



Approfondimenti n. 6/febbraio 2020

**IL GASDOTTO TURKSTREAM:  
IMPORTANZA E PROSPETTIVE PER  
LA POLITICA ENERGETICA TURCA**

*Carlo Frappi*  
*Università Cà Foscari e ISPI*

Con il sostegno di



Compagnia  
di San Paolo



International  
Affairs

Il terzo incontro in meno di un anno tra il Presidente turco Recep Tayyip Erdogan e l'omologo russo Vladimir Putin, tenutosi a inizio gennaio 2020 a Istanbul, ha offerto l'occasione per l'inaugurazione del gasdotto TurkStream, nuova condotta *off-shore* nel Mar Nero, che rinsalda la cooperazione energetica tra la Turchia e il suo primo fornitore di gas e le conferisce una più ampia dimensione regionale – simbolicamente confermata dalla presenza del Primo ministro bulgaro Boyko Borisov e del Presidente serbo Aleksandr Vucic.

### ***La Turchia e la partita energetica nel Mediterraneo***

La cerimonia ha rappresentato il punto di arrivo di un percorso di cooperazione avviato con l'accordo intergovernativo per la realizzazione del gasdotto del 2016 e, al contempo, è una tappa intermedia di un progetto più ampio e ambizioso che vuol fare della Turchia uno snodo della distribuzione del gas alle porte dei mercati comunitari. Il progetto infrastrutturale si compone infatti di due segmenti paralleli – della portata ciascuno di 15,75 miliardi di metri cubi annui (Gmc/a) di gas – previsti per approvvigionare, rispettivamente, il mercato turco e i mercati dell'Europa centro-meridionale.

Mentre, dunque, la significatività del primo segmento – inaugurato in gennaio – va valutata essenzialmente in relazione alle strategie di tutela della sicurezza energetica nazionale turca, la portata del secondo – attualmente in fase di completamento – si inserisce e assume rilevanza in relazione alla più ampia e complessa partita energetica in corso nello scacchiere dell'Europa centro-meridionale e del Mediterraneo orientale. Partita che chiama in causa, da una parte, le strategie di proiezione di influenza turche verso un'area nella quale il paese ha evidentemente in gioco vitali interessi nazionali e, dall'altra, un complesso intreccio di dossier diplomatici che vanno dalle relazioni della Federazione russa con Ucraina e Unione europea sino alle rivendicazioni di sovranità e alle vertenze di confine nel Mediterraneo orientale e nel Caspio, passando attraverso i rivolgimenti in corso in Medio Oriente. È propriamente con queste ultime – oltre che con la capacità di assicurare un quadro normativo adeguato – che l'ambizione della Turchia di assurgere ad *hub* del gas nel Mediterraneo orientale deve confrontarsi, in un quadro che chiama in causa le principali direttrici di politica energetica ed estera nazionali, confermandone lo stretto legame.

Difficile, d'altra parte, sottovalutare la portata politica di un gasdotto, il TurkStream, che porta iscritti nella propria genesi e nella propria evoluzione i principali nodi della più recente partita energetico-diplomatica regionale. Nato sulle ceneri del progetto russo South Stream – affossato nel 2014 dalla “offensiva normativa” di Bruxelles contro la posizione dominante assunta da Gazprom sui mercati europei – ha risposto alla necessità di salvaguardarne due obiettivi chiave: mantenere le quote di mercato detenute dal gigante russo in Europa centro-meridionale senza contravvenire alle norme *anti-trust* comunitarie e aggirare il transito attraverso l'Ucraina, ridimensionandone il peso determinante assunto per le esportazioni russe e, conseguentemente, il potere negoziale.<sup>1</sup> Ciò ha d'altra parte fatto sì che contro la realizzazione del progetto si schierassero quegli attori della partita energetico-diplomatica regionale inclini ad attribuire ai gasdotti russi, nello scenario contemporaneo, lo stesso potere coercitivo assicurato dall'Armata rossa a Mosca in epoca bipolare – prendendo con ciò in prestito un'immagine prospettata dall'*Economist*.<sup>2</sup>

L'intesa russo-turca sul gasdotto ha inoltre confermato il ruolo chiave giocato dalla cooperazione energetica per le relazioni bilaterali tra Ankara e Mosca, di cui incarna appieno il caratteristico pragmatismo e la conseguente ricerca di convergenze di interessi tattiche anche in

---

1 Tutt'altro che casuale, la tempistica di realizzazione del TurkStream ha risposto alla necessità di garantire a Mosca canali di esportazione alternativi a quelli transitanti attraverso l'Ucraina al momento della scadenza degli accordi decennali di transito con Kiev, fissata per il 31 dicembre 2019.

