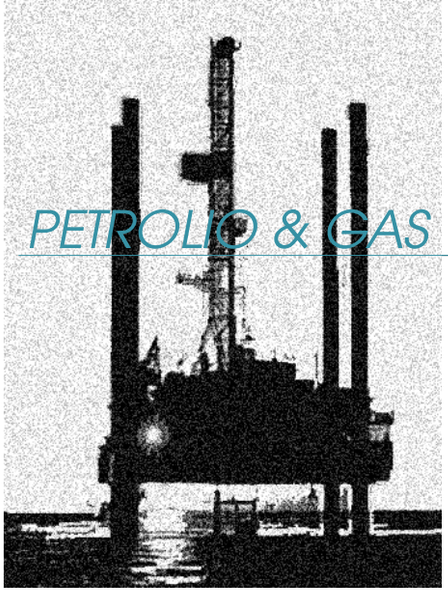


di Luca Franza*

EUROPA: FATTIBILITÀ DELLA DIVERSIFICAZIONE DELL'OFFERTA DI GAS NATURALE

A new study by CIEP analyses prospects for EU gas supply and demand and discusses the sustainability of supply diversification policies. Even if there is no immediate risk for security of supply, several factors that escape control by EU decision-makers could limit the availability of gas after 2020. At the same time, uncertainty on the evolution of European demand discourages new investments and complicates diversification efforts. Besides, for political reasons, the EU does not intend to strengthen its import dependence on Russia, a supplier with substantial spare production at low marginal costs.

Un nuovo studio del CIEP analizza le prospettive per la domanda e l'offerta di gas nell'UE e discute la fattibilità delle politiche di diversificazione. Nonostante non esista un rischio immediato per la sicurezza degli approvvigionamenti, numerosi fattori che sfuggono al controllo dei decisori politici europei potrebbero limitare la disponibilità di gas dopo il 2020. Allo stesso tempo, l'incertezza sull'evoluzione della domanda europea scoraggia nuovi investimenti e complica le politiche di diversificazione. Per ragioni politiche, inoltre, l'Europa non intende acuire la propria dipendenza dalla Russia, che invece disporrebbe di eccedenze significative a basso costo.

In un clima di fermento politico e legislativo in tema di sicurezza degli approvvigionamenti, il *Clingendael International Energy Programme* (CIEP) ha realizzato una nuova analisi sulle prospettive per la domanda e l'offerta di gas nell'Unione Europea fino al 2025. L'obiettivo è quello di contribuire alla discussione sulla fondatezza e la fattibilità del proposito di diversificare l'offerta. L'analisi è strutturata in cinque pubblicazioni indipendenti l'una dall'altra che trattano di domanda (1), forniture di gas russo (2), GNL (3), importazioni alternative via gasdotto (4) e sostenibilità delle politiche europee di diversificazione dell'offerta (5). Questo articolo, riprendendo le principali conclusioni dei singoli studi, offre un quadro complessivo sulle prospettive per il mercato europeo del gas nel prossimo decennio.

1. INCERTEZZA SULLA DOMANDA EUROPEA DI GAS E SICUREZZA DEGLI APPROVVIGIONAMENTI

Partendo dalla constatazione di un andamento estremamente incerto della domanda di gas naturale nell'Unione Europea (UE), la nostra analisi comparativa di sedici scenari (6) mostra una forbice di 150 mld. m^3 nelle proiezioni dei fabbisogni europei sia nel 2020 che nel 2025.

In realtà, alcuni di questi scenari – specie i più ottimistici – sono già stati smentiti dai fatti in quanto la domanda è nel frattempo ulteriormente crollata e non può, a meno di circostanze eccezionali, ricongiungersi con la traiettoria da essi delineata due o tre anni or sono. Se si volesse estrapolare una tendenza generale, gran parte degli scenari centrali – a cui viene assegnato un maggior grado di probabilità – mostra un recupero della domanda, che però faticherà a tornare a livelli pre-crisi entro i prossimi dieci anni (Fig. 1). Questa tendenza si è del resto già manifestata nel 2015 e nel 2016, con segnali incoraggianti di sostituzione del carbone con il gas nella produzione di energia elettrica sul Continente, oltre che nel Regno Unito.

* *Clingendael International Energy Programme (CIEP), L'Aia*
luca.franza@clingendaelenergy.com

Scomponendo la domanda, si rileva in effetti come il divario tra le previsioni nel settore elettrico spieghi buona parte della divergenza tra gli scenari. L'incremento di capacità di generazione da rinnovabili, i prezzi della CO_2 e delle materie prime, e il ritmo con cui centrali nucleari e a carbone verranno gradualmente chiuse sono i principali fattori d'incertezza.

Gli impegni presi dagli Stati dell'UE alla Conferenza di Parigi sui cambiamenti climatici (COP 21, dicembre 2015) non aiutano a chiarire il futuro del gas naturale nel nostro sistema energetico ([7]). Se da un lato il gas naturale potrebbe contribuire all'abbattimento di emissioni di gas serra andando a sostituire il carbone, dall'altro potrebbe essere marginalizzato in quanto combustibile fossile. Nonostante siano state lanciate politiche d'investimento su interconnettori e terminali al fine di completare il mercato interno del gas naturale, nessuna politica di aperto sostegno al gas rispetto ad altre fonti di energia è stata annunciata in Europa a margine dalla Conferenza di Parigi.

Un'altra osservazione importante è che in tutti gli scenari considerati, inclusi quelli più pessimistici, il fabbisogno di importazioni di gas nell'UE aumenta. Si tratta di una conseguenza del calo – questa volta incontrovertibile – della produzione domestica. Tale calo è accelerato dagli effetti del crollo dei prezzi del petrolio sulle economie dei progetti nel Mare del Nord e dalla decisione del governo olandese di contenere la produzione a Groningen in seguito a eventi sismici nel nord dei Paesi Bassi. Tuttavia, nonostante vi sia sostanziale accordo sul fatto che il fabbisogno di importazioni aumenterà, permane una profonda incertezza sulla portata di questo incremento.

Secondo la nostra analisi comparativa, nello scenario più sfavorevole al gas naturale, l'Unione Europea dovrà comunque importarne 20 mld. m³ in più rispetto ad oggi da paesi extracomunitari ([8]) nel 2025 (Fig. 2). Nello scenario più favorevole, l'aumento del fabbisogno si attesta addirittura sui 135 mld. m³ ([9]).

