell'intero congresso ha raggiunto il suo apice con il blocco della nomina di alcune figure chiave dell'amministrazione, incluso quella del nuovo direttore della Cia. L'impasse è stato superato soltanto dopo che il nuovo segretario di stato Anthony Blinken, ha ripetutamente proposto l'idea di sanzioni dirette per qualsiasi entità coinvolta nella costruzione del gasdotto⁵⁴. Il gasdotto pone quindi problemi di carattere strutturale sia alle relazioni transatlantiche che all'interno degli stessi alleati Nato in Europa⁵⁵. Contestualmente, Biden punta a ricucire i rapporti transatlantici, in sofferenza con Trump, e altresì bilanciare considerevoli pressioni interne. Lo stesso presidente potrebbe essere forzato dal congresso e dallo stesso partito democratico ad agire, anche per salvaguardare il piano infrastrutturale incentrato sulla transizione energetica annunciato ad aprile⁵⁶. A causa di indebite interferenze elettorali e attacchi cibernetici, recenti misure sono state prese per colpire Mosca. Nel frattempo, l'assenza di sanzioni specifiche a Nord Stream 2 ha sollevato un coro di polemiche, con il congresso favorevole a intraprendere azioni più drastiche⁵⁷. Nelle ultime settimane, il nome di Amos Hochstein, ex inviato speciale per gli affari energetici internazionali della presidenza Obama, è emerso come possibile speciale rappresentante di Washington per Nord Stream 2. A lui andrebbe il ruolo di fermare il progetto senza alienare gli alleati americani⁵⁸. Una risoluzione diplomatica che al momento appare assai complessa e che richiederebbe tempo per essere elaborata. Giunti a un passo dal completamento del gasdotto, l'amministrazione Biden vede ormai ridotte le opzioni attualmente percorribili per bloccare la finalizzazione di Nord Stream 2.

ripresi soltanto sul finire del 2020. U.S. Department of State, *Protecting Europe's Energy Security Act (PEESA) as Amended*, Bureau of Energy Resources, 9 aprile 2021.

⁵⁴ A. Desiderio et. al., "Ted Cruz Releases Holds on Biden Nominees as Administration Looks to Get Tough on Russia Pipeline", *Politico*, 18 marzo 2021; R. Emmott, "At NATO, Blinken Warns Germany Over Nord Stream 2 Pipeline", *Reuters*, 23 marzo 2021.

⁵⁵ C. Newlin et. al., *U.S.-Russia Relations at a Crossroads*, Center for Strategic and International Studies (CSIS), Ottobre 2020; J. Hackenbroich e K. Liik, *The Nord Stream 2 Dispute and the Transatlantic Alliance*, European Council on Foreign Relations (ECFR), 20 aprile 2021.

⁵⁶ D. Fried, R.L. Morningstar, e Stein D.D., *Reconciling Transatlantic Differences Over Nord Stream 2*, Atlantic Council, 2 Febbraio 2021; S. Pifer, *Nord Stream 2: Background, Objections, and Possible Outcomes*, Brookings, aprile 2021

⁵⁷ J. Donati et. al., "Biden Faces New Pressure to Act on Russia's Nord Stream 2 Gas Pipeline", *The Wall Street Journal*, 16 aprile 2021.

⁵⁸ R. Rizzo, *Why Berlin and Washington Should Compromise on Nord Stream 2*, European Council on Foreign Relations (ECFR), 26 aprile 2021; N. Bertrand e A. Desiderio, "Biden Looks to Appoint Special Envoy to Kill Russia-Germany Energy Pipeline", *Politico*, 7 aprile 2021. In qualità di rappresentante dell'amministrazione Obama, Hochstein si è duramente espresso su Nord Stream 2 come un progetto che riporta alla luce le linee di faglia della guerra fredda. Hochstein può vantare un'approfondita conoscenza delle dinamiche politiche ed economiche che ruotano attorno il commercio del gas naturale. Lo stesso ha ricoperto negli ultimi anni ruoli di rilevanza in diverse società energetiche come l'ucraina Naftogaz, anche coinvolta ripetutamente in battaglie legali con Gazprom, e l'americana Tellurian.

7. Il quadro energetico del Sud-Est asiatico e la presenza delle aziende italiane

Raimondo Neironi e Marco Valigi

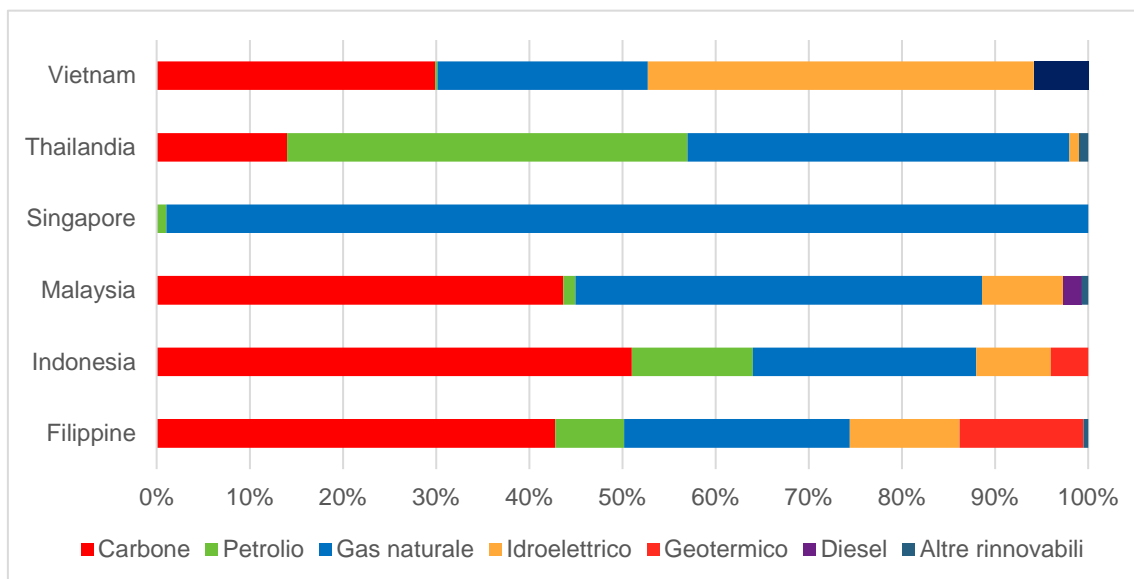
Il Sud- Est asiatico rappresenta da oltre due decenni un partner importante per l'Italia nella regione indo-pacifica, nonché un mercato chiave per gli esportatori e gli investitori italiani che intendono relazionarsi e fare affari con una delle aree economicamente più dinamiche del pianeta. Il 19 aprile scorso, il sottosegretario di Stato agli Affari Esteri e alla Cooperazione Internazionale, Manlio Di Stefano, ha aperto i lavori del Comitato congiunto tra l'Italia e l'Association of South-East Asian Nations (Asean), creato in concomitanza con il lancio, nel settembre 2020, della “partnership di sviluppo” tra l'Italia e l'associazione che riunisce dieci paesi della regione. Che l'Italia avesse mostrato un'attenzione particolare verso l'area risultò evidente nel novembre 2015, allorché il presidente della Repubblica Sergio Mattarella si recò in visita ufficiale presso la sede del Segretariato generale dell'Asean, primo capo di Stato dell'Unione europea a compiere questo passo simbolico.

Il Sud-Est asiatico è un'area che si contraddistingue per una certa ricchezza di risorse naturali nel sottosuolo e per la presenza di tre dei più grandi corsi fluviali della regione indocinese, il Mekong, il Salween e l'Irrawaddy, dai quali è possibile ricavare enormi quantità di energia. La regione annovera il 4,1% delle riserve di carbone a livello mondiale (gran parte delle quali concentrate in Indonesia), il 3,4% delle riserve di gas naturale (il 43% delle quali situate in Indonesia) e lo 0,8% dei giacimenti petroliferi (circa il 38% dei quali situati in Malaysia)⁵⁹. Il Sud-Est asiatico rimane ancora fortemente dipendente dalle risorse energetiche convenzionali – carbone, petrolio e gas naturale – che consentono di generare elettricità a uso domestico e di rifornire il sistema di trasporto. Il grafico della Figura 7.1 mostra il peso delle fonti convenzionali e di quelle rinnovabili sulla produzione totale di energia nelle sei principali economie dell'area (gli *Asean-6*). Si può notare come Singapore dipenda totalmente dal gas naturale, la Thailandia prevalentemente da un mix di petrolio e gas naturale, mentre la produzione di energia in Malaysia, Indonesia e Filippine è ricavata dal carbone e dal gas naturale. Il Viet Nam è un caso a parte nel contesto regionale, in quanto l'elettricità è ricavata dallo sfruttamento di carbone e gas naturale, anche se negli ultimi due decenni sono fioccate le costruzioni di dighe che consentono di sfruttare il sistema naturale dei processi fluviali per generare energia. In generale, i combustibili fossili contano per più della metà all'approvvigionamento energetico a livello regionale⁶⁰.

⁵⁹ International Renewable Energy Agency (Irena), “Renewable Energy Market Analysis”, Report, 2018, pp. 32-33.

⁶⁰ Ibidem, p. 12.

FIG. 7.1 - COMPOSIZIONE DELLA PRODUZIONE ENERGETICA NEGLI ASEAN-6



Fonte: Elaborazione su dati riportati in R. Erdiwansyah et al., "Renewable Energy in Southeast Asia: Policies and Recommendations", *Science of the Total Environment*, vol. 670, 2019, p. 1097

Si calcola che nei prossimi anni l'Asean diverrà un importatore netto di petrolio⁶¹, anche se la regione dispone di un buon potenziale di sviluppo di nuove fonti energetiche sostenibili da cui avviare il processo di transizione energetica con tempistiche e modalità simili a quelle sperimentate negli anni passati dalla Cina e dall'India.

Secondo le previsioni di crescita contenute in uno studio dell'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (Ocse), il Pil reale dell'area Asean dovrebbe toccare quest'anno una cifra pari al 5,1%, con la Malaysia e il Viet Nam pronte a trainare la locomotiva con tassi di crescita uguali al 7%⁶². In conseguenza di questo percorso di sviluppo spedito, che ha subito un severo rallentamento solo in periodo di pandemia da Covid-19, tutti i paesi che compongono l'Asean stanno facendo registrare una richiesta di elettricità sempre più crescente. Il fabbisogno di energia è quasi raddoppiato dal 1995 al 2005, al tasso del 3,4% all'anno⁶³. Ciò ha permesso di dare slancio alle economie regionali e di migliorare gli standard di vita delle popolazioni. Nel corso degli ultimi anni, i paesi del Sud-Est asiatico hanno adottato una serie di misure volte a sviluppare le energie rinnovabili e a ridurre la dipendenza dai combustibili fossili. Come mostra la Figura 7.2, la quota di consumo di energia derivante da fonti rinnovabili, misurata in exajoule, costituisce una minima parte in tutte le sei principali economie Asean. In generale, in tutto il continente asiatico la quota di energia da fonti rinnovabili, sia inquinante (es. biomassa) sia non inquinante (es. energia

⁶¹ International Energy Agency (Iea), *Southeast Asia Energy Outlook 2019*, Country Report, ottobre 2019.

⁶² Oecd Development Centre, *Economic Outlook for Southeast Asia, China and India 2021*, Parigi, Oecd Publishing, 2021, p. 20.

⁶³ Irena (2018), p. 41.

idroelettrica), sul consumo totale di energia è esigua e il dato prescindere dalle specifiche caratteristiche dei paesi del continente, quali il territorio, la popolazione, il reddito e il livello di sviluppo economico e tecnologico⁶⁴.

FIG. 7.2 – IL CONSUMO TOTALE DI ENERGIA NEGLI ASEAN-6 (VALORI ESPRESSI IN EXAJOULE).

	Consumo di energia primaria*	Consumo di energia da fonte di petrolio	Consumo di energia da fonte di carbone	Consumo di energia da fonti rinnovabili
Filippine	2,02	0,91	0,73	0,15
Indonesia	8,91	3,38	3,41	0,39
Malaysia	4,26	1,57	0,90	0,03
Singapore	3,55	3,06	0,03	0,01
Thailandia	5,61	2,72	0,71	0,29
Viet Nam	4,12	1,07	2,07	0,04

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2020

(*) L'energia primaria include i combustibili a uso commerciale e le moderne fonti rinnovabili che generano energia

L'Asean Plan of Action for Energy Co-operation (Apaec), approvato nel corso del 38° meeting dei ministri dell'Energia dell'Asean, riporta che l'Associazione ha realizzato diverse iniziative con l'intento di sfruttare le potenzialità delle fonti di energia rinnovabile come l'eolico, il fotovoltaico, l'idroelettrico, il geotermico, l'energia mareomotrice e le biomasse. Il piano riconosce che sono stati finora compiuti piccoli progressi per attrarre nella regione gli investimenti esteri diretti (Ide) sulle energie rinnovabili. Nel 2019, gli Asean-6 hanno ricevuto quasi il 37% dei flussi Ide in entrata in Asia orientale (Fig. 7.3), per una cifra che si aggira attorno ai 140 miliardi di dollari statunitensi. Nel Sud-Est asiatico, Singapore consolida il proprio posto di principale destinatario dei flussi.

Al contempo, l'Apaec registra un incremento della cooperazione tecnica grazie alla relazione con i partner di dialogo – come l'Italia – e alle organizzazioni internazionali, nonché grazie al contributo del settore privato. Tra il 2006 e il 2016, sono stati investiti 27 miliardi di dollari nel settore delle rinnovabili nelle sei principali economie dell'Associazione. Una grossa fetta della somma (10 milioni) è stata assorbita dalla Thailandia, seguita a ruota dall'Indonesia e dalle Filippine. I settori che più ne hanno beneficiato sono stati quello delle biomasse (32%), del solare e del geotermico⁶⁵. Il leader regionale della produzione di energia da impianti

⁶⁴ H. Peimani, [Financial Barriers to Development of Renewable and Green Energy Projects in Asia](#), ADDBI Working Paper n. 862, Tokyo, Asian Development Bank Institute, agosto 2018, p. 3.

