

LA SICUREZZA ENERGETICA NAZIONALE

Nicolò SARTORI

Alla luce della forte (e crescente) dipendenza dall'estero, la sicurezza degli approvvigionamenti energetici - in particolare di petrolio e gas naturale - è ormai ampiamente riconosciuta come una delle priorità strategiche per l'azione dell'Italia nello scacchiere internazionale. Ad oggi, infatti, il nostro paese importa oltre il 90% dei propri consumi di idrocarburi, un dato destinato a crescere negli anni a venire. Nonostante paese pioniere per quanto riguarda la diversificazione delle proprie fonti di approvvigionamento, il nostro paese presenta infatti una serie di caratteristiche strutturali che lo rendono particolarmente attento ai temi della sicurezza energetica.

La prima, di natura puramente geologica, è la limitata disponibilità di idrocarburi nel proprio sottosuolo. In realtà, quella della scarsità delle risorse è soltanto una mezza

verità: l'Italia infatti, dalla metà del secolo scorso - prima grazie all'Agip, confluita poi in Eni nel 1953 - è stato uno dei paesi d'avanguardia in Europa per lo sfruttamento dei propri giacimenti di petrolio e gas naturale. Tuttavia, sin negli anni della corsa nazionale agli idrocarburi, le risorse disponibili hanno sempre contribuito a soddisfare solo una piccola percentuale dei consumi del paese (nel settore del gas, l'indipendenza è durata fino al 1972, anno in cui le importazioni dall'allora Unione Sovietica si sono aggiunte alla produzione domestica). A ciò si deve aggiungere, in tempi più recenti, una crescente diffidenza popolare - spesso cavalcata dalla politica, locale e non - nei confronti delle attività di esplorazione e produzione nel sottosuolo nazionale, situazione che ha portato ad una riduzione degli investimenti nel settore e a una significativa contrazione



dell'output del paese (gas ai minimi storici dal 1962).

La seconda è di natura più politica, ed è stata determinata da una serie di scelte intraprese nel corso degli scorsi decenni dai governi e dai cittadini italiani. Nello specifico, si tratta della forte dipendenza del settore elettrico nazionale dal gas naturale, rafforzatasi alla luce della duplice decisione popolare (tramite referendum abrogativo) di abbandonare l'utilizzo della tecnologia nucleare per produrre elettricità sul suolo nazionale. Prima nel 1986, sulla scia dell'incidente di Chernobyl, in Ucraina (all'epoca Unione Sovietica), poi nel 2011, in seguito al disastro nella centrale giapponese di Fukushima. Se a livello europeo, infatti, il nucleare contribuisce all'incirca al 25% della generazione elet-

trica totale (con picchi al 75% come nel caso francese), nel caso dell'Italia questa quota indicativa è stata sostituita in gran parte dal gas, che oggi assicura attorno al 40% dell'elettricità nazionale. Se a ciò si aggiunge la recente (e sacrosanta) decisione di smobilitare tutta la rimanente capacità di generazione a carbone (8 Gw, 11% circa della produzione nazionale) entro il 2025, si fa presto a capire come la centralità del gas nel settore nevralgico del paese - seconda potenza manifatturiera in Europa alle spalle della Germania - rappresenti un elemento di costante e crescente vulnerabilità.

Vulnerabilità resa ancor più acuta dalle caratteristiche fisiche del gas naturale e dai suoi fondamentali di mercato. Infatti, data la sua natura gassosa, esso viene an-



cora principalmente trasportato - nonostante il commercio globale del gas naturale liquefatto (LNG) sia in espansione (ad oggi circa un terzo degli scambi totali) - attraverso infrastrutture fisse, i gasdotti, che collegano il punto di produzione al mercato di destinazione e consumo, talvolta passando attraverso i cosiddetti paesi di transito. Questa situazione, da un lato, implica che i mercati di destinazione - tra cui l'Italia - possano essere raggiunti soltanto da un numero limitato di produttori localizzati nelle aree limitrofe (oltre una certa lunghezza, i gasdotti non sono più sostenibili dal punto di vista economico e commerciale); dall'altro crea una rela-

zione di dipendenza/interdipendenza (anche nei confronti dei paesi di transito), che talvolta può essere strumentalizzata o comunque risentire di dinamiche di natura politica. L'analisi del portfolio dei paesi fornitori di gas dell'Italia mostra in modo abbastanza chiaro questa situazione. Al contrario del settore del petrolio, dove il nostro paese si approvvigiona da oltre venti diversi paesi nessuno dei quali supera una quota di mercato nazionale del 18% (Azerbaijan), nel caso del gas naturale le importazioni italiane sono sostanzialmente basate sugli approvvigionamenti provenienti da sei paesi, cinque dei quali extra UE: Russia, Algeria, Norvegia, Qatar



