

GAS NATURALE

NORD-STREAM II: DUBBI VANTAGGI PER I PAESI DEL SUD EUROPA

Il Nord-Stream II, progetto che potenzierebbe la capacità di importazione di gas dalla Russia attraverso il mare del Nord dai 55 Gmc/a attuali a 110, e che da diversi anni anima il dibattito, anche politico europeo, risponde alle previsioni di incremento della dipendenza dall'estero dei paesi del Nord Europa e permette di aggirare il transito dall'Ucraina. Tuttavia, simulando i nuovi assetti e i possibili flussi di gas verso l'Italia, le conseguenze potrebbero essere di un incremento di almeno di 0.5 €/MWh dello spread di prezzo tra PSV e TTF. Giusto per l'Italia valutare le alternative possibili.

ARTICOLI CORRELATI

- [Rigassificazione in Italia: limiti e opportunità dell'attuale proposta regolatoria](#) (Newsletter 206)

DIRETTIVE ATTUALI E NORD-STREAM 2

Sempre più vivo è il dibattito sulla necessità e ragionevolezza del progetto Nord-Stream 2 il quale coinvolge assiduamente i vertici delle maggiori società coinvolte nel progetto, insieme ai maggiori esponenti dell'Unione Europea e del Governo tedesco. In questo contesto la Germania è lo sponsor principale del progetto, supportando fortemente Gazprom nella realizzazione di questa espansione. Il gasdotto dovrebbe estendersi per 1,200 km attraverso il Mar Baltico e approdare a Greifswald, *exit point* dell'attuale del Nord-Stream 1 (**Figura 1**).

FIGURA 1. ROTTE NORD-STREAM



Fonte: <https://www.nord-stream2.com/en>

Le due nuove *string* aggiungerebbero una capacità di 55 Gmc/a raggiungendo un totale pari a 110 Gmc/a, capacità che se completamente utilizzata permetterebbe di soddisfare, da sola, circa il 25% della domanda attuale di gas dell'Europa Nord e Sud Occidentale. Nord Stream 2 potrebbe essere già operativo entro la fine del 2019, secondo le dichiarazioni di Gazprom, anno in cui la Russia pianificherebbe di cessare, o fortemente limitare, il transito ucraino che a oggi alimenta, tramite la Brotherhood pipeline (**Figura 2**), principalmente Slovacchia, Romania, Ungheria, Austria e Italia.

LE DUE FACCE DELLA MEDAGLIA

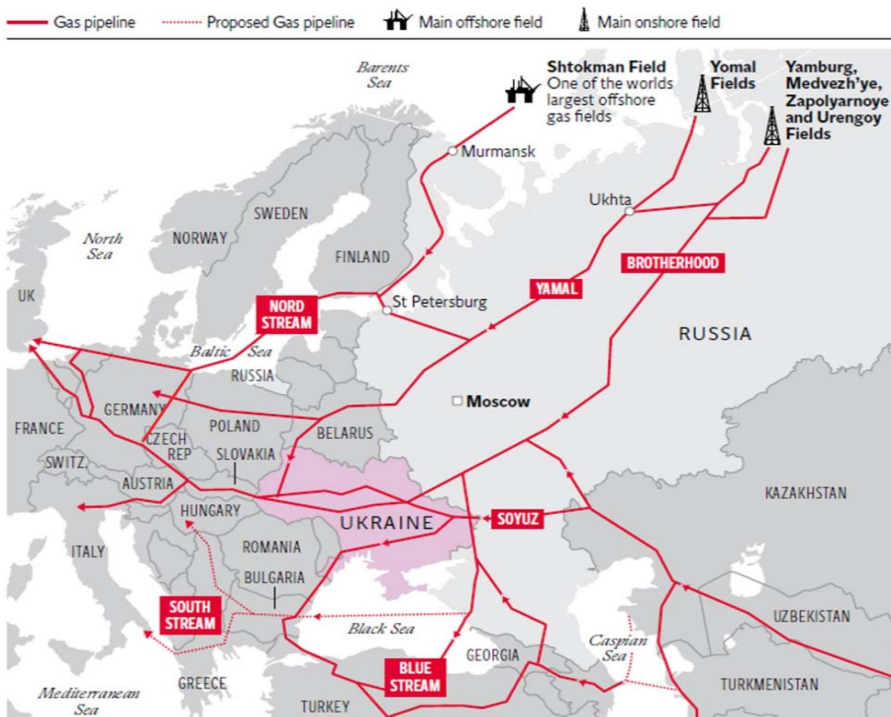
Dal 2014 il dibattito sul Nord-Stream 2 vede il coinvolgimento attivo di diversi *stakeholder* motivati da interessi contrapposti. Da un lato del tavolo si presentano i paesi usuali di transito del gas russo quali Slovacchia, Repubblica Ceca, Polonia e Bielorussia, trainati dall'Ucraina. Alcuni tra questi osteggiano il progetto Nord-Stream ritenendo che l'espansione russa da Nord rientrerebbe nei piani del Cremlino per il rafforzamento della sua influenza sui paesi dell'Est Europa, potendo la Russia così imporre la propria posizione dominante senza intaccare le forniture verso l'Occidente.

