
UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI GENOVA

**SCUOLA DI SCIENZE SOCIALI
DIPARTIMENTO DI ECONOMIA**

*Corso di laurea magistrale in Economia e Management
Marittimo e Portuale*



Elaborato scritto per la Prova

finale in:

Bulk Shipping

**Il mercato del trasporto marittimo di GNL tra
Covid-19, guerra russo-ucraina e transizione
energetica**

Relatore: Prof.ssa Roberta Scarsi

Candidato: Gioele Iannone

Anno accademico 2022-2023

ABSTRACT

In un periodo storico in cui la domanda di energia è in costante aumento e la sicurezza di averne a disposizione nella misura opportuna talvolta si riduce a causa di alcuni particolari eventi, prendere in considerazione una risorsa che possa rappresentare una soluzione sostenibile ed equilibrata dal punto di vista economico, sociale e ambientale risulta di fondamentale importanza.

Il GNL, acronimo di Gas Naturale Liquefatto, rappresenta proprio questo, una risorsa in grado di assicurare l'approvvigionamento energetico globale in maniera flessibile e ad un costo moderato.

In un mondo in cui la resilienza è la caratteristica che in qualsiasi ambiente economico e sociale bisogna sviluppare perché ci possa essere una crescita sana e sostenibile, il trasporto via mare di gas naturale liquefatto assume un'importanza determinante, dando dunque la possibilità al mondo intero di approvvigionarsi di una risorsa di cui nessuno può fare a meno.

L'obiettivo della presente tesi è dunque quello di effettuare un'analisi del mercato del trasporto del gas naturale via mare in forma liquida, facendo inevitabile riferimento a dei principi di carattere teorico dal punto di vista sia della domanda che dell'offerta, per poi entrare nel merito di quello che è il ruolo e l'andamento di questo mercato in corrispondenza di alcuni eventi di rilevanza mondiale. L'analisi degli impatti della passata pandemia da Covid-19 sul mercato in questione, così come quelli dovuti allo scoppio della guerra russo-ucraina, sono due dei tre temi su cui l'analisi in questione si focalizza, al fine di permettere la comprensione delle caratteristiche e delle potenzialità del mercato del trasporto marittimo di GNL, per poi fornire al lettore degli scenari di evoluzione della domanda e dell'offerta di trasporto della stessa commodity in un'ottica di transizione energetica, proiettando nel futuro il mercato in questione.

ABSTRACT

In a time when the demand for energy is constantly increasing and the security of having it available in appropriate quantity is sometimes reduced due to certain events, take in consideration a resource that could represent a sustainable and balanced solution from an economic, social and economic point of view is fundamental.

LNG, which stands for Liquefied Natural Gas, represent just that, a resource that can ensure global energy supply in a flexible manner and at a moderate cost.

Natural gas transported by sea in liquid form, in fact, represents the main alternative to natural gas transported by pipeline, which, by requiring fixed transport infrastructures, has a decisive influence on the choice of the origin of supplies, as well as requiring investments of enormous value and characterized by partial irreversibility.

In a world where resilience is the characteristic that needs to be developed in any economic and social environment to have a sustainable growth, the transport of liquefied natural gas by sea assumes a decisive importance, thus giving the entire world the opportunity to be supplied with a resource that no one can't help it.

The aim of this thesis is therefore to carry out analysis of the LNG transport market by sea, making inevitable reference to theoretical principles from point of view of both, supply and demand, and then to go deeply in what is the role and trend of this market in correspondence with certain events of global importance. The analysis of the impacts of the past Covid-19 pandemic on the subject market, as well as those due to the outbreak of the Russo-Ukrainian War, are two of the three themes on which this analysis focuses in order to understand the characteristics and potential of the LNG shipping market, to then provide different scenarios for the evolution of transportation supply and demand for the same commodity from an energy transition perspective, projecting the market in question into the future.

ABSTRACT

I. IL TRASPORTO MARITTIMO DI GNL: ASPETTI GENERALI

- 1.1 Introduzione
- 1.2 Il bulk shipping business
- 1.3 Il gas naturale ed il GNL: natura, cenni storici e sviluppo nei consumi
- 1.4 Il ciclo del trasporto del GNL

II. ANALISI DELLA DOMANDA DI TRASPORTO VIA MARE DI GNL

- 2.1 Introduzione
- 2.2 I settori utenti del gas naturale
- 2.3 Le determinanti della domanda di trasporto via mare di GNL
- 2.4 Determinanti congiunturali della domanda di gas naturale: la pandemia da Covid-19 e l'impatto sulla domanda
- 2.5 I Paesi esportatori di GNL e la loro capacità di liquefazione
- 2.6 I Paesi importatori di GNL e la loro capacità di rigassificazione
- 2.7 Le principali rotte mondiali del GNL

III. ANALISI DELL'OFFERTA DI TRASPORTO VIA MARE DI GNL

- 3.1 Introduzione
- 3.2 Le navi metaniere: principali caratteristiche e classificazione
- 3.3 Consistenza ed età della flotta globale di navi per il trasporto del GNL
- 3.4 Il mercato dei noli delle navi metaniere
- 3.5 L'orderbook globale di navi metaniere ai cantieri

IV. LA GUERRA RUSSO-UCRAINA E GLI EFFETTI SUL MERCATO DEL TRASPORTO MARITTIMO DI GNL

- 4.1 Introduzione
- 4.2 Le forniture di gas russo ai Paesi europei e i problemi di approvvigionamento nel 2022
- 4.3 Piani e strategie dei Paesi europei per affrontare la crisi energetica e l'incentivo alla domanda di GNL

- 4.4 Il problema rigassificatori e le reali prospettive future di importazione del GNL in Europa

V. IL GNL COME PROTAGONISTA DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA E LE CONSEGUENZE SUI TRASPORTI MARITTIMI

- 5.1 Introduzione
- 5.2 Il ruolo chiave del gas naturale e del GNL nella decarbonizzazione dell'economia
- 5.3 Gli impatti della transizione energetica sul mercato del trasporto marittimo del GNL e sul design delle rotte globali

CONCLUSIONI

BIBLIOGRAFIA

SITOGRAFIA

CAPITOLO I

IL TRASPORTO MARITTIMO DI GNL: ASPETTI GENERALI

1.1 INTRODUZIONE

In questo capitolo verrà data una base teorica di principale rilevanza riguardo i temi oggetto di questa tesi. Prima di andare ad approfondire il tema relativo sia all'analisi della domanda che dell'offerta di trasporto di gas naturale liquefatto è necessario dare spazio ad alcuni aspetti definatori di assoluto rilievo, per comprendere le tematiche oggetto dei capitoli di questa tesi successivi al primo. La conoscenza dei motivi alla base della scelta di una operazione di bulk shipment, le principali commodity oggetto di bulk shipment e del gas naturale, le principali caratteristiche della commodity oggetto di analisi in questa tesi, come la descrizione del suo ciclo del trasporto, rappresentano una base teorica imprescindibile per la comprensione degli argomenti di seguito trattati nei prossimi capitoli.

1.2 IL BULK SHIPPING BUSINESS

Il bulk shipping business può essere definito come il segmento del trasporto marittimo di merci dedicato al trasporto di carichi "bulk" (rinfusieri), ossia spediti in lotti unitari generalmente di grandi dimensioni, che tendono a saturare la capacità di stiva della nave dalla quale vengono trasportati. Si evidenzia pertanto una diretta distinzione dei carichi bulk con i "general cargo" (carichi generali), caratterizzati dall'aver ad oggetto partite di merci spedite generalmente in lotti di minori dimensioni, che tendono a non saturare la capacità di stiva di una singola nave. Pertanto, in questo secondo caso, la nave risulta essere partizionata in una pluralità di lotti unitari che consentano la saturazione della capacità di stiva della stessa al fine di efficientarne l'utilizzo, minimizzando i costi unitari di trasporto.¹

Per comprendere se un carico o un flusso di merci può essere oggetto di bulk shipment o meno, M. Stopford propone l'utilizzo congiunto di 4 principi basati su:

¹ GOZZI A., SCARSI R., Bulk shipping, Giappichelli editore, Torino, 2013, p.116

volume del carico, caratteristiche delle operazioni di handling richieste dal carico in oggetto, frequenza del trasporto, stock.²

Secondo Stopford un carico può essere oggetto di bulk shipment se il volume dello stesso è tale da giustificare la spedizione in lotto unitario su una nave dedicata. In caso contrario invece, può essere trattato come general cargo e spedito su una nave con caratteristiche differenti. Risulta infatti conveniente utilizzare una intera nave per il trasporto di un'unica partita di carico solamente quando il parcel size³ è talmente grande da portare alla saturazione (o quasi saturazione) della capacità di stiva della stessa nave, al fine di minimizzare il costo unitario della spedizione. Lo shipping è infatti in generale un business in cui i costi fissi del trasporto rappresentano una quota di assoluto rilievo rispetto al costo totale del trasporto, pertanto, considerando una certa nave con una definita capacità di stiva, il costo unitario del trasporto diminuisce all'aumentare del quantitativo di carico pagante⁴ trasportato; quindi, risulta minimo alla saturazione della capacità di stiva della nave. Questo in base al principio delle economie di scala della nave. Tale principio trova applicazione sia dal lato della domanda che da quello dell'offerta di trasporto, in quanto la riduzione del costo unitario del trasporto risulta di indubbio vantaggio per il caricatore, ma è anche il motivo alla base della necessità di incremento della dimensione media delle navi operate dagli armatori, ossia del cosiddetto "gigantismo navale" che caratterizza il mondo dello shipping da circa 25 anni a questa parte.

Il secondo principio del bulk shipping, sempre secondo Stopford, riguarda le operazioni di handling del carico. Il carico per essere oggetto di bulk shipment, deve anche essere idoneo per le operazioni di bulk handling, ossia per essere caricato, scaricato e stivato a bordo con sistemi per la movimentazione di carichi sfusi. Le caratteristiche delle operazioni richieste variano naturalmente a seconda della commodity presa in considerazione e, in ogni caso tali operazioni devono essere espletate in maniera efficiente, dunque nel minor tempo possibile, con l'obiettivo di minimizzare i tempi di sosta della nave in porto e i costi associati a tali operazioni.

² STOPFORD M., *Maritime economics*, 3rd ed., Routledge, London, 2009

³ Dimensione della partita di carico

⁴ Quantitativo di carico a bordo che produce reddito per il carrier

Il terzo principio enunciato da Stopford è quello per cui “le operazioni di bulk shipping devono essere adatte e coordinate con il complessivo sistema di trasporto”.⁵

Il ciclo del trasporto di una bulk commodity può essere oggetto di diverse operazioni di movimentazione, talvolta su mezzi di trasporto differenti e facenti riferimento a diverse modalità (stradale, ferroviaria, etc...); pertanto è necessario che, al fine di minimizzare i tempi e i costi relativi alle operazioni di movimentazione e stivaggio a bordo dei diversi mezzi di trasporto, si scelga una composizione del carico idonea al perseguimento di tale obiettivo

Il quarto principio del bulk shipping business riguarda invece l'importanza della necessità di compatibilità tra la dimensione delle partite di carico e gli stock dei caricatori. La dimensione delle partite di carico inoltrate deve essere compatibile con la capacità di stoccaggio a disposizione del ricevitore del carico e con i suoi fabbisogni (strettamente collegati alla capacità produttiva, se si tratta di caricatore industriale) e, questo impatta sulla capacità di stiva della nave idonea per il trasporto. I motivi alla base di questo principio sono due: il primo è relativo alla misura della capacità di stoccaggio della commodity da parte del ricevitore della merce; mentre il secondo è relativo alla dimensione delle scorte che il ricevitore intende mantenere.