⁶⁵ Irena (2018), p. 16.

fotovoltaici è la Thailandia, inseguita dal Myanmar, dalla Cambogia e dal Viet Nam. La Thailandia registra anche la produzione più alta di energia da fonti eoliche dell'area Asean.

FIG. 7.3 – FLUSSI DI IDE IN ENTRATA NELLE SEI PRINCIPALI ECONOMIE ASEAN
(VALORI ESPRESSI IN MILIONI DI US\$)

	2015	2016	2017	2018	2019
Asia orientale di cui	434.107	399.873	433.447	423.235	401.769
Filippine	4.447	6.915	8.704	6.602	4.996
Indonesia	16.641	3.921	20.579	20.563	23.429
Malaysia	10.082	11.336	9.399	7.618	7.650
Singapore	59.700	68.818	83.604	79.738	92.081
Thailandia	5.624	1.815	6.661	10.399	4.146
Viet Nam	11.800	12.600	14.100	15.500	16.120

Fonte: Annuario Istat-Ice 2020

L'impatto ambientale e l'impossibilità per i paesi di soddisfare la crescente domanda di energia ricorrendo alla produzione locale costringeranno la regione a un'accelerazione nel processo di transizione energetica. L'Asean ha raggiunto nel 2018 il 13,9% della quota delle rinnovabili sull'offerta totale di energia primaria della regione (ovvero i beni energetici estratti o ricavati da risorse naturali). L'Apaec intende superare quella soglia e si prefigge di raggiungere l'ambizioso obiettivo del 23% entro il 2025⁶⁶.

Sebbene sia raddoppiata tra il 2013 e il 2017, la quota italiana di Ide nell'area Asean rimane ancora decisamente molto bassa rispetto a quella fatta registrare da altri Paesi membri dell'UE come i Paesi Bassi, il Lussemburgo e la Francia nel periodo 2013-15⁶⁷. Nel 2019 si è assistito a un drastico disinvestimento delle aziende italiane nei paesi Asean, un ribasso che ha colpito in prevalenza il settore minerario con -666,34 milioni di dollari (Fig. 7.4). Tuttavia, le principali aziende italiane del settore energetico continuano a essere presenti in alcuni paesi dell'area e, in alcuni casi come in Thailandia e in Indonesia, hanno consolidato la propria presenza nel corso degli ultimi anni. Nel febbraio scorso, Saipem ha avviato i lavori per la costruzione del rigassificatore onshore di Nong Fab, nella provincia di Rayong, uno dei più grandi al mondo e con uno dei pontili più lunghi, che consentirà il trasporto del gas naturale liquefatto dal terminal alle navi di trasporto ormeggiate a largo della costa. L'azienda italiana

⁶⁶ ASEAN Plan of Action for Energy Co-operation, 2016-2025. Phase II: 2021-2025, Giacarta, ASEAN Centre for Energy, p. 34.

⁶⁷ Eurostat, "Origin of net outflows of foreign direct investment from EU-28 to ASEAN, average 2013-2015", 2017.

si è aggiudicata la commessa nel giugno 2018, in *joint venture* con la taiwanese Ccti Corporation, con una quota di competenza che è pari a circa 500 milioni di dollari. Il contratto è stato assegnato da PTT LNG Company, controllata della PTT Public Company, azienda statale thailandese di petrolio e gas. L'impianto dovrebbe essere in grado di accogliere una capacità massima di 9 milioni di tonnellate per anno di gas naturale. Sempre in Thailandia, Saipem è entrata a far parte nell'ottobre 2018 all'interno di un consorzio formato dall'azienda britannica Petrofac e dalla sudcoreana Samsung, al quale è stato assegnato un contratto per la realizzazione di impianti di produzione e trattamento degli idrocarburi e di grandi sistemi di lavorazione e trasporto nella raffineria di Sriracha, nella provincia di Chon Buri. Il valore complessivo del progetto si aggira attorno ai 4 miliardi di dollari e Saipem contribuisce, nello specifico, con 1,4 miliardi. Sriracha è il più importante centro di raffinazione petrolifera del paese e con questo contratto il governo thailandese intende quasi raddoppiare la capacità produttiva dell'impianto, portandola dai 275.000 ai 400.000 barili di greggio al giorno. Maurizio Coratella, Chief Operating Officer della divisione E&C Onshore di Saipem, ha dichiarato che l'assegnazione del contratto consolida la presenza dell'azienda nella regione del Sud-Est asiatico⁶⁸, considerata una dei cinque "target markets" assieme alla Russia, al Nordamerica e all'Africa orientale⁶⁹.

In Indonesia, la principale economia dell'area Asean, Eni porta avanti diversi progetti. L'azienda energetica italiana è in trattativa con SKK Migas, la speciale *task force* costituita dal governo per migliorare l'organizzazione delle attività di esplorazione, perforazione ed estrazione di idrocarburi nel paese, per subentrare a Chevron Pacific Indonesia al progetto "Indonesia Deepwater Development" (Idd). L'accordo, non ancora concluso, prevede l'acquisto del 62% delle quote di controllo dei blocchi di esplorazione di Ganai e Rapak, a largo delle coste della provincia del Kalimantan orientale, nello stretto di Makassar. Quando la Chevron non ha fornito le giuste garanzie di investimento per la realizzazione del secondo step dell'Idd, il governo indonesiano ha avviato le trattative nel settembre scorso con Eni, considerato un operatore più affidabile in grado di contenere i costi dell'investimento e connettersi facilmente all'unità di produzione galleggiante del giacimento di gas di Jangkrik, da dove deriva peraltro oltre la metà della sua produzione di idrocarburi in Indonesia. L'acquisizione della quota di Chevron Pacific Indonesia farebbe salire il controllo di Eni, che possiede attualmente una quota minoritaria del 20%, a oltre l'80%. Giacarta intende però persuadere la compagnia petrolifera cinese Sinopec, l'altro attore in gioco nel progetto, a incrementare la propria quota del 18% nella Idd⁷⁰. Ciò consentirebbe a Eni di sfruttare al meglio le potenzialità del bacino di idrocarburi.

Sempre Eni, il 26 aprile, ha comunicato di aver avviato la produzione di gas dal "progetto Merakes", situato nel blocco East Sepinggan, nello stretto di Makassar. Il progetto è

⁶⁸ Saipem, "Saipem: new E&C Onshore contract awarded by Thai Oil Public Limited Company (ThaiOil) for the expansion of the Sriracha refinery in Thailand worth approximately 4 billion USD. The Saipem share is about 1.4 billion USD", 19 ottobre 2018.

⁶⁹ Saipem, "Business Structure: Onshore Engineering & Construction".

⁷⁰ D. Evans, "Eni tipped to takeover giant Chevron project in Indonesia by March", *Energy Voice*, 15 febbraio 2021.

rappresentato da un giacimento a gas nell'offshore del bacino di Kutei, con una profondità d'acqua di circa 1.500 metri. Cinque pozzi sottomarini garantiranno una capacità di produzione di 13 milioni di metri cubi standard⁷¹ di gas al giorno, equivalenti a 85.000 barili di petrolio al giorno. Anche questo giacimento sfrutterà l'unità di produzione di Jangkrik. Eni è l'operatore del blocco East Sepinggan con una partecipazione del 65% attraverso la sua controllata Eni East Sepinggan. Gli altri partner sono Neptune Energy East Sepinggan, con una quota del 20%, e PT Pertamina Hulu Energi, con il restante 15%. Come ha sottolineato l'amministratore delegato di Eni, Claudio Descalzi, si tratta del più importante progetto dell'azienda multinazionale del 2021⁷².

Eni ha delle attività ben salde anche in Viet Nam, che l'anno scorso si è confermato il principale partner commerciale dell'Italia nel Sud-Est asiatico. Attraverso la sua controllata, Eni Viet Nam, l'azienda ha completato lo scorso mese l'acquisizione da KrisEnergy (Viet Nam 115), compagnia di Singapore, del 100% di interesse nel Blocco 115/09, nel bacino del Song Hong, nell'offshore del Viet Nam centrale, divenendone l'unico operatore. L'area contrattuale è adiacente al Blocco 114, nel quale Eni Viet Nam e il suo partner, Essar Exploration and Production, hanno recentemente annunciato la scoperta di gas e condensati nel pozzo di Ken Bau-2X, dove stanno attualmente conducendone la campagna di delineazione.

Per quanto riguarda, invece, gli investimenti italiani nel settore delle energie pulite, Enel Green Power, in consorzio con l'indonesiana PT Optima Nusantara Energi, si aggiudicò nell'aprile 2016 il diritto di esplorazione e di realizzazione del progetto geotermico di Way Ratai da 55 megawatt (MW), situato nella provincia di Lampung, nell'isola di Sumatra. L'Indonesia è il primo paese dell'area, seguito dalle Filippine, ad aver sfruttato l'energia geotermica per generare elettricità, con una capacità che nel 2019 si attestò a 2.133 MW, grazie alla presenza del calore geologico presente nel sottosuolo. La realizzazione del primo impianto geotermico di Enel Green Power era prevista per il 2024 ed era legata ai risultati dell'esplorazione, con un investimento da parte della divisione di Enel che inizialmente ammontava a 30 milioni di dollari. Uno studio aveva stimato un valore di energia prodotta pari ai 430 GWh all'anno, che sarebbe stata successivamente venduta all'utility statale Perusahaan Listrik Negara in base a un accordo di acquisto trentennale. Come riporta il sito *Petromindo.com*⁷³, dal febbraio dello scorso anno l'azienda italiana starebbe valutando il ritiro dall'investimento dopo che si erano rincorse le voci di una modifica unilaterale, da parte del governo indonesiano, del prezzo di vendita della materia prima fissato originariamente dal ministero dell'Energia e delle Risorse naturali indonesiano. Questa notizia non trova ancora una conferma ufficiale da parte dell'azienda italiana.

⁷¹ Lo standard metro cubo è la quantità di gas contenuta in un metro cubo a condizioni standard di temperatura (15 °C) e di pressione (1013,25 millibar, ovvero la pressione atmosferica). Esso si distingue dal "normal metro cubo", che misura invece la quantità di gas contenuta in un metro cubo alla pressione atmosferica e alla temperatura di 0 °C.

⁷² Eni, "Eni avvia la produzione di gas dal giacimento di Merakes nelle acque profonde dell'Indonesia", Comunicato stampa, 26 aprile 2021.

⁷³ "Enel to quit Indonesia geothermal project", *Petromindo.com*, 14 febbraio 2020.

Oltre a Eni e ad Enel, sono attive nella regione altre importanti aziende italiane, pubbliche e private, del settore energetico. La Glow Energy Public Company, uno dei maggiori produttori indipendenti di energia della Thailandia, ha assegnato nel 2017 ad Ansaldo Energia un contratto a lungo termine di manutenzione e assistenza della sua centrale elettrica Glow Energy Phase 5, situata all'interno del *Map Ta Phut Industrial Park*, a duecento chilometri a sud-est della capitale thailandese. L'impianto è stato progettato per generare 328 MW di potenza – in aggiunta alle oltre 160 tonnellate all'ora di vapore – che andranno ad alimentare i progetti industriali locali.

La Turboden, società milanese del gruppo Mitsubishi Heavy Industries e leader mondiale nella costruzione di sistemi Organic Rankine Cycle (Orc), è stata selezionata nel febbraio di quest'anno come fornitore di un nuovo sistema binario per la generazione di energia elettrica, che recupera calore da un flusso di acqua geotermica a valle di una centrale ad acqua dominante (*flash*) già esistente, nel sito geotermico da 29 MW di Bacon-Manito, nell'isola di Luzon dell'arcipelago filippino. Il gestore dell'impianto è la Energy Development Corporation, la più grande azienda geotermica al mondo integrata verticalmente, e il progetto sarà operativo entro la fine del 2022.

Infine, la divisione “Sviluppo tecnologico” dell'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (Enea) ha brevettato, alla fine del 2019, un nuovo modello di utilità di reattore per la gassificazione di biomassa che trova applicazione nel campo della conversione termochimica delle biomasse residuali e di rifiuti, a partire dal quale è possibile produrre un gas combustibile, il syngas, da valorizzare per la produzione di energia elettrica, calore o composti chimici. L'Enea punta molto sul Sud-Est asiatico, considerato uno degli sbocchi di mercato dove il proprio modello potrebbe presto attecchire.