Dal lato opposto del tavolo invece vi sarebbero paesi nord-europei quali Germania, Austria, Gran Bretagna, Olanda e Francia che in prospettiva del declino della produzione nazionale e norvegese, si garantirebbero un approvvigionamento dalla Russia a costi

TAG

market analysis, natural gas,
network regulation

FIGURA 2. ROTTE ATTUALI DEL GAS RUSSO IN EUROPA

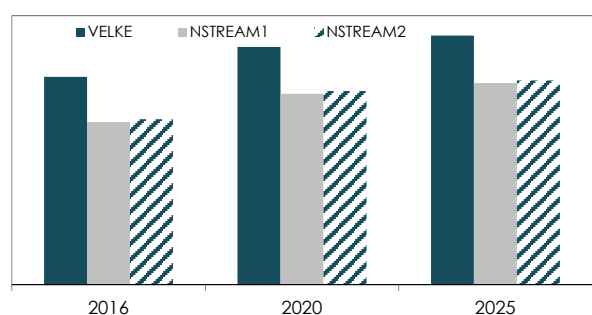


Fonte: Bloomberg e REF-E

inferiori rispetto al transito in essere East-West, che si estende da Ucraina-Slovacchia-Repubblica Ceca, nonché diversi TSO (in primis quelli tedeschi) che fruirebbero di ricavi derivanti dal gas di transito verso i paesi più estremi.

Soffermandoci proprio sulla Germania, abbiamo stimato la tariffa di *entry* che deriverebbe dalla costruzione del Nord-Stream 2 il cui CAPEX è stimato pari a circa 9.9 miliardi di euro¹, secondo quanto pubblicato dalla stampa² internazionale.

FIGURA 3. PREZZO DI IMPORTAZIONE GAS RUSSO ALL'ENTRY GERMANIA (€/MWh) Media aritmetica annuale



Fonte: Stime REF-E su scenari proprietari

Da nostre stime la costruzione di questa *pipeline* graverebbe sul gas in transito dalla Germania per ulteriori 1.9 €/MWh (costo poco superiore agli attuali costi del Nord-Stream1), mentre il gas in transito dall'Ucraina, passante per Slovacchia e Repubblica Ceca, valutato ai punti di interconnessione tedeschi, ammonterebbe a circa 3.1 €/MWh, tenendo conto del costo attuale del transito ucraino e del costo del contratto di *ship or pay* slovacco (in essere fino al 2028).