A causa di questo enorme divario tra le proiezioni di importazione e dell'aspettativa di un mercato a prezzi bassi per il prossimo decennio, gli importatori europei non sono inclini ad assicurarsi volumi di gas aggiuntivi siglando contratti di lungo termine. Questo non giova agli investimenti. Nonostante i modelli commerciali stiano cambiando e il mercato sia sempre più caratterizzato da transazioni di breve termine, investire miliardi di dollari in lunghi gasdotti o nuovi terminali di liquefazione in assenza di contratti della durata di almeno 10-15 anni è percepito come altamente rischioso. Il fatto che l'Unione Europea necessiterà di maggiori importazioni ma che non ci siano indicazioni chiare sulla portata del nuovo fabbisogno rischia di nuocere alla sicurezza degli approvvigionamenti in una prospettiva di lungo termine.

La politica ha un ruolo da svolgere in questo contesto. Nonostante alcune delle variabili che incidono sulla domanda – come le tendenze macro-economiche, demografiche e meteorologiche, o ancora le variazioni di prezzo della materia prima – siano difficilmente influenzabili, i decisori politici dispongono di un margine di manovra per riservare al gas naturale un ruolo di maggior rilievo, o in ogni caso meglio definito, nel sistema energetico europeo. Un'azione in questo senso permetterebbe alle imprese di orientare le proprie scelte d'investimento di lungo termine, anche a monte della catena del valore. Nel settore elet-

Fig. 1 - UE: ANALISI COMPARATIVA DELLE PROIEZIONI SULLA DOMANDA DI GAS NATURALE (mld. m³)

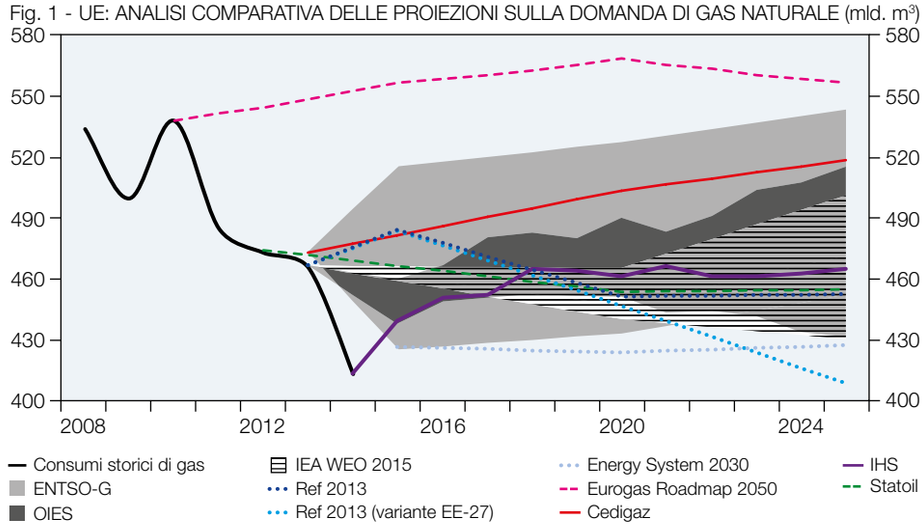
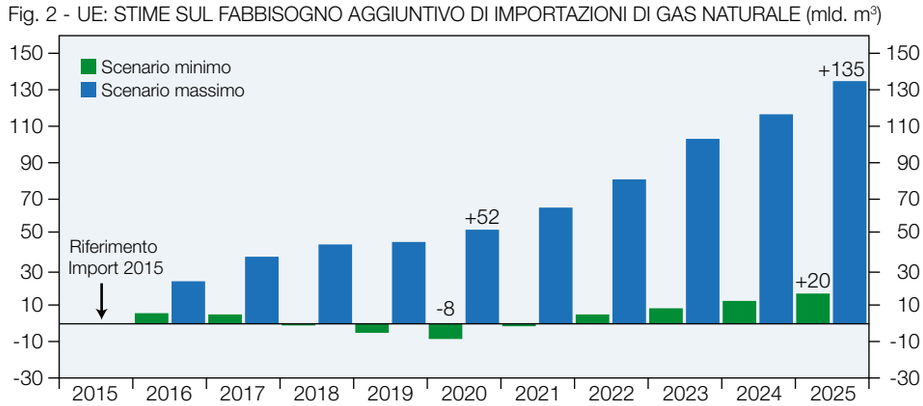


Fig. 2 - UE: STIME SUL FABBISOGNO AGGIUNTIVO DI IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE (mld. m³)

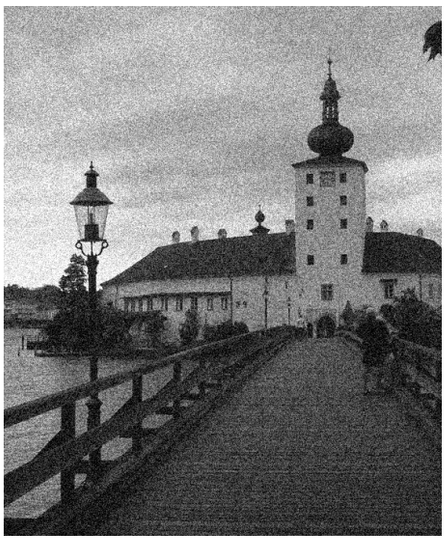


Fonte: CIEP.

trico, essa si potrebbe ad esempio espletare attraverso la fissazione di un prezzo minimo della CO_2 che si sommi al sistema comunitario di scambio di quote di emissione (*Emissions Trading Scheme* - ETS) – come recentemente disposto nel Regno Unito – o l'impegno alla graduale chiusura delle centrali a carbone.

Il fatto che tra gli scenari più pessimistici in termini di domanda di gas vi sia quello elaborato con il supporto del modello PRIMES dalla Commissione europea – non mero osservatore, bensì protagonista nel concepimento di strategie energetiche – non offre un segnale incoraggiante a investitori potenzialmente interessati a rifornire l'UE di gas naturale, dal Caspio all'Africa orientale. Come testimoniano i negoziati sul gas azero che verrà esportato attraverso il sistema trans-anatolico e trans-adriatico, garanzie di lungo termine sono indispensabili per realizzare la diversificazione delle forniture.

Si noti dunque la contraddittorietà nel sostenere da un lato iniziative volte alla diversificazione dell'offerta di gas, e nell'astenersi dall'altro dal definire un ruolo chiaro per questa fonte nel sistema energetico. Come si vedrà, la situazione appena delineata potrebbe aumentare la dipendenza dell'UE dai fornitori attuali (il che non rappresenta necessariamente un problema) e/o da volumi di gas naturale liquefatto (GNL) in eccedenza, ossia non assorbiti da altri mercati – che potrebbero però cambiare rotta nel caso in cui l'Asia tornasse a offrire prezzi più alti come accadeva fino al 2014.



In ogni caso, è importante ribadire che non esiste un rischio immediato per la sicurezza degli approvvigionamenti di gas nell'Unione Europea. Come ampiamente documentato in questo e altri studi, il mercato odierno è al contrario caratterizzato da un eccesso di offerta. L'effetto negativo dell'incertezza della domanda sulla sicurezza degli approvvigionamenti discusso in questo paragrafo è da intendersi in una prospettiva di lungo termine. Nel breve termine, l'abbondanza di gas russo e di GNL danno sufficienti garanzie di sicurezza.

