

UNA PANORAMICA SULL'INDUSTRIA DEL GAS NATURALE

a cura di Paola Casati e Matteo Di Castelnuovo***

Le risorse di gas naturale nel mondo sono tipicamente distribuite in modo non uniforme. Ciò significa che le regioni ove esso viene prodotto sono collegate con i mercati di consumo attraverso i gasdotti e le rotte di trasporto del gas naturale liquefatto (GNL). Nel 2020, gli Stati Uniti possedevano 485.957 km¹ di grandi gasdotti di trasmissione, mentre l'Europa 225.000 km². Nella maggior parte dei mercati, lo squilibrio tra la domanda di gas naturale e la produzione locale, sommato alla necessità di incrementare la sicurezza degli approvvigionamenti, ha promosso il rapido sviluppo della capacità di trasporto globale.

Una volta raggiunto il mercato di destinazione, il gas viene “consegnato” alle società di trasporto nazionali che lo distribuiscono ai consumatori finali, suddivisi fra settore civile (es. abitazioni private), industria (es. cementifici) e centrali termoelettriche.

I mercati del gas richiedono investimenti infrastrutturali su larga scala e ad alta intensità di capitale lungo l'intera catena del valore. Questo vale soprattutto per il trasporto via gasdotti.

Tuttavia, dalla fine degli anni 60 e fino alla metà degli anni 2000, si è registrato un aumento significativo nel commercio di gas naturale liquefatto anche grazie ai miglioramenti tecnologici nell'intera catena del valore del GNL.

Il commercio di GNL, con relativi investimenti infrastrutturali, è in costante crescita anche se non così rapidamente come solo pochi anni fa era previsto, e tali tendenze stanno alterando il panorama dei mercati del gas con implicazioni per le esigenze e i requisiti delle infrastrutture di trasporto. Infatti, proprio il trasporto del gas naturale ha svolto e continuerà a svolgere un ruolo cruciale per lo sviluppo dei mercati del gas naturale.

Il primo mercato del gas naturale è nato nel Regno Unito nell'800, mentre i primi ad aver avviato la trasmissione del gas naturale a lunga distanza sono stati gli Stati Uniti con un gasdotto di 40 km. Il primo sistema di trasmissione ad alta pressione fu costruito nel 1891 su una distanza di 198 km a partire da un giacimento di gas naturale dell'Indiana fino a Chicago. Storicamente il gas naturale, che si trova spesso associato a giacimenti di petrolio, veniva considerato un

* PhD student in Economics presso Università di Bari

** SDA Bocconi School of Management: Professor of Practice in Energy Economics

¹ US department of Transportation, *Annual Report Mileage for Natural Gas Transmission & Gathering Systems*, <https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/annual-report-mileage-natural-gas-transmission-gathering-systems>

² ENTSOE, *Ten year network development plan (2018)*, pag. 11,

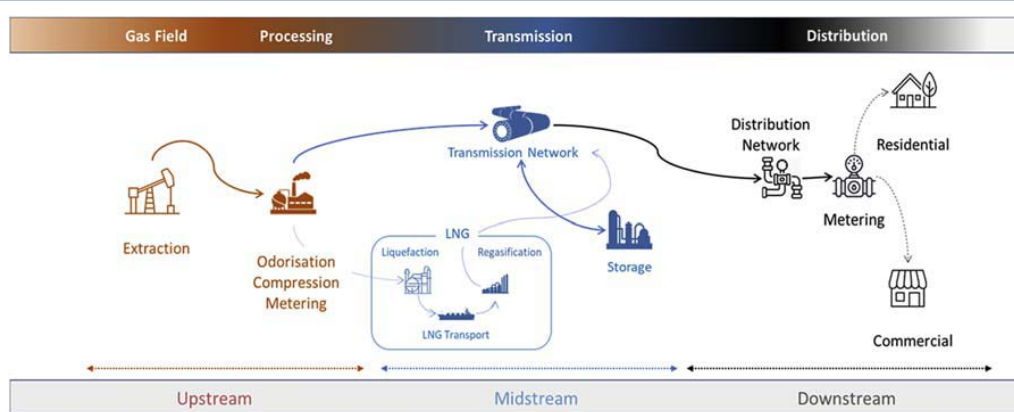
https://www.entsoe.eu/sites/default/files/2020-01/ENTSOE_TYNDP_2018_Infrastructure_Report_final.pdf