2 *A bear at the throat*, The Economist, 12 aprile 2007.

presenza di più ampie divergenze strategiche.<sup>3</sup> Non è un caso, in questo senso, che il TurkStream – cancellato nel novembre 2015 e rilanciato nell'estate 2016 – sia stato, al contempo, terreno privilegiato di scontro prima e di riavvicinamento successivamente in occasione della crisi nelle relazioni bilaterali scoppiata a seguito dell'abbattimento di un caccia russo nello spazio aereo turco.

Sullo sfondo dell'accesa politicizzazione del progetto infrastrutturale, valutarne l'impatto sulle strategie di politica energetica turca implica necessariamente prendere in considerazione i due piani rispetto ai quali assume rilevanza: la tutela della sicurezza energetica nazionale e il tentativo di avanzare per la Turchia un ruolo di *hub* del gas alle porte dei mercati europei.

### ***Il TurkStream e la tutela della sicurezza energetica nazionale***

Il Turkstream-1 costituisce un significativo tassello del mosaico costruito dalle autorità turche a tutela della sicurezza energetica del paese nel settore del gas naturale. Per un paese quale la Turchia, sostanzialmente privo di riserve indigene, la necessità di garantirsi nel medio e lungo periodo un flusso stabile di importazione di gas a prezzi adeguati – elementi attorno ai quali ruota il concetto di sicurezza energetica – si traduce anzitutto nell'imperativo della diversificazione delle fonti e dei canali di acquisto della risorsa. In questa duplice declinazione, la diversificazione è elemento decisivo per ridimensionare i rischi tecnici e politici derivanti dalla condizione di elevata dipendenza dall'approvvigionamento estero.

Il contributo offerto dal TurkStream alla sicurezza energetica turca deriva, anzitutto, dalla garanzia di ulteriore diversificazione dei canali di approvvigionamento di gas, con l'aggiunta di una nuova e dedicata arteria di importazione a quell'asse russo-turco che rappresenta la principale direttrice di approvvigionamento della risorsa. Gazprom è infatti per la Turchia il primo fornitore di gas, esportato attraverso i gasdotti Blue Stream e Trans-Balcanico, che raggiungono la Turchia rispettivamente attraverso una rotta *off-shore* nel Mar Nero e una transitante per Ucraina, Moldavia, Romania e Bulgaria. Benché non sia previsto per trasportare volumi di gas aggiuntivi rispetto a quelli già contrattualizzati, il TurkStream-1, reindirizzando lungo un canale diretto tra fornitore e consumatore i flussi precedentemente transitanti dal gasdotto Trans-Balcanico, riduce il rischio di interruzione dell'approvvigionamento, tanto di natura tecnica quanto politica.

Da quest'ultima angolatura è rilevante, in particolare, l'aggiramento del transito attraverso l'Ucraina, *dossier* tradizionalmente delicato nelle relazioni tra Kiev e Mosca e reso più complesso, nel corso dell'ultimo triennio, dalle ripercussioni delle crisi di Crimea e Donbas e dalla fine della dipendenza ucraina dagli approvvigionamenti diretti dalla Russia, che incrementa il potere negoziale di Kiev nei confronti di Gazprom.