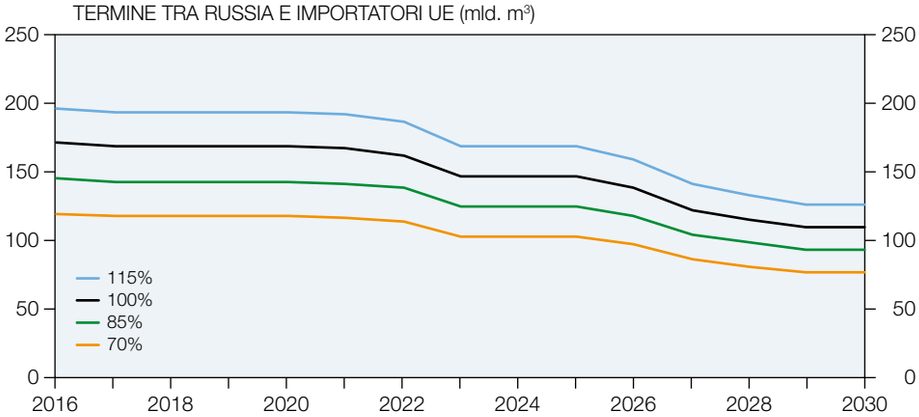
2. *IL RUOLO DEL GAS RUSSO PER LA SICUREZZA DEGLI APPROVVIGIONAMENTI*

La Russia in effetti gode di una posizione privilegiata in questo contesto di incertezza in quanto si stima che sarebbe in grado di esportare almeno 100 mld. m^3 di gas in più rispetto ad oggi senza significativi sforzi finanziari. La disponibilità di eccedenze così consistenti è in gran parte il retaggio di investimenti realizzati a partire dalla metà degli anni 2000, specialmente sul giacimento di Bovanenkovo nella Penisola di Yamal. Si stima che con la semplice aggiunta di nuove stazioni di compressione, Gazprom potrebbe incanalare consistenti volumi aggiuntivi verso i confini europei, con un costo marginale di breve termine al di sotto dei 4 doll./mil. Btu ([10]). Come si spiegherà in seguito, gli unici ostacoli potrebbero essere di natura infrastrutturale, non tanto perché manchi capacità di trasporto sulla rete esistente, quanto per effetto di condizionamenti geopolitici che coinvolgono l'Ucraina, il Cremlino, la Commissione europea e alcuni Stati membri dell'UE.

Le difficoltà finanziarie e strategico-commerciali incontrate da Gazprom vengono talora usate come argomentazione per mettere in dubbio la capacità della Russia di soddisfare il crescente fabbisogno di gas naturale dell'Europa. Al contrario, le circostanze attuali potrebbero rafforzare l'importanza dell'una per l'altra. È innegabile che gli ultimi anni siano stati problematici per Gazprom, in primo luogo per il caso *antitrust* mosso dalla Commissione europea e le sentenze di arbitrato avverse. Inoltre, in termini assoluti, le esportazioni di gas russo verso l'UE sono calate di 23 mld m^3 tra il 2008 e il 2015 ([11]). Questo ha peraltro coinciso con altre dinamiche deleterie per i ricavi del gruppo, come l'erosione dei prezzi sul mercato europeo (–60% tra la metà del 2008 e la fine del 2015) ([12]), la concorrenza crescente da parte di nuovi operatori in madrepatria e, infine, la debolezza della domanda sia in Russia che nelle altre repubbliche ex-sovietiche. Il 2015 ha segnato il record negativo di produzione per Gazprom, con soli 414 mld. m^3 ([13]), mentre i suoi ricavi sul mercato europeo sono calati di 23 mld. doll. tra il 2013 e il 2015, con la previsione di un ulteriore calo di 10 mld. doll. nel 2016 ([14]). In questo contesto sarà difficile per il colosso russo allocare gli investimenti annunciati per diversificare i mercati d'esportazione, che spaziano da nuovi terminali GNL a gasdotti verso la Cina, per un valore cumulato di oltre 200 mld. doll. ([15]). Di conseguenza, Gazprom nutre un interesse ancora più marcato a preservare la propria posizione nel mercato più facilmente raggiungibile, ossia quello europeo, specie adesso che è potenzialmente insidiata dal GNL statunitense.

Nonostante le difficoltà degli ultimi anni, Gazprom è comunque riuscito sinora a mantenere invariata la propria quota di mercato in Europa – stabile al 30% dei consumi e al 40% delle importazioni. Salvo periodi di tempo circostanziati in cui vi era un divario con-

Fig. 3 - STIME SULLE QUANTITÀ COPERTE DA CLAUSOLE TAKE-OR-PAY IN CONTRATTI DI LUNGO TERMINE TRA RUSSIA E IMPORTATORI UE (mld. m³)



Fonte: CIEP.

siderevole tra i prezzi spot e quelli applicati nei contratti di lungo termine ([16]), gli importatori europei non hanno minimizzato specificamente l'acquisto di gas russo – in parte perché impossibilitati a farlo dalle clausole *take-or-pay* e in parte perché Gazprom ha iniziato a offrire migliori condizioni contrattuali a partire dal 2010. In Europa, nella maggioranza dei casi, i prezzi del gas nei contratti di lungo termine con Gazprom sono oggi generalmente in linea con quelli spot, il che giova alla posizione commerciale dell'operatore russo.

La competizione tra GNL e gas russo corre però sul filo del rasoio, dato che entrambi sono scambiati in Europa occidentale a circa 5 doll./mil. Btu. La scomposizione del costo marginale di breve termine del gas russo e del GNL americano rivela che i russi sono meglio posizionati per resistere a un'ulteriore erosione dei prezzi. Il loro margine di manovra risiede nella possibilità di abbassare la tassa sulle esportazioni, che potrebbe permettere a Gazprom di recuperare i propri costi di vendita in Europa anche con prezzi prossimi ai 3 doll./mil. Btu ([17]). Il crollo del valore del rublo rafforza ulteriormente la competitività del gas russo, visto che i costi sostenuti da Gazprom in ambito nazionale sono espressi in valuta locale mentre le esportazioni sono condotte in dollari. Prezzi al di sotto dei 4 doll./mil. Btu non permetterebbero invece al GNL americano di recuperare i costi derivanti dall'acquisto della materia prima a prezzi Henry Hub, il ricarico del 15% previsto dai contratti, il trasporto e la rigassificazione. In altre parole, la Russia avrebbe gli strumenti per vincere una «guerra dei prezzi» contro il GNL americano. Chiaramente, Gazprom non ha alcun incentivo a erodere il prezzo del gas naturale in Europa in assenza di una minaccia seria, quindi ricorrerebbe a strategie «volume contro valore» solo nel caso in cui vedesse seriamente compromessa la propria quota di mercato.