Stante queste stime e attuali costi di trasporto, questo si tradurrebbe per la Germania in costi del gas russo più contenuti nel caso si utilizzasse il Nord-Stream 2 e/o pienamente il Nord-Stream 1 (**Figura 3**) piuttosto che il transito ucraino via Velké (beneficio di circa 1.2-1.3 €/MWh), ciò non solo per la Germania ma anche per tutti i paesi confinanti e direttamente interconnessi al mercato tedesco (Olanda, Belgio, Francia).

MA QUALI COSTI O BENEFICI PER L'ITALIA?

Se sembra essere economicamente ragionevole supportare l'espansione del Nord-Stream per i mercati nord-europei, nell'ipotesi che la dipendenza russa sia uguale o addirittura crescente in tale area, la situazione è più articolata se si considera anche il Sud-Europa e possibili alternative.

Nel dibattito Nord-Stream, l'Italia non sembra mai comparire né supportare una scelta a dispetto dell'altra sui tavoli comunitari. Limitandoci ad aspetti meramente economici, abbiamo valutato i potenziali impatti dello *switch* dal transito ucraino al Nord-Stream,

¹ Circa 8 miliardi di euro sono necessari per la realizzazione del gasdotto *off-shore*, la restante quota invece tenendo conto anche dei costi di *project financing*.

² Reuters news-ID: nNRA3nsuz4.

in termini di costo della materia prima. Allora abbiamo stimato i costi per tre corridoi possibili, ritenendo alternative le tre soluzioni:

1. Transito Ucraino - Velké - Baumgarten-Tarvisio
2. Nord-Stream 1 - OPAL - Repubblica Ceca - Slovacchia - Austria-Tarvisio
3. Nord-Stream 2 - NCG-TRANSITGAS-Gries.

I risultati ottenuti prospetticamente evidenziano un costo pieno all'entry Italia superiore nel caso 3 rispetto agli altri due corridoi (Figura 4).

Se si considerasse l'annullamento del transito ucraino, potrebbe essere necessario utilizzare la soluzione (2) e la soluzione (3) contestualmente per garantire i flussi attuali verso l'Europa e l'Italia. Sebbene la soluzione (2) possa essere considerata comunque competitiva rispetto a Velké (Figura 4), essa potrebbe essere da sola non sufficiente a garantire il bilancio dell'Europa, richiedendo il ricorso del transito (3). Quest'ultimo corridoio non sarebbe indifferente per l'Italia, mostrando costi sostanzialmente più alti (di 0.3-0.4 €/MWh circa) rispetto al corridoio attuale via Ucraina. Con l'attuale sistema *entry-exit* europeo, il transito Nord-Stream via Transitgas continuerebbe così a segnare un divario tra i prezzi all'ingrosso nord e sud europei, potenzialmente incrementando lo *spread* PSV - Hub Nord di ulteriori 0.5 €/MWh (*spread* tra prezzo russo a Baumgarten rispetto al prezzo russo via Nord-Stream 2 a Gries), stante le nostre stime. Inoltre l'importazione russa via Nord-Stream nel lungo termine potrebbe non essere necessariamente la soluzione ottimale, se la confrontiamo con nostre previsioni di lungo del costo di importazione via GNL in Italia di nuovi fornitori³ (Figura 4), ad esempio.

A questo andrebbero aggiunte valutazioni dei costi dello *ship or pay* slovacco (legati a un minimo transito di 50 Gmc/anno, in essere fino al 2028), che Gazprom continuerebbe a sostenere e che, in caso di posizione dominante russa in Europa, potrebbe essere comunque ribaltato dai russi sul costo della materia prima su tutti i punti di importazione europea.