FIG. 7.4 – FLUSSI IDE DELL'ITALIA VERSO I PAESI ASEAN PER SETTORE ECONOMICO
(VALORI ESPRESSI IN MILIONI DI US\$)

Paese di origine	Settore	2019
ITALIA	Agricoltura, pesca e selvicoltura	0,02
	Minerario	-666,34
	Manifattura	-31,77
	Fornitura di elettricità, gas, vapore e aria condizionata	0,15
	Fornitura di acqua, depurazione, smaltimento di rifiuti e attività di bonifica	0,04
	Costruzioni	-18,01
	Commercio all'ingrosso e al dettaglio; riparazione veicoli e motocicli	4,08
	Trasporto e stoccaggio	-2,14
	Ospitalità e attività enogastronomiche	0,14
	ITC	0,47
	Attività finanziarie e assicurative	-23,28
	Attività immobiliari	6,11
	Attività professionali, scientifiche e tecniche	0,32
	Attività amministrative e di supporto ai servizi	0,62
	Pubblica amministrazione e difesa; previdenza sociale obbligatoria	0,00
	Istruzione	0,01
	Salute e attività di assistenza sociale	0,03
	Arte, intrattenimento e tempo libero	0,01
	Altre attività nel settore dei servizi	-1,92
	Attività non specificate	1,70
	Totale	-731,47

Fonte: ASEANStatsDataPortal

Sebbene tutti i paesi del Sud-Est asiatico abbiano beneficiato della crescita dei flussi di Ide negli ultimi due decenni, i dati pubblicati nel 2017 dall'Ocse⁷⁴ mostrano come le Filippine, l'Indonesia e la Malaysia impediscono ancora agli investitori esteri di fare ingresso nei rispettivi mercati. In particolare, esistono barriere macroeconomiche, amministrative/regolamentarie e infrastrutturali nelle legislazioni dei paesi Asean che non favoriscono gli IDE in entrata nel settore energetico. Nel primo caso, gli alti costi della tecnologia rallentano lo sviluppo delle rinnovabili in quei paesi della regione con scarse o limitate risorse finanziarie. Nel secondo caso, accade che le istituzioni responsabili della realizzazione e del monitoraggio dei piani di transizione energetica siano sovente inadeguate al compito: il quadro è complicato dal fatto che la legislazione in materia non appare per niente nitida. Nell'ultimo caso, il mancato riammodernamento di buona parte della rete infrastrutturale locale e la presenza di una forza lavoro non specializzata per la costruzione di progetti legati allo sviluppo delle rinnovabili complicano il percorso di transizione energetica di molti Stati membri dell'Asean⁷⁵. L'accordo di libero scambio siglato tra l'UE e il Viet Nam, entrato in vigore il 1° agosto 2020, prevede l'eliminazione e/o la riduzione degli ostacoli non tariffari agli scambi e agli investimenti nella produzione di energie rinnovabili da fonti sostenibili come l'eolico, il solare, il geotermico, l'idroelettrico, l'energia oceanica o idraulica e le biomasse, tuttavia il Capo VII del testo esclude da questa eccezione normativa tutti i beni da cui l'energia è generata.

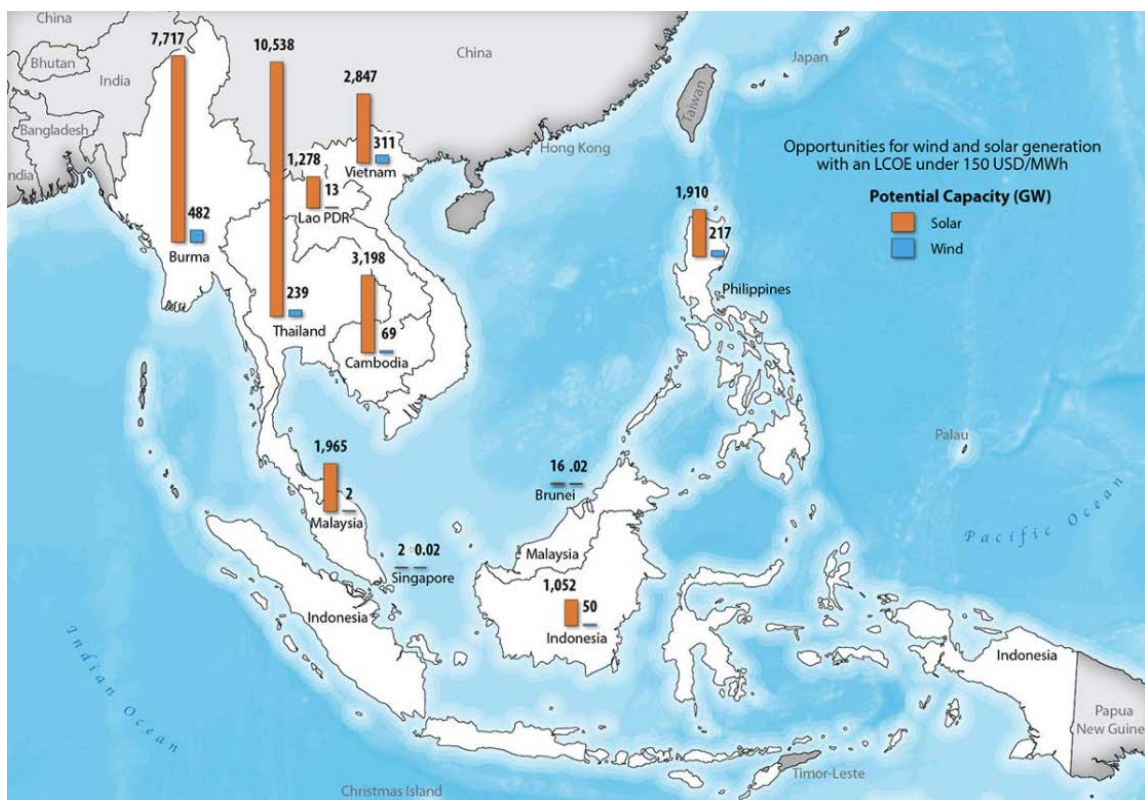
Se i paesi Asean intendono, da una parte, allineare le rispettive necessità energetiche agli obiettivi condivisi all'interno dell'Apaec e, dall'altra, attrarre Ide nel settore delle rinnovabili, soprattutto nel solare e nell'eolico dove maggiori sono (cfr. Fig. 7.5), dovrebbero riconsiderare le proprie politiche e gli incentivi agli investimenti nel settore delle rinnovabili. Gran parte dei governi della regione appoggiano, in linea di principio, la transizione verso un modello di sviluppo che faccia ricorso alle energie pulite e che permetta loro di diversificare il mix energetico, ma alcuni di essi si sono rivelati incapaci di soddisfare la crescente domanda interna di energia, nonché i bisogni primari di elettricità delle popolazioni, affetti da gravi problematiche che sovente si ripropongono, come i frequenti blackout e l'impossibilità di accedere all'elettricità⁷⁶. Nella seconda metà del 2020, quando la seconda ondata della pandemia da Covid-19 ha avuto un impatto devastante su alcune aree del Sud-Est asiatico, in particolare in Indonesia e nelle Filippine, i governi hanno previsto nuovi strumenti finanziari e incentivi fiscali o esenzioni regolamentarie e approvato provvedimenti legislativi per incoraggiare gli investimenti e sviluppare nuove tecnologie nelle rinnovabili.

⁷⁴ The Oecd and Southeast Asia, Investment Indicators, FDI restrictiveness, <https://www.oecd.org/southeast-asia/data/investment.htm>

⁷⁵ S. Pratiwi e N. Juerges, "Review of the Impact of Renewable Energy Development on the Environment and Nature Conservation in Southeast Asia", *Energy, Ecology and Environment*, vol. 5, n. 4, 2020, p. 229; H. Peimani (2018), pp. 5-13.

⁷⁶ C. Weatherby, "Renewable Energy in Southeast Asia", in P. Han et al., *Powering Southeast Asia. Meeting the Region's Electricity Needs*, NBR Special Report, n. 89, dicembre 2020, p. 18. Uno studio condotto da Chian-Woei Shyu stima che sono 45 milioni le persone che non hanno tuttora accesso all'elettricità: gran parte di esse si trovano in Cambogia e nel Myanmar, cfr. C. Shyu, "Energy Poverty Alleviation in Southeast Asian Countries: Policy Implications for Improving Access to Electricity", *Journal of Asian Public Policy*, 2020.

FIG. 7.5 – POTENZIALITÀ DERIVANTI DALL'ENERGIA FOTOVOLTAICA ED EOLICA
 NEGLI STATI MEMBRI ASEAN, DISPONIBILE A UN COSTO LIVELLATO DELL'ELETTRICITÀ (LCOE)
 INFERIORE A 150 DOLLARI/MWH (VALORI ESPRESI IN GW)



Fonte: REexplorer, <https://www.re-explorer.org/lcoe-southeast-asia/>

Il coinvolgimento del settore privato ha agito negli ultimi anni da volano nel settore energetico, ma non è bastato a scardinare un sistema caratterizzato da lungaggini burocratiche che rallentano qualsiasi avanzamento nello sviluppo di un'economia pulita e circolare. Peraltro, la presenza di politiche e legislazioni più uniformi tra i vari paesi Asean nel settore energetico permetterebbe ai governi di trovare una soluzione alle carenze di energia. È ormai un fatto comunemente accettato che l'energia derivante da fonti rinnovabili non solo riduce l'uso dei combustibili fossili, ma favorisce sia la formazione di reddito sia la creazione di posti di lavoro nella catena di approvvigionamento di energia, così come in altre attività a essa connesse⁷⁷.

⁷⁷ R. Erdiwansyah et al., "Renewable Energy in Southeast Asia: Policies and Recommendations", *Science of the Total Environment*, vol. 670, 2019, pp. 1099-1100.

8. Rinnovabili in Asia centrale: quale ruolo per l'Italia?

Filippo Costa Buranelli

Negli ultimi anni, i governi dell'Asia centrale hanno affermato la propria volontà di conformarsi a pratiche e narrative globali di *green economy*, sviluppo sostenibile, intensificazione delle energie rinnovabili. Questa tendenza è stata recentemente incentivata anche dalla forte contrazione della domanda di petrolio (-10%) e del suo deprezzamento¹. Ciò ha portato a un incremento di investimenti, negoziazioni e partenariati strategici con numerosi governi esteri per finanziare, promuovere e sostenere questo nuovo percorso. Dal momento che “la svolta verde” dell'Asia centrale ha evidenti ripercussioni economiche, ambientali, sociali, e finanche geoeconomiche (se non addirittura geopolitiche), è opportuno considerare quale possa essere il ruolo che l'Italia può giocare nello sviluppo e nel consolidamento del settore delle energie rinnovabili nella regione. Qui il focus è sulle seguenti tre problematiche:

- Qual è lo stato attuale delle energie rinnovabili in Asia centrale?
- Quali sono i principali investimenti italiani nella regione?
- Quali sono le potenziali raccomandazioni e suggerimenti che possono essere di interesse, se non d'aiuto, per l'Italia e i governi dell'Asia centrale, per far sì che l'attenzione e gli investimenti nel campo delle energie rinnovabili non abbiano un carattere meramente cosmetico e retorico, ma abbiano un impatto trasformativo e positivo sulla *governance* della regione?

Energie rinnovabili e Asia centrale

I recenti sviluppi nell'ambito della governance globale, con un impegno sempre più presente e specifico da parte della maggioranza dei governi mondiali a mitigare, se non proprio contrastare, gli effetti nefasti del cambiamento climatico e del conseguente deterioramento ambientale, non hanno colto di sorpresa le repubbliche centrasiatriche del Kazakistan, Kirghizistan, Tagikistan, Turkmenistan, e Uzbekistan. Supportati da una fitta rete di investitori sia pubblici che privati, e sostenuti anche da una struttura istituzionale attiva in ambito sia economico che ambientale che comprende la Banca mondiale, la Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo, l'Unione europea, e il Progetto Carec tra gli altri, questi governi hanno di recente fatto della transizione energetica e dell'utilizzo delle energie rinnovabili una priorità tanto di politica interna quanto estera². Specie negli ultimi due anni, sotto gli auspici dell'Irena (International Renewable Energy Agency), i ministri dell'Energia delle cinque repubbliche centrasiatriche hanno dichiarato l'intenzione dei loro governi ad accelerare quanto più possibile una transizione a un'economia basata su energie rinnovabili.

¹ A. Cohen, “Foreign Investment In Renewables And Beyond: The Last Best Hope For Central Asia's Economic Recovery”, *Forbes*, 8 dicembre 2020.

² N. Koch, “The Geopolitics of Renewable Energy in Kazakhstan”, *CAP Paper 211*, settembre 2018, pp. 1-5.

Le cinque repubbliche centrasiatriche hanno tutte ratificato l'accordo-quadro dell'Onu sul cambiamento climatico negli anni Novanta, e hanno mostrato la propria adesione sia al Protocollo di Kyoto (2009) che all'Accordo di Parigi (2016). Inoltre, il Kazakistan ha ospitato, nel 2019 e nel 2020, il Summit centrasiatiano sulle rinnovabili, mentre l'Uzbekistan non solo ha organizzato il Forum per il rafforzamento della cooperazione su ambiente e sviluppo sostenibile nel 2018, ma ha anche in programma di ospitare, annualmente, la Conferenza sul cambiamento climatico in Asia centrale.

Il Kazakistan ha una base normativa piuttosto dettagliata per quel che riguarda l'introduzione e lo sviluppo di energie rinnovabili. Tre sono i documenti più significativi: il Codice ambientale (2007), la Legge sul supporto all'utilizzo di energia rinnovabile (2009) e il Concept per la Transizione all'Energia Verde (2013). Considerando i dati del 2020, il Kazakistan ha più di 100 generatori di energia che utilizzano energie rinnovabili per un totale di 1,634,7 MW. In termini percentuali, la produzione di energia rinnovabile nel paese è cresciuta del 74% rispetto al 2019. Al momento, l'energia idroelettrica costituisce l'11% del paniere energetico kazako. Questo è il risultato dell'operazione di centrali idroelettriche sparse sul territorio, specie lungo il fiume Irtysh dove si trovano le centrali di Bukhtarma (675 MW), Ust-Kamenogorsk (332 MW), e Shulbinsk (702 MW). Inoltre, vi sono le centrali di Kapchagay (364 MW) sul fiume Ili, Moinak (300 MW) sul fiume Charyn, e Shardara (100 MW) sul Syrdarya³. Per quanto riguarda l'energia eolica, recenti stime considerano il potenziale del Kazakistan come maggiore di 1,8 trilioni kW annuali, specie alla luce del fatto che circa il 50% del territorio kazako è battuto da venti con la velocità di 5-6 metri/secondo, soprattutto al nord, al centro, e sul litorale caspico – un esempio della possibilità di sfruttamento del potenziale eolico è dato dal complesso di Yereymentau, finanziato dalla Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo⁴. Per quel che riguarda il solare, Cina, Germania e Russia sembrano essere gli stati più attivi in termini di progettazione e investimenti: il Parco dell'Innovazione di Alatau vicino ad Almaty (1MW), le centrali fotovoltaiche di Karaganda (40MW), Chulakkurgan (63 MW), Saran (100 MW), Burnoye/Zambyl (100 MW), Zhangiztobe (30MW) e Kapshagay (100MW) sono solo alcuni degli esempi. Nonostante questi progetti e investimenti, però, il grosso dei finanziamenti continua ad andare al settore estrattivo, con le rinnovabili che costituiscono solo il 2,2% degli investimenti esteri totali. L'elettricità, nel paese, è ancora molto ancorata allo sfruttamento del carbone (66%), con gas (21%), idroelettrico (11%) e petrolio (2%) che completano il quadro.