Dopo aver dato una definizione di bulk shipping, ma prima ancora di approfondire la trattazione relativa ai meccanismi di funzionamento dei mercati del bulk shipping, è opportuno comprendere quali sono effettivamente le tipologie merceologiche che possono essere considerate come bulk commodities. In generale quando si parla di trasporto di merci alla rinfusa ci si riferisce al trasporto di materie prime destinate all'industria di processo, ossia a quell'industria in cui le materie prime subiscono un processo di trasformazione chimico-fisica per essere trasformate in nuove materie prime; diversamente dai prodotti destinati all'industria di trasformazione⁶, generalmente trasportati come general cargo.

È dunque opportuno distinguere le commodities che possono essere oggetto di bulk shipment in due principali categorie: le “rinfuse solide” (dry bulk commodities) e le “rinfuse liquide” (liquid bulk commodities). A loro volta all'interno di queste due categorie si costituiscono due sottocategorie: rinfuse maggiori e rinfuse minori in base

⁵ GOZZI A., SCARSI R., “Bulk shipping”, Torino, 2013, p.116

⁶ In cui le materie prime vengono impiegate per la realizzazione di prodotti finiti

alle differenti dimensioni della domanda sul mercato per le diverse commodities; pertanto si considerano rinfuse maggiori quelle caratterizzate da partite di carico di maggiori dimensioni, mentre rinfuse minori quelle in generale caratterizzate da partite di carico di minori dimensioni.

Facendo riferimento, dunque, allo schema di classificazione appena descritto, si può considerare quanto segue. Nella categoria delle major dry bulk commodities (rinfuse secche maggiori) rientrano: granaglie (grain), minerale di ferro (iron ore), carbone (coal), bauxite e allumina; vengono invece considerate minor dry bulk commodities (rinfuse secche minori) i fosfati, l'acciaio, il cemento, il legname, le argille, i rottami di ferro, il sale, etc.

Nell'ambito delle major liquid bulk commodities (rinfuse liquide maggiori) il petrolio greggio e i prodotti derivati del petrolio, mentre sono minor liquid bulk commodities (rinfuse liquide minori): olio, grassi vegetali, vino, prodotti chimici liquidi, GPL, GNL (oggetto di questa tesi).

La distinzione tra rinfuse liquide e rinfuse secche risulta doverosa, in quanto questa differenza impatta su tutta una serie di profili di assoluto rilievo, quali: la tipologia di nave necessaria per il trasporto della merce (dry bulk carrier o liquid bulk carrier), eventuali modalità di condizionamento della stessa, le caratteristiche dell'handling, le peculiarità del mercato di riferimento.

Senza dubbio ognuna delle commodities elencate pocanzi ha delle caratteristiche relative alla domanda e all'offerta di trasporto peculiari, ma in generale ci sono degli elementi che caratterizzano il bulk shipping business e lo distinguono dagli altri segmenti del trasporto in termini di "forma mercato". Innanzitutto, il bulk shipping business è un business fortemente concorrenziale; infatti, l'offerta di trasporto viene espressa da un gran numero di imprese con una dimensione mediamente contenuta e una quota di mercato generalmente ridotta, dunque in quasi nessun caso tale da determinare un particolare potere di mercato di poche imprese a scapito di altre. Questo, unito alla perfetta trasparenza dei prezzi, determina il fatto che il nolo di mercato, ossia il prezzo che il caricatore deve corrispondere al carrier per la prestazione del trasporto, si formi per effetto della semplice interazione tra domanda e offerta di trasporto, ovvero attraverso le variazioni della domanda e i conseguenti adattamenti dell'offerta. Proprio per questo l'armatore in questo business deve essere considerato come un soggetto "price taker", in

quanto non può far altro che assumere il nolo come una condizione imposta dal mercato ed adattare le sue strategie di conseguenza, consapevole del fatto che le stesse non possono avere un impatto diretto sulle condizioni del mercato.

La seconda peculiarità del bulk shipping business è rappresentata dalla quasi assenza di barriere all'entrata nel mercato e dalla scarsa incidenza di fattori istituzionali e normativi, se non per quanto concerne gli standard richiesti agli armatori dalla normativa in merito alla sicurezza, sotto diversi profili, che ha un impatto rilevante sul trasporto di diverse commodities, in particolar modo su quelle liquide (come quella oggetto di questa tesi, i cui profili rilevanti in quest'ambito verranno meglio approfonditi più avanti).

La terza caratteristica peculiare del bulk shipping business risiede invece nelle caratteristiche dell'offerta, ovvero nel fatto che gli armatori hanno scarse possibilità di differenziazione del servizio, dunque, il servizio offerto sul mercato risulta in sostanza quasi standardizzato, nonostante alcune imprese provino ad attuare alcune strategie di differenziazione.

In base alle caratteristiche appena esaminate appare inevitabile non assimilare il bulk shipping business al modello del mercato di concorrenza perfetta, seppur con le dovute cautele.

Queste particolari caratteristiche della “forma mercato” derivano dalle modalità attuative dell'attività dei diversi attori del bulk shipping business, ma a sua volta impattano sulle loro strategie in maniera assolutamente rilevante.

I principali player coinvolti in questo business sono in primis armatori, noleggiatori ed operatori. Gli armatori sono i proprietari dell'asset nave, mentre i noleggiatori sono coloro che operano il noleggio della nave. La motivazione alla base del noleggio risiede nella necessità del noleggiatore di trasferire un carico da un luogo ad un altro, ma non avendo la proprietà dell'asset nave, la noleggia dall'armatore. Tra i noleggiatori si distinguono coloro che sono anche caricatori e quelli che non lo sono. Infatti, nel caso in cui il noleggiatore operi il noleggio della nave per il trasporto di merce propria è anche caricatore, altrimenti il noleggiatore si definisce come colui che opera il noleggio di una nave al fine del trasporto di merce di caricatori terzi (proprietari della merce da trasportare), con cui ha stipulato un contratto di trasporto.

Ad armatori, noleggiatori e caricatori si aggiungono poi gli operatori, ossia coloro che non sono proprietari né del carico né della merce, ma che operano come figure commerciali ibride, acquisendo capacità di stiva da riallocare sul mercato (divenendo noleggiatori) nel caso in cui hanno aspettative rialziste sui noli, oppure acquistando carichi da trasportare nel caso in cui hanno aspettative ribassiste sui noli (divenendo caricatori).

In tutte le operazioni commerciali di cui sono protagonisti gli attori sopra descritti, la figura di fondamentale supporto che si occupa di fare in modo che le parti (principalmente armatori e noleggiatori) trovino un accordo commerciale è quella dello shipbroker. La figura dello shipbroker è essenziale nell'ambito del trasporto marittimo in quanto lo stesso come mediatore marittimo (neutrale tra armatore e noleggiatore e con lo scopo di far raggiungere un accordo alle parti in cambio di una commissione sul nolo) oppure come shipbroker nella considerazione anglosassone (rappresentante di una delle due controparti con il compito di mediare con l'altra controparte per fare in modo che il soggetto da lui rappresentato ottenga una condizione economica di vantaggio nel noleggio della nave, in cambio di una percentuale sul nolo), permette alle parti di trovare un accordo per il noleggio della nave ed il trasporto della merce a condizioni accettabili per entrambe.

Ai soggetti di cui sopra si farà riferimento durante quasi tutto il corso dell'elaborato e, in particolar modo nei capitoli successivi, dedicati nello specifico alla domanda ed all'offerta di trasporto di GNL, in cui si avrà la possibilità di approfondire in maniera esaustiva i profili economici relativi alle loro figure in relazione alla particolare commodity oggetto di questa tesi.

1.3 IL GAS NATURALE E IL GNL: NATURA, CENNI STORICI E SVILUPPO NEI CONSUMI

Quando si parla di gas naturale è fondamentale distinguere il gas naturale più leggero e costituito da metano ed etano, dal gas associato alle estrazioni petrolifere formato da propano e butano. La distinzione è fondamentale sia per quanto concerne la natura dei due prodotti, sia per quanto riguarda il trasporto e l'utilizzo. Nel corso di questa tesi si farà riferimento al gas costituito principalmente da butano e metano, che una volta liquefatto viene commercialmente chiamato "gas naturale liquefatto" (Gnl).

Il gas naturale è una fonte energetica di origine fossile derivante dalla decomposizione anaerobica di materia organica, presente comunemente in natura come fonte fossile in giacimenti sotterranei. I resti di esseri vegetali ed animali accumulatisi nel corso delle diverse ere geologiche sulla crosta terrestre, via via sprofondati nel sottosuolo e uniti a rocce, sabbia e limo, hanno attivato un processo fisiologico di trasformazione chimico-fisica dovuto alla pressione degli strati superiori della struttura terrestre sui prodotti di partenza ricchi di carbonio ed idrogeno, dal cui surriscaldamento sono derivati i prodotti energetici su cui le economie mondiali si sono basate negli ultimi 450 anni circa, ossia petrolio, carbone e gas naturale. Proprio per questo dunque, il gas naturale può trovarsi sia in giacimenti propri, sia insieme a carbone e petrolio greggio. Allo stesso modo tali processi di decomposizione possono essere volontariamente attivati e monitorati dall'uomo in appositi impianti in cui i residui organici provenienti principalmente dalle industrie agricole, alimentari e zootecniche, combinati in un processo di decomposizione anaerobica, portano alla produzione di vari tipi di gas (tra cui principalmente metano), che in questo caso verranno definiti biogas⁷.

È opportuno precisare che nella fase di utilizzo da parte dell'utenza finale il biogas e il gas naturale di origine fossile presentano le stesse caratteristiche; ciò che li differenzia è però la loro natura, che conferisce al prodotto di prima derivazione delle caratteristiche differenti. È quindi necessaria in entrambi i casi

⁷ Gas naturale derivato da biomassa

una raffinazione, che consta di processi e fasi differenti nei due casi, per arrivare a un prodotto finale equivalente.

La composizione chimica del prodotto appena estratto dal sottosuolo può variare considerevolmente a seconda di diverse componenti, ma in ogni caso gli elementi che possono costituirlo (con relative percentuali) sono i seguenti: metano (70-90%); etano, propano e butano (0-20%); CO₂ (0-8%); ossigeno (0-0.2%); azoto (0-5%); acido solfidrico (0-5%); altri elementi contaminanti presenti talvolta in minime quantità.⁸ Tale composizione varia in maniera rilevante se si confronta il gas estratto da giacimenti separati con quello proveniente da pozzi di estrazione associati alle estrazioni di petrolio greggio o carbone, ma anche in base alla sua collocazione geografica. Una volta estratto dai depositi sotterranei, il gas proveniente dai diversi pozzi appartenenti allo stesso campo estrattivo viene condotto tramite tubature ad un hub di raccolta, dal quale poi viene inviato, sempre via pipeline, verso impianti di trattamento (generalmente non molto lontani dai campi estrattivi). A seconda della composizione specifica del prodotto estratto possono essere necessarie fasi differenti di raffinazione per l'ottenimento di un gas idoneo per l'utenza finale. A questo punto è dunque opportuno distinguere il "dry gas" dal "wet gas". Si considera dry gas un prodotto che al pozzo presenta una percentuale di metano superiore all'85 %, mentre è considerato wet gas se a parità di volume estratto è costituito per una percentuale di metano inferiore all'85%.⁹

Un dry gas come quello estratto nel Mare Adriatico, costituito da metano per una percentuale superiore al 99%, richiede solamente un processo di disidratazione, mentre per i gas contenenti anche altri elementi possono rendersi necessarie più operazioni di raffinazione come: degasolinaggio, desolforazione, eliminazione dell'azoto e dell'anidride carbonica oltre che dell'idrogeno solforato, fino all'ottenimento di un gas metano puro (o quasi puro) adatto per essere poi affidato al trasporto tramite metanodotti o navi metaniere.