**Tab.1. Infrastrutture di importazione di gas in Turchia**

| <b>Infrastruttura</b>         | <b>Capacità annua</b> | <b>Rotta di importazione</b>         | <b>Inaugurazione</b> |
|-------------------------------|-----------------------|--------------------------------------|----------------------|
| Trans-Balcanico               | 14 Gmc                | Ucraina, Moldavia, Romania, Bulgaria | 1985                 |
| Blue Stream                   | 16 Gmc                | Russia ( <i>off-shore</i> )          | 2002                 |
| TurkStream-1                  | 15,75 Gmc             | Russia ( <i>off-shore</i> )          | 2020                 |
| TurkStream-2                  | 15,75 Gmc             | Russia ( <i>off-shore</i> )          | Fine 2020            |
| South Caucasus Pipeline (Exp) | 23,4 Gmc              | Azerbaigian, Georgia                 | 2018                 |
| East-Anatolian                | 10 Gmc                | Iran                                 | 2001                 |
| Marmara Ereğlisi              | 8,2 Gmc               | GNL                                  | 1994                 |

3 Sul cosiddetto principio di *compartimentazione* delle relazioni russo-turche si rimanda a C. Frappi, *The Russo-Turkish Entente: A Tactical Embrace Along Strategic and Geopolitical Convergences*. In V. Talbot (a cura), "Turkey: Towards a Eurasian Shift?", Milan: LediPublishing, 2018, pp.45-69.

|                          |         |     |      |
|--------------------------|---------|-----|------|
| Aliaga LNG               | 6 Gmc   | GNL | 2006 |
| Neptune (FSRU)           | 5,3 Gmc | GNL | 2016 |
| Hatay Dörtyol LNG (FSRU) | 7,3 Gmc | GNL | 2018 |

Avendo consentito l'avvio di una relazione commerciale diretta tra il fornitore russo e i clienti turchi – libera cioè dal peso economico, oltre che politico, degli intermediari di transito – il TurkStream potrà avere ripercussioni positive anche sui prezzi di commercializzazione del gas. Per il momento, tuttavia, questi rimangono fermi al livello già stabilito tra le parti attraverso i contratti attualmente in vigore – livello che, fondato sull'indicizzazione al petrolio, risulta significativamente più elevato rispetto a quello praticato oggi da Gazprom sui mercati europei.<sup>4</sup> Un beneficio “in potenza”, dunque, che acquista rilevanza nella complessa congiuntura economica che il paese attraversa. Il notevole deprezzamento della lira turca rispetto al dollaro statunitense – pari al 40% del proprio valore tra dicembre 2017 e dicembre 2019 – ha contribuito difatti a mantenere elevato il costo della bolletta energetica nazionale, nonostante la contrazione della domanda di gas fatta registrare nell'ultimo biennio in ragione del rallentamento della crescita economica.<sup>5</sup>

Riduzione dei prezzi di acquisto del gas e, soprattutto, superamento della penalizzante indicizzazione degli stessi a quelli del petrolio rappresenteranno, verosimilmente, due elementi chiave del negoziato per il rinnovo dei contratti pluriennali di acquisto del gas dalla Russia in scadenza nel prossimo biennio e oltre (cfr. Tab.2), unitamente alla rimozione di quelle clausole *take-or-pay* che, con la contrazione della domanda, hanno reso ancor più esoso l'approvvigionamento.

### ***Ruolo di transito e diversificazione: i vantaggi per Ankara***

Sulla possibilità per i clienti turchi di Gazprom di strappare alla compagnia condizioni di acquisto più favorevoli di quelle attualmente in vigore potrebbe influire positivamente anche il secondo beneficio assicurato dal progetto TurkStream alla sicurezza energetica turca. Il riferimento va, in questo caso, alla nuova e ibrida natura assunta dalla Turchia rispetto alla Russia: dall'essere mero – ancorché significativo<sup>6</sup> – cliente e consumatore del gas russo, essa assume per la prima volta un ruolo di transito della risorsa verso mercati terzi. Già parzialmente inaugurato grazie alla prima condotta del TurkStream e all'inversione dei flussi del gasdotto Trans-Balcanico, il ruolo di canale della distribuzione del metano russo verso l'Europa danubiano-balcanica si materializzerà con l'inaugurazione della seconda condotta del gasdotto, prevista approvvigionare i mercati di Bulgaria, Serbia e Ungheria.<sup>7</sup>

4 Secondo stime recenti, rese più complesse dalla scarsa trasparenza dei contratti, il prezzo d'acquisto del gas in Turchia si colloca tra i 250 e 280 dollari per migliaia di metri cubi, a fronte di un prezzo medio sui mercati europei tra i 110 e i 120 dollari. Si veda, *Türkiye'nin kibarık doğalgaz faturası*, Deutsche Welle, 20 gennaio 2020.