Anche l'Uzbekistan, nonostante la nota dipendenza da idrocarburi ed energia fossile, sta investendo nelle rinnovabili. Secondo il documento ufficiale "Concept note for ensuring electricity supply in Uzbekistan in 2020-2030", il governo uzbeko progetta di incrementare la percentuale di energia derivante da rinnovabili entro il 2030, aumentando nello specifico il

³ Kazakhstan Electricity Grid Operating Company KEGOC <http://www.kegoc.kz/en/company/national-power-system>

⁴ N. Yau, "Chinese solar investments in Central Asia: A snapshot", *Eurasianet*, 15 October 2020; "Uzbekistan to build the largest wind power plant in Central Asia", *News Central Asia*, 6 aprile 2021.

contributo di energia solare a 5GW e di eolico a 3GW⁵. Per quel che riguarda il settore idroelettrico, l'obiettivo di Tashkent è quello di raggiungere 1GW di energia entro la suddetta data. Di questo passo, la percentuale di energie rinnovabili nel paese ammonterebbe a 30% del paniere energetico totale. Sul fronte del rinnovabile l'Uzbekistan si sta muovendo dal 2013, quando il decreto 4512 prevedeva infatti che le energie rinnovabili avrebbero soddisfatto il 21% del fabbisogno del paese entro il 2031⁶. Nello stesso anno, grazie al sostegno dell'Asian development bank, nacque anche un importante centro dedicato all'energia solare. Nel 2015 è stato inoltre firmato un piano di spesa di oltre 2 miliardi di dollari per l'energia idroelettrica⁷. Al momento, le centrali idroelettriche più significative nel paese sono Charvak (620 MW), Khodjikit (165 MW), Tuyamuyun (150 MW), Andijan (140 MW), Farkhad (126 MW), e Gazalkent (120 MW). Tuttavia, l'88,5% della generazione elettrica è ancora garantita dalle centrali termiche alimentate dal gas naturale (con percentuali di mazut e carbone) e solo l'11,5% da impianti idroelettrici⁸. Recentemente, il ministro dell'Energia Alisher Sultanov ha annunciato la firma di un accordo con Masdar (Emirati Arabi Uniti) per incrementare la potenza dell'attuale progetto di costruzione di centrali eoliche in Uzbekistan così da raggiungere 1,5GW. Il complesso eolico che ne risulterà sarà il più grosso in Asia centrale, e costituirà un ulteriore passo verso l'obiettivo auto-dichiarato del governo uzbeko di raggiungere la soglia dei 3GW entro il 2030. Questo però non vuol dire che il governo uzbeko abbia smesso di investire in gas e petrolio. Come annunciato durante la Global Oil&Gas Uzbekistan Conference, entro il 2022 il paese intende aumentare la produzione di gas di 53,5 miliardi di metri cubi, la produzione di petrolio di 1,9 milioni di tonnellate e il gas condensato di 1,1 milioni di tonnellate. Uno dei decreti presidenziali più recenti in materia energetica è il decreto 9 marzo 2017 n. PP-2922 che ha adottato il piano quinquennale per la crescita della produzione di idrocarburi nel periodo 2017-2021. Come nel caso kazako, dunque, vi è una forte ambivalenza per quel che riguarda il settore delle rinnovabili, ed è forse più accurato parlare di "addizione" piuttosto che di "transizione" energetica⁹.

Il Turkmenistan, notoriamente dipendente dalle sue immense riserve di gas, ha intrapreso i primi passi per introdurre energia rinnovabile nel suo sistema socioeconomico. È interessante notare come il paese presenti già una struttura rinnovabile, la centrale idroelettrica di Gindykush, con una capacità di 1,2MW costruita però nel 1913, in epoca zarista. La natura vetusta dell'infrastruttura turkmena sembra essere uno dei potenziali problemi per gli investitori, soprattutto se si pensa che l'età media delle strutture energetiche nel paese è 50-60 anni. Da un punto di vista legislativo, il Turkmenistan ha incluso le

⁵ Ministry of Energy of the Republic of Uzbekistan, [Concept Note for Ensuring Electricity Supply in Uzbekistan in 2020-2030](#).

⁶ Le energie rinnovabili, in realtà, fanno parte del quadro legislativo uzbeko dal 1997, con la Legge sull'Utilizzo razionato dell'energia.

⁷ Piotr, "Niente soviet e niente elettrificazione, l'Asia Centrale e l'energia rinnovabile", *Farfalle e Trincee*, 19 settembre 2017.

⁸ https://www.infomercatiesteri.it/dove_investire.php?id_paesi=142#info_mercati_esteri_3

⁹ R. York e S.E. Bell, "Energy transitions or additions? Why a transition from fossil fuels requires more than the growth of renewable energy", *Energy Research & Social Science*, vol. 51, maggio 2019, pp. 40-43.

rinnovabili all'interno del quadro legislativo sul cambiamento climatico, in particolare con la Strategia nazionale sul cambiamento climatico (2012), la creazione di un Fondo nazionale per il cambiamento climatico, e la recente adozione del nuovo Programma statale per la conservazione dell'energia per il periodo 2018-24. Da ultimo, il governo di Ashgabat ha adottato, nel 2010, la strategia nazionale di sviluppo di energie rinnovabili per il periodo 2011-2030, che al momento ha portato alla sostituzione di generatori diesel con pannelli solari della capacità di 10kW nell'area del deserto del Karakum, insieme alla progettazione di una centrale a energia solare con una capacità di 10MW sulla costa del lago artificiale Altyn Asyr. Il potenziale solare del Turkmenistan è molto vasto, se si pensa che nelle regioni di Kuli, Gasan, e Ashgabat il totale annuale di esposizione solare è tra le 2.768 e le 3.150 ore.

Per quel che riguarda il Kirghizistan e il Tagikistan, questi due paesi contano per il 5,5% del potenziale idroelettrico mondiale¹⁰. Dal punto di vista degli investitori, secondo un rapporto di Boston consulting group, il Tagikistan ha recentemente beneficiato di un incremento degli investimenti nella *green energy*, che nel 2018 hanno ammontato al 33% del totale degli investimenti nelle rinnovabili nella regione¹¹. Dal punto di vista normativo, il Tagikistan ha adottato il Programma per la costruzione di piccole centrali idroelettriche per il periodo 2000-2020, il Programma per l'utilizzo di fonti di energia rinnovabile (2007) e la Legge sull'utilizzo di energie rinnovabili (2010). Al di là della centrale idroelettrica di Rogun, di cui si parlerà nella prossima sezione, le altre centrali importanti sono Nurek (3.015 MW), Sangtuda-1 (670MW ripartiti in quattro unità), Sangtuda-2 (220 MW), Baipara (600 MW) e Golovnaya (240 MW).

Anche il Kirghizistan ha di recente incrementato il proprio impegno del raggiungimento di un'economia più sostenibile, anche se il neo eletto presidente Sadyr Japarov ha ancora da proclamare il proprio impegno a perseguire questa politica in modo ufficiale e diretto. Nel novembre 2020 infatti (quando Japarov aveva già acquisito il potere ma doveva ancora essere ufficialmente eletto alla presidenza) il Comitato statale kirghiso per l'industria, l'energia, e l'utilizzo del sottosuolo ha decretato che produrrà gratuitamente certificati per tutti quegli investitori interessati a contribuire allo sviluppo delle energie rinnovabili nel paese così da permettere alle compagnie interessate di lavorare ufficialmente nel paese seguendo il quadro normativo statale¹². Tale quadro normativo statale, però, è ancora in fase di specificazione, definizione, e manca attualmente di una direzione strategica, nonostante la presenza di una legge sulle rinnovabili adottata nel 2008 sotto la presidenza di Kurmanbek Bakiyev. Ad oggi, il paese utilizza elettricità prodotta interamente da centrali idroelettriche di larghe dimensioni costruite durante il periodo sovietico, quali Toktogul (1.200 MW), Kurpsai (800 MW), Tash-Kumyr (450 MW), Shamaldy-Sai (240 MW), Uch-Kurgan (180 MW), e Kambar-Ata-2 (120

¹⁰ "Uzbekistan to build the largest wind power plant in Central Asia"..., cit.

¹¹ La percentuale non deve però ingannare, specie se letta in termini relativi. Dato il potenziale idroelettrico, solare, ed eolico dell'Asia centrale, la regione è ancora parecchio sottosviluppata e attrae molti meno investimenti della media globale (3% regionale rispetto all' 8% mondiale).

¹² "Green energy in Kyrgyzstan: new rules of the game for market participants", *Kyrgyzstan Newsline* (English), 3 dicembre 2020.

MW). Inoltre, è calcolato che il Kirghizistan ha un potenziale solare annuale di 5-8 miliardi kWh, eolico annuale di 44,6 milioni di kWh, e di biomassa annuale di 1,3 miliardi di kWh.

TAB. 8.1 - ENERGIA PRODOTTA DA ENERGIA RINNOVABILE, ESPRESSA IN MW

Paese	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Kazakistan	2.278	2.582	2.608	2.805	2.893	2.951	3.015	3.369	4.214	4.997
Kirghizistan	3.072	3.072	3.572	3.671	3.677	3.677	3.689	3.673	3.673	3.677
Tagikistan	4.809	4.811	4.814	5.035	5.033	5.039	5.039	5.153	5.273	5.273
Turkmenistan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Uzbekistan	1.788	1.822	1.823	1.872	1.882	1.883	1.861	1.919	1.912	2.009

Fonte: Irena Renewable Capacity Statistics 2021

Dal quadro delineato in questa sezione, possiamo dunque concordare con quanto affermato da Aliya Tskhay in un altro rapporto ISPI, ovvero che nonostante gli sforzi e le richieste di investimenti nel settore delle rinnovabili, l'utilizzo di energia verde in Asia centrale è piuttosto stagnante e sottosviluppato dato il potenziale della regione¹³.

Investimenti italiani

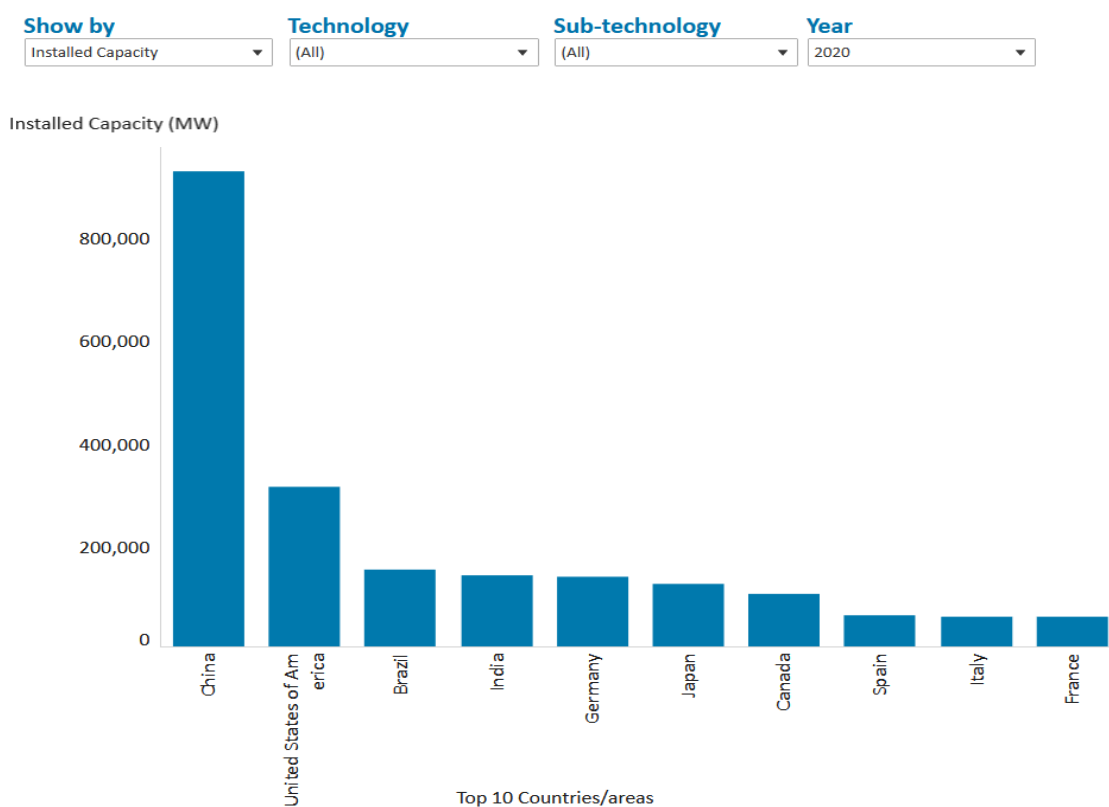
All'interno del quadro delineato nella sezione precedente, l'Italia si pone in una posizione privilegiata dati i buoni rapporti diplomatici ed economici con i partner regionali. I principali vettori di collaborazione sono nel campo eolico e idroelettrico, soprattutto grazie alla presenza di Eni e Salini Impregilo, che nell'ultimo periodo (2018-21) hanno incrementato i propri investimenti nella regione.