sottoprodotto indesiderato. Infatti, quando i lavoratori si imbattevano in giacimenti di gas naturale erano costretti a interrompere la perforazione per far fuoriuscire il gas. Oggigiorno, invece, il gas naturale è diventato una fonte di energia strategica che è in grado di offrire importanti vantaggi economici e ambientali rispetto a altri combustibili fossili, come il carbone.

Per quanto concerne la catena del valore, il gas naturale viene estratto dai giacimenti ove è depositato, trasportato verso i mercati di destinazione finale (via gasdotto se in forma gassosa e/o via nave se in forma liquefatta) e infine distribuito ai consumatori finali. In particolare, si possono definire tre fasi principali nella catena del valore del gas naturale:

1. la fase a monte (*upstream*), che comprende l'esplorazione e la produzione di gas naturale;
2. la fase di mezzo (*midstream*), che comprende il trasporto e lo stoccaggio;
3. la fase a valle (*downstream*), responsabile della distribuzione e della vendita al dettaglio del prodotto finale.

FIGURA 1 | CATENA DEL VALORE DEL GAS NATURALE



Fonte: Rielaborazioni degli autori

Le riserve di gas naturale sono molto incerte, ma sono più abbondanti del petrolio. La riserva totale mondiale di gas naturale è stata stimata a 7176,89 nel 2019. I primi cinque paesi (Russia, Iran, Qatar, Stati Uniti d'America e Arabia Saudita) ne rappresentano il 62,83%, con la Russia che da sola rappresenta circa il 24% del totale mondiale.

La composizione del gas naturale varia a seconda del processo di formazione o del giacimento da cui viene estratto e non è mai costante. Il suo principale costituente è il metano, mentre gli altri elementi da cui è composto sono gli idrocarburi paraffinici e i butani. Le varietà di composizione del gas possono essere ampiamente raggruppate in tre categorie:

1. gas non associato in giacimenti di gas convenzionali (prodotto da formazione geologiche);
2. gas associato in giacimenti di petrolio convenzionali (prodotto durante la produzione di petrolio greggio);
3. gas non convenzionale (risorse che si trovano in luoghi geologici insoliti).

Il trasporto del gas naturale è più complesso di quello del petrolio, a causa delle maggiori difficoltà e dei costi più elevati del suo stoccaggio. Ci sono diverse opzioni per trasportare l'energia del gas naturale dai giacimenti fino al mercato, in base al suo stato fisico: gassoso,

liquido (GNL o, *gas-to-liquid*, GTL), compresso (GNC), solido (*gas-to-solid* o GTS). Gasdotti e infrastrutture per GNL rappresentano i mezzi di trasporto principali.

FIGURA 2 | TOP 10 PAESI IN TERMINI DI RISERVE ACCERTATE DI GAS NATURALE (2019)



Fonte: EIA, International Data, 2019

Lo stoccaggio serve sia a scopi tecnici che strategici. La domanda di gas naturale è infatti caratterizzata da variazioni giornaliere e stagionali, a seconda delle temperature meteorologiche. Pertanto, lo stoccaggio di gas naturale permette di soddisfare prontamente i cicli di domanda facilmente prevedibili.

Grandi disponibilità di stoccaggio permettono ai paesi di affrontare shock inaspettati dal lato della domanda o da quello dell'offerta di gas, che possono essere causati da interruzioni dell'approvvigionamento, eventi geopolitici o condizioni meteorologiche inaspettate. Quindi, non solo lo stoccaggio migliora la sicurezza dell'approvvigionamento di un paese, ma attenua anche la volatilità dei prezzi legata ad eventi inaspettati.