5 Dopo il record di domanda e conseguentemente di importazioni di gas (53,9 Gmc) fatto registrare nel 2017, queste ultime si sono contratte del 7,6% nel 2018 e del 6,3% nel 2019, attestandosi a un volume nominale di 49,8 e 46,8 Gmc rispettivamente. La bolletta energetica è tuttavia cresciuta su base annua nel 2018 del 15,6% per un valore nominale di 42,9 miliardi di dollari e per una quota sul valore totale delle importazioni del 19,2%. *Turkey's energy import bill up 15.6 percent in 2018*, Hurriyet Daily News, 6 febbraio 2019.

6 La Turchia costituisce tradizionalmente il secondo paese importatore di gas russo in Europa, dietro la Germania e davanti all'Italia – posizione che ha conservato anche nel 2018, nonostante una contrazione delle importazioni. Nel corso dell'ultimo decennio il mercato turco ha assorbito una quota delle esportazioni annue di Gazprom verso l'Europa oscillante tra il 12% e il 15%.

7 Sulla concretizzazione di questa prospettiva pende l'estensione del TurkStream oltre il confine turco-bulgaro. Secondo le autorità di Sofia il gasdotto – che *in loco* preferiscono chiamare “Balkan Stream” – potrà essere pienamente funzionante già alla fine del 2020, nonostante le tensioni che negli ultimi mesi sono sorte tra Russia e Bulgaria sui ripetuti ritardi nei lavori. Secondo la stampa di settore, sul prolungamento del gasdotto in territorio comunitario non dovrebbe invece aver effetto il più recente *round* di sanzioni statunitensi rivolte allo sviluppo dei progetti infrastrutturali russi. Si veda rispettivamente: V. Soldatkin, *Russia's Putin accuses Bulgaria of holding up TurkStream pipeline*, “Reuters”, 4 dicembre 2019; D. Keating, *Trump Imposes Sanctions To Stop Nord Stream 2 – But It's Too late*, “Forbes”, 21 dicembre 2019.

Oltre ai benefici economici che assicurerà alle casse statali in termini di tasse di transito, l'assunzione di un ruolo di transito contribuirà a ridurre parzialmente l'asimmetria di potere negoziale tra Gazprom e la compagnia nazionale turca Botaş in una delicata fase che, come detto, cade alla vigilia della scadenza e della rinegoziazione dei principali contratti di acquisto del gas, con la Russia così come con i principali fornitori esteri della risorsa (cfr. Tab. 2).

**Tab. 2. Contratti di acquisto di gas attualmente in vigore**

| Fornitore           | Importatore  | Volume annuo | Scadenza |
|---------------------|--|--------------|----------|
| Qatargas (Qatar)    | Botaş  | 1,5 Gmc      | 2020     |
| NLNG (Nigeria)      | Botaş  | 1,3 Gmc      | 2021     |
| Socar (Azerbaijan)  | Botaş  | 6,6 Gmc      | 2021     |
| Gazprom (Russia)    | Botaş  | 4 Gmc        | 2021     |
| Gazprom (Russia)    | Bosphorus Gas<br>Shell Enerji<br>Enerco<br>Avrasya Gaz | 4 Gmc*       | 2022     |
| Sonatrach (Algeria) | Botaş  | 4,4 Gmc      | 2024     |
| Gazprom (Russia)    | Botaş  | 16 Gmc       | 2025     |
| NIGC (Iran)         | Botaş  | 9,6 Gmc      | 2026     |
| Socar (Azerbaijan)  | Botaş  | 6 Gmc        | 2033     |
| Gazprom (Russia)    | Bati Hatti   | 1 Gmc        | 2035     |
| Gazprom (Russia)    | Akfel Gaz<br>Bosphorus Gas<br>Kibar                    | 5 Gmc*       | 2042     |
| * Dato aggregato    |  |              |          |