e Libia. Andando a restringere ulteriormente il campo, notiamo inoltre che Russia e Algeria rappresentano il 70% delle importazioni e il 65% dei consumi nazionali. Nel 2018, infatti, il nostro paese ha importato 30 miliardi di metri cubi (Bcm) di gas dalla Russia, 17 Bcm dall'Algeria, quasi 8 Bcm dalla Norvegia (e dall'Olanda), poco meno di 5 Bcm dalla Libia - tutti via gasdotto - e una componente di circa 7 Bcm di LNG, per la maggior parte proveniente dal Qatar. Chiaramente, questa condizione di forte concentrazione delle importazioni ha delle implicazioni per il mercato italiano, che rischia di essere fortemente condizionato dalle relazioni con o dagli avvenimenti nei paesi fornitori e/o di transito. Il caso più eclatante è certamente quello della Russia, primo fornitore di gas (e sesto di greggio) del nostro paese, con una quota di mercato nazionale attorno al 43%. Sebbene la Russia sia un *partner* energetico affidabile per l'Italia, la presenza di paesi di transito - Ucraina in *primis* - e le relazioni di Mosca con Bruxelles e alcuni membri dell'Unione Europea, hanno contribuito a complicare i legami bilaterali di lunga data (i primi scambi risalgono agli anni '60, nel pieno della Guerra Fredda). In particolare, in seguito alle due dispute del gas con Kiev nel 2006 e 2009 e all'annessione russa della Crimea nel 2013, i tentativi di Mosca di aggirare il territorio ucraino per raggiungere i mercati europei hanno alimentato tensioni tra gli interlocutori italiani. Ciò è dovuto sostanzialmente al fatto che, a fronte del

cancellamento del progetto *South Stream* - gasdotto in grado di aggirare l'Ucraina e raggiungere il mercato italiano da sud attraverso il mar Nero e i Balcani orientali - su pressioni della Commissione europea, la Russia abbia deciso di rafforzare la rotta settentrionale con il progetto *North Stream 2*, condotta baltica che collegherà direttamente la Russia alla Germania, veicolando tutto il traffico di gas verso il vecchio continente attraverso il territorio tedesco. Da una prospettiva italiana, un simile sviluppo rappresenta una chiara perdita di indipendenza nei propri rapporti energetici bilaterali con la Russia, a vantaggio della Germania - *competitor* industriale del nostro paese - che grazie a *North Stream 2* otterrà gas russo in modo diretto e a prezzi minori rispetto a quelli che verranno verosimilmente pagati sul mercato italiano. Per far fronte a questa potenziale vulnerabilità l'Italia, oltre a far fronte comune con i paesi dell'Europa centro-orientale contro *North Stream 2* in sede europea, sta promuovendo strategie alternative per consolidare la *partnership* con Mosca. Da un lato il mantenimento in vita della rotta ucraina, affidata all'azione di Snam, che ha firmato un *Memorandum of Understanding* con le ucraine Naftogaz e Ukrtransgaz e la slovacca Eustream per il *revamping* dell'infrastruttura nazionale di trasmissione; dall'altro lo sfruttamento dell'opzione *Turkish Stream*, al quale si potrebbe collegare una nuova condotta in grado di raggiungere l'Italia meridionale, come prospettato da Edison, Gazprom e la

greca DEPA in un accordo siglato nel giugno del 2018. Le criticità sul fronte nord-orientale si aggiungono ad uno stato di perdurante incertezza sul lato meridionale, dove ad oggi Algeria e Libia contribuiscono congiuntamente al 35% delle importazioni nazionali. Fino al 2010 l'Algeria era addirittura il primo fornitore di gas dell'Italia davanti alla Russia, con approvvigionamenti annui che hanno raggiunto il picco dei 26 Bcm (35% dell'import totale all'epoca), poi, per una serie di questioni di natura industriale e commerciale, questa quota si è progressivamente assottigliata, per toccare il minimo storico di 7 Bcm nel 2015. Allo stato attuale, l'incapacità del settore energetico algerino di espandere la produzione nazionale e la crescita senza sosta dei consumi interni sospinti da scriteriate politiche di sussidio, rischiano di mettere a repentaglio la capacità del paese nordafricano di mantenere gli storici livelli di *export* verso *partner* europei come Italia e Spagna. A ciò si deve aggiungere l'incertezza sul destino del regime guidato dal Presidente Bouteflika e il possibile riemergere della minaccia terrorista al momento della necessaria transizione politica che aspetta l'Algeria. Transizione nella quale è entrata, senza di fatto mai uscirne, la Libia: dalla morte del Colonnello Gheddafi e lo scoppio del conflitto interno nel 2011, l'ex colonia italiana vive in una situazione di caos e violenza costanti, che hanno avuto ripercussioni - sebbene limitate rispetto alla magnitudo generale - anche nel settore del gas. Nell'autunno