Allo stesso modo, anche il biogas necessita di essere raffinato per l'ottenimento di biometano, ai fini della separazione del gas metano dalla CO₂ e altri gas contaminanti.

⁸ <http://naturalgas.org/overview/background/>

⁹ <https://www.shaledirectories.com/blog-1/wet-natural-gas-vs-dry-natural-gas-whats-the-difference/>

Il riconoscimento del gas naturale come fonte energetica è abbastanza recente; infatti, solo nel 1776 Alessandro Volta¹⁰, chimico e fisico italiano, scoprì nei pressi di Angera¹¹ l'esistenza di questo gas infiammabile e le sue potenzialità, anche se già in un manoscritto risalente al IV secolo a.C. attribuito allo storico cinese Chang Qu viene descritto un gas utilizzato per riscaldare l'acqua marina e ricavarne il sale, trasportabile fino ai villaggi attraverso tubature in canne di bambù. In età contemporanea il primato per lo sfruttamento del gas naturale è però da attribuire agli inglesi che, a partire dalla fine del XVIII secolo, lo iniziarono ad utilizzare per l'illuminazione pubblica, poco prima degli americani, che nel 1816 dotarono di lampade a gas le strade della città di Baltimora. Ma fu l'invenzione del cosiddetto becco di Bunsen¹² del 1855, assieme alla diffusione di tecnologie a basso costo per il trasporto del gas naturale, a dare una vera spinta allo sfruttamento commerciale di questo prodotto. Da questo momento in poi, infatti, risulta esserci stata una vera e propria apertura all'utilizzo intensivo di questa risorsa, sia a livello industriale che domestico, prima negli Stati Uniti e poi in Europa a partire dal secondo dopoguerra.

Nonostante però l'apertura agli utilizzi su vasta scala sia abbastanza recente, il gas naturale è divenuto ben presto fondamentale nell'economia moderna, grazie alla rapida proliferazione di grandi imprese in forma societaria per l'estrazione e la distribuzione di gas, al contempo causa e conseguenza della diffusione di tecnologie a "basso costo" per il trasporto dai luoghi di estrazione ai luoghi di utilizzo. Lo sviluppo tecnologico è stata una componente fondamentale della diffusione dell'utilizzo del gas naturale, in quanto, essendo un prodotto presente in natura in forma gassosa, necessita di particolari attenzioni per essere trasportato e, in misura certamente più rilevante rispetto a quelle richieste per gli idrocarburi in forma liquida. In particolar modo nel caso della movimentazione tramite mezzi di trasporto, sono necessarie diverse fasi e attrezzature, che verranno meglio descritte nel sottocapitolo 1.4. Ad ogni modo, è stata proprio la semplicità di utilizzo determinata da alcune particolari invenzioni tecnologiche a rendere "semplice"

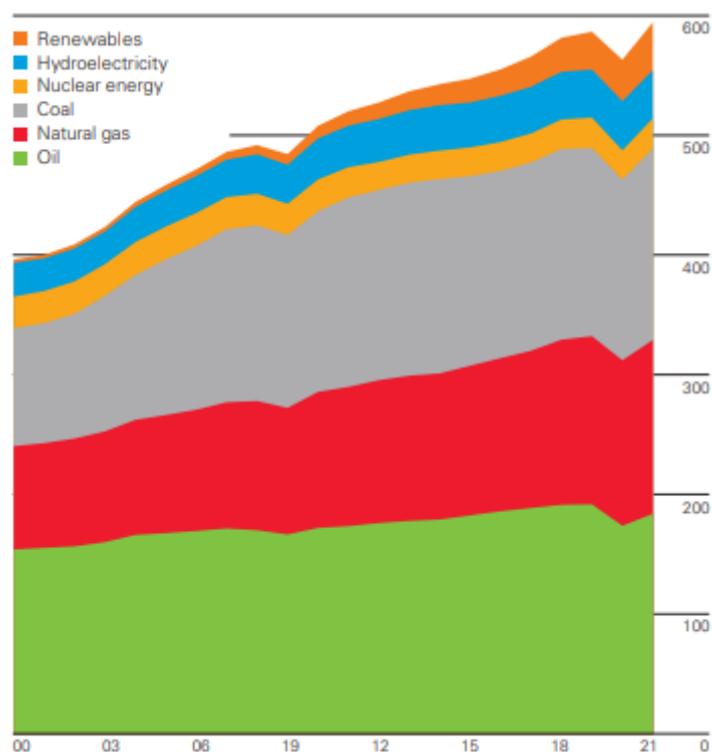
¹⁰ <https://alessandrovolta.it/scoperte-e-strumenti/il-metano/>

¹¹ Comune sulle sponde del Lago Maggiore

¹² Strumento che permette la combustione controllata del gas mischiato in idonee proporzioni con l'ossigeno

l'utilizzo del gas naturale per svariate finalità e, che l'hanno dunque reso uno dei prodotti alla base delle maggiori economie mondiali. Le possibilità di impiego di questa risorsa sono moltissime e, vanno dall'utilizzo domestico per il riscaldamento, per la cucina o per la produzione di acqua calda tramite l'utilizzo di bruciatori autonomi, fino all'utilizzo nei processi industriali e alla generazione di energia elettrica tramite centrali alimentate a gas. Ad oggi, prendendo ad esempio un Paese come l'Italia, si comprende ben presto quanto questa risorsa sia importante, dato che oltre il 40% dell'energia elettrica prodotta in Italia viene prodotta tramite l'utilizzo di gas naturale.¹³

Graf. 1.1 Variazione del consumo delle principali fonti energetiche a livello globale tra il 2000 ed il 2021

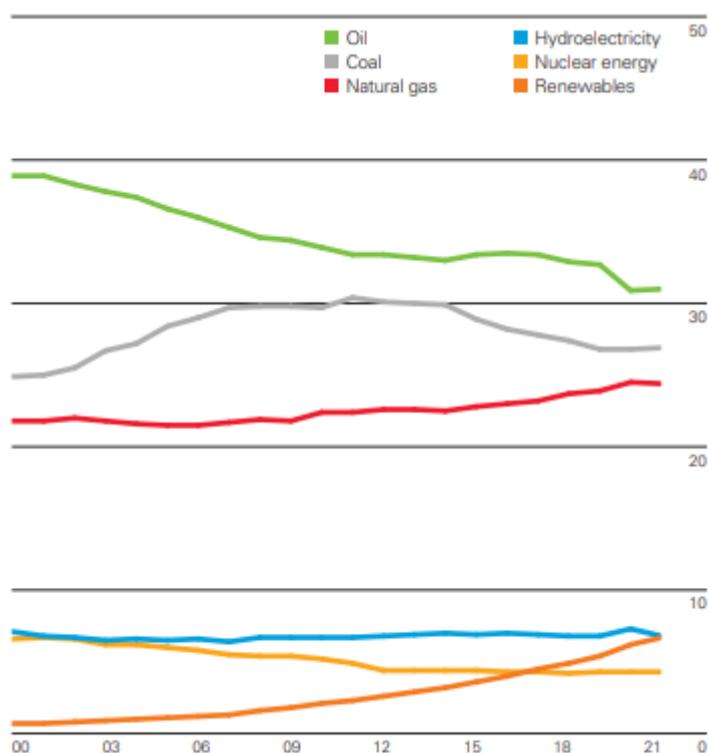


Fonte: <https://www.bp.com/content/dam/bp/businesssites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>

¹³ <https://magazine.a2aenergia.eu/mobilita-elettrica/produzione-energia-elettrica-italia-il-mix-energetico-e-il-peso-delle-rinnovabili>

Il grafico 1.1 mostra l'evoluzione delle principali fonti energetiche primarie a livello mondiale tra il 2000 ed il 2021, espresso in exajoule. Il primo dato interessante è l'aumento del consumo energetico totale del 50% circa, con tendenze differenti nelle 5 macrocategorie di fonti energetiche prese in considerazione: petrolio (in verde), gas naturale (in rosso), carbone (in grigio), energia nucleare (in arancione chiaro), energia idroelettrica (in azzurro) e rinnovabili che comprendono solare e geotermico¹⁴ (in arancione scuro). A livello assoluto si nota dunque, facendo riferimento all'asse delle ordinate del grafico, un aumento del consumo di tutte le fonti energetiche di cui sopra, ma le variazioni percentuali per lo stesso periodo sono meglio visibili nel grafico 2.1 di seguito.

Graf. 2.1 Variazione percentuale del consumo energetico tra il 2000 ed 2021, riferito alle principali fonti energetiche



Fonte: <https://www.bp.com/content/dam/bp/businesssites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>

¹⁴ <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>

In questo grafico, in cui le diverse linee mostrano la variazione relativa del consumo delle 6 fonti energetiche appena elencate nei 21 anni presi in considerazione, si nota infatti un netto calo dell'importanza relativa dei prodotti petroliferi e seppur in maniera meno marcata, anche dell'energia nucleare, oltre una riduzione del consumo percentuale del carbone a partire dal 2015 dopo circa un decennio di relativa stabilità. Le tendenze in costante aumento sono invece senza dubbio quelle relative al consumo di gas naturale ed energia prodotta da rinnovabili.

La differenza tra le rinnovabili ed il gas naturale sta però nel fatto che, a parità di energia prodotta, il solare ed il geotermico a causa degli enormi investimenti e spazi necessari per gli impianti hanno dei grandi limiti allo stato attuale della tecnologia, mentre il gas naturale, con le tecnologie a disposizione può essere estratto e trasportato in maniera molto agevole (seppur con un importante dispendio economico) ed essere utilizzato in modo ampiamente versatile. Queste motivazioni, unite alla ricchezza dei giacimenti a disposizione e al fatto che l'utilizzo del prodotto tramite combustione per la trasformazione in energia garantisca delle emissioni di CO₂ molto contenute, fanno sì che il gas naturale venga considerato come una delle commodity di principale rilevanza del ventunesimo secolo, nonostante già nel secolo precedente sia stata caratterizzata da un'importanza tutt'altro che marginale.¹⁵

¹⁵ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>

1.4 IL CICLO DEL TRASPORTO DEL GNL

Senza alcun dubbio il principale sistema di trasporto del gas naturale è il gasdotto. La maggior parte del gas naturale, infatti, viene condotto dai luoghi di produzione e raffinazione ai luoghi di consumo tramite tale infrastruttura fissa che consente il trasporto del prodotto in questione in forma gassosa in quantitativi che rientrano nell'ordine delle decine di milioni di metri cubi al giorno. A partire dalla scoperta del gas naturale, l'ingegneria off-shore ha sviluppato delle tecnologie di trasporto del gas naturale tramite gasdotto sempre più innovative, efficienti e sicure, da cui è scaturita una vera e propria corsa alla realizzazione di tali infrastrutture per il collegamento di aree strategiche di estrazione e consumo al fine di garantire un rapido e continuo approvvigionamento. Nonostante gli importanti vantaggi del trasporto via gasdotto però, vi sono anche importanti svantaggi, di carattere economico e non, tra cui: l'importante rilevanza economico-finanziaria dell'investimento, i lunghi tempi di realizzazione, l'impossibilità di variare l'origine della fornitura e, le difficoltà nella copertura di distanze lunghissime mantenendo un'incidenza accettabile del costo medio di trasporto sul costo medio del gas all'utenza finale.