Nei nostri scenari, la soglia minima di importazioni di gas russo è data dalle quantità stimate di *take-or-pay*, che si collocano tra i 120 e i 150 mld. m³ nel 2020 e tra i 100 e i 120 mld. m³ nel 2025 (a fronte di volumi d'importazione attuali di 135 mld. m³) ([18]). Le quantità acquistate al di sopra delle soglie di *take-or-pay* dipenderanno dalle dinamiche competitive spiegate sopra.

È importante considerare che la Commissione europea, che non guarda con favore a un aumento della dipendenza dal gas russo, non ha alcuno strumento per impedire agli importatori di comprarne quantità crescenti già oggetto di contratti di lungo termine. Visto che il fabbisogno europeo è in aumento e il gas russo è competitivo, si può immaginare un graduale incremento delle importazioni da volumi prossimi alle quantità contrattuali minime (MCQ) alle quantità contrattuali annuali (ACQ). Si stima che se, oggi, gli importatori acquistassero volumi ACQ invece di volumi MCQ, l'Europa importerebbe dalla Russia 35 mld. m³ in più ([19]). Si tratta di quantità paragonabili all'intero import algerino, o più di tre volte superiori alle future importazioni di gas azero per cui la politica europea di diversificazione si è tanto adoperata per più di un decennio.

Si stima che, nel 2025, i volumi coperti da contratti di lungo termine saranno almeno 150 mld. m³ (Fig. 3). A questi si potrebbe peraltro aggiungere quanto venduto al di fuori dei regimi contrattuali tradizionali. Gazprom sta infatti sperimentando modelli commerciali innovativi: l'azienda punta a vendere il 10% del proprio gas sul mercato spot entro pochi anni e le prime aste sono state lanciate nel 2014 dalla nuova borsa energetica di San Pietroburgo ([20]). Inoltre, non è da escludere che in Russia il regime di monopolio sulle esportazioni venga modificato a favore di attori quali Novatek e Rosneft.

Come si è detto, limitazioni a livello infrastrutturale possono però disturbare le strategie commerciali di Gazprom, soprattutto in considerazione del suo obiettivo di azzerare il transito attraverso l'Ucraina. L'Unione Europea, da parte sua, dispone di un certo margine di manovra politico e legislativo nello scoraggiare la costruzione di nuovi gasdotti.

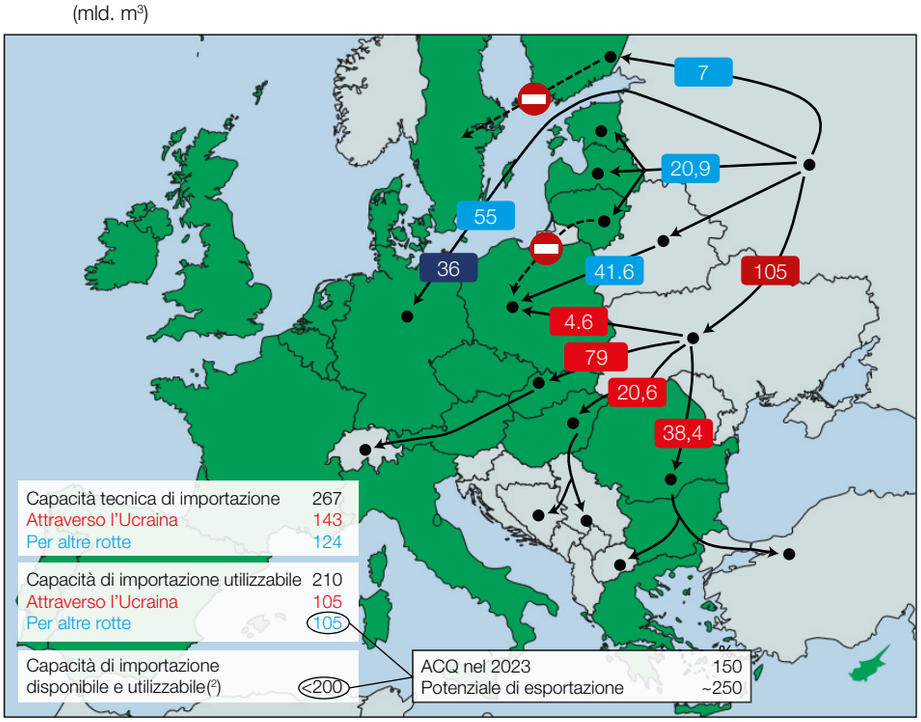
Come si evince dalla mappa riportata in Fig. 4, la capacità di trasporto dalla Russia all'UE tramite gasdotti che evitano l'Ucraina è di soli 105 mld. m³, se si tengono in considerazione le limitazioni all'utilizzo del gasdotto OPAL. Questo dato scende ben al di sotto dei 100 mld. m³ se si sottrae alla capacità misurata sui confini esterni dell'Europa quella riservata alla fornitura di gas a paesi extracomunitari e se si considera che la capacità verso le Repubbliche baltiche e la Finlandia non può essere utilizzata a livello comunitario data l'assenza di interconnessio-

ni. La Russia deve poter disporre di una capacità di trasporto di almeno 150 mld. m³ per onorare i propri contratti. Perciò, in assenza di nuovi gasdotti, il contratto di transito con l'Ucraina in scadenza nel 2019 dev'essere rinegoziato ([21]). Gazprom manterrà comunque un marcato interesse a costruire Nord Stream 2 (55 mld. m³) e due linee del gasdotto Turk Stream (32 mld. m³, di cui 16 destinati a servire il mercato turco).

Se a questo si aggiunge la possibilità per Gazprom di utilizzare la metà della capacità di OPAL finora rimasta inutilizzata, la capacità di trasporto complessiva dei gasdotti che evitano l'Ucraina raggiungerebbe i 200 mld. m³ ([22]). Tale capacità permetterebbe a Gazprom di onorare gli obblighi contrattuali e di vendere parte delle eccedenze di 100 mld. m³ menzionate all'inizio di questo paragrafo. È tuttavia probabile che parte del transito attraverso l'Ucraina venga mantenuta in ogni caso, come sembrano testimoniare le dichiarazioni più distensive degli ultimi tempi.

Il sistema di transito ucraino potrebbe infatti essere mantenuto come opzione di ultima istanza, specialmente per convogliare volumi di gas verso i mercati più distanti dai futuri punti di approdo di Nord Stream 2 (Greifswald, in Germania) e Turk Stream (Kıyıköy, in Turchia). La Russia potrebbe a quel punto limitare quello che percepisce come un rischio insito nel transito ucraino e impiegare il Nord Stream 2 anche per convogliare volumi aggiuntivi, invece di utilizzarlo esclusivamente per reinstradare flussi già esportati. La Russia potrebbe considerare di modulare i volumi convogliati attraverso il sistema ucraino sulla base delle fluttuazioni della domanda in Europa occidentale o, in altre parole, sulla base del tasso di utilizzo di Nord Stream 2.