La diversificazione dei canali di approvvigionamento emerge, dunque, come fattore chiave per la tutela della sicurezza energetica turca non soltanto in funzione della riduzione del rischio di interruzione dell'approvvigionamento lungo uno di essi, ma anche come elemento utile a modificare l'equilibrio di potere negoziale tra fornitore e acquirente a favore di quest'ultimo – in una fase congiunturale nella quale, peraltro, l'aumento di offerta di gas sui mercati europei ha già di suo determinato un'analogha tendenza nella relazione di potere tra le due parti.

In questo senso, il TurkStream è tassello di una più ampia ed efficace strategia di diversificazione, che nel corso degli ultimi anni ha approssimato la Turchia a quella *condizione n-1* che rappresenta l'ideale condizione di sicurezza dell'approvvigionamento<sup>8</sup> e che porta le sue compagnie al tavolo del rinnovo dei contratti di fornitura da una posizione negoziale ben più forte di quella detenuta al momento della loro ultima stipula. Accanto all'ampliamento delle possibilità di importazione sull'asse caspico-anatolico garantita dall'espansione del South Caucasus Pipeline e dall'inaugurazione del Trans-Anatolian Pipeline, è importante in questa prospettiva l'aumento della capacità di importazione di Gas naturale liquefatto (GNL) risultante dall'aumento di capacità del

<sup>8</sup> La *condizione n-1* fa riferimento alla capacità del sistema di approvvigionamento di un paese di funzionare anche nell'eventualità di interruzione dei flussi lungo un gasdotto di importazione principale.

terminale di Marmara Ereğlisi e dall'inaugurazione di due *Floating Storage Regassification Unit* (FSRU). Queste ultime infrastrutture ampliano inoltre il portafoglio dei fornitori e assicurano al sistema di approvvigionamento maggiore flessibilità, consentendo l'acquisto sui più convenienti mercati *spot* dei volumi di gas eccedenti gli impegni d'acquisto assunti con le clausole *take-or-pay*. Favorita dalla maggiore disponibilità di GNL sui mercati europei derivante dalla contrazione della domanda sui mercati asiatici, nel corso dell'ultimo biennio la Turchia ha così potuto ampliare significativamente la quota di importazioni di gas in forma liquefatta e i fornitori della risorsa (cfr. Tab. 3).<sup>9</sup>

**Tab. 3. Le importazioni di gas turche: 2008 e 2018 a confronto**

|             | Via gasdotto |       |      |       |            |       | GNL     |       |         |       |        |       | Tot.<br>Gmc |
|-------------|--------------|-------|------|-------|------------|-------|---------|-------|---------|-------|--------|-------|-------------|
|             | Russia       |       | Iran |       | Azerbaijan |       | Algeria |       | Nigeria |       | Altri* |       |             |
|             | Gmc          | Quota | Gmc  | Quota | Gmc        | Quota | Gmc     | Quota | Gmc     | Quota | Gmc    | Quota |             |
| <b>2008</b> | 23,16        | 62%   | 4,11 | 11%   | 4,58       | 12,3% | 4,15    | 11,1% | 1,01    | 2,7%  | 0,3    | 0,9%  | 37,3        |
| <b>2018</b> | 23,64        | 46,9% | 7,86 | 15,6% | 7,53       | 14,9% | 4,52    | 8,9%  | 1,67    | 3,3%  | 5,1    | 10,2% | 50,3        |

\* la categoria comprende paesi dai quali è stato importato Gnl mercato spot – in particolare Qatar (3,1), Stati Uniti (0,4), Trinidad & Tobago (0,4), Egitto (0,2), Francia (0,17).

Fonte: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Doğalgaz Piyasası 2018 Yılı Sektör Raporu, Ankara, 2019, pp.7, 15.