L'esistenza di tali svantaggi nel trasporto tramite gasdotto ha comportato la necessità di ricercare soluzioni di trasporto alternative, che risultassero sicure sotto il profilo tecnologico, ma anche convenienti dal punto di vista economico. Considerando come limite di costo alla frontiera circa 3 dollari per milione di BTU¹⁶, non può essere realizzato un gasdotto in grado di coprire una distanza superiore a quella compresa tra i 2000 km (distanza massima coperta se l'infrastruttura viene realizzata interamente offshore) e i 3800 km (distanza massima coperta se l'infrastruttura viene realizzata interamente onshore).¹⁷ Alla luce di tale limite le alternative operabili con maggiore convenienza per il trasporto sulle lunghe distanze della commodity in questione si basano sostanzialmente su due tecnologie finalizzate alla liquefazione del prodotto (presente in natura allo stato gassoso) che sono basate sulla pressurizzazione o sul raffreddamento del gas naturale. Ad oggi la tecnologia di maggior successo risulta essere quella basata sul

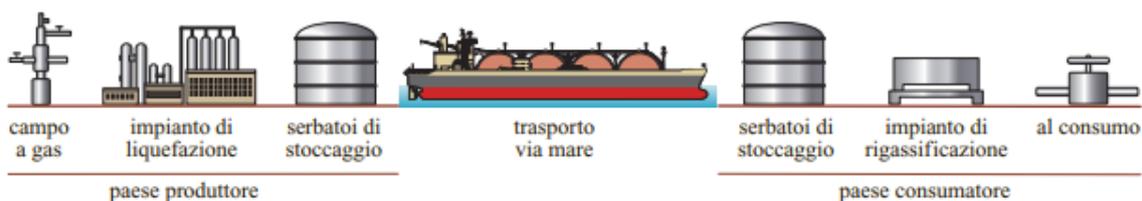
¹⁶ British Thermal Unit: unità di misura anglosassone per l'energia equivalente al Joule, invece utilizzato nel sistema internazionale. 1 BTU equivale a 1055,055 852 62 Joule.

¹⁷ "Enciclopedia degli idrocarburi", Vol. 1, Esplorazione, produzione e trasporto; Roma, Istituto della enciclopedia italiana, 2005-2008, pag. 857

raffreddamento del gas naturale fino alla sua temperatura di ebollizione, ossia fino a circa $-163,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ a pressione atmosferica. Fatto cento il volume occupato da una unità di massa di gas naturale allo stato aeriforme, tale tecnologia consente di ridurre il volume specifico¹⁸ dello stesso di oltre 600 volte, permettendo così lo stoccaggio ed il trasporto di grandi quantitativi di prodotto ad un costo di molto minore rispetto al caso in cui venisse immagazzinato o stivato allo stato gassoso. Essendo raffreddato fino alla temperatura di ebollizione il gas non ha dunque bisogno di essere pressurizzato per rimanere allo stato liquido; infatti, all'interno delle cisterne il prodotto viene trasportato ad una pressione di circa 0,25 bar (pressione non di molto inferiore a quella atmosferica). Il gas naturale dunque assoggettato alla liquefazione tramite questa tecnologia prende il nome di Gas Naturale Liquefatto (GNL), protagonista di questa tesi.

Prendendo quindi in considerazione la base conoscitiva derivante dall'analisi appena effettuata della principale tecnologia per la liquefazione del gas naturale ai fini dello stoccaggio e del trasporto è possibile comprendere il ciclo del trasporto del GNL, qui di seguito analizzato.

Fig. 1.1 Ciclo di produzione e trasporto del GNL



Fonte: “Enciclopedia degli idrocarburi”, Vol. 1, Esplorazione, produzione e trasporto; Roma, Istituto della enciclopedia italiana, 2005-2008

La figura 1.4.1 evidenzia in maniera sintetica e schematica le principali fasi del trasporto del gas naturale, dai campi di estrazione all'utenza finale, quando trasportato e stoccato sotto forma di GNL, distinguendo le operazioni effettuate principalmente in due

¹⁸ Volume occupato da una unità di massa di prodotto

macroaree: quelle effettuate prima dell'imbarco (nel Paese produttore, per semplicità) e quelle effettuate in seguito allo sbarco (nel Paese consumatore, per semplicità).

Come anticipato nel sotto-capitolo 1.3, la costituzione del gas appena estratto presenta una prevalenza di metano oltre a etano, propano e butano in minor misura, ma anche alcune piccole porzioni di elementi non idrocarburici, di cui il prodotto deve essere necessariamente privato prima di poter essere pronto per il trasporto. Dai campi di estrazione quindi, il prodotto dopo essere stato stoccato in degli appositi siti, viene prima di tutto trasportato via pipeline verso degli impianti di raffinazione (generalmente non molto lontani dai pozzi di estrazione) dai quali poi risulta un gas pretrattato che per la sua composizione è idoneo per essere trasportato via gasdotto, oppure inoltrato verso degli appositi impianti di liquefazione.

Per quanto concerne il funzionamento dell'impianto di liquefazione, si può considerare lo stesso come un enorme impianto di refrigerazione costituito da molteplici unità di lavorazione in parallelo che prendono il nome di "treni", ognuna delle quali si occupa di diverse fasi di lavorazione consecutive per piccole porzioni di gas, finalizzate alla liquefazione, quali: preraffreddamento (o precompressione), estrazione e frazionamento dei residui di componenti più pesanti del metano e, completamento del raffreddamento del gas fino alla liquefazione.

Nonostante il processo di refrigerazione sia quello predominante ai fini della liquefazione, in realtà, come si può notare, all'interno degli impianti vengono effettuate diverse operazioni.

La fase di pretrattamento comprende la precompressione o il preraffreddamento e la successiva raffinazione del prodotto, prima di essere raffreddato alla sua temperatura di ebollizione.

La fase propedeutica di precompressione o alternativamente preraffreddamento viene effettuata al fine di rendere possibile il passaggio di stato da gassoso a liquido. Il gas può essere infatti inizialmente precompresso fino ad una pressione di circa 46 bar oppure alternativamente preraffreddato alla temperatura di $-82,1^{\circ}\text{C}$,¹⁹ per poi essere raffinato. Il pretrattamento, nella fase di raffinazione, consiste nella estrazione e separazione di sostanze di scarto (come il diossido di carbonio) e degli eccessi di sostanze

¹⁹ Punti critici del metano espressi rispettivamente in pressione temperatura. Il punto critico di una sostanza può essere definito come (a parità di altre condizioni) la minima pressione oppure la massima temperatura alla quale la sostanza rimane allo stato liquido, ovvero non evapora.

idrocarburiche più pesanti del metano come etano, butano, propano. Tale operazione viene effettuata in quanto le sostanze di cui sopra qualora non fossero eliminate, potrebbero creare dei malfunzionamenti nell'impianto di liquefazione oppure, cosa ancor più grave, solidificare alle basse temperature alle quali il prodotto viene portato. Un particolare da non trascurare è che al di là delle sostanze di scarto, i prodotti idrocarburici diversi dal metano vengono separati per poi essere venduti all'industria petrolchimica.

Terminata l'operazione di pretrattamento, il gas viene poi raffreddato fino alla temperatura di ebollizione del metano (-161,4°C) e talvolta anche fino ai -163°C.

Una volta liquefatto il gas, che da questo momento è GNL, risulta essere un prodotto liquido privo di colore e odore, atossico e non corrosivo che può essere stoccato in delle apposite cisterne ad una pressione compresa tra quella atmosferica e i 0,25 bar, in cui il prodotto cuba²⁰ circa 620-630 volte in meno rispetto al caso in cui non fosse stato liquefatto. A questo punto si può notare il vero senso della liquefazione, ossia l'enorme riduzione di volume del gas, che a parità di potere calorifico e quindi a parità di massa, una volta liquefatto occupa uno spazio minore di oltre 600 volte quello che avrebbe occupato se fosse stato stoccato o trasportato a pressione e temperatura ambiente.²¹ Questo processo chiave nella filiera del GNL ha infatti un fine strettamente economico, che consiste nella massimizzazione del quantitativo stoccabile e trasportabile nell'unità di spazio e quindi rispettivamente all'interno di un unico serbatoio e di un'unica nave, al fine di massimizzare lo sfruttamento delle economie di scala del terminale e della nave e, in ambito trasportistico dare realmente un senso all'operazione di bulk shipment per quella che è la sua definizione e la sua natura, come precedentemente spiegato nel sottocapitolo 1.2.

La composizione molecolare del GNL pronto per essere stoccato e trasportato non è standard, ma può variare (anche in maniera notevole) a seconda di quella che è la provenienza del prodotto stesso, come si può desumere dalla tabella 1.1 di seguito. Questo però ai fini dello stoccaggio e del successivo trasporto non comporta la necessità di particolari attenzioni, se non il mantenimento del carico a bordo ad una certa temperatura minima da parte della metaniera che lo trasporta, perché il volume del prodotto non aumenti in maniera tale da eccedere la pressione che le cisterne riescono a sopportare.

²⁰ Espressione utilizzata per indicare il volume, espresso in metri cubi (m³), occupato da un determinato prodotto preso in considerazione.

²¹<https://www.eni.com/it-IT/attivita/gnl-rigassificazione.html>

Per questo motivo, come si vedrà qui di seguito, l'attenzione nella progettazione delle cisterne è rivolta in maggior misura verso l'isolamento termico piuttosto che alla resistenza alla pressione.

Tab. 1.1 Composizione molecolare del GNL proveniente da diverse aree di estrazione

PROVENIENZA	COMPOSIZIONE (% MOLE)				
	METANO	ETANO	PROPANO	BUTANO	AZOTO
ABU DHABI	86,00	11,80	1,80	0,20	0,20
ALASKA	99,72	0,06	-	-	0,20
ALGERIA	86,98	9,35	2,33	0,63	0,71
INDONESIA	90,00	5,40	1,50	1,35	0,05

Fonte: “Enciclopedia degli idrocarburi”, Vol. 1, Esplorazione, produzione e trasporto; Roma, Istituto della enciclopedia italiana, 2005-2008, pag. 859

Calcolando una media della percentuale dei 5 diversi prodotti che costituiscono il GNL derivante dalle 4 diverse aree di estrazione rappresentative prese in considerazione dalla tabella 1.1, si ottengono i seguenti valori medi: 90,7 % di metano, 6,65 % di etano, l'1,88 % di propano (non presente nel gas estratto in Alaska), lo 0,73 % di butano (non presente nel gas estratto in Alaska) e lo 0,38 % circa di azoto. Questo significa che la temperatura di liquefazione e di conseguenza la temperatura alla quale il GNL deve essere mantenuto all'interno dei siti di stoccaggio, piuttosto che all'interno delle cargo tanks²² della metaniera, a prescindere da quale sia la sua specifica composizione molecolare, può far riferimento alla temperatura di ebollizione del metano a pressione atmosferica²³, ossia -161,4°C, in quanto se si parla di GNL, come evidenziato dai dati sopra, si parla di metano quasi puro (dato il processo di pretrattamento effettuato prima della liquefazione).²⁴

²² Accezione anglosassone utilizzata per indicare le cisterne della nave dedicate al trasporto della merce, da distinguere dalle “slop tanks” utilizzate invece per il trasporto dell'acqua di zavorra

²³ Si considera come pressione atmosferica 1,01325 bar (101,325 kPa)

²⁴ “Enciclopedia degli idrocarburi”, Vol. 1, Esplorazione, produzione e trasporto; Roma, Istituto della enciclopedia italiana, 2005-2008

Quella appena analizzata si può dire che però sia solamente un esempio del processo di liquefazione del gas naturale, in quanto nella realtà esistono tipologie di processi che, seppur basati sugli stessi principi fisici generali, presentano tra loro delle importanti diversità tecnologiche.