Da un punto di vista geografico, la presenza italiana nel mercato centrasiatiano delle rinnovabili è localizzato principalmente in Kazakistan e Tagikistan. In Kazakistan, nel marzo 2020, Eni ha avviato la produzione del parco eolico di Badamsha 1, dalla capacità di 48 MW. È stato stimato che Badamsha 1 fornirà alla regione nord-occidentale di Aktobe una produzione annuale di energia circa 198 GWh e farà aumentare del 25% l'energia prodotta da tutte le fonti eoliche attive nel paese. Questo progetto verrà affiancato dal secondo parco eolico Badamsha 2, anch'esso da 48 MW totali, che farà aumentare in maniera sensibile la quantità d'energia prodotta da fonti eoliche nel paese, producendo 200 GWh all'anno per 25 anni. Per quel che riguarda la presenza di imprese italiane in Tagikistan, la più degna di nota è sicuramente Salini Impregilo, specie per quel che riguarda la costruzione della diga Rogun, sul fiume Vakhsh. Una volta completato l'intero progetto, la produzione energetica sarà garantita da 6 turbine da 600MW ciascuna che, a piena capacità, avranno una potenza

¹³ A. Tskhay, *The Future of Energy in Central Asia*, ISPI Commentary, ISPI, 1 ottobre 2019.

installata di 3.600 MW, pari a tre reattori nucleari. Secondo le ultime stime, il progetto contribuirà a eliminare più di 150.000 tonnellate di CO2 ogni anno, e a fornire energia pulita a più di 8 milioni di persone.

Quali scenari, dunque, per il sistema Italia, nell'ambito delle energie rinnovabili in Asia centrale? Mentre è indubbio che il nostro paese sia presente nella regione, si potrebbe dire che i margini di ampliamento di questa suddetta presenza e della qualità di questa presenza sono molto grandi. Innanzitutto, da un punto di vista meramente competitivo, l'Italia sembra essere in una posizione di svantaggio rispetto ad altre realtà economiche, quali ad esempio la Cina, la Germania, e la Francia, nonostante si trovi anch'essa tra le prime 10 posizioni al mondo per quel che riguarda la presenza di rinnovabili sul territorio. Riguardo quest'ultima, è importante come al momento Parigi sia un attore di importanza indiscussa in Uzbekistan, grazie alla collaborazione tra Uzbekenergo e Total Eren per la costruzione di un complesso eolico da 100MW nei pressi di Samarkanda¹⁴.



Fonte: Irena

¹⁴ N. Yau (2020).

L'Italia, al momento, è ancora assente nel quadro delle rinnovabili uzbekhe. Basti pensare che nell'ultimo documento rilasciato dal Maeci riguardo a investimenti esteri¹⁵, tra le opportunità citate vi sono macchinari, autoveicoli, mobili, prodotti chimici e abbigliamento, ma non le energie rinnovabili. Se si pensa che nel 2018 le esportazioni italiane di tecnologie per il mercato dell'energia hanno sfiorato il valore di €7 miliardi, di cui circa il 35% ha riguardato le energie rinnovabili e la restante parte i comparti della produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica, l'Italia è sicuramente un partner ben posizionato per contribuire ulteriormente all'agenda verde dell'Asia centrale.¹⁶

Raccomandazioni

Come può l'Italia contribuire al consolidamento e al progresso dell'agenda sostenibile in Asia centrale? Di seguito alcune raccomandazioni:

1. Se da un lato investimenti in mega-progetti come Badamsha e Rogun hanno sicuramente un peso di rilievo, ancora più importante è contribuire alla *modernizzazione tecnologica e infrastrutturale* della regione. Per esempio, nonostante il gigantesco potenziale eolico a sua disposizione, il Kazakistan è al momento impossibilitato a sfruttarne i benefici a causa dei costi associati al trasporto delle componenti di turbine eoliche e alla creazione di una rete di distribuzione dell'energia eolica prodotta. Investimenti mirati in questo settore possono permettere da un lato un progressivo sviluppo del settore eolico nel paese, dall'altro una diversificazione degli investimenti da parte italiana in termini di tecnologia e logistica. Lo stesso si è detto per paesi come il Turkmenistan e l'Uzbekistan. Nel caso del Tagikistan, è stato calcolato che entro il 2030 dovrà essere ammodernato l'80% delle centrali idroelettriche del paese. Questa modernizzazione può andare di pari passo con la costruzione di nuove, piccole centrali idroelettriche nel paese, dal momento che uno dei problemi delle centrali di grosse dimensioni è proprio quello di non tener conto delle conseguenze del cambiamento climatico sullo stoccaggio d'acqua.
2. Una componente fondamentale del settore delle rinnovabili è quello di ricerca e sviluppo. Dato l'elevato numero di eccellenze italiane nel campo (si pensi ai Politecnici di Milano e Torino), una serie di partenariati con università e centri di ricerca nella regione, comprendenti scambi, *fellowships*, programmi di studio e di docenza possono contribuire a creare una rete di *know-how* di alta qualità per poter fronteggiare le sfide che lo sviluppo delle rinnovabili pone ai governi e alle società della regione. Di recente, per esempio, è iniziato il programma Leap-Re (Long-term joint European Union - African Union research and innovation partnership on renewable energy), finanziato nell'ambito del *programma Horizon 2020* dell'UE di cui fa parte anche il Politecnico di Milano.¹⁷ Questa attenzione al *know-how* dev'essere

¹⁵ *Le Iniziative per il rilancio del made in Italy*, Diplomazia Economia Italiana, Ministero per gli affari Esteri e la Cooperazione Internazionale, n. 2, 8 febbraio 2021.

¹⁶ "Made in Italy - L'export nelle tecnologie energetiche ha sfiorato i 7 miliardi", *e-gazzette.it*, 20 maggio 2019.

¹⁷ <https://www.polimi.it/it/dettaglio-apertura/article/10/al-via-il-programma-leap-re-9283/>

intesa in un contesto ampio e polivalente. Per esempio, potrebbe integrare e includere supporto dal punto di vista legislativo, dedicato sia all'aspetto finanziario della commercializzazione delle energie rinnovabili, così come quello della tutela della proprietà intellettuale e dell'innovazione.

- Il settore dell'energia solare in Uzbekistan è ancora molto sottosviluppato e affamato di investimenti. Eppure, al momento l'Italia non sembra essere tra i partner più attivi. Inoltre, per quel che riguarda Uzbekistan e Kazakistan, il governo italiano può investire in progetti che possono contribuire a una miglior allocazione di energie rinnovabili in termini di utilizzatori finali. Come dimostrano i dati sottostanti, non solo questi due paesi hanno percentuali di rinnovabili piuttosto basse, ma il loro utilizzo è di matrice primariamente industriale.



Fonte: Irena

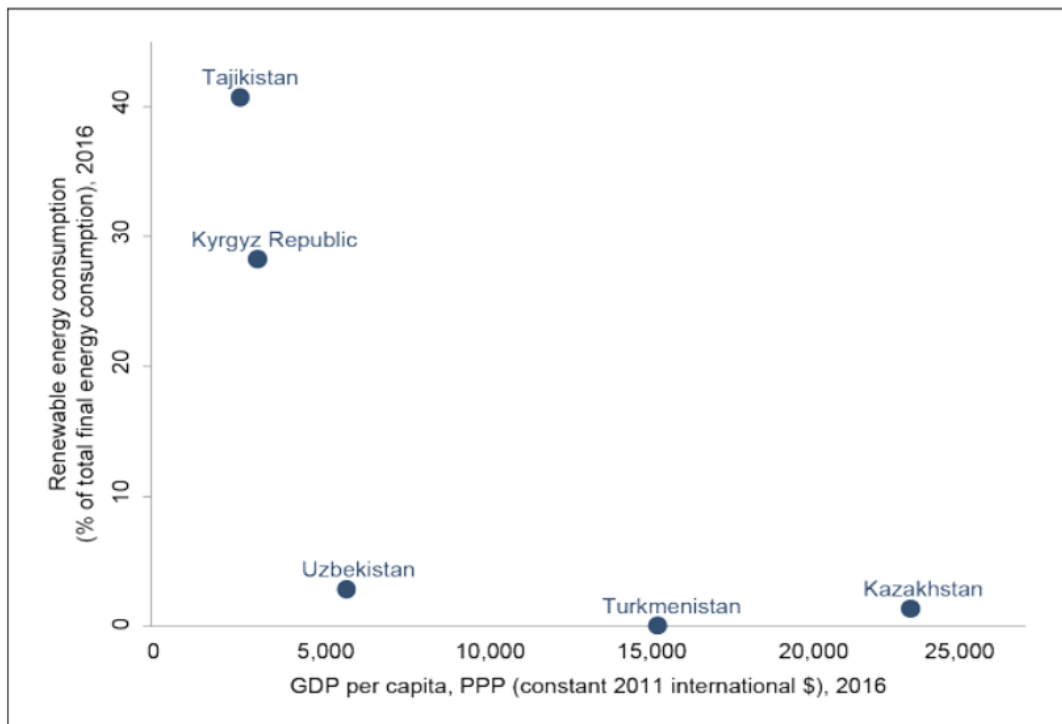
4. Inoltre, l'Italia può “fare sistema” elaborando una strategia economico-diplomatica all'interno delle organizzazioni internazionali di cui fa parte e che sono più attive nella regione dal punto di vista di transizione energetica, quali l'UE e l'Osce¹⁸. In particolare, la strategia può puntare su due vettori. Il primo è quello diplomatico-infrastrutturale, ossia utilizzare strumenti multilaterali e bilaterali per sostenere e promuovere connessione e cooperazione intra-regionale, specie riguardo a meccanismi di *water-sharing* e di gestione della rete elettrica¹⁹. Dall'altro, una strategia più economico-finanziaria volta a elaborare strumenti tali da facilitare l'accesso a energie rinnovabili da parte dei consumatori attraverso riforme di mercato e semi-liberalizzazione, al momento disincentivati dal loro utilizzo a causa del loro prezzo elevato dovuto anche ai sussidi concessi al settore degli idro-carburi. Un potenziale esempio da seguire potrebbe essere la Carec green energy alliance basata sull'idea di co-finanziamenti nel settore²⁰. Come è stato notato in un recente rapporto della Asian Development Bank, l'interesse primario dei governi provvisti di idrocarburi è quello di aprire gradualmente a investitori privati, così da familiarizzare con processi di decarbonizzazione e condividere rischi economici e finanziari²¹.

¹⁸ Si noti che la strategia europea per l'Asia centrale del 2019 menziona esplicitamente le energie rinnovabili, a differenza del documento del 2009, molto più incentrata su gas e petrolio. Si veda <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/en/sheet/178/central-asia>

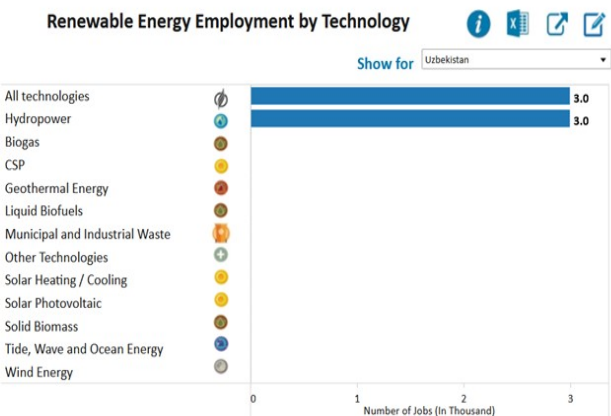
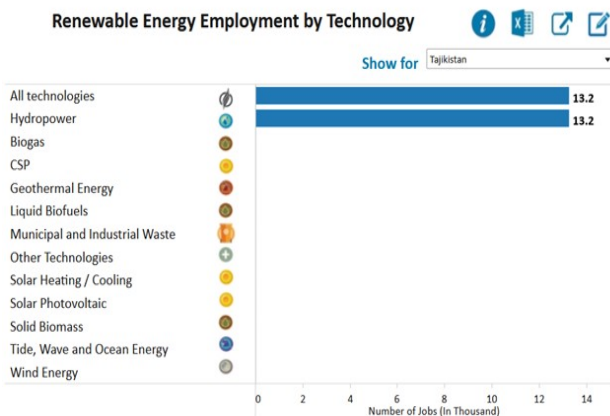
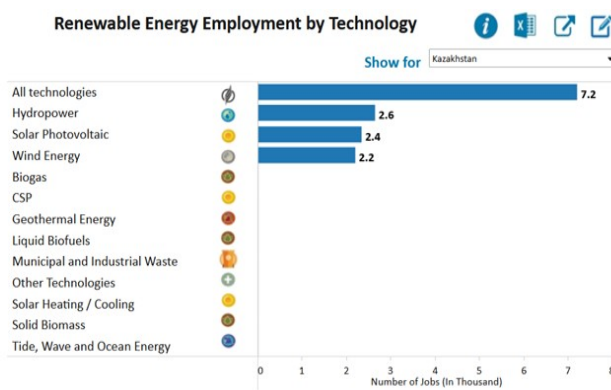
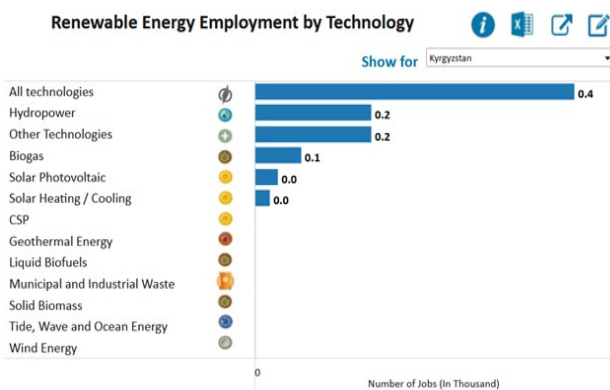
¹⁹ Ministry of Energy of the Republic of Uzbekistan..., cit.

²⁰ È opportuno notare come Carec abbia anche intrapreso un nuovo dialogo sulla possibilità di implementare meccanismi di *carbon-pricing* nella regione per poter produrre incentivi nel settore delle rinnovabili: “Regional Dialogue on Carbon Pricing (REdiCAP) in Central Asia”, *Thai News Service*, 1 marzo 2021; “Central Asia: New energy and transport strategies for CAREC region”, *The Times of Central Asia*, 15 novembre 2019; A. Bhargava, “Central Asia eyes energy trade”, *China Daily*, 29 maggio 2020 Friday.

²¹ E. Shandrina, *Renewable Energy in Central Asian Economies: Role in Reducing Regional Energy Insecurity*, ADBI Working Paper Series n. 993, Asian Development Bank Institute, agosto 2019.