### Un hub del gas in fieri?

La rilevanza del TurkStream per la politica energetica turca non si esaurisce nella mera dimensione interna, ma acquisisce rilevanza anche nella sua dimensione esterna, in relazione cioè al tentativo di valorizzare la collocazione strategica del paese, alla confluenza tra le principali aree di produzione e di consumo di energia su scala eurasiatica, per avanzare un ruolo di *hub* del gas funzionale all'approvvigionamento dei mercati dell'Europa centro-meridionale. Duplice, dunque, l'obiettivo ultimo delle strategie di diversificazione delle importazioni: soddisfacimento della domanda interna e acquisizione di un *surplus* di gas utile ad avviare flussi di riesportazione verso i mercati europei. Duplice, al contempo, la natura dell'interesse così perseguito: economico, in funzione di guadagni che potrebbero ridurre l'elevato costo della bolletta energetica nazionale, e politico-diplomatico, in ragione della saldatura delle strategie di sicurezza energetica di Ankara e Bruxelles e all'approfondimento della rilevanza strategica della Turchia rispetto agli interlocutori europei.

Un *hub* è tuttavia qualcosa di diverso e più articolato rispetto a un mero snodo per il transito degli idrocarburi – ruolo di fatto già giocato dalla Turchia tanto nel settore del gas che in quello del petrolio.<sup>10</sup> Un *hub* fisico del gas rappresenta un punto di scambio in grado di far incontrare

9 I dati preliminari sulle importazioni di gas nel 2019 resi pubblici dall'Autorità per l'Energia turca confermano la tendenza rappresentata nella tabella num.3 anche per il primo semestre dell'anno, durante il quale le importazioni di GNL avrebbero fatto segnare un incremento su base annua del 14%, con una quota sul totale per la prima volta superiore al 30%. A trainare la crescita, i maggiori volumi di GNL statunitense, che avrebbero coperto una quota del 12% delle importazioni di gas liquefatto e il 3,8% del totale. *Turkey hits LNG import record in 1H19, US LNG soars*, Anadolu Agency, 3 settembre 2019.

10 Verso Ceyhan, sulla costa mediterranea della Turchia, e da qui verso i mercati internazionali corrono due oleodotti provenienti da Azerbaijan (Baku-Tbilisi-Ceyhan) e da Iraq (Kirkuk-Ceyhan). Attraverso gli Stretti del Bosforo e dei Dardanelli transita inoltre il petrolio proveniente dai porti di Novorossiysk e Supsa, in Russia e Georgia. Inoltre, il prossimo avvio delle esportazioni lungo il Corridoio meridionale dell'UE conferirà alla Turchia un ruolo di transito anche nel comparto del gas: nel Trans-Anatolian Pipeline transiteranno 10 Gmc/a di gas d'estrazione azera previsti raggiungere i mercati europei attraverso il Trans-Adriatic Pipeline, connesso alla prima infrastruttura in prossimità del confine greco-turco.

domanda e offerta della risorsa, in un contesto di mercato liquido e trasparente che consenta un meccanismo razionale e competitivo di fissazione dei prezzi. Dei diversi elementi che entrano in gioco per la creazione di un *hub*,<sup>11</sup> tre risultano centrali: disponibilità della risorsa, adeguata capacità di riesportazione e un quadro normativo adeguato. Su tutti e tre i versanti, per ragioni e a profondità differenti, la Turchia fronteggia tuttavia ancora rilevanti ostacoli.

L'attuale sistema di approvvigionamento garantisce alla Turchia – anche al netto della scalabilità delle infrastrutture di trasporto lungo la rotta caspico-anatolica<sup>12</sup> – una capacità di importazione annua significativamente superiore tanto ai consumi correnti quanto a quelli previsti per il prossimo decennio.<sup>13</sup> Tuttavia, con la parziale eccezione della direttrice di importazione dall'Azerbaijan – lungo la quale, nel medio periodo, potranno essere disponibili volumi aggiuntivi di gas – fallimentare è stato il tentativo di assicurarsi un aumento delle importazioni via terra dalle più promettenti aree di produzione limitrofe al paese: dall'area centro-asiatica (Turkmenistan) sino a quella mediorientale (Iran e Iraq del Nord) e del Mediterraneo orientale (Bacino di Levante).