Per quanto concerne la fase di stoccaggio del prodotto, i siti in cui il prodotto staziona prima di essere caricato a bordo dei mezzi di trasporto che dovranno portarli verso gli impianti di rigassificazione, questi sono situati nella stragrande maggioranza dei casi in aree portuali per fare in modo che il prodotto possa essere quasi direttamente imbarcato sulle metaniere che devono trasportarlo. Come ben noto però, le attività estrattive non si svolgono solamente a terra, ma anche offshore. La sempre maggiore lontananza dalla costa delle piattaforme di estrazione ha portato le compagnie estrattive allo sviluppo di tecnologie finalizzate alla realizzazione di impianti di liquefazione e stoccaggio offshore, nei pressi dell'area in cui il gas viene estratto, consentendo anche una riduzione dell'impatto ambientale delle infrastrutture sulla costa e una miglioramento sotto il punto di vista della sicurezza, dovuto all'incremento della distanza dalle aree abitate, oltre che una riduzione dell'impatto economico in un certo senso. Essendo infatti mobili, tali impianti di liquefazione e stoccaggio integrati galleggianti possono essere abbastanza facilmente riposizionati al di sopra di differenti siti di estrazione tramite l'ausilio di rimorchiatori, il che apre la strada alla possibilità di ammortizzare su più progetti i costi fissi di tali strutture.²⁵

I primi progetti di questo tipo sono nati nella prima metà degli anni Novanta del secolo scorso, quando la Mobil²⁶ appronta ben 4 progetti di Floating Liquefied Natural Gas (FLNG), a cui nel corso degli ultimi 25 anni sono seguiti molti altri da parte di tante altre compagnie e basati su diverse tecnologie.²⁷ La costruzione del primo impianto FLNG è iniziata però solamente nel mese di Giugno del 2013 ed inaugurata nel 2016 in seguito al posizionamento sul campo di estrazione offshore di gas naturale di Kanowit, al

²⁵ “Enciclopedia degli idrocarburi”, Vol. 1, Esplorazione, produzione e trasporto; Roma, Istituto della enciclopedia italiana, 2005-2008

²⁶ Società americana nata nel 1911 e oggi parte del gruppo ExxonMobil (in seguito all'operazione di fusione tra le due società avvenuta nel 1999, il cui core business è sempre stato quello relativo alle attività di estrazione di petrolio e gas naturale.

²⁷ <https://www.mobil.com/en>

largo della costa occidentale dello Stato malese del Sarawak. L'impianto in questione (riportato in figura 2.1) è il PFLNG SATU, di proprietà del gruppo Petronas.²⁸

Fig. 2.1 Impianto offshore galleggiante di liquefazione e stoccaggio PFLNG SATU



Fonte: <https://www.ship-technology.com/projects/petronas-floating-lng-facility-pflng-1/>

Come si può notare dalla Figura 2.1 in alto, l'impianto presenta uno scafo che, seppur molto più lineare, ricorda molto quello di una nave, il che lo rende abbastanza facilmente riposizionabile, al netto di quelli che sono tutti i collegamenti ai pozzi di estrazione.

Quando invece i serbatoi di stoccaggio del GNL sono situati onshore, possono essere di diverse tipologie. La prima fondamentale distinzione va fatta tra serbatoi interrati e serbatoi di superficie.

Ciò che in generale è importante nella fase di stoccaggio, non è la resistenza alla pressione dei serbatoi, ma più che altro l'isolamento termico degli stessi; dunque, la

²⁸ <https://www.petronas.com/media/media-releases/first-gas-petronas-first-floating-lng-facility-pflng-satu>

capacità di mantenere il prodotto alla temperatura richiesta perché rimanga allo stato liquido e non aumenti di volume.²⁹ I serbatoi per il GNL sono infatti costruiti in generale per resistere ad un range di temperature del prodotto e relative pressioni compreso tra -163°C (a 1,01325 bar) e -110°C (a 20,265 bar)³⁰. Pertanto, le cisterne oltre ad essere realizzate in materiali come acciaio inossidabile, cemento armato e alluminio, presentano molteplici strati di isolanti termici delle tipologie più all'avanguardia possibile, per minimizzare peraltro la quantità di energia necessaria per mantenere la temperatura necessaria all'interno del serbatoio. Inoltre, gli impianti di stoccaggio di terra, di superficie o interrati che siano, devono essere realizzati con sistemi antisismici adeguati, per evitare rotture e fuoriuscite in caso di terremoti.

Fig. 3.1 Impianto di stoccaggio onshore di GNL di proprietà di PetroChina



Fonte: <https://www.caixinglobal.com/2018-10-01/china-backed-lng-projects-power-ahead-in-canada-philippines-101331813.html>

Dalla figura 3.1 in alto, raffigurante un impianto di stoccaggio di GNL situato nella città cinese di Nantong, si può notare che le cisterne sono di forma cilindrica. Tale

²⁹ <https://www.eni.com/it-IT/attivita/gnl-rigassificazione.html>

³⁰ “Enciclopedia degli idrocarburi”, Vol. 1, Esplorazione, produzione e trasporto; Roma, Istituto della enciclopedia italiana, 2005-2008

forma consente già di per sé una migliore resistenza alla pressione, ma consente anche la massimizzazione del volume di prodotto contenuto nella minore superficie occupabile. In tali pregi però, la forma cilindrica risulta seconda però seconda rispetto alla forma sferica, più raramente impiegata per gli storage onshore, ma impiegata nella gran parte delle cisterne delle navi metaniere. Un altro elemento fondamentale osservabile nell'immagine è la vicinanza dell'impianto al fiume; quindi, non lontano dal luogo in cui le navi ormeggiano per caricare a bordo il prodotto destinato all'esportazione.

Nella descrizione della filiera del GNL, facendo riferimento allo schema riportato in figura 1.1, si è giunti quindi all'inizio della fase dedicata al trasporto marittimo. Una caratteristica particolare dei terminali d'imbarco e sbarco di prodotti liquidi alla rinfusa trasportati via nave è la semplicità dovuta alla necessità da parte delle navi di sole poche infrastrutture. Per caricare a bordo il prodotto, infatti, le navi hanno bisogno solamente di un ormeggio sicuro e dell'accesso alla condotta nella quale transita il prodotto destinato all'imbarco. Se si fa riferimento ai prodotti petroliferi, infatti, molto spesso il petrolio greggio viene caricato dalle navi in mare aperto, dove è presente una boa di ormeggio e una manichetta dalla quale prelevare il prodotto. Come si può notare infatti dalla figura 4.1 in basso da cui si vede una nave metaniera ormeggiata vicino alla condotta che trasporta il GNL dagli impianti di stoccaggio visibili sullo sfondo, fino al punto di ormeggio della nave, i terminali di carica e scarica del GNL possono sembrare per certi aspetti simili a quelli per l'imbarco e lo sbarco di prodotti petroliferi, ma in realtà presentano delle importanti differenze, una delle quali è proprio la prossimità agli impianti di liquefazione (nei porti di imbarco) o di rigassificazione (nei porti di sbarco) dei terminali di imbarco e sbarco di GNL.

Fig 4.1 Terminale portuale di imbarco per il GNL



Fonte: https://www.heraldsun.com.au/subscribe/news/1/?sourceCode=HSWEB_WRE170_a&dest=https%3A%2F%2Fwww.heraldsun.com.au%2Fnews%2Fnorthern-territory%2Fthroughout-covid19-the-business-continues-to-operate-safely-and-efficiently-in-pex-dodges-bullet-with-shutdown-work-completed-before-lockdown%2Fnewsstory%2Fadf8907bc27374cec864e36112a59324&memtype=anonymous&mode=premium&v21=HIGH-Segment-3-SCORE

La fase di caricazione del prodotto è molto complessa a livello tecnico se ci si riferisce al trasporto del GNL. A seconda della temperatura alla quale il prodotto è stoccato, le tempistiche impiegate per la caricazione possono essere differenti. A bordo della nave infatti, il GNL viene trasportato ad una temperatura compresa tra i $-161,4^{\circ}\text{C}$ ed i $-163,5^{\circ}\text{C}$,³¹ ma la temperatura alla quale il prodotto viene stoccato negli impianti di terra, può essere anche leggermente superiore. Quando il prodotto a terra viene stoccato ad una temperatura maggiore di quella alla quale lo stesso deve essere trasportato, pur arrivando la nave all'ormeggio con le cisterne alla temperatura prevista, la rata di caricazione è sicuramente inferiore a quella massima, in quanto il prodotto una volta a bordo impiega un po' di tempo per arrivare alla temperatura prevista, dunque per ridurre al massimo il proprio cubaggio. Al contrario, la rata di caricazione è maggiore e

³¹ <https://www.eni.com/it-IT/attivita/gnl-rigassificazione.html>

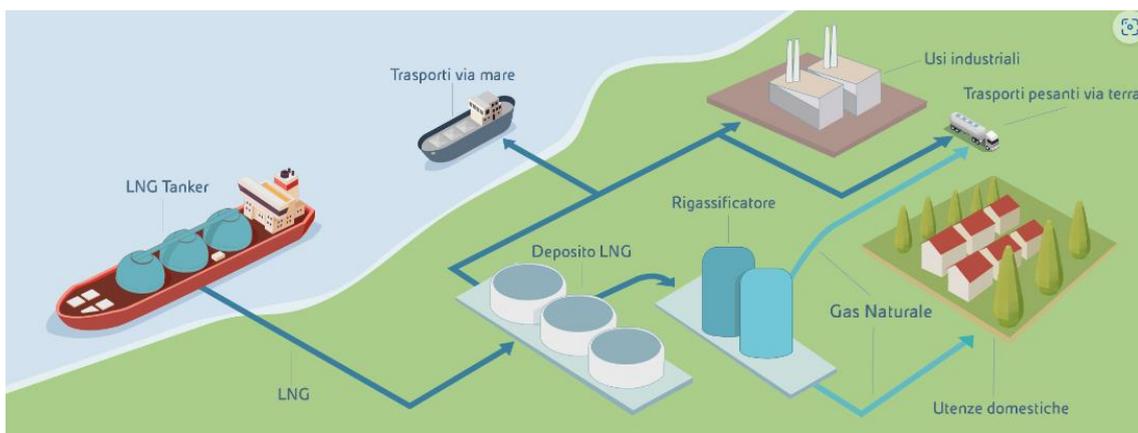
può avvicinarsi alla massima consentita dalla nave, quando il prodotto è stoccato negli impianti di terra alla stessa temperatura alla quale deve essere stivato a bordo. Questa precisazione tecnica è dovuta, in quanto tali elementi impattano in maniera rilevante sui tempi di caricazione della nave e di conseguenza sull'economia della nave in termini di tempo che la stessa spende in porto per la caricazione del prodotto, da aggiungere al tempo necessario per il trasporto dal punto A al punto B della merce stessa oltre che ai tempi per la scarica dello stesso, che nel complesso impattano sull'offerta totale di trasporto, come si potrà poi meglio comprendere nel secondo capitolo di questa tesi.