Fig. 4 - CAPACITÀ DEI GASDOTTI PROVENIENTI DALLA RUSSIA MISURATA SUI CONFINI DELL'UE([1]) (mld. m³)



(1) Le cifre indicate nei riquadri di colore più scuro prendono in considerazione limitazioni all'utilizzo di OPAL e quindi Nord Stream (36 mld. m³ invece di 55) e limitazioni all'utilizzo della rete ucraina a causa di carenze tecniche (105 mld. m³ invece di 143).
(2) Il dato sulla capacità utilizzabile e disponibile tiene anche conto del fatto che parte della capacità di trasporto attraverso l'UE è riservata al trasporto di gas russo verso paesi non membri (Turchia, Svizzera, Paesi balcanici, enclave di Kaliningrad) e del fatto che parte della capacità dei gasdotti russi verso la Finlandia e i Paesi baltici non può essere utilizzata per rifornire altri Paesi UE per mancanza di interconnessioni.

Fonte: nostre elaborazioni su dati IEA e ENTSOG, su stime OIES. Mappa CIEP.

Una combinazione di nuovi gas dotti e il mantenimento (parziale) del transito ucraino permetterebbero a Mosca di sfruttare appieno il proprio potenziale in termini di esportazioni. Una delle conclusioni più significative del nostro studio è che questo non nuocerebbe alla sicurezza degli approvvigionamenti europea. Soprattutto nel contesto di un mercato genuinamente competitivo, pienamente integrato e in cui vi siano alternative praticabili in caso di interruzione delle forniture, il fatto che la Russia sia disposta a investire su nuove infrastrutture – laddove il clima per gli investimenti è tutt'altro che favorevole – dovrebbe essere accolto positivamente. E il mercato europeo risponderà ben presto alle caratteristiche sopraelencate, anche grazie alla costruzione di nuovi terminali di rigassificazione e nuovi interconnettori. In un mercato dove regna la competizione, la quota di mercato del principale Paese esportatore perde di significato ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti. Paradossalmente, la realizzazione delle infrastrutture caldeggiate dalle politiche comunitarie, volte a integrare i mercati europei e a far convergere i prezzi, potrebbe giovare alla competitività del gas russo e allentare le preoccupazioni espresse da alcuni Stati membri dell'Est europeo – spianando la strada a maggiori esportazioni di gas russo verso l'UE.

Lo scenario più plausibile per il 2025 è quello in cui le quantità dalla Russia aumenteranno in termini assoluti (a causa del crescente fabbisogno di importazioni dell'UE e della competitività del gas russo), mentre la quota di mercato di Gazprom rimarrà all'incirca costante attorno al 30% (a causa dell'opposizione politica nell'UE a un suo sostanziale aumento e del margine d'intervento politico-legislativo sui progetti infrastrutturali russi e a livello *antitrust*). È difficile essere più precisi sulle quantità stimate poiché, come accennato, esse dipenderanno in larga misu-

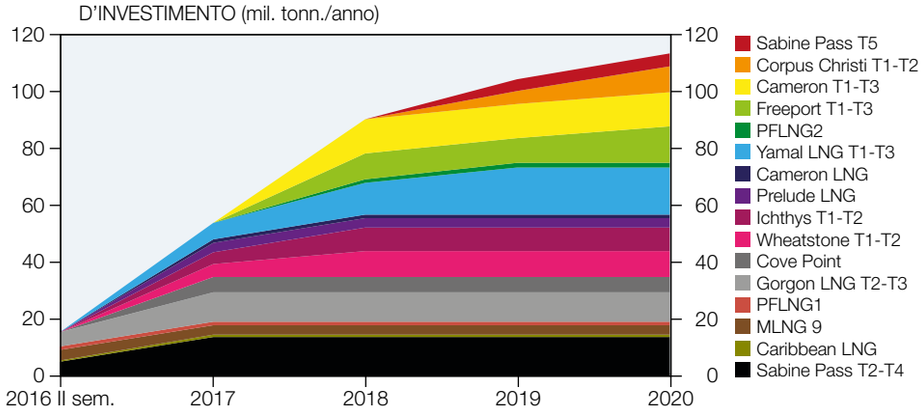
ra dall'interazione con altre forniture, specialmente di gas naturale liquefatto.

3. *IMPLICAZIONI DELL'ECCESSO DI OFFERTA DI GNL SUL MERCATO INTERNAZIONALE*

In seguito all'ultima crisi ucraina iniziata nel 2013, il GNL è sempre più visto con favore in Europa come una diversificazione dal gas russo ([23]). In questa prospettiva, la Commissione europea ha recentemente annunciato una nuova Strategia del GNL ([24]) che si propone di approfondire il dialogo e la cooperazione con i produttori, nonché di completare il mercato interno per permettere al gas importato come GNL di circolare liberamente all'interno dell'UE. Le condizioni del mercato internazionale sono favorevoli in quanto l'offerta di GNL è abbondante. Si stima che tra il 2016 e il 2020 verrà immessa sul mercato mondiale una capacità di liquefazione aggiuntiva di 110 mil. tonn./anno (Fig. 5) ([25]), a fronte di una domanda relativamente e inaspettatamente stagnante, soprattutto in Asia.

Nonostante gran parte di questa capacità sia coperta da contratti di lungo termine, i volumi di GNL flessibili aumenteranno nei prossimi anni. Questo contribuirà a rafforzare la tendenza già in atto di eccesso d'offerta e bassi prezzi. Nel valutare la questione della diversificazione e della sicurezza degli approvvigionamenti, la nostra analisi tenta un'approssimazione dei volumi di GNL flessibili disponibili per il mercato europeo nei prossimi 5-10 anni. La quantità massima di GNL flessibile *teoricamente* disponibile sui mercati mondiali attorno al 2020 sarà di 135 mil. tonn. La cifra è ottenuta sottraendo alla capacità di liquefazione utile (400 mil. tonn.) la stima minima della quantità di GNL coperta da contratti di lungo termine (310 mil. tonn.) diminuita di un margine di tolleranza al ribasso (*Downward Quantity Tolerance*) del 10% (portando il subtotale sui 280 mil. tonn.) e di ulteriori volumi di 15 mil. tonn. dotati di flessibilità geografica (portando il subtotale sui 265 mil. tonn.) ([26]). È utile ribadire che questo calcolo offre una quantità puramente teorica in quanto non prende in considerazione, tra le altre cose, l'effetto di variazioni di prezzo e il rinnovo di contratti di lungo termine in scadenza. Esso offre tuttavia un utile punto di partenza per discutere diversi scenari.