Fonte: Asian Development Bank



Fonte: Irena

5. Riguardo all'impiego e benefici per il sociale, l'Italia può contribuire al settore delle rinnovabili e della sostenibilità proponendo investimenti e programmi di sviluppo del settore incentrati alla promozione e al sostentamento di posti di lavoro e di impiego. Come si evince dai dati sottostanti, il settore delle energie rinnovabili in Asia centrale è, al momento, un settore per (molto) pochi.

In conclusione, il settore delle energie rinnovabili in Asia centrale è sicuramente dotato di grosse potenzialità, e i governi regionali sembrano essere intenzionati a coltivarne lo sviluppo e la promozione, anche al di là della mera retorica, almeno fintanto che gli interessi economici dei gruppi di élite non vengono intaccati. In virtù delle buone relazioni con le repubbliche centrasiatriche, dell'eccellenza della sua industria e comunità scientifica e del suo impegno nel contrastare il cambiamento climatico, l'Italia ha l'opportunità di giocare un ruolo di primo piano nell'ambito delle rinnovabili. Quanto questa opportunità sarà concretizzata dipenderà dalla volontà dei governi di portare avanti questa agenda, e dalla capacità di interpretare la necessità di utilizzare energie più verdi in un quadro più ampio e complesso di matrice non solo economica, ma anche e soprattutto ambientale e sociale.

9. Covid-19 e ricadute su strategie energetiche europee in Asia centrale

Paolo Sorbello

Kazakhstan, Turkmenistan e Uzbekistan sono tre paesi centrasiatrici tra i maggiori produttori ed esportatori di idrocarburi sia nella regione eurasiatica, sia nel più ampio quadro globale. A partire dall'indipendenza dall'Unione Sovietica nel 1991, questi paesi sono entrati nel sistema di relazioni internazionali, suscitando interesse soprattutto per i loro depositi di petrolio e gas naturale. Già negli anni Novanta, le diplomazie americane ed europee, insieme alle compagnie trans-nazionali del settore energetico, hanno iniziato a intrattenere rapporti proficui con i loro partner centrasiatrici. Con i primi investimenti sono arrivate anche le prime politiche di partenariato, sia bilaterali tra stati, sia tra regioni, come le strategie dell'Unione europea (UE). In particolare, è da sottolineare come ci sia una differenza sostanziale tra i documenti sulla Strategia del partenariato tra UE e Asia centrale del 2007 e del 2019 in termini di rilevanza del settore energetico. Mentre nel 2007 l'UE poneva l'accento sulle questioni della sicurezza degli approvvigionamenti degli idrocarburi per soddisfare la propria domanda interna, nel 2019 il documento strategico si focalizza di più su una partnership fondata sulla connettività e sui valori condivisi. Pochi mesi dopo l'approvazione della nuova strategia europea, tuttavia, l'infezione virale Covid-19 si tramutò in pandemia, costringendo sia gli attori politici, sia i partner negli affari a mettere in pausa i progetti di cooperazione.

Questo articolo mira ad analizzare le cause e le conseguenze della «doppia crisi» che ha portato alla drastica riduzione dei prezzi del petrolio nel 2020 e quali potrebbero essere le conseguenze nella cooperazione tra l'Asia centrale e l'Europa, con un particolare sguardo all'Italia.

La “doppia crisi” tra Covid-19 e prezzo del petrolio

Dal 31 dicembre 2019, quando l'Organizzazione mondiale per la sanità (Oms) ha per la prima volta ricevuto comunicazione di un caso di polmonite virale nella città cinese di Wuhan, il prezzo del petrolio ha cominciato a scendere dapprima in maniera marginale, poi vertiginosa. Dai 66 dollari al barile di media a dicembre 2019 si è passati ai 9 dollari al barile il 21 aprile 2020, per quanto riguarda l'indice Brent, il prezzo più basso registrato da decenni. Dall'altra parte dell'Oceano Atlantico, l'indice Wti registrava addirittura prezzi negativi: i traders che volessero vendere il greggio contenuto nelle loro petroliere avrebbero dovuto pagare i compratori per disfarsene.

La situazione globale nel settore petrolifero entrò in una spirale con a un effetto ciclico negativo. La pandemia, una volta riconosciuta tale dall'Oms a marzo 2020, portò a una depressione dei consumi, a causa delle varie misure preventive adottate da molti degli stati colpiti. Tra queste misure, la chiusura dei confini e lo stop alla maggior parte dei voli di linea che collegavano città, paesi e continenti. Questa misura in particolare ha causato una forte riduzione nella domanda di carburante per l'aviazione e quindi depresso l'output di molte

raffinerie, che già avevano cominciato a lavorare a regime ridotto a causa dei rischi per i lavoratori. Con la domanda in ribasso, i prezzi continuavano a calare e i produttori cominciavano a domandarsi se non fosse più sensato ridurre ai minimi i regimi di lavoro e attendere che i prezzi si alzassero.

Mentre la ridotta attività economica e produttiva nel settore petrolifero portava i prezzi al ribasso, una disputa sulle politiche di esportazione tra Arabia Saudita e Russia aveva scosso il mondo dei paesi esportatori. Riunitisi a marzo 2020 nel consesso Opec plus, che riunisce sia i membri dell'organizzazione dei paesi esportatori di petrolio, sia alcuni paesi partner al di fuori dell'Opec, russi e sauditi non accettarono di scendere a compromessi. L'Arabia Saudita, membro fondatore dell'Opec, da anni pressava per una riduzione delle forniture di petrolio, al fine di stabilizzare verso l'alto i prezzi globali. In molti tra i paesi esportatori sotto l'egida dell'Opec plus avevano da tempo aderito alla proposta, tagliando le quantità disponibili per l'export. Uno tra i paesi meno in linea con i tagli fu proprio il Kazakhstan, anche a causa della tanto agognata inaugurazione della produzione presso il giacimento offshore di Kashagan. A marzo 2020, tuttavia, fu la Russia ad averne abbastanza e a dichiarare un secco "no" ai tagli sauditi. Riad rispose con una mossa molto decisa: avrebbe aumentato le proprie esportazioni al fine di spingere i prezzi al di sotto della soglia minima che le compagnie russe necessitano per generare profitti (notoriamente più alta di quella saudita).

Questa disputa geopolitico-industriale ha avuto un effetto negativo sui prezzi, poi ulteriormente spinti al ribasso dalla pandemia. A questo punto, paesi esportatori di petrolio e di gas naturale (il cui prezzo, di norma, è collegato a quello del petrolio) hanno temuto che la flessione sui mercati non sarebbe stata passeggera, ma che si sarebbe trasformato in un nuovo «low-for-long» come quello vissuto dall'inizio del 2016.

La “doppia crisi” in Asia centrale e i risvolti nelle relazioni con UE e Italia

In Asia centrale, i paesi esportatori di petrolio e gas (Kazakhstan, Turkmenistan e Uzbekistan) dovettero affrontare questa “doppia crisi”¹ riducendo il proprio output e contraendo le esportazioni, la fonte primaria di ricavi in valuta estera per questi paesi. Questa congiuntura ha avuto un effetto negativo sulla crescita di questi paesi: il Pil del Kazakhstan ha subito una contrazione del 2,6%², una decrescita che non si registrava da due decenni; in Uzbekistan, il Pil è cresciuto solo del 1,6%³, la crescita più lenta dal 1996; e nonostante l'inaffidabilità delle statistiche ufficiali, anche il Turkmenistan ha registrato una crescita più bassa rispetto agli anni precedenti, con un tasso del 5,6%⁴.

In particolare, in Kazakhstan la compagnia di stato Kazmunaigas ha dichiarato di voler sospendere la produzione presso alcuni dei giacimenti più vecchi e di considerare la possibilità di abbandonare i pozzi più costosi da sfruttare, così da ottimizzare il budget. Alla

¹ P. Sorbello, “Kazakhstan’s oil dependent economy caught between two crises”, *Friedrich Ebert Stiftung – Kazakhstan*, ottobre 2020.

² “Kazakhstan: Country Overview”, World Bank, 2021.

³ “Uzbekistan’s GDP grows by 1.6 pct in 2020”, *Xinhua*, 27 gennaio 2021.

⁴ “Gurbanguly Berdimuhamedov: in 2020 GDP growth of Turkmenistan amounted to 5.9%”, Ministero dell’Oil & Gas – Turkmenistan, 17 febbraio 2021.

fine del 2020, la compagnia di bandiera ha registrato un calo nella produzione di petrolio del 7,9%, una flessione del 3% nella produzione di gas e un netto taglio (-12%) nelle operazioni di raffinazione. Secondo le ultime stime della compagnia, il primo trimestre del 2021 ha continuato lo stesso trend con un'ulteriore flessione nella produzione di petrolio e gas, -10% e meno 9% rispettivamente⁵.

La joint venture Tengizchevroil, la compagnia più importante in Kazakhstan in comproprietà con l'americana Chevron, ha subito il doppio colpo della pandemia e della crisi dei prezzi con una contrazione della produzione nel 2020 dell'11% rispetto all'anno precedente. In più, migliaia di dipendenti che lavoravano al progetto di espansione sono stati contagiati dal virus durante la loro residenza presso i campi di lavoro nell'ovest del paese. All'inizio della pandemia, dopo Almaty e Nur-Sultan, rispettivamente la città più grande e la capitale, erano proprio i campi di lavoro di Tengizchevroil a registrare la maggior incidenza di Covid-19. L'evacuazione dei lavoratori non essenziali e l'implementazione di misure straordinarie portarono il management di Tengizchevroil a sospendere il progetto di espansione da 37 miliardi di dollari cominciato nel 2016.

Tra le altre maggiori compagnie private, solo i consorzi che sfruttano i giacimenti di Karachaganak e Kashagan, entrambi partecipati dall'Eni, hanno registrato un aumento di produzione, +4,3% e +7% rispettivamente. Il dato è da attribuirsi a lavori di espansione dei giacimenti già completati prima dell'inizio della pandemia. Per entrambe le compagnie, la crescita annuale nel 2020 è rimasta al di sotto delle ambizioni precedenti alla «doppia crisi».

Un dato utile a comprendere il danno che la ridotta produzione e la contrazione delle esportazioni hanno provocato nel bilancio del governo del Kazakhstan è il trasporto di petrolio attraverso il Caspian Pipeline Consortium (Cpc), una compagnia partecipata dai governi di Kazakhstan e Russia e da altre compagnie trans-nazionali (Tabella 9.1). Dopo l'espansione, completata nel 2018, il CPC ha registrato record di trasporto di petrolio russo e kazako ogni mese fino al dicembre 2019. Una serie di commesse già vendute tra marzo e maggio 2020 ha continuato il trend positivo nonostante la caduta dei prezzi del petrolio. Tuttavia, il perdurare della pandemia e dei prezzi bassi del Brent hanno successivamente fatto crollare le forniture, che si sono timidamente risollevate solo a febbraio 2021, quando il petrolio è ritornato sopra i 60 dollari al barile.

⁵ “JSC NC KazMunayGas First Quarter of 2021 Trading Update”, *Kazmunaigas*, 12 maggio 2021.

TAB. 9.1 PREZZO DEL BRENT IN DOLLARI AL BARILE E VARIAZIONE DEL TRASPORTO DI PETROLIO ATTRAVERSO CASPIAN PIPELINE CONSORTIUM

	Brent (medio)	CPC TM	12M
Dic-2019	65,85	5,83	-2%
Gen-2020	63,60	5,61	=
Feb-2020	55,00	4,88	=
Mar-2020	32,98	6,45	+14%
Apr-2020	23,24	5,33	+29%
Mag-2020	31,02	4,66	+3%
Giu-2020	39,93	4,27	-25%
Lug-2020	42,81	4,55	-20%
Ago-2020	44,26	4,53	-15%
Set-2020	41,09	4,32	-13%
Ott-2020	40,47	4,80	-13%
Nov-2020	43,23	4,70	-14%
Dic-2020	49,87	4,93	-15%
Gen-2021	54,55	4,12	-17%
Feb-2021	61,96	5,49	+13%
Mar-2021	65,19	5,17	-20%

Dati indexmundi e CPC, trasporto mensile al terminale marittimo in Russia, in milioni di tonnellate, e differenza con lo stesso mese dell'anno precedente

In leggera controtendenza, nel 2020 la produzione di petrolio in Uzbekistan è salita del 5% rispetto all'anno precedente. Tuttavia, si tratta principalmente di sfruttamento di giacimenti scoperti di recente. Infatti, la ben più significativa industria del gas ha subito una flessione marcata in termini di produzione, che è calata del 18%. L'output di gas condensato è addirittura sceso di un terzo a causa di un rallentamento presso il principale giacimento di Kokdumalak⁶. I lavori di ammodernamento presso le raffinerie hanno anche contribuito alla flessione della produzione di benzina e diesel, scese dell'1% e del 9,6% rispettivamente⁷.

⁶ “Kokdumalak neftegazokondensatnoye mestorozhdeniye”, *Neftegaz.RU*, 8 February 2019.

⁷ “Promyshlennoye proizvodstvo Respubliki Uzbekistan za yanvar'-dekabr' 2020 goda”, *Comitato Nazionale di Statistica – Uzbekistan*, 21 gennaio 2021.

In Turkmenistan, nel 2019 la produzione di gas naturale è cresciuta del 2,7% a 63,2 miliardi di metri cubi (bcm), ma è importante notare che l'utilizzo domestico è aumentato a un tasso più sostenuto (+11%). Circa la metà del gas naturale prodotto in Turkmenistan (31,5 bcm) viene dunque consumato all'interno del paese⁸. Grazie all'apertura di una nuova centrale gas-to-liquid (Gtl) nella regione di Akhal, il Turkmenistan ha aumentato in maniera significativa la produzione di gasolio (€5) da gas naturale. Nel 2020, la produzione di benzina è più che triplicata rispetto al 2019, anno di inaugurazione della centrale⁹.