Una volta caricato il GNL a bordo, la metaniera si dirige verso il porto o i porti di scarica del prodotto. Il prodotto a bordo non necessariamente deve essere scaricato in un unico porto, ma può anche essere destinato a ricevitori diversi, che devono ricevere ognuno una parte del carico a bordo. Una volta a bordo poi, il gas deve rimanere all'interno di un certo range di temperatura (compreso sempre tra i $-161,4^{\circ}\text{C}$ ed i $-163,5^{\circ}\text{C}$). Per fare ciò può essere necessario utilizzare l'impianto di raffreddamento della nave durante il trasporto o meno, a seconda di diversi fattori, quali in particolare la temperatura atmosferica e la durata del viaggio. Qualora ad esempio il viaggio abbia una durata abbastanza lunga, le cisterne necessitano di essere mantenute alla temperatura di cui sopra, per fare in modo che il prodotto non si espanda in maniera rilevante, con conseguenze drastiche dal punto di vista della sicurezza a bordo e nelle aree circostanti la nave. Il fatto che il prodotto venga mantenuto o meno all'interno del range di temperatura di cui sopra è un fattore rilevante dal punto di vista economico, in quanto l'utilizzo dell'impianto di raffreddamento delle cisterne impatta in maniera molto importante sui costi operativi, perciò è un'altra variabile tecnica da tenere in considerazione quando, nei capitoli successivi si farà riferimento alle rate di nolo per tali navi.

Una volta arrivata nel porto di scarica ed aver opportunamente ormeggiato per eseguire la fase di scarica del prodotto, la nave deve occuparsi di pompare il prodotto agli impianti di stoccaggio di terra. Per quanto concerne i terminali di sbarco, le specifiche fisiche sono praticamente le stesse degli impianti di imbarco, l'unica differenza sta nelle infrastrutture adiacenti ai terminali portuali. Quando si parla di porti di imbarco del GNL infatti, ci si riferisce a dei porti all'interno dei quali (o nelle adiacenze dei quali) è presente un impianto di liquefazione del GNL; quando invece si

parla di terminali di sbarco del GNL si fa riferimento a porti in cui ci sono a disposizione nelle vicinanze degli impianti di rigassificazione del prodotto. Proseguendo nel ciclo del trasporto del GNL infatti, in seguito allo sbarco e allo stoccaggio, il prodotto deve essere rigassificato per poter poi essere immesso sui metanodotti ed essere pronto per l'utilizzo da parte dell'utenza finale. Alternativamente però, come si può vedere dalla figura 5.1 in basso, ad una prima fase di trasporto potrebbe anche seguire un'ulteriore fase di trasporto via mare effettuata tramite navi di minori dimensioni e verso altri porti generalmente più vicini rispetto a quelli tra i quali è stata effettuato il trasporto primario oppure il prodotto potrebbe essere direttamente inviato a degli impianti industriali che possono ricevere il prodotto liquido.

Fig. 5.1 Il percorso del GNL dalla fase di sbarco all'arrivo all'utenza finale



Fonte: <https://www.eni.com/it-IT/attivita/gnl-rigassificazione.html>

Facendo riferimento sempre alla figura 5.1, il prodotto dopo essere stato stoccato, dai serbatoi criogenici per essere portato nelle case degli utenti finali tramite metanodotto, deve passare per un impianto che riporti il prodotto liquido allo stato gassoso, prima di poter essere immesso sulla linea. Talvolta questa fase di rigassificazione può essere effettuata anche in degli impianti offshore, cosiddetti "Floating Storage and Regasification Unit". Come nel caso di impianti di liquefazione

offshore, si tratta di strutture realizzate a bordo di vere e proprie navi, che possono dunque essere riposizionate più volte nel corso della loro vita utile. Un esempio di questo tipo è la nave rigassificatrice “Golar Tundra”(in fig.6.1), di proprietà della Snam³², lunga 293 metri e con una capacità di stoccaggio di circa 170.000 m3 e una capacità di rigassificazione continua di 5 miliardi di m3 di GNL l’anno³³.

Fig 6.1 FSRU Golar Tundra



Fonte:https://www.marinetraffic.com/en/ais/details/ships/shipid:3668741/mmsi:538004982/imo:9655808/vessel:GOLAR_TUNDRA

Come per gli impianti di liquefazione offshore, le FRSU potendo operare a largo consentono di ovviare a diverse problematiche come l’accoglienza delle navi con pescaggio maggiore a quello del porto di toccata, oltre a problematiche relative alla sicurezza nei porti stessi. Inoltre, potendo essere riposizionate, le FRSU rappresentano una soluzione più flessibile rispetto alle infrastrutture fisse di rigassificazione. Nonostante i vantaggi degli impianti mobili sono molti, sono operativi anche degli impianti di rigassificazione offshore fissi, ossia realizzati su delle vere e proprie isole artificiali in cemento armato che prendono il nome di “gravity based structure”, come la piattaforma realizzata a largo delle coste Venete, a circa 8 miglia nautiche dalla

³² <https://www.eni.com/it-IT/attivita/gnl-rigassificazione.html>

³³ <https://www.q88.com/>

cittadina costiera di Porto Viro, la prima struttura al mondo di questa tipologia³⁴. La capacità di rigassificazione e stoccaggio di tali strutture fisse è naturalmente maggiore di quelle mobili, avendo a disposizione un'area più ampia. Nel caso del terminale GNL adriatico la capacità di rigassificazione continua si aggira sugli 8 miliardi di m³ l'anno, mentre la capacità di stoccaggio è di 250.000 m³, dunque grandezze di molto maggiori alla media delle FRSU.³⁵

Molto spesso però gli impianti di rigassificazione sono situati onshore, in aree poco distanti da quelle portuali dove il GNL viene scaricato e stoccato. La distanza dalle aree portuali, seppur minima, serve a garantire uno svolgimento sicuro delle altre attività all'interno del porto, in quanto nonostante vengano attuate tutta una serie di rigidissime misure di sicurezza, nello scenario peggiore, un eventuale malfunzionamento dell'impianto potrebbe mettere a repentaglio la vita di molte persone esterne alle attività dell'impianto stesso (al contrario di quanto invece può accadere nel caso di impianti localizzati in mare aperto).

Per quanto concerne il funzionamento degli impianti di rigassificazione, si può pensare il processo che avviene al loro interno come l'inverso del processo di liquefazione. Il GNL dopo essere stato trasferito dalle metaniere alle apposite cisterne di stoccaggio alla stessa temperatura alla quale è stato trasportato e ad una pressione leggermente superiore a quella atmosferica³⁶, arriva tramite condotta a questi impianti in cui viene fatto in modo che il prodotto torni allo stato gassoso. Se il processo di liquefazione si basava principalmente sul raffreddamento, la rigassificazione consiste nel fare in modo che il prodotto torni a temperatura atmosferica, tramite un processo graduale e controllato. Se infatti il GNL venisse portato istantaneamente a temperatura ambiente, l'immediata espansione volumetrica (di oltre 600 volte) produrrebbe una enorme esplosione, che l'impianto non riuscirebbe in ogni caso a contenere, con conseguenze importanti dal punto di vista della sicurezza. La cessione di calore al prodotto avviene attraverso l'incrocio in fasci tubieri in cui transitano separatamente il

³⁴ https://www.treccani.it/enciclopedia/rigassificazione_%28Dizionario-di-Economia-e-Finanza%29/#:~:text=Il%20processo%20di%20r.%20%C3%A8%20svolto%20immettendo%20il,%20gas%20liquefatto%20e%20riportarlo%20allo%20stato%20precedente.

³⁵ https://it.wikipedia.org/wiki/Terminale_GNL_Adriatico

³⁶ https://www.treccani.it/enciclopedia/rigassificazione_%28Dizionario-di-Economia-e-Finanza%29/#:~:text=Il%20processo%20di%20r.%20%C3%A8%20svolto%20immettendo%20il,%20gas%20liquefatto%20e%20riportarlo%20allo%20stato%20precedente.

GNL ed un altro fluido ad una temperatura maggiore rispetto a quella del primo (solitamente acqua di mare alla temperatura alla quale viene prelevata dal bacino acqueo a disposizione), che ne comporta dunque il passaggio dallo stato liquido a quello gassoso. Nel passaggio di stato da liquido a gassoso, il liquido rilascia enormi quantitativi di vapori freddi che, per non essere dispersi inutilmente, sono talvolta inviati tramite apposite condotte a degli impianti che necessitano di basse temperature, come ad esempio gli impianti di refrigerazione. Il motivo per cui talvolta nei pressi degli impianti di rigassificazione del GNL si trovano industrie chimiche oppure industrie che effettuano la surgelazione di varie tipologie di prodotti è dunque dovuto alla possibilità di utilizzare energia frigorifera con un consumo energetico ridotto (e quindi un costo ridotto) rispetto al caso in cui dovesse essere autonomamente prodotta.

Una volta allo stato gassoso il gas è pronto per l'utilizzo da parte dell'utenza finale; pertanto, viene immesso sulla rete tramite la quale arriva presso le case e le industrie dei consumatori, la cui quotidianità ne richiede un ormai costante e necessario utilizzo.

CAPITOLO II

ANALISI DELLA DOMANDA DI TRASPORTO VIA MARE DI GNL

2.1 INTRODUZIONE

In questo capitolo, centrale nell'ambito della presente tesi, verrà proposta una analisi della domanda di trasporto via mare mondiale di GNL, facendo opportuno riferimento alle entità che esprimono tale domanda, data la natura di domanda derivata della domanda di trasporto stessa. Per la sua particolare natura, sulla domanda di trasporto via mare di GNL impattano diversi fattori legati sia ai cicli economici che alle differenti tipologie di eventi di vario tipo che possono verificarsi nelle diverse aree del mondo. Tali fattori, come si vedrà qui di seguito possono avere un impatto di varia natura ed entità a seconda dei diversi casi, determinando un necessario adattamento dell'offerta. È questo il motivo per cui si effettua prima l'analisi della domanda e poi quella dell'offerta, perché l'offerta, esplicitata dagli armatori, può nella gran parte dei casi solamente adattarsi a quelle che sono le necessità espresse dalla domanda di trasporto, nell'ambito di un settore che, in base a quanto spiegato nel capitolo 1.2, è totalmente dominato dalla domanda, essendo un business di mercato caratterizzato da scarsa concentrazione. Dall'intersezione delle conoscenze derivanti dall'analisi delle determinanti della domanda di trasporto via mare di GNL e da quelli che sono i settori utenti del gas naturale, a chiusura del presente capitolo si parlerà di quelle che sono le principali rotte scalate a livello mondiale nell'ambito del trasporto marittimo di gas naturale liquefatto.