Fig. 5 - STIME SULL'AUMENTO DELLA CAPACITÀ DI LIQUEFAZIONE COPERTA DA DECISIONI FINALI D'INVESTIMENTO (mil. tonn./anno)



Fonte: CIEP.

Nel primo scenario preso in considerazione, un'ondata di GNL flessibile si riversa sul mercato europeo. Questo scenario dipende non solo dalla serie di stime – audaci – appena presentate, ma anche dalla condizione che i prezzi di mercato continuino a eccedere il costo marginale dell'offerta. In primo luogo, esso si basa su aspettative poco realistiche sulla capacità d'assorbimento da parte del mercato europeo – considerato oggi «mercato di ultima istanza» a livello globale ([27]), ossia il mercato verso cui si dirige il GNL flessibile che gli altri mercati non riescono ad assorbire a causa della rigidità della domanda. Secondo lo scenario più ottimistico incluso nell'analisi comparativa sulla domanda di gas presentata nel primo paragrafo, l'UE importa 38 mil. tonn. in più nel 2020 rispetto ad oggi – ossia neanche un terzo della quantità teorica di 135 mil. tonn. individuata sopra. In secondo luogo, questo scenario si regge sull'assunto che la Russia non prenderà alcuna iniziativa per difendere la propria quota di mercato. Visto che un aumento del fabbisogno europeo oltre le più rosee aspettative e una totale passività da parte della Russia nell'accettare un'erosione senza precedenti della propria quota di mercato sono condizioni difficilmente immaginabili, questo scenario può essere di fatto scartato. L'UE è dotata di una buona capacità di assorbimento del GNL flessibile soprattutto grazie alla possibilità di passare dal carbone al gas man mano che i prezzi di quest'ultimo si abbassano, ma questa capacità non è illimitata.

Un secondo scenario, più plausibile, prevede che a causa dell'eccesso di offerta e della limitata capacità di assorbimento, i prezzi nel mercato di ultima istanza si abbassino fino a impedire il recupero dei costi marginali al GNL americano. Il risultato è una sottoutilizzazione della capacità di liquefazione statunitense. Molte agenzie di consulenza, ad esempio, stimano tassi di utilizzazione compresi tra il 50 e il 70% ([28]).

Il terzo scenario vede un recupero della domanda in Asia, grazie alla crescita economica e demografica delle sue economie emergenti e agli sforzi di decarbonizzazione, soprattutto in Cina e in India. La domanda indiana è particolarmente sensibile ai prezzi e potrebbe essere stimolata dall'attuale eccesso di offerta se alcuni ostacoli infrastrutturali venissero appianati ([29]). In Cina, un regime di prezzi regolamentati impedisce alla doman-

da di rispondere adeguatamente alle variazioni di prezzo, ma sia il governo centrale che i governi provinciali sono impegnati in una riforma dei prezzi del gas ([30]). La discussione sui fattori che influenzano la domanda asiatica potrebbe portarci molto lontano, ma ciò che è importante tenere a mente è che le scelte politiche dei grandi paesi asiatici possono avere un'influenza chiave sui mercati mondiali del GNL e quindi, in fin dei conti, sulle quantità di GNL flessibile disponibili per l'UE. La conclusione di nuovi contratti di lungo termine in Europa è complicata dagli stessi fattori discussi nel primo paragrafo di questo articolo e riguardanti l'incertezza sulla domanda.

Finché il mercato è ben rifornito e la domanda asiatica rimane stagnante, l'UE può continuare a svolgere il proprio ruolo di mercato di ultima istanza e beneficiare di volumi di GNL abbondanti e a bassi prezzi, in competizione con il gas russo importato via gasdotto. In questo contesto, potremmo assistere a un'ulteriore sostituzione del carbone da parte del gas nella produzione di elettricità in Europa, con benefici per l'ambiente. Tuttavia, l'UE non ha i mezzi e non sta dando i giusti segnali agli investitori esterni per perpetuare questa situazione favorevole. Mutamenti nell'equilibrio tra domanda e offerta di GNL – che sarebbero innescati da decisioni politiche nelle economie asiatiche emergenti – potrebbero prosciugare il surplus di GNL su cui si sta facendo affidamento nel breve termine. Senza certezze, pochi attori sul mercato saranno inclini a firmare contratti di lungo termine prevenendo un'iniziativa nello stesso senso da parte dei grandi conglomerati asiatici.

4. PROSPETTIVE PER LE IMPORTAZIONI ALTERNATIVE VIA GASDOTTO

Politicamente, l'interesse per nuove forniture di gas dal Caspio o dal Medio Oriente al fine di diversificare l'offerta nell'UE è massimo. La nostra ricerca si focalizza su Azerbaigian, Turkmenistan, Kurdistan iracheno, Iran e Mediterraneo orientale (Cipro, Israele ed Egitto).

A livello commerciale, come si è anticipato, l'obiettivo è complicato dalla riluttanza nel firmare contratti di lungo termine a causa