Sulle prospettive di importazione di gas da queste ultime pesa infatti un complesso intreccio di ostacoli di natura economico-commerciale e politico-diplomatica che derivano, da una parte, dall'aumento dell'offerta di gas sui mercati europei che ha ridotto significativamente la profittabilità degli investimenti in nuove e ambiziose infrastrutture di trasporto e, dall'altra, da una serie di vertenze diplomatiche che ostacolano la realizzazione di infrastrutture di esportazione verso la Turchia. Inoltre, mentre i nodi diplomatici che bloccano lo sviluppo dei progetti da Turkmenistan e Iran si sono generati al di fuori del controllo o della partecipazione di Ankara,<sup>14</sup> differente è il caso dei progetti di estrazione e trasporto di gas nel Bacino di Levante e nell'area a Nord dell'Iraq controllata dal Governo Regionale Curdo. In entrambi questi casi, alla muscolare linea politica adottata da Ankara – che, di fatto, non è riuscita a scindere il piano della cooperazione energetica dalle più ampie vertenze diplomatiche che la oppongono a Tel Aviv, Nicosia e Erbil – va ascritta una parte significativa della responsabilità della mancata realizzazione di infrastrutture di trasporto di gas verso il territorio anatolico, che pur avrebbe rappresentato la scelta economicamente più razionale per il raggiungimento dei mercati internazionali.

Nella prospettiva della creazione di un *hub* del gas, la Turchia fronteggia una condizione non più favorevole anche in relazione al secondo dei tre elementi sopra richiamati, ovvero alla capacità di riesportazione del gas, tanto nella sua dimensione infrastrutturale quanto, e soprattutto, normativa. Per quanto, infatti, la Turchia disponga oggi di due infrastrutture attraverso le quali esportare gas verso Bulgaria e Grecia – il gasdotto Trans-Balcanico e il Trans-Adriatic Pipeline, la cui capacità è scalabile da 10 a 20 Gmc/a – e vada investendo per ampliare la capacità di stoccaggio di gas, gli operatori nazionali non hanno diritto di riesportazione dei volumi di gas che importano dall'estero. Fatta eccezione per una parte dei volumi importati dall'Azerbaijan,<sup>15</sup> i contratti attualmente in vigore – ivi compresi i contratti di acquisto di GNL con Algeria e Nigeria – contengono infatti “clausole di destinazione”, che vincolano al territorio nazionale il consumo del gas, contribuendo al frazionamento dei suoi mercati. L'eliminazione delle clausole in questione,

---

11 Sul punto, si rimanda a S. Xunpeng e H. Variam, *Key elements for functioning gas hubs: A case study of East Asia*, Natural Gas Industry, vol.5, 2018, pp.167-176

12 La portata di South Caucasus Pipeline e del Trans-Anatolian Pipeline – cui il primo gasdotto è connesso in prossimità del confine georgiano – possono essere ampliate fino a 31 Gmc/a, consentendo il raddoppio dei volumi attualmente importati.

13 Secondo le stime di Fitch, la domanda annua di gas tornerà a crescere a un ritmo sostenuto solo dal 2022, portando i consumi annui a 63 Gmc nel 2028. *Turkey Oil & Gas Report. Q4 2019*, Fitch Solutions Group Limited, 2019, p.21.

14 Il riferimento va, da una parte, alla irrisolta questione dello status legale del Mar Caspio, che ostacola la posa di una condotta sul letto del bacino in grado di instradare il gas turkmeno sull'asse di trasporto caucasico-anatolico e, dall'altra, al peso delle sanzioni internazionali contro l'Iran, che impedisce l'afflusso nel paese degli investimenti necessari nell'estrazione e nel trasporto del gas verso la Turchia.