2.2 I SETTORI UTENTI DEL GAS NATURALE

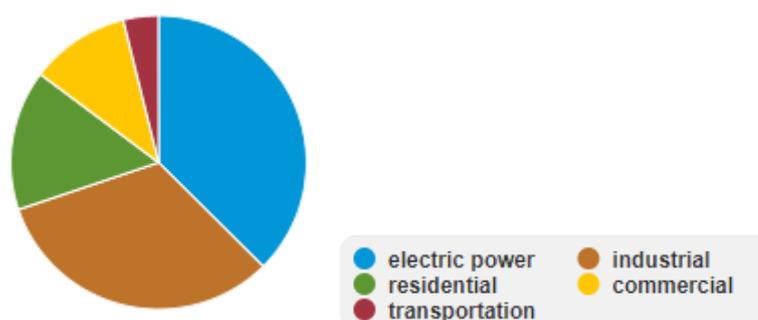
Quando si fa riferimento alla domanda di trasporto in generale, al di là che si tratti di trasporto di merci o di persone e, qualunque sia la modalità di trasporto scelta, bisogna necessariamente precisare che la sua natura è quella di domanda derivata. La stessa è infatti determinata dalla domanda della commodity a cui il trasporto si riferisce, nei diversi luoghi differenti dal luogo in cui la commodity si trova originariamente e, verso i quali potrebbe essere trasportata per incrementare la sua utilità marginale. Dunque si può

affermare che la funzione economica del trasporto di merci via mare è quella di trasferire un prodotto da una zona geografica in cui la sua utilità marginale è relativamente bassa ad un'altra dove la stessa risulta maggiore. Applicando questo concetto ad una specifica commodity, come il gas naturale, si può dunque affermare che la domanda di trasporto di gas naturale dipende principalmente dalla domanda di gas stesso nei luoghi differenti da quelli in cui ha una utilità marginale maggiore e nei quali dunque la commodity può avere una utilità maggiore quando li raggiunge attraverso l'operazione del trasporto. L'elemento alla base del trasporto è dunque proprio l'incremento dell'utilità marginale della commodity che avviene in seguito al posizionamento della stessa in un certo luogo differente; pertanto, diviene fondamentale definire qual è l'utilità del gas naturale, dunque quali sono i suoi utilizzi.

La domanda di gas naturale può essere distinta in diversi macro-segmenti: la generazione di energia elettrica, l'utilizzo come combustibile per autotrazione e l'uso a livello domestico, commerciale, industriale.

Per comprendere quale sia la domanda di gas naturale nei diversi segmenti si può far riferimento al seguente grafico a torta prodotto dall'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), che riporta le percentuali di consumo di gas da parte dei diversi settori negli Stati Uniti, ossia il Paese con il consumo di gas naturale più elevato al mondo.

Fig. 2.1 Consumo di gas naturale degli Stati Uniti nel 2022 per settore



Fonte: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/use-of-natural-gas.php>

Facendo riferimento ad un totale di circa 9,18 trilioni di metri cubi di consumo totale di gas naturale¹, nel 2022 negli Stati Uniti il 38% di questo valore totale è stato

¹ <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/use-of-natural-gas.php>

utilizzato per la generazione di energia elettrica (in azzurro nel grafico), ossia circa 3,49 trilioni di m³; il 32 % per usi industriali (in marrone nel grafico); il 15% è stato usato nelle abitazioni (in verde nel grafico); l'11% è stato impiegato per usi commerciali (in giallo nel grafico) ed il 4% nel settore del trasporto (in azzurro nel grafico).

Prendendo come riferimento dunque questo grafico, si comprende che la maggiore domanda di gas viene generata dalla produzione di energia elettrica e dagli usi industriali, a cui si porrà per questo particolare attenzione nel corso di questa tesi, essendo legata in particolare a tali utilizzi la domanda a livello mondiale nelle diverse aree di importazione del gas stesso e impattando dunque in maniera rilevante sul settore del trasporto.

Prima di passare però alla trattazione di quelli che sono gli utilizzi più diffusi del gas naturale e che generano maggiore domanda, merita attenzione il caso dell'utilizzo dello stesso come combustibile per autotrazione (trasporto). L'implementazione delle tecnologie per lo sfruttamento del gas naturale in questo senso risale agli anni Trenta del Novecento, quando in particolar modo in Italia, la politica autarchica del tempo spinse la scienza a trovare delle soluzioni alternative ai prodotti petroliferi, che dovevano necessariamente essere importati dall'estero.² A partire dall'inizio del nuovo millennio l'utilizzo del gas naturale come carburante per i mezzi di trasporto ha preso piede in maniera abbastanza rilevante, con un discreto successo nell'ambito del trasporto sia terrestre che non. In particolare, nell'ambito della propulsione navale, in risposta alla necessità di decarbonizzazione dello shipping, l'ingegneria ha sviluppato dei sistemi di propulsione alimentati a GNL molto efficienti, che hanno riscosso particolare successo sia sulle navi adibite al trasporto passeggeri, che sulle navi da carico. Già nel 2018 l'orderbook mondiale di navi vedeva 118 navi alimentate a GNL, di cui il 18% erano navi da crociera.³ I vantaggi del GNL per la propulsione navale stanno in diversi elementi, che pesano in maniera differente a seconda che si parli di trasporto di merci o di persone.

In ogni caso viene garantita una riduzione importante delle emissioni inquinanti rispetto al caso dell'utilizzo di prodotti petroliferi, in particolare si registrano il 25% in meno delle emissioni di CO₂, l'85% in meno delle emissioni di ossidi di azoto, un taglio del totale delle emissioni di anidride solforosa e della quasi totalità del particolato (95% circa in meno).⁴ Oltre alla riduzione delle emissioni inquinanti però ci sono degli elementi

² Silvio Gai, *La conquista del petrolio*, Editrice "Trasporti e Lavori Pubblici", Roma, 1939

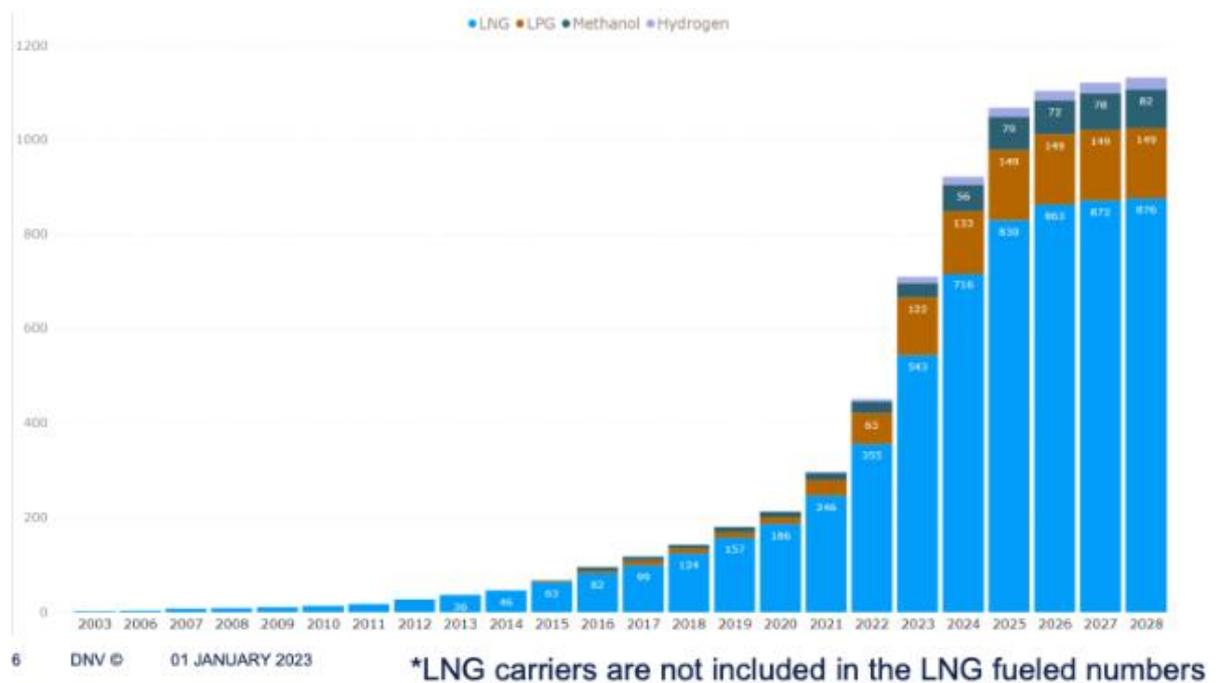
³ <https://www.dailynautica.com/shipping/lng-combustibile-del-futuro/29009/>

⁴ <https://www.dailynautica.com/shipping/lng-combustibile-del-futuro/29009/>

che rappresentano un importante vantaggio per il trasporto di passeggeri, quali: la minore rumorosità degli impianti di propulsione e la riduzione delle vibrazioni percepite a bordo. È questo il motivo per cui la gran parte delle navi da crociera in costruzione oggi presentano degli impianti di propulsione alimentati a GNL.

Oltre al settore crocieristico però, anche la flotta mondiale di navi da carico vede un costante aumento della presenza di navi alimentate a GNL, come si può notare dai due grafici di seguito.

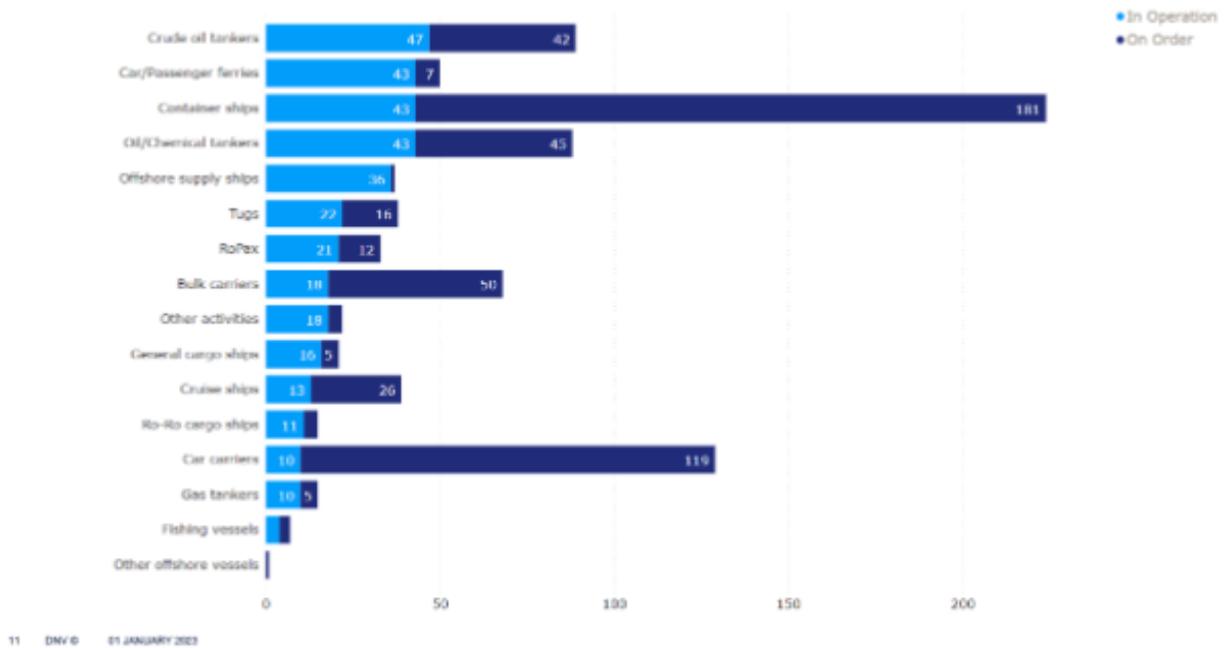
Graf. 2.2 Aumento annuo della flotta mondiale di navi alimentate con carburanti alternativi a quelli petroliferi



Fonte: <https://www.manifoldtimes.com/news/dnv-lng-fueled-ships-led-total-2022-orders-for-ships-with-alternative-bunker-fuels/>

Graf. 3.2 Composizione della flotta alimentata con carburanti alternativi

LNG fueled fleet by vessel type



11 DNV © 01 JANUARY 2023



Fonte: <https://www.manifoldtimes.com/news/dnv-lng-fueled-ships-led-total-2022-orders-for-ships-with-alternative-bunker-fuels/>