Tab. 1 - **ESPORTAZIONE DI GAS VERSO L'UE: I FATTORI SPECIFICI PER I DIVERSI PAESI**

Turkmenistan	
Interesse	Interesse specifico ai fini della diversificazione della domanda dopo il crollo di esportazioni verso la Russia e il crescente peso della Cina in qualità di acquirente
Volumi	Potenzialmente molto grandi, specie grazie al giacimento di Galkynysh
Sbocchi alternativi	Potenzialmente esistenti, ma accesso complicato (no GNL, Asia meridionale difficile da raggiungere, saturazione dei mercati importatori consolidati)
Costo	Probabilmente elevato (gas economico ai confini turkmeni, ma gasdotto TCP dispendioso)
Ostacoli politici	Notevoli: opposizione dalla Russia e dall'Iran, clima sfavorevole agli investimenti di aziende straniere, questione acque territoriali del Caspio
Kurdistan iracheno	
Interesse	Rapida monetizzazione delle risorse considerata prioritaria
Volumi	Medio-piccoli
Sbocchi alternativi	Limitati, ma spiccato interesse a rifornire la Turchia, che potrebbe assorbire gran parte dei volumi e competere con l'UE
Costo	Incerto, ma possibilmente elevato (problematicità nell'estrazione, costi di trattamento probabilmente sottostimati)
Ostacoli politici	Notevoli: opposizione interna alle esportazioni dovuta a scarsità di energia, questioni di sicurezza (transito), dispute Baghdad-Erbil
Iran	
Interesse	Rapida monetizzazione delle risorse e integrazione nei mercati mondiali considerate prioritarie
Volumi	Potenzialmente molto grandi
Sbocchi alternativi	Numerosi, in caso di sviluppo del GNL. Altrimenti, limitati (Asia meridionale difficile da raggiungere, ostacoli geopolitici ai progetti regionali
Costo	Probabilmente elevato (specialmente data la necessità di sviluppare il sistema di gasdotti interni dal Sudest al Nordovest del Paese)
Ostacoli politici	Medi: opposizione politica interna alle esportazioni, incertezza persistente sull'eliminazione delle sanzioni e sulle condizioni fiscali e contrattuali da proporre agli investitori esteri
Azerbaigian	
Interesse	Interesse specifico a esportare ulteriori volumi, per ragioni sia commerciali che politiche
Volumi	Medio-piccoli
Sbocchi alternativi	Limitati, ma spiccato interesse a rifornire la Turchia, che potrebbe assorbire gran parte dei volumi e competere con l'UE
Costo	Probabilmente contenuto in quanto sarebbe necessaria solo un'espansione del sistema di gasdotti SCP-TANAP-TAP
Ostacoli politici	Ridotti: l'UE è favorevole ad aumentare le importazioni e la Russia non è stata finora in grado di bloccare accordi tra l'Azerbaigian e l'UE
Mediterraneo orientale	
Interesse	Rapida monetizzazione delle risorse e consumo locale o regionale considerati prioritari
Volumi	Medio-grandi
Sbocchi alternativi	Numerosi, specialmente i mercati regionali e nazionali (mercato domestico egiziano e terminali GNL inutilizzati, mercato domestico israeliano, giordano, turco)
Costo	Probabilmente elevato (gasdotto sottomarino da costruire ad alte profondità, e lungo tratto in area montuosa in Turchia per ricongiungerlo a TANAP)
Ostacoli politici	Notevoli: opposizione da parte di alcuni attori interni a causa della scarsità di energia per il mercato domestico, questioni di sicurezza legate al transito, demarcazione delle acque territoriali, divergenze sulla questione della sovranità di Cipro

dell'incertezza circa l'andamento della domanda e l'eccesso di offerta sui mercati internazionali. Elementi di instabilità politica complicano ulteriormente la realizzazione di gasdotti in quelle regioni. Inoltre, i rivolgimenti recenti in Turchia sollevano interrogativi legittimi circa l'appetibilità di questi nuovi progetti – tutti dipendenti dal transito turco – in termini di sicurezza degli approvvigionamenti. In passato, la Russia ha tentato con sostanziale successo di prevenire l'ingresso di nuovi fornitori nel quadrante sudorientale dell'UE costruendo gasdotti (come Blue Stream) o proponendo di costruirne (come nel caso di South Stream [31]). Il Paese gode infatti di una posizione di vantaggio derivante dalla propria presenza consolidata nel mercato europeo e alla maggiore disponibilità di risorse tecniche e finanziarie. Turk Stream può essere interpretato come un ulteriore tentativo da parte della Russia di difendere la propria posizione in Europa sudorientale e scoraggiare investimenti da parte di fornitori concorrenti [32]. Esistono inoltre fattori specifici a ogni paese analizzato che sono riassunti per convenienza in Tab. 1 [33].

In conclusione, importanti ostacoli di natura geopolitica ma soprattutto commerciale complicano l'obiettivo di diversificare l'offerta di gas naturale per l'UE attraverso nuovi gasdotti dal Caspio e dal Medio Oriente. Le riserve di gas naturale di queste regioni sono consistenti e l'interesse ad aprire nuove linee di approvvigionamento è molto forte e condiviso da potenziali esportatori e importatori, specialmente a seguito del deterioramento delle relazioni politiche tra Europa e Russia.

Vent'anni di immensi sforzi politici e finanziari dedicati al Corridoio meridionale del gas hanno avuto come risultato una decisione d'investimento limitata a 10 mld. m³ dall'Azerbaigian. Secondo alcune stime, l'approvvigionamento di gas azero in Italia attraverso il Corridoio meridionale costerà 6,6 doll./mil. Btu – a fronte di un prezzo sul Punto di scambio virtuale (PSV) italiano di circa 5 doll./mil. Btu [34]. Ciononostante, il progetto verrà probabilmente realizzato in quanto garantito da contratti più che ventennali, il che sembra confermare l'imprescindibilità di contratti di lungo termine per decisioni d'investimento di tale portata. Come già ricordato, le condizioni di mercato attuali e una grande incertezza circa lo sviluppo della domanda europea non creano un contesto favorevole agli investimenti.

4. *CONCLUSIONI*

La raccolta di studi del CIEP conclude affermando che non esiste un rischio immediato per la sicurezza degli approvvigionamenti di gas nell'Unione Europea. Come ampiamente documentato anche da altri studi, il mercato odierno è al contrario caratterizzato da un eccesso di offerta. Nel breve termine, ossia almeno fino al 2020, l'abbondanza di gas russo e di GNL offrono sufficienti garanzie di sicurezza.

Tuttavia, la nostra analisi mostra altresì che è necessario riflettere sulla possibile durata di questa situazione favorevole, in cui l'UE riceve approvvigionamenti abbondanti ed economici senza doversi impegnare in contratti di lungo termine. Questa riflessione è resa particolarmente urgente dall'osservazione che il fabbisogno europeo di importazioni è in netto aumento in tutti gli scenari.

La Russia dispone di un eccesso di capacità produttiva di almeno 100 mld. m³, che potrebbe facilmente incanalare verso i confini europei a un costo marginale modesto. Tuttavia, la Commissione europea e alcuni Stati membri, che non guardano con favore a un ulteriore accrescimento delle importazioni dalla Russia, dispongono di strumenti politico-legislativi per ritardare, se non ostacolare, alcuni dei progetti infrastrutturali presentati da Gazprom per aggirare l'Ucraina. Questo potrebbe impedire alla Russia di monetizzare la totalità delle proprie eccedenze. Ciononostante, nessun condizionamento politico potrà impedire alle aziende importatrici di acquistare volumi crescenti di gas russo fino alle quantità contrattuali annuali e potenzialmente oltre finché la capacità di trasporto lo permetta. Giocano a favore di un incremento delle importazioni dichiarazioni più distese da parte russa sul transito ucraino e sui regimi contrattuali di vendita, la recente decisione della Commissione su OPAL [35] e l'ottimismo circa la possibile risoluzione del caso *antitrust* contro Gazprom [36]. Lo scenario più plausibile per il 2025 è uno in cui le importazioni di gas naturale dalla Russia aumenteranno in termini assoluti, mentre la quota di mercato di Gazprom non potrà superare di molto il livello attuale.