15 Grazie all'assenza di clausole di destinazione nei contratti stipulati con l'Azerbaijan, la Turchia ha avviato dal 2007 quello che è, ad oggi, l'unico e limitato flusso di riesportazione, diretto in Grecia – attraverso l'Interconnettore Turchia-Grecia e per un volume annuo che nel 2018, in linea con i precedenti, si è attestato a 0,67 Gmc. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, *Doğalgaz Piyasası 2018 Yılı Sektör Raporu*, Ankara, 2019, p.18.

condizione imprescindibile per proporsi come *hub*, rappresenterà verosimilmente un elemento centrale dei prossimi negoziati sul rinnovo dei contratti d'acquisto della risorsa.

Ultimo e non meno intricato nodo da sciogliere nella prospettiva della creazione di un *hub* del gas riguarda lo sviluppo di quadro normativo di riferimento degli scambi che garantisca l'incontro di domanda e offerta in un mercato liquido, trasparente e competitivo. Oltre a un'adeguata capacità fisica in termini di rete e stoccaggio in grado di far incontrare domanda e offerta, un *hub* presuppone cioè una piena liberalizzazione del mercato che in Turchia è ancora lungi dall'essere assicurata. Il processo di liberalizzazione è infatti proceduto in maniera quanto meno timida e l'operatore statale, Botaş, mantiene una posizione ancora dominante, tanto per il controllo della rete di trasmissione quanto, e conseguentemente, in relazione ai contratti di importazione della risorsa<sup>16</sup> e alla definizione dei prezzi. Di conseguenza, in mancanza di un processo di *unbundling* che separi l'ente operatore della rete nazionale da importatori e distributori della risorsa, il quadro normativo del comparto del gas non potrà garantire le condizioni necessarie allo sviluppo di un *hub*.

### **Conclusioni**

La valutazione dell'impatto del TurkStream sulla politica energetica turca varia in relazione agli obiettivi rispetto ai quali la realizzazione del gasdotto viene considerata: tutela della sicurezza energetica, da una parte, avanzamento di un ruolo di *hub* del gas, dall'altra. Il TurkStream, senza gravare sulle casse nazionali, ha infatti permesso l'instaurazione di un legame diretto tra il fornitore russo e il cliente turco che riduce il rischio – tecnico e politico – di interruzione dei flussi. Allo stesso tempo, conferendo alla Turchia un inedito ruolo di transito per il gas russo diretto ai mercati europei, ne accresce il potere negoziale nei confronti di Gazprom e degli altri attori della partita infrastrutturale regionale, in un contesto reso più favorevole dall'ampliamento della capacità di importazione e del portafoglio di fornitori e in una delicata fase che cade alla vigilia dell'apertura dei negoziati per il rinnovo di diversi contratti di fornitura.

Sono, d'altra parte, proprio le penalizzanti clausole contenute nei contratti attualmente in vigore che impediscono che il TurkStream possa avere una ricaduta altrettanto positiva sull'obiettivo delle autorità turche di fare del paese un punto di scambio del gas e di avviare flussi di riesportazione della risorsa verso l'estero. Prima ancora che dalla perdurante assenza di un mercato sufficientemente liquido, trasparente e competitivo, la creazione di un *hub* del gas è infatti impedita dalle penalizzanti clausole di destinazione che accompagnano le forniture. Forti dei successi fatti registrare dalla strategia di diversificazione dell'approvvigionamento, sarà sul tavolo dei negoziati per il rinnovo dei contratti di fornitura che le autorità turche potranno far fare un significativo balzo in avanti ai diversi e connessi obiettivi che caratterizzano la strategia energetica nazionale.

Carlo Frappi è ricercatore presso l'Università Ca' Foscari di Venezia, dove insegna Storia Contemporanea dell'Azerbaigian e Geopolitica e Geoeconomia dell'area del Caspio. È inoltre ricercatore associato dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale (ISPI).

---

<sup>16</sup> Secondo i dati dell'Autorità nazionale del gas, Botaş ha importato nel 2018 una quota pari all'84,6% sul totale delle importazioni. Nel settore del Gnl, nonostante la concessione di licenze di importazione a 47 compagnie, nel 2018 solo due di esse, Botaş e Ege Gaz, hanno effettivamente acquistato la risorsa – per una quota sul totale pari rispettivamente al 94,9% e al 5,1%. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, op. cit., p.16.