Più di recente, lo stoccaggio viene sempre più utilizzato come strumento di flessibilità a breve termine, consentendo ai trasportatori di bilanciare i loro portafogli e coprire i prezzi su orizzonti temporali più brevi. La trasmissione quindi può essere vista come la fase iniziale della catena di trasporto (ad esempio dai pozzi di estrazione), mentre la distribuzione rappresenta la fase finale in cui il gas viene consegnato ai clienti finali. Infatti, similmente a quanto avviene per il settore elettrico, solo alcuni grandi consumatori (come i clienti industriali, commerciali o le centrali termoelettriche) sono collegati direttamente alle reti di trasmissione. Negli altri casi i consumatori finali ricevono il gas naturale dalle aziende di distribuzione del gas. Questo è anche dovuto al fatto che l'attività di distribuzione comporta lo spostamento di piccoli volumi di gas, utilizzando reti di piccolo diametro che operano a bassa pressione. A livello locale il gas viene trasportato ai consumatori finali da un punto di consegna, chiamato *citygate*, dove la risorsa viene trasferita dal gasdotto di trasmissione. Tipicamente, il *citygate* è il punto dove i distributori assumono la responsabilità per la consegna del gas naturale.

Affinché il gas naturale possa essere trasportato in sicurezza attraverso il sistema di trasmissione, le entrate e le uscite di gas su base giornaliera devono essere in equilibrio. Infatti, se la quantità di gas naturale prelevata dalla rete è superiore o inferiore a quella immessa, la pressione si ridurrebbe o aumenterebbe, e tali variazioni potrebbero portare ad un guasto della rete.

L'efficiente organizzazione dell'industria del gas naturale dipende dalla combinazione di tre fattori principali:

1. la tecnologia, che determina le economie di scala e di scopo e di conseguenza la “taglia” di un'impresa;
2. la dimensione del mercato;
3. l'entità e la rilevanza delle barriere all'entrata. L'analisi di tali fattori determina la combinazione ottimale di segmenti regolati e competitivi all'interno dei mercati del gas naturale.

L'industria del gas naturale è stata tradizionalmente strutturata secondo un modello di integrazione verticale: durante gli anni '90 la maggior parte dei mercati nazionali del gas naturale erano basati su un modello monopolistico lungo tutta la filiera. In questo modello:

- una utility integrata verticalmente svolge tutte le principali attività della catena del valore del gas naturale: produzione, trasmissione, stoccaggio, distribuzione e vendita ai consumatori finali;
- il gas naturale è prodotto o acquistato sui mercati all'ingrosso;
- la stessa utility costruisce e gestisce il sistema infrastrutturale principale, comprese le reti e le reti di distribuzione.

Un esempio attuale di questo modello è Gazprom, l'utility del gas russa attiva in tutti i segmenti del mercato del gas naturale. Grazie a tale ruolo dominante, le aziende del gas integrate verticalmente non solo controllano il mercato all'ingrosso del gas naturale ma, generalmente, hanno anche una posizione esclusiva nel segmento al dettaglio. A causa di tale potere di mercato, tali aziende necessitano di essere regolate, affinché gli effetti della loro posizione siano mitigati e l'efficienza economica rafforzata.

Negli ultimi vent'anni, i mercati del gas naturale hanno subito cambiamenti sostanziali e sono entrati in una fase di liberalizzazione e deregolamentazione. Tale fase è stata fondamentale nel contribuire allo sviluppo e all'espansione dei mercati del gas, che sono diventati sufficientemente stabili e maturi da rendere sostenibile la concorrenza. Un mercato del gas liberalizzato è necessario per poter garantire la sicurezza nelle forniture, attraverso una maggiore diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento. Infatti, tale diversificazione può essere ottenuta solo stabilendo prima un mercato interno competitivo che consenta di promuovere gli investimenti in nuove infrastrutture. Va sottolineato però come l'introduzione della concorrenza richieda inevitabilmente la separazione delle imprese coinvolte nella catena di fornitura del gas naturale: infatti, mentre la produzione e la vendita al dettaglio sono considerate tipicamente attività competitive, il trasporto, attraverso le reti di trasmissione e distribuzione, è un monopolio naturale e, come tale, necessita di essere regolato.