Un'altra conclusione importante riguarda il futuro delle importazioni di GNL. Finché il mercato è ben rifornito e la domanda asiatica rimane relativamente debole, l'UE può continuare a svolgere il proprio ruolo di mercato di ultima istanza e beneficiare di abbondanti volumi di GNL a bassi prezzi, in competizione con il gas russo importato via gasdotto. Tuttavia, l'UE non ha i mezzi e non sta dando i giusti segnali agli investitori esterni per perpetuare questa situazione favorevole. Variazioni nell'equilibrio tra domanda e offerta di GNL potrebbero prosciugare il surplus di GNL su cui si sta facendo affidamento ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti di breve termine. Senza segnali chiari sul ruolo del gas nel sistema energetico europeo, anche e soprattutto da parte dei decisori politici, gli attori sul mercato saranno riluttanti a firmare contratti di lungo termine per prevenire azioni dello stesso segno dei grandi conglomerati asiatici.

Infine, nonostante l'interesse e le risorse siano consistenti, importanti ostacoli di natura geopolitica

ma soprattutto commerciale complicano l'obiettivo di diversificare l'offerta di gas naturale per l'UE attraverso nuovi gasdotti dal Caspio e dal Medio Oriente. La ragione principale è la stessa che vale per i volumi di GNL non ancora coperti da decisioni finali d'investimento: le attuali condizioni di mercato e la grande incertezza circa lo sviluppo della domanda europea non creano un clima favorevole agli investimenti.

L'Aia, Novembre 2016

NOTE

(1) Pisca I. (2016), *Outlook for EU Gas Demand and Import Needs to 2025*, Clingendael International Energy Programme (CIEP), L'Aia.

(2) Franza L. (2016), *Outlook for Russian Pipeline Gas Imports into the EU to 2025*, Clingendael International Energy Programme (CIEP), L'Aia.

(3) Franza L. (2016), *Outlook for LNG Imports into the EU to 2025*, Clingendael International Energy Programme (CIEP), L'Aia.

(4) Franza L. (2016), *Outlook for Gas Imports from New Suppliers into the EU to 2025*, Clingendael International Energy Programme (CIEP), L'Aia.

(5) Franza L. (2016), *Prospects for Sustainable Diversification of the EU's Gas Supply*, Clingendael International Energy Programme (CIEP), L'Aia.

(6) Sono stati analizzati i seguenti scenari: International Energy Agency (IEA) - *New Policies Scenario, 450 Scenario, Current Policies Scenario*; IHS; Cedigaz; Statoil; Eurogas - *Slow Developments, Environmental, Base Case*; European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG) - *Grey Scenario* e *Green Scenario*; Oxford Institute for Energy Studies (OIES) - *Low Case* e *Base Case*; European Commission - *Energy System 2030*, *PRIMES reference 2013* e *PRIMES reference 2013 EE27.*

(7) Debarre R. et al. (2016), *Consequences of COP21 for the Oil and Gas Industry*, Accenture Strategy Energy Perspectives.

(8) Al di fuori della Norvegia, considerata Paese europeo ai fini di quest'analisi.

(9) Pisca I. (2016), *Outlook for EU Gas Demand and Import Needs to 2025*, Clingendael International Energy Programme (CIEP), L'Aia.

(10) Mitrova T. (2016), *Russian Natural Gas Supplies to Europe and Competition with US LNG*, presentazione al CIEP Gas Day, L'Aia, settembre.

(11) Franza L. (2016), *Outlook for LNG Imports into the EU to 2025*, Clingendael International Energy Programme (CIEP), L'Aia.

(12) Il prezzo medio del gas russo venduto nell'UE tramite contratti di lungo termine aveva raggiunto i 13-14 doll./mil. Btu nel 2008, quando il prezzo del petrolio si aggirava sui 140 doll./bbl (*Natural Gas Market Review 2009*, IEA) mentre era di 5,5 doll./mil. Btu alla fine del 2015.

(13) Farchy J. (2015), *Gas production at Gazprom set to hit post-Soviet low*, in «Financial Times», 28 luglio.

(14) Mazneva E. e Popina E. (2016), *Gazprom Sees Record EU Exports as it Shrugs Off U.S. LNG*, Bloomberg, 1 febbraio.

(15) Franza L. (2016), *Outlook for Russian Pipeline Gas Imports into the EU to 2025*, Clingendael International Energy Programme (CIEP), L'Aia.

(16) Tra il 2010 e il 2012, e in seguito tra il 2014 e gli inizi del 2015.

(17) Mitrova T. (2016), *Russian Natural Gas Supplies to Europe and Competition with US LNG*, presentazione al CIEP Gas Day, L'Aia, settembre.

(18) Franza L. (2016), *Outlook for Russian Pipeline Gas Imports into the EU to 2025*, Clingendael International Energy Programme (CIEP), L'Aia.

(19) Franza L. (2016), *ibidem*.

(20) «Oil and Gas Eurasia» (2014), *Russia Started First-ever Gas Trading in St. Petersburg*, ottobre.

(21) Pirani S. e Yafimava K. (2016*), Russian Gas Transit Across Ukraine Post-2019*, Oxford Institute of Energy Studies (OIES), Londra.

(22) Chow E.C. e Cuyler Z.D. (2015), *New Russian Gas Export Projects - From Pipe Dreams to Pipelines*, Center for Strategic & International Studies (CSIS), Washington D.C..

(23) Simon F. (2015), *EU Plans Major Offensive to Diversify Gas Supplies*, in «Euractiv», giugno.

(24) European Commission (2016), *Communication From The Commission on an EU strategy for liquefied natural gas and gas storage*, COM(2016) 49 final, 16 febbraio.

(25) Franza L. (2016), *Outlook for LNG Imports into the EU to 2025*, Clingendael International Energy Programme (CIEP), L'Aia.

(26) Franza L. (2016), *ibidem*.

(27) Muthmann D. e Hughes P. (2016), *Implications of Europe as a market of last resort for global LNG*, Global Gas Partners, 10th Annual European Gas Summit, Düsseldorf, settembre.

(28) «LNG Industry» (2016), *Wood Mackenzie says up to 50% of US LNG is at risk of shut-in over the next fve years*, 9 marzo.

(29) Ernst & Young (2016), *Natural Gas Pricing in India*.

(30) IEA (2016), *Medium-Term Gas Market Report*, OECD/IEA publications, Paris.

(31) Smeenk T. (2010), *Russian Gas for Europe: Creating Access and Choice*, Clingendael International Energy Programme (CIEP), L'Aia.

(32) Franza L. (2015), *From South Stream to Turk Stream*, Clingendael International Energy Programme (CIEP), L'Aia.

(33) Franza L. (2016), *Outlook for Gas Imports from New Suppliers into the EU to 2025*, Clingendael International Energy Programme (CIEP), L'Aia.

(34) «World Gas Intelligence» (2016), 15 giugno.

(35) European Commission (2016), *Gas markets: Commission reinforces market conditions in revised exemption decision on OPAL pipeline*, ottobre.

(36) «Financial Times» (2016), *Brussels nears settlement with Gazprom after 5-year probe*, 24 ottobre.