La maggior parte del gas esportato dal Turkmenistan è diretto in Cina, attraverso il gasdotto Central Asia-China. L'Asia centrale fornisce alla rete cinese ben un terzo delle importazioni di gas. Nel 2020, tuttavia, la Cina ha dimostrato di riuscire a far valere la clausola di forza maggiore per tirarsi fuori dagli obblighi di contratto "take-or-pay" con il Turkmenistan durante i mesi più difficili della pandemia. È importante notare che il prezzo fissato dal Turkmenistan per le esportazioni in Cina è il secondo più alto. A gennaio 2021, al confine cinese il prezzo registrato dal gas turkmeno è stato di \$187 per migliaia di metri cubi (tcm), sensibilmente maggiore rispetto al prezzo del gas kazako (\$162 per tcm) e uzbeko (\$152 per tcm), ma decisamente inferiore al prezzo che Pechino paga al Myanmar (\$352 per tcm)¹⁰.

L'Unione europea, che dipende dalle importazioni di idrocarburi per soddisfare la propria domanda interna, non considera l'Asia centrale un partner indispensabile per quanto riguarda il petrolio, e soprattutto il gas. Il Kazakhstan è un fornitore importante di petrolio, ma non paragonabile alla Russia o al Nord Africa. Per far arrivare del gas centrasiano alle centrali elettriche e termali europee servirebbero infrastrutture molto costose e poco fattibili attraverso il Mar Caspio. Dopo un iniziale interesse europeo per quest'ultima soluzione, il Gasdotto Trans-Caspico, inserito tra le infrastrutture strategiche europee nel 2007, l'attenzione si è spostata su progetti meno grandiosi e più concreti. Nella Strategia UE per il partenariato con l'Asia centrale del 2019, l'enfasi è stata posta sulla connettività in generale, dando risalto a una più vasta gamma di infrastrutture da collegare.

In quest'ottica, la collaborazione tra Europa (e Italia) e Asia centrale potrebbe subire cambiamenti di rotta, allontanandosi dai settori tradizionali quali l'oil & gas, verso nuove frontiere. D'altra parte, però, le compagnie europee e italiane che storicamente si sono stabilite in Asia centrale, prima fra tutte l'Eni, rimarranno saldamente ancorate ai propri consorzi produttivi nella regione. Non è escluso, tuttavia, che nuove collaborazioni in altri settori possano avere un effetto indiretto nel settore degli idrocarburi.

⁸ "Dobycha nefiti v Turkmenii v 2019g snizilas' na 0,5%, prirodno gaza vyroslo na 2,7%", VR, Interfax-Azerbaijan, 17 giugno 2020.

⁹ D. Savosin, "World's 1st gas-to-gasoline plant officially opened in Turkmenistan", *Neftegaz.RU*, 28 giugno 2019.

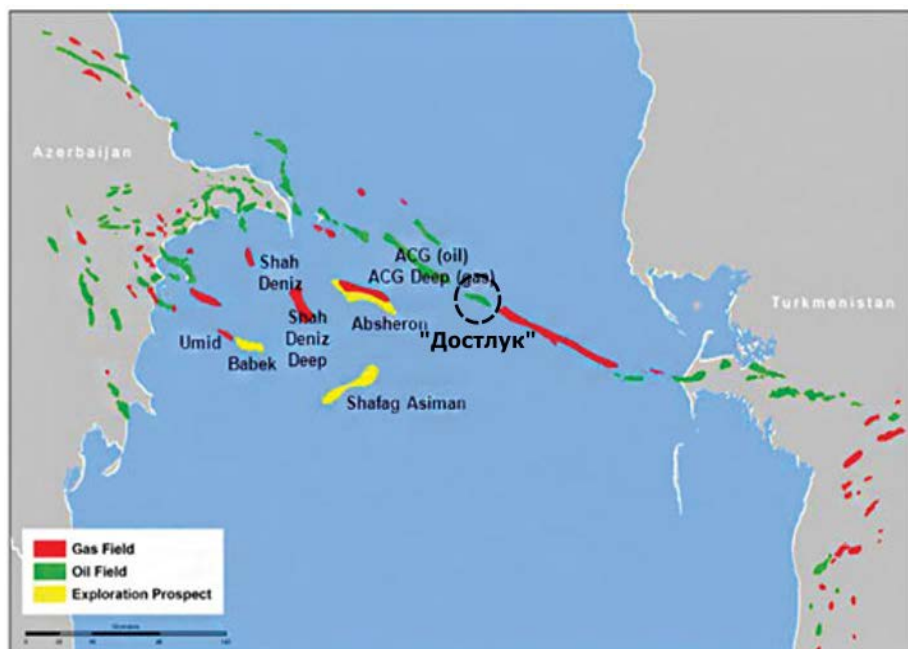
¹⁰ "V yanvare etogo goda Kitay zakupal turkmenskiy gaz po \$187 za tysyachu kubometrov", *Chronicles of Turkmenistan*, 22 marzo 2021.

10. Il riavvicinamento tra Azerbaijan e Turkmenistan. Nuova linfa ai progetti trans-caspici europei?

Carlo Frappi

Lo scorso 21 gennaio ad Ashgabat i ministri degli Esteri di Azerbaijan e Turkmenistan, Jeyhun Bayramov e Rashid Meredov, hanno siglato, alla presenza dei presidenti Ilham Aliyev e Gurbanguly Berdimuhamedow collegati in video-conferenza, un Memorandum d'Intesa per lo sviluppo congiunto di un giacimento *off-shore* nel Mar Caspio. Geograficamente collocato in una “zona grigia” di confine marittimo sulla quale entrambi i paesi rivendicavano la propria sovranità (Fig. 10.1), il giacimento è stato per anni al centro di una complessa partita giuridico-diplomatica, che ha lungamente ostacolato non soltanto il coerente sviluppo della cooperazione bilaterale in materia energetica tra Baku e Ashgabat, ma anche i più ampi piani di apertura di un canale di esportazione di gas tra gli ingenti giacimenti centro-asiatici e i mercati europei. La firma del Memorandum, dunque, ha dato nuova linfa al datato dibattito tra analisti e operatori del settore sulla realizzabilità di un collegamento infrastrutturale trans-caspico, pietra angolare delle strategie di approvvigionamento regionale propugnate dagli Stati Uniti a partire dalla seconda metà degli anni Novanta e dall'Unione europea a partire dall'inizio del secolo.

FIG. 10.1 - IL GIACIMENTO OGGETTO DELL'INTESA AZERBAIGIANO-TURKMENA



Fonte: EAdaily

Genesi e portata dell'intesa tra Baku e Ashgabat

Il Memorandum d'Intesa siglato a gennaio segna il superamento di fatto di una trentennale vertenza giuridico-diplomatica tra Azerbaigian e Turkmenistan sulla demarcazione dei confini marittimi nel Mar Caspio e sui diritti di sfruttamento delle rispettive acque territoriali. Nata con la dissoluzione dell'Unione Sovietica, la vertenza è andata approfondendosi nel corso degli anni – non senza momenti di elevata tensione¹ – in conseguenza della risolutezza manifestata da Baku nell'esplorare e sfruttare il potenziale estrattivo *off-shore*, incurante le rivendicazioni di sovranità avanzate da Ashgabat sui principali giacimenti dati in concessione a consorzi internazionali². La vertenza, d'altra parte, si è intrecciata e nutrita della più ampia controversia sulla definizione dello *status* e del regime giuridico del bacino tra i cinque paesi rivieraschi del Caspio e sulla conseguente incapacità di addivenire – fino alla firma della Convenzione di Aktau dell'agosto 2018 – a una convenzione multilaterale che risolvesse l'annosa questione della delimitazione dei rispettivi confini marittimi.

Manifestando la volontà di sviluppare congiuntamente il potenziale estrattivo di un giacimento lungamente conteso, il documento segna dunque un deciso cambio di passo nelle relazioni bilaterali tra i due paesi. Cambio di passo simbolicamente rappresentato anche dalla decisione di superare una contrapposizione toponomastica che si sommava a quella giuridico-diplomatica: fin qui noto come *Kyapaz* in azerbaigiano e *Serdar* in turkmeno, il giacimento è stato difatti ribattezzato *Dostlug* (Amicizia).

Nel merito, con il Memorandum – ratificato tra febbraio e marzo dai due parlamenti nazionali – le parti hanno manifestato la volontà di sviluppare congiuntamente il giacimento, impegnandosi a negoziare, nei prossimi mesi e attraverso un gruppo di lavoro *ad hoc*, i termini di un accordo commerciale che delinea modalità e tempi di esplorazione e sfruttamento del giacimento. Secondo le prime notizie filtrate sulla stampa di settore³, le compagnie nazionali potrebbero creare una *joint venture* sulla base di una ripartizione di quote più favorevole al Turkmenistan (70%) rispetto all'Azerbaigian, che tuttavia potrebbe beneficiare dell'esportazione degli idrocarburi prodotti dal giacimento anche in termini di tasse di transito.

Nonostante l'accordo abbia colto di sorpresa gran parte degli osservatori e analisti internazionali, l'intesa su Dostlug giunge a coronamento di un triennio caratterizzato da un deciso rafforzamento della cooperazione bilaterale tra Baku e Ashgabat. L'accordo, d'altra parte, è pienamente in linea, oltre che con le più tradizionali linee guida delle strategie energetiche dei due governi, anche con le rispettive priorità attuali d'azione. Per Baku, all'indomani dell'apertura del Corridoio meridionale dell'UE – sancita dall'arrivo del gas di

¹ Le vertenze sui confini marittimi e i diritti di sfruttamento dei giacimenti di idrocarburi azerbaigiano-turkmene – sommandosi ad analoghe vertenze che coinvolgevano l'Iran – sono state tradizionalmente uno degli elementi che ha contribuito al riarmo navale dei paesi rivieraschi. Per una più approfondita analisi, si rimanda a D. Shlapentokh, "Turkmenistan and military buildup in the caspian region: A small state in the post-unipolar era", *Journal of Eurasian Studies*, n. 4, 2013, pp.154-159.

² Il riferimento va ai giacimenti di Azeri e Chirag che – assieme a quello, contiguo, di Guneshli – rappresentano assicurano la porzione più significativa della produzione petrolifera nazionale.

³ *Baku Ratifies Caspian Field MOU With Turkmenistan*, Nefte Compass, 25 febbraio 2021.

estrazione caspica in Italia a partire da dicembre 2020 – l’intesa rientra appieno in quella che Elshad Nasirov, vice presidente per investimenti e marketing della State Oil Company of the Republic of Azerbaijan (Socar), ha definito la “seconda fase di sviluppo” del comparto energetico azerbaijano⁴. Una fase che, incentrata sui tre connessi obiettivi di pieno sfruttamento delle riserve nazionali, di ricerca di nuovi mercati di sbocco per la produzione nazionale e di valorizzazione del ruolo di transito per idrocarburi estratti in paesi terzi, potrebbe beneficiare dello sviluppo del giacimento di Dostlug. Al contempo, per Ashgabat l’accordo con l’Azerbaijano e lo sviluppo del potenziale estrattivo *off-shore* sono coerenti con il tentativo di ampliare la propria base produttiva e, soprattutto, di diversificare i propri mercati di sbocco, che nel corso dell’ultimo decennio hanno visto la formazione di un sostanziale monopsonio cinese sull’acquisto del gas turkmeno – tanto più deleterio per la natura *non-cash* dei pagamenti di Pechino, che vanno in gran parte a compensare prestiti concessi al paese per lo sviluppo dei progetti di estrazione e trasporto della risorsa.

Nuova linfa ai progetti infrastrutturali europei?

Il Memorandum di Ashgabat ha dato nuovo slancio al dibattito sulla possibile costruzione di un’infrastruttura trans-caspica in grado di convogliare verso i mercati europei il gas del Turkmenistan, secondo su scala globale solo a Russia, Iran e Qatar per volumi di riserve gassifere provate – per un volume nominale pari a 19,5 trilioni di metri cubi⁵. Per l’Unione europea, la strategia di salvaguardia della sicurezza energetica comunitaria “dall’esterno” dei propri confini – che agisce cioè sull’offerta di idrocarburi, piuttosto che sulla loro domanda – si è tradizionalmente fondata e accompagnata al tentativo di aprire un canale di approvvigionamento di gas dall’Asia centrale attraverso il Mar Caspio e lo snodo di trasporto azerbaijano. Sin dal 2013, non a caso, al Trans-Caspian Gas Pipeline (TcP) è stato così garantito da Bruxelles l’etichetta di Progetto di interesse comune (Pic), rendendolo eleggibile per finanziamenti comunitari attraverso lo strumento del Connecting Europe Facility (Cef)⁶. Su questo sfondo, diversi analisti – sostenuti in ciò anche dalla retorica governativa che ha accompagnato la sottoscrizione dell’intesa – hanno visto nel Memorandum un elemento in grado di “rimuovere l’ultimo ostacolo”⁷ alla realizzazione del TcP.

A un quarto di secolo circa dalla iniziale proposizione del progetto infrastrutturale da parte delle autorità governative statunitensi, gli ostacoli alla realizzazione di un gasdotto sembrano tuttavia ancora insormontabili, tanto da un punto di vista economico-finanziario quanto giuridico-diplomatico. Ostacoli che l’intesa azerbaijano-turkmena su Dostlug, sebbene politicamente significativa, non appare in grado di superare. Ciò deriva in prima battuta dalla considerazione che i volumi di gas stimati disponibili nel giacimento non rappresentano, in

⁴ Si veda l’intervento di Nasirov alla conferenza “Energy Diplomacy and Transatlantic Cooperation in Action Opening the Southern Gas Corridor”, Atlantic Council, 16 febbraio 2021.

⁵ BP, *Statistical Review of World Energy 2020*, 2020, p. 32.