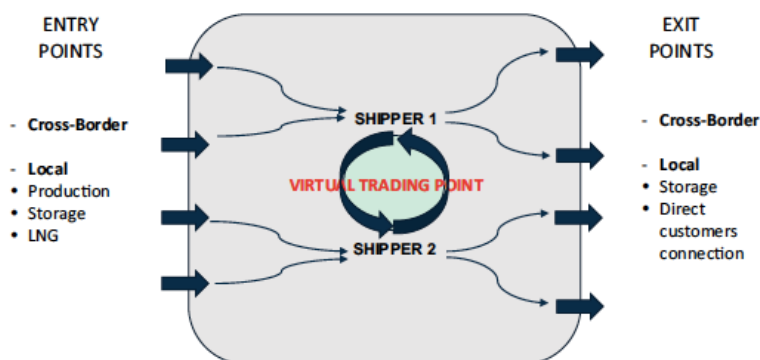
Gli Stati Uniti sono stati i pionieri del processo di liberalizzazione dei mercati del gas naturale, avviatosi negli anni '80. In Europa, invece, tale processo si è verificato a partire dalla fine degli anni '90, prima in Gran Bretagna e in seguito nell'Europa continentale. Nel Regno Unito, le dinamiche macroeconomiche e la necessità di riequilibrare la spesa pubblica all'inizio degli anni '80 hanno portato alla liberalizzazione del mercato del gas e alla privatizzazione di *British Gas* (BG), vale a dire il monopolista verticalmente integrato.

La liberalizzazione in particolare ha implicato la separazione delle attività di distribuzione da quelle della vendita, oltre che l'introduzione della parità di accesso alle reti di trasporto (*third party access*). L'aumento della concorrenza ha causato poi la caduta dei prezzi del gas naturale, facendo crollare i profitti di BG e inducendo una rinegoziazione dei contratti a lungo termine con i produttori di gas del Mare del Nord. Allo stesso tempo, è stato deciso di istituire un punto di scambio virtuale, chiamato *National Balancing Point* (NBP), allo scopo di produrre un prezzo di riferimento per gli scambi e facilitare così le negoziazioni dei volumi di gas. Il processo di liberalizzazione nell'Europa continentale iniziato a metà degli anni '90 è stato, invece, guidato anche dall'ambizione politica dell'Unione Europea di creare un mercato più equo per tutti i consumatori, con prezzi che potessero riflettere meglio i fondamentali economici, rispetto ai contratti di fornitura di gas indicizzati al prezzo del petrolio.

Al fine di regolare il sistema di trasmissione e perseguire così il proprio obiettivo di integrazione del mercato, l'Unione Europea ha scelto il sistema *entry-exit*, secondo cui i diritti di accesso in entrata e in uscita sono concessi separatamente, come indicato nella figura 3.

In tale modello, il gas naturale viene introdotto nel sistema a livello transfrontaliero (attraverso gasdotti o terminali GNL), oppure nei punti di ingresso della produzione nazionale; esso esce ai punti di uscita transfrontalieri o dei consumatori, che possono essere collegati alle reti di distribuzione o direttamente al TSO (*Transmission System Operator*). Quando disponibili, anche gli impianti di stoccaggio servono come punti di entrata e di uscita nel sistema.