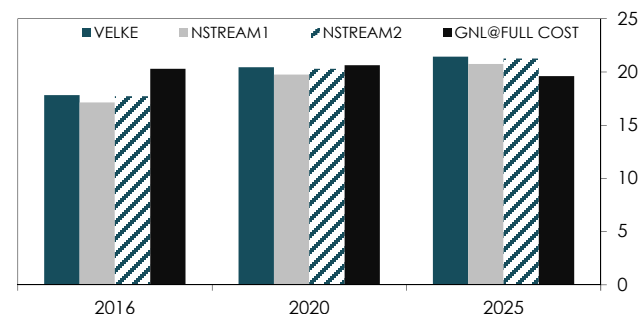
ALTERNATIVE PER L'ITALIA

A questo punto ne dovrebbe conseguire una valutazione di alternative possibili per l'Italia anche considerando attuali e future possibili infrastrutture. Con il modello proprietario, EU-GaMe abbiamo simulato il mercato europeo e italiano, considerando la competitività del gas russo rispetto a gas alternativo, ad esempio via GNL, nell'ipotesi di avere solo gli attuali terminali di rigassificazione (attuale capacità di rigassificazione installata, 15 Gmc/a).

Abbiamo poi ipotizzato di utilizzare tariffe di rigassificazione in linea con gli altri terminali occidentali, in modo da neutralizzare effetti di distorsione regolatoria, con un costo FOB del GNL rispecchiante nuove forniture (ad esempio GNL Americano), ritenendo ragionevole che l'ammacco derivante per la remunerazione e il costo di capitale dei nuovi e attuali terminali di rigassificazione possa essere recuperato a valle del PSV⁴. In aggiunta abbiamo supposto il cessare dei contratti di lungo termine con *delivery* Baumgarten/Tarvisio a partire dal 2020.

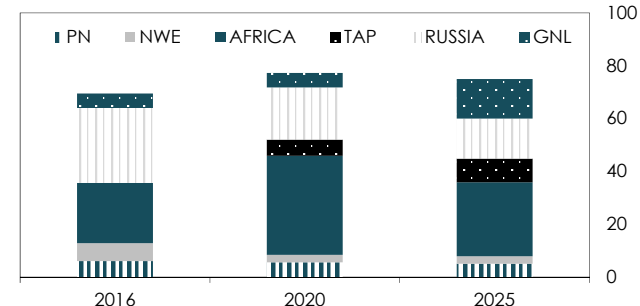
Simulando allora il mercato europeo e facendo competere l'import russo, fruibile secondo le tre direttive precedentemente discusse, ne emergerebbe che le importazioni russe potrebbero non essere necessariamente le più economiche, in nessuno dei tre corridoi prospettati, a scapito di una quota crescente di importazione via GNL o corridoi alternativi (TAP ad esempio) i quali potrebbero spiazzare parte dell'import attuale da Tarvisio che si ridurrebbe (Figura 5), consentendo il completo utilizzo dei terminali di rigassificazione.

FIGURA 4. PREZZO DI IMPORTAZIONE GAS RUSSO ALL'ENTRY ITALIA (€/MWh) Media aritmetica annuale



Fonte: Stime REF-E su scenari proprietari

FIGURA 5. FLUSSI ITALIA AL 2030 - RUSSIA VERSO NUOVI FORNITORI (Gmc/a)



Fonte: Analisi REF-E su simulazioni del modello proprietario EU-GaMe

³ Stima costo LNG rigassificato in Italia tenendo conto di un costo di rigassificazione allineato ai terminali di rigassificazione nord-europei e spagnoli.

⁴ Ipotesi plausibile ma che è funzione di scelte regolatorie al vaglio dall'Autorità.

Ovviamente questo è trainato dall'assunzione che il costo di capacità di rigassificazione sia adeguato a valori di 1.3 €/MWh, valore di riferimento per i principali terminali europei e che i costi di logistica (*entry/exit*) si mantengano ai valori attuali.

A questo andrebbe aggiunto anche l'ulteriore potenzialità di importazione dal bacino East-Med, attualmente dotato di un elevato potenziale di esportazione, ottimizzabile utilizzando gli attuali impianti di liquefazione egiziani, a oggi *off-line* per sopperire al bilancio interno, in prospettiva del *go-live* di Zohr.