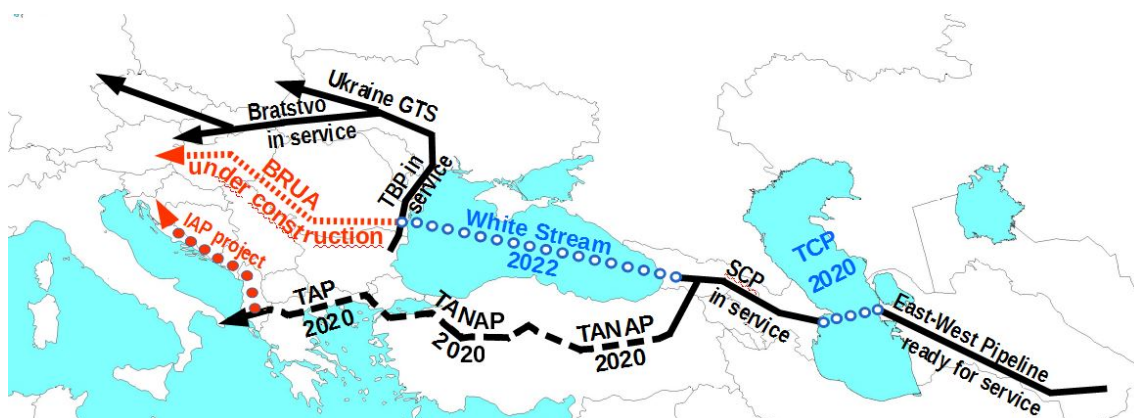
⁶ European Commission, *Directorate General for Energy, Trans-European Infrastructure – Energy. Projects of Common Interest*, p. 226.

⁷ In questo senso R. Cutler, *The Trans-Caspian Gas Pipeline for Peace-building in the South Caucasus*, Beyond the Horizon, Policy Brief, 2020.

sé, un elemento di svolta per la datata partita infrastrutturale, ma al massimo un parziale contributo a essa. Per quanto non siano ancora disponibili stime affidabili, rappresentanti di Socar hanno dichiarato infatti che il giacimento si ritiene possa conservare riserve analoghe a quelle del giacimento *off-shore* di Karabakh⁸ – che la compagnia sviluppa in *joint venture* con Equinor. Quest’ultimo a sua volta, stando alle più ottimistiche stime di produzione rese note dal presidente Aliyev, potrebbe assicurare a regime fino a 11 milioni di barili di petrolio e a 1,8 miliardi di metri cubi di gas all'anno (Gmc/a)⁹. Un contributo solo marginale, questo, per un gasdotto immaginato poter trasportare fino a 32 Gmc/a e che dunque necessiterebbe di volumi aggiuntivi di gas e, soprattutto, di un’infrastruttura in grado di connettere le due sponde del bacino (Fig. 10.2) – rendendo disponibili all’exportazione dall’Azerbaijan i più ingenti volumi *on-shore* disponibili in Turkmenistan. Va d’altra parte segnalato, in questo quadro, che il progetto infrastrutturale resta ancora in uno stadio iniziale, fermo dal 2018 a una fase di studio preliminare a quella della pianificazione e progettazione di base (cd. Front-End Engineering Design, Feed) durante la quale verranno successivamente definite le relative specifiche tecniche¹⁰.

FIG. 10.2 - IL POSSIBILE TRACCIATO DEL TCP E DELLE STRUTTURE DI CONNESSIONE CON I MERCATI EUROPEI

Fonte: white-stream.com



Al di là del solo marginale contributo potenzialmente assicurato da Dostlug al Tcp, il principale ostacolo alla realizzazione del progetto di corridoio trans-caspico resta di natura economica e finanziaria, legato alle dinamiche, congiunturali e strutturali, dei mercati del gas europei. Dinamiche che – anche al netto del dibattito sulle prospettive dell’andamento della domanda di gas in risposta alle dinamiche della transizione energetica europea – rendono il corridoio finanziariamente meno profittevole rispetto alle alternative di approvvigionamento

⁸ M. Adams, “Turkmenistan, Azerbaijan sign MoU for Caspian Sea field”, *Oil&Gas Journal*, 22 gennaio 2021.

⁹ *Socar jacket nears sailaway for Caspian Sea project*, Upstream, 11 agosto 2020.

¹⁰ Prevista inizialmente completarsi entro l'aprile 2020, la fase pre-Feed ha ottenuto un finanziamento europeo a copertura del 50% dei suoi costi. Per maggiori informazioni, si veda: European Commission, *Pre-FEED, Reconnaissance Surveys and Strategic and Economic Evaluations of the Trans-Caspian Pipeline*, ultimo aggiornamento aprile 2021.

ai mercati europei già disponibili e potenzialmente fruibili nel breve e medio periodo. In particolare, la crescente quota di mercato assorbita dal Gas naturale liquefatto (Gnl)¹¹ e i progetti di impianti di rigassificazione in via di realizzazione e programmati hanno assicurato, da una parte, maggior flessibilità e prospettive di diversificazione all’approvvigionamento europeo e, dall’altra, una crescente competizione *gas-to-gas* che ha contribuito a una generale contrazione dei prezzi e a un incremento delle contrattazioni *spot*, svincolate cioè da accordi commerciali di medio o lungo periodo. Allo stesso tempo, il potenziale estrattivo e di esportazione dei giacimenti gassiferi del Mediterraneo centro-orientale resta per l’UE – al netto delle difficoltà di sviluppo dei relativi progetti – alternativa di approvvigionamento e diversificazione certamente più percorribile ed economicamente profittevole rispetto a quella trans-caspica¹². A completare il quadro della crescente offerta di gas ai mercati europei contribuisce, non secondariamente, il possibile incremento della capacità di fornitura russa che, via tubo o Gnl, va considerata aggiuntiva e non sostitutiva dei volumi attualmente esportati in Europa¹³.

Prima ancora che sul versante dell’offerta di gas, gli ostacoli alla realizzazione di un gasdotto trans-caspico sembrano dunque provenire anzitutto dal versante della domanda proveniente dai potenziali mercati finali. Una problematica, quest’ultima, apertamente richiamata dallo stesso consorzio titolare del gasdotto trans-anatolico Tanap, segmento centrale del Corridoio meridionale del gas progettato con una capacità scalabile proprio in funzione del possibile transito di volumi aggiuntivi di gas verso l’Europa. Alla vigilia della firma del Memorandum azerbaigiano-turkmeno, Saltuk Duzyol, Amministratore delegato Tanap, aveva infatti escluso che la compagnia avesse in cantiere piani di espansione della capacità del gasdotto, ostacolati dalla anti-economicità di investimenti in *upstream* a fronte proprio della debolezza della domanda rivolta a nuovi fornitori¹⁴.

Un rilevante ostacolo alla realizzazione del Tc_p permane infine, ma non secondariamente, nella dimensione giuridico-diplomatica e, in particolare, in quella opposizione di Russia e Iran alla posa del gasdotto che, giustificata da argomentazioni di natura ambientale, ha impedito al progetto di fare passi avanti verso la finalizzazione anche in congiunture economicamente molto più favorevoli di quella attuale. Per quanto, infatti, la Convenzione di Aktau del 2018 abbia risolto i principali nodi legati alla demarcazione dei confini marittimi e all’utilizzo della superficie del Caspio, essa ha trattato con maggiore – e, secondo alcuni, deliberata – ambiguità il tema dello sfruttamento del suo letto, ivi compresa la possibilità di posarvi un’infrastruttura di trasporto di idrocarburi. Difatti, mentre la Convenzione ha riconosciuto

¹¹ Al netto della considerazione che l’aumento di disponibilità di Gnl sui mercati europei è derivata anche da dinamiche congiunturali legate ai bassi prezzi sui tradizionali mercati asiatico-orientali di sbocco, a partire dal 2016 le importazioni di gas liquefatto in Europa hanno fatto registrare un balzo da 56,4 a 119,8 Gmc, assorbendo una quota delle importazioni pari a circa un terzo del totale.

¹² Per un recente studio sui costi di trasporto del gas dal Turkmenistan si rimanda a S. Pirani, *Let’s not exaggerate: Southern Gas Corridor prospects to 2030*, Oxford Institute for Energy Studies, 2018.

¹³ G. Donolato, “Il mondo sottostante: l’energia e la transizione energetica tra Russia e Unione Europea. Intervista al Prof. Massimo Nicolazzi”, *Geopolitica.info*, 5 maggio 2021.

¹⁴ “TANAP could deliver gas to Turkey’s Malkoclar exit point: CEO”, *Platts European Gas Daily*, 15 gennaio 2021.

il diritto dei paesi rivieraschi di posare infrastrutture sottomarine meramente “by agreement with the Party the seabed sector of which is to be crossed by the [...] pipeline”, al contempo, ha subordinato tale diritto alla condizione che “their projects comply with environmental standards and requirements embodied in the international agreements to which they are parties”¹⁵, che potrebbero tradursi nella concessione a Mosca e Teheran di un diritto di veto *de facto* sullo sviluppo infrastrutturale¹⁶, nonostante la diversa interpretazione giuridica della previsione data dalle autorità di Baku – che demanderebbe a un’entità indipendente e terza la valutazione dell’impatto ambientale dei progetti infrastrutturali¹⁷.

Conclusioni: un piccolo passo per l’Europa, un grande passo per il Caspio

Il perdurare e l’approfondirsi nel tempo di ostacoli di natura economico-finanziaria e giuridico-diplomatica alla realizzazione di un gasdotto trans-caspico fanno sì che il Tcpi resti ancora più un *pipe-dream* che un concreto progetto infrastrutturale, senza possibilità che il Memorandum d’Intesa siglato in gennaio da Baku e Ashgabat possa di fatto modificare questo stato di cose – anzitutto per i poco significativi volumi di gas che la messa in produzione del giacimento potrebbe assicurare ai suoi promotori.

Il significato più profondo dell’intesa e le sue possibili ricadute strategiche sulla cooperazione regionale vanno dunque cercate altrove, fuori dal comparto energetico o, perlomeno, al di fuori dei progetti di diversificazione dei canali di approvvigionamento e dei fornitori di gas europei. A fronte della spinta solo limitata che il Memorandum di gennaio potrà imprimere alla strategia di diversificazione europea, difficile infatti sottovalutare la più ampia portata del documento nel contesto della politica regionale nell’area del Caspio – tanto in relazione allo sviluppo del comparto energetico regionale, quanto rispetto a più ampie partite diplomatiche e infrastrutturali.

Poco significativi rispetto alla partita energetica europea, i volumi di petrolio e gas estraibili dal giacimento di Dostlug assumono tutt’altro peso per i consumi interni azerbaigiani e, più nello specifico, per il tentativo di diversificare dall’interno il comparto energetico, sviluppando il comparto della trasformazione e, in particolare, il segmento della petrolchimica. Significativa, in questa prospettiva, la disponibilità già manifestata dalla compagnia turca Turcas¹⁸ a utilizzare le risorse che andranno in produzione nei giacimenti caspici “di seconda generazione” per la creazione di un distretto industriale da avviare nell’*exclave* azerbaigiana del Nakhchivan, potenzialmente in grado di legare assieme gli interessi di Ankara, Baku e Erevan – favorendo così una graduale stabilizzazione dell’area sub-caucasica all’indomani della Guerra dei 44 giorni in Karabakh.

Da un punto di vista politico-diplomatico, oltre a rappresentare una tappa significativa del

¹⁵ *Convention on the Legal Status of the Caspian Sea*, 12 agosto 2018, art.14.

¹⁶ Sul punto, si veda: I. Gurbanov, “Caspian Convention and Perspective of Turkmenistan’s Gas Export to Europe”, *Caucasus International*, vol. 8, no. 2, 2018, pp.159-179.

¹⁷ In questo senso, *Azerbaijan can supply gas from Absberon, ACG deep gas reservoir in future – SOCAR*, Trend, 30 dicembre 2020.

¹⁸ Sul punto, si ascoltino le dichiarazioni di Matthew Bryza, già diplomatico statunitense e attualmente membro del consiglio di amministrazione di Turcas, alla conferenza “[Azerbaijan-Turkmenistan Caspian Oil Deal: Potential for Greater Regional Partnership](#)”, Central Asia-Caucasus Institute, 9 febbraio 2021.

processo di de-securizzazione dei nodi legati allo sfruttamento del bacino del Caspio da parte degli stati rivieraschi, l'intesa su Dostlug dimostra il nuovo protagonismo delle potenze minori dell'area, che manifestano capacità e disponibilità di sfruttare i più ampi margini di manovra diplomatica che vanno oggi dischiudendosi anche – e paradossalmente – in ragione proprio del ridimensionamento della presa statunitense ed europea sull'area, che ha contribuito a una generale de-politicizzazione dei dossier regionali. In questa prospettiva, il Memorandum di Ashgabat si inserisce nel più ampio dialogo e nella crescente cooperazione azerbaigiano-turkmena rivolta allo sfruttamento del potenziale snodo del Caspio nella rete di trasporti di merci che va sviluppandosi tra Asia minore ed Europa, da una parte, ed Estremo Oriente e Asia meridionale, dall'altra. Per questa via, il Caspio potrebbe giungere ad assumere quel ruolo di “ponte” tra Est e Ovest che, mentre sembra tramontare definitivamente in chiave energetica, potrebbe andare invece affermandosi rispetto alle vie di comunicazione trans-continentali.

Osservatorio di Politica internazionale

Un progetto di collaborazione
tra Senato della Repubblica, Camera dei Deputati
e Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale
con autorevoli contributi scientifici.

L'Osservatorio realizza:

Rapporti

Analisi di scenario, a cadenza annuale, su temi di rilievo strategico
per le relazioni internazionali

Focus

Rassegne trimestrali di monitoraggio su aree geografiche
e tematiche di interesse prioritario per la politica estera italiana

Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale

Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale

www.parlamento.it/osservatoriointernazionale



Senato della Repubblica



Camera dei Deputati



Ministero degli Affari Esteri
e della Cooperazione
Internazionale

Coordinamento redazionale:

Camera dei Deputati

DIPARTIMENTO AFFARI ESTERI

Tel. 06.67604939

e-mail: st_affari_esteri@camera.it

<http://www.parlamento.it/osservatoriointernazionale>

Le opinioni riportate nel presente dossier
sono riferite esclusivamente all'Istituto autore della ricerca.