FIGURA 3 | MODELLO *ENTRY-EXIT* E RUOLO DEL VIRTUAL TRADING POINT CHE PERMETTE IL TRASFERIMENTO BILATERALE DI GAS TRA GLI UTILIZZATORI



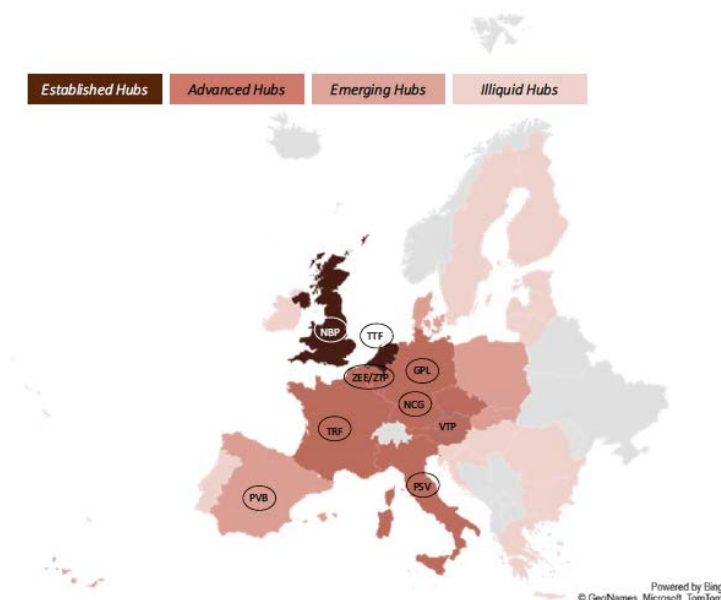
Fonte: Rielaborazione degli autori

Lo schema europeo di *entry-exit* ha inevitabilmente prodotto alcune conseguenze nel funzionamento dei mercati del gas naturale. Prima di tutto, ha avuto un impatto sui regimi tariffari della rete, poiché le tariffe non sono commisurate ai costi di ogni scambio, in quanto non sono basate sull'uso effettivo individuale della rete. Un'ulteriore distorsione economica non trascurabile è legata agli oneri di rete per il trasporto di gas tra le zone, che sono spesso più alti degli oneri per il trasporto di gas all'interno di ogni zona.

Il processo di liberalizzazione dei mercati ha contribuito alla crescita dei cosiddetti "hub del gas", replicando il sistema introdotto nel Regno Unito con l'NBP. Un hub del gas naturale configura una piattaforma commerciale per le transazioni fisiche e/o finanziarie di gas, e dunque rappresenta un centro di distribuzione tra le catene di valore, sia a monte che a valle. I partecipanti alle

negoziazioni in un hub del gas naturale hanno accesso a forniture a lungo, medio e breve termine e a un gran numero di acquirenti e venditori. Inoltre l'hub può essere un punto fisico in cui confluiscono diversi gasdotti (ad esempio *Henry Hub* negli Stati Uniti e *Zeebrugge* in Belgio), o può essere un punto virtuale (VP) all'interno di un sistema di gasdotti (ad esempio NBP nel Regno Unito e punto di scambio virtuale o PSV in Italia). Gli hub sono molto importanti per realizzare l'integrazione di diversi mercati regionali del gas naturale. Infatti un basso grado di maturità degli hub costituisce un ostacolo all'efficienza dei flussi di gas naturale e del mercato stesso (si veda la figura 4 per gli hub europei). A questo proposito, l'utilizzo dell'infrastruttura di trasporto e le regole per il suo funzionamento appaiono come fattori cruciali per lo sviluppo degli hub e quindi l'efficienza delle transazioni che vi avvengono. Infatti, l'integrazione del mercato può essere impedita e gli scambi limitati sia quando le connessioni di trasmissione sono scarse sia quando l'allocazione della capacità non è efficiente.

FIGURA 4 | HUB EUROPEI DE GAS NATURALE



Fonte: Elaborazione degli autori basata su dati della Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), ACER Market Monitoring Report 2017 - *Gas Wholesale Markets Volume*, 2018.

Il Mini Book è la pubblicazione mensile della Fondazione Utilitatis che espone temi rilevanti, in particolare per i settori idrici e ambientali.

La Fondazione Utilitatis promuove la cultura e le *best practice* della gestione dei Servizi Pubblici Locali tramite l'attività di studio e ricerca, e la divulgazione di contenuti giuridici, economici e tecnici.