del 2011, le operazioni del gasdotto Greenstream, che collega il terminal libico di Melliath alle coste siciliane presso Gela, sono state sospese per qualche mese, e una volta riprese le esportazioni verso l'Italia, queste si sono attestate a livello decisamente più bassi (circa il 50% in meno) rispetto ai valori pre-crisi. Sebbene vi sia la percezione che il settore del gas sia decisamente meno vulnerabile rispetto a quello del petrolio (dove attività di sabotaggio e contrabbando hanno implicazioni decisamente più rilevanti per gli equilibri delle forze in campo), il destino delle importazioni italiane dalla Libia dipende ancora molto dal livello di conflittualità all'interno del paese. In questo contesto, diventa particolarmente importante per l'Italia provare a mitigare questa molteplice vulnerabilità attraverso una politica di ulteriore diversificazione degli approvvigionamenti energetici, in modo da diluire la concentrazione delle forniture e attutire potenziali criticità in uno (o più) dei paesi esportatori. La partecipazione italiana al Corridoio meridionale del gas rappresenta la risposta più immediata a questa esigenza: il Corridoio è un'iniziativa lanciata dalla Commissione europea all'inizio degli anni 2000 per assicurare all'Europa nuove fonti di gas trasportato attraverso nuove rotte; i suoi produttori di riferimento sono quei paesi dell'area del Caspio (e del Medio oriente allargato) non ancora collegato fisicamente alle infrastrutture di trasporto diretti in Europa. Nell'ambito del Corridoio, l'Italia sarà in grado di tra-



sportare - a partire dal 2020 - poco meno di 10 Bcm di gas estratti nel giacimento azero di Shah Deniz II: oltre all'Azerbaijan, il gas attraverserà Georgia, Turchia, Grecia e Albania, per raggiungere le coste pugliesi trasportato dal gasdotto *Trans Adriatic Pipeline* (TAP). Nonostante sia stato contestato a livello locale e strumentalizzato nel dibattito politico nazionale, TAP contribuirà ad accrescere la liquidità all'interno del mercato italiano del gas e quindi ad aumentarne la competizione e la sicurezza. Un altro possibile contributo alla diversificazione delle fonti è rappresentato dal gas prodotto nel Mediterraneo orientale (o *East Med*), ovvero in quella regione che comprende, a grandi linee, le acque territoriali di Egitto, Israele, Cipro, Libano. In quell'area, nel 2015, l'italiana

Eni ha scoperto il megagiacimento di Zohr (oltre 800 Bcm), localizzato al largo delle coste egiziane, un avvenimento che ha rilanciato prepotentemente le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi a livello regionale. Attualmente, oltre a Zohr, nell'*East Med* vi sono una serie di giacimenti localizzati tra Cipro (Afrodite e Calypso) e Israele (Leviathan e Tamar), le cui risorse potrebbero contribuire in modo significativo alle strategie di diversificazione italiana ed europea. Rimane tuttavia da chiarire la sostenibilità commerciale di tali risorse, soprattutto alla luce delle modalità di esportazione che verranno portate avanti. Da un lato, infatti, vi è una soluzione via gasdotto - promossa da Edison e DEPA e supportata da Bruxelles, che l'ha inserita tra i progetti di



interesse comune (PCIs) - che punta a trasportare il gas verso i mercati greco e italiano, creando un legame fisico tra le risorse regione e i mercati di destinazione. Dall'altro si prospetta una soluzione via LNG, decisamente più immediata ed economica (verrebbero sfruttati i *terminal* egiziani di Idku e Damietta, attualmente inutilizzati), ma che non garantirebbe al nostro paese un accesso diretto, esclusivo e garantito ai volumi di gas prodotti nella regione. Grazie a queste recenti iniziative, l'Italia dovrebbe essere in grado di aggiungere due ulteriori tasselli alla lista dei paesi fornitori di gas naturale. Sebbene i volumi previsti non siano in grado di rimpiazzare i grandi fornitori tradizionali del nostro paese, aumentare le 'opzioni' a disposizione è certamente il primo passo

per rafforzare la sicurezza in un settore - quello del gas - che rappresenta un pilastro portante per lo sviluppo e il benessere a livello nazionale. Questo, ovviamente, ha chiare implicazioni su quelle che sono e che dovranno essere le priorità dell'azione esterna del nostro paese, per il quale il Mediterraneo allargato continuerà a giocare un ruolo chiave in termini di sicurezza energetica e proiezione strategica. In questo contesto, da un lato sarà necessario rafforzare le iniziative di politica estera e di sicurezza a livello nazionale nell'area, dall'altro sarà opportuno mobilitare l'interesse e il supporto dell'Unione Europea e degli stati membri per garantire un approccio multilaterale e cooperativo verso la regione, del quale sia l'Italia che l'UE potranno chiaramente beneficiare.