Il grafico 2.2 riporta l'aumento annuo, tra il 2003 ed il 2028, della flotta alimentata con carburanti alternativi a quelli tradizionali, facendo una stima sulla base dell'orderbook all' 1 gennaio 2023 e, considerando congiuntamente altri fattori che negli anni successivi al 2022 possono avere un impatto su tali numeri. Per carburanti alternativi in questo caso si intendono: LNG (in azzurro), LPG (in marrone), metanolo (in blu scuro), idrogeno (in blu). In particolare, il presente grafico evidenzia una importante crescita della presenza in mare di navi alimentate a gas naturale liquefatto durante i primi 20 anni del secondo millennio. In base alle stime per il 2023 e ai dati registrati fino alla fine del 2022, nel decennio 2013 – 2023 si stima una crescita di circa 15 volte della flotta di navi alimentate ad LNG, passando da un numero di 36 navi operative nel 2013 a 543 navi nel 2023, fino al raggiungimento del numero stimato di 876 navi operative nel 2028. Le

motivazioni alla base di questa importante crescita risiedono in particolare nella spinta alla decarbonizzazione dello shipping promossa dalle normative nazionali ed internazionali, che divengono sempre più stringenti e che nei prossimi anni spingeranno gli armatori ad adottare dei sistemi di propulsione meno inquinanti di quelli alimentati con carburanti tradizionali. Come si può notare dal grafico precedente, in proporzione agli altri carburanti alternativi il GNL rappresenta una percentuale molto maggiore, destinata a crescere sempre di più nei prossimi anni, principalmente perché lo stato dell'arte della tecnologia dei sistemi di propulsione a GNL è molto elevato e, dunque abbastanza conveniente a livello economico per gli armatori rispetto agli altri 3 considerati. Come si può notare dal grafico 3.2, che riporta la composizione della flotta alimentata a GNL per tipologia di nave, all' 1 gennaio 2023 a livello assoluto sono le petroliere a comandare la classifica con 47 navi operative, seguite da traghetti, portacontainer e chimichiere con 43 e offshore supply vessel con 36, mentre si registrano numeri inferiori per le altre tipologie di navi. Per quanto concerne l'orderbook invece, la fanno da padrone le navi portacontainer (181 in orderbook), seguite dalle navi dedicate al trasporto di automobili (119), dalle bulk carriers (50), dalle petrolchimichiere (45), dalle petroliere (42) e dalle navi da crociera (26). Di tali dati i più interessanti sono senza alcun dubbio quelli relativi alle portacontainer ed alle car carriers, che presentano un'orderbook molto sostanzioso rispetto al numero attuale di navi operative.⁵

Naturalmente la crescita dell'utilizzo del gas naturale liquefatto come bunker nell'ambito del trasporto marittimo richiede una altrettanto importante crescita del numero di bettoline destinate al bunkeraggio, per rendere possibile il rifornimento di GNL in maniera agevole nella maggior parte delle aree del mondo e, fare in modo che le potenzialità della propulsione navale a GNL possano essere sfruttate a pieno e in maniera agevole per gli armatori, così da incentivarne l'utilizzo.

Nonostante l'utilizzo del gas naturale liquefatto come combustibile per autotrazione rappresenti una realtà importante ed in crescita, capace di generare nei prossimi anni una domanda di GNL importante in particolar modo nell'ambito marittimo, al momento la maggior parte della domanda di GNL fa riferimento alla produzione di energia elettrica ed agli utilizzi domestici, commerciali ed industriali.

⁵ <https://www.manifoldtimes.com/news/dnv-lng-fueled-ships-led-total-2022-orders-for-ships-with-alternative-bunker-fuels/>

Quando si parla di domanda di GNL per la produzione di energia elettrica si fa riferimento all'utilizzo del gas naturale all'interno di una centrale termoelettrica, ossia una centrale che effettua la trasformazione dell'energia termica ricavata dalla combustione del gas naturale in energia elettrica. Per chiarezza, il gas naturale non è l'unica risorsa energetica che può essere utilizzata per la produzione di energia elettrica tramite centrali termoelettriche, ma è una risorsa alternativa a carbone, gasolio o olio combustibile. Detto ciò, bisogna specificare che, considerando sempre come risorsa di base per la creazione di energia termica il gas naturale, esistono differenti tipologie di centrali termoelettriche, quali: centrali a vapore, centrali a turbogas e centrali a ciclo combinato.⁶ Di seguito viene spiegata in maniera molto schematica la differenza tra tali tre tipologie.

Nelle centrali a vapore la combustione del gas naturale serve per riscaldare delle grandi cisterne d'acqua ai fini della produzione di vapore acqueo che trasmette energia ad una turbina a vapore, che a sua volta cede energia ad un alternatore che, sfruttando il principio di induzione elettromagnetica, trasforma l'energia meccanica in energia elettrica la cui tensione viene poi aumentata da un trasformatore prima di essere immessa sulle linee di trasporto.⁷

Nelle centrali a turbogas invece, il calore sviluppato dalla combustione del gas viene utilizzato per mettere in funzione la girante di una turbina a gas costituita da una camera di combustione, un compressore ed una turbina, che trasforma l'energia termica del gas in energia meccanica di rotazione attraverso uno specifico processo e la cede ad un alternatore che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica.⁸

Le centrali a ciclo combinato invece, prendono questo nome dal fatto che il loro metodo di funzionamento può essere considerato come una combinazione tra una centrale termoelettrica a turbogas ed una centrale termoelettrica tradizionale a vapore. Infatti nella pratica si combinano effettivamente queste due tipologie di centrali termoelettriche in questo modo: i gas di scarico prodotti dalla combustione nella centrale a turbogas, che hanno ancora un contenuto energetico considerevole, vengono utilizzati per riscaldare l'acqua di una centrale termoelettrica a vapore e mettere così in funzione la turbina a vapore. In entrambe le sezioni, le turbine sono collegate ad un alternatore da cui viene poi

⁶ <https://www.tecnologiaduepuntozero.it/2018/04/06/centrali-termoelettriche/>

⁷ <https://www.tecnologiaduepuntozero.it/2018/04/06/centrali-termoelettriche/>

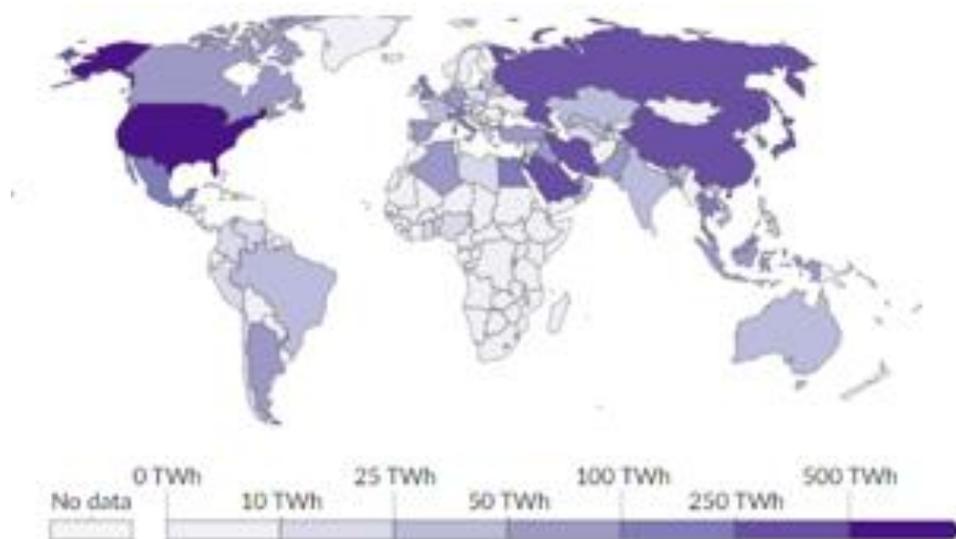
⁸ <https://www.tecnologiaduepuntozero.it/2018/04/06/centrali-termoelettriche/>

prodotta l'energia elettrica, che potrà essere immessa nella rete dopo l'incremento di tensione operato da un trasformatore.⁹ Quest'ultima tipologia è quella che garantisce una maggiore efficienza energetica, fino al 80% circa, contro il 40-50 % delle altre due tipologie; pertanto, rappresenta il metodo più efficiente e meno costoso per la produzione di energia elettrica.¹⁰

Perché il gas possa essere utilizzato all'interno delle centrali, deve trovarsi allo stato gassoso, quindi quando viene trasportato sotto forma di GNL bisogna che prima passi in ogni caso necessariamente in un impianto di rigassificazione.

Al di là del funzionamento delle diverse tipologie di centrali termoelettriche, e dei loro diversi livelli di efficienza, questa rappresenta la modalità adottata dalla gran parte dei Paesi del Mondo per la produzione di energia elettrica e, ai fini dell'analisi della domanda di trasporto di GNL è dunque utile sapere quali sono i Paesi che nello specifico utilizzano centrali termoelettriche al fine di individuare tra loro quelli importatori di GNL per tale utilizzo.

Fig. 1.2 Mappa dei Paesi produttori di energia elettrica tramite l'utilizzo del gas naturale al 2022



Fonte: <https://ourworldindata.org/grapher/electricity-gas>

⁹ <https://www.trioplantbased.com/the-different-types-of-gas-based-power-plants/>

¹⁰ <https://www.trioplantbased.com/the-different-types-of-gas-based-power-plants/>

Un buon punto di partenza per l'analisi può essere prendere in considerazione la figura 2.2, la quale riporta una mappa dei Paesi del mondo che utilizzano il gas ai fini della produzione di energia elettrica, distinguendoli in base alla quantità di energia elettrica prodotta tramite tale risorsa. Mediante le sette tonalità di viola si distinguono dunque sette categorie di Paesi, dal più chiaro al più scuro, adottando come unità di misura il TWh. Le sette categorie sono dunque le seguenti: 0-10 TWh, 10-25 TWh, 25-50 TWh, 50-100 TWh, 100-250 TWh, 250-500 TWh, oltre 500 TWh. Come si può notare dalla stessa mappa, gli Stati Uniti d'America sono di un viola molto scuro, essendo i primi produttori al Mondo, seguiti da Russia, Cina, Corea del Sud, Giappone, Iran, Emirati Arabi Uniti, Egitto. Un dato molto importante da evidenziare è inoltre relativo al fatto che alcuni Paesi devono essere considerati insieme quando si parla di domanda di gas naturale, come nel caso dei Paesi europei, in quanto condividono le infrastrutture di trasporto di gas naturale e, questo ha un impatto importante sui quantitativi di gas trasportati verso una determinata area. Ad ogni modo, ciò di cui si è parlato finora verrà meglio approfondito quando di seguito in questo capitolo verrà effettuata l'analisi delle principali rotte marittime mondiali per il trasporto di GNL, in quanto, come accennato in precedenza, una importante porzione della domanda di gas naturale fa riferimento proprio alla produzione di energia elettrica.¹¹

Un'altra principale modalità di utilizzo del gas naturale risiede negli utilizzi ai fini industriali. Per uso industriale si intende l'utilizzo del gas naturale al fine della produzione di beni e servizi a livello industriale, nelle attività artigiane e nel settore dell'agricoltura e in qualsiasi attività legata al settore della produzione a livello industriale.¹² In quest'ambito oltre a far riferimento alla combustione del gas ai fini del riscaldamento degli ambienti commerciali di cui sopra, si possono elencare una serie numerosissima di utilizzi vari che vanno dall'uso per l'alimentazione delle cucine, all'alimentazione della fiamma ossidrica per la saldatura metallica, dall'utilizzo per il riscaldamento degli altoforni nell'industria siderurgica¹³, all'utilizzo come materia prima nell'industria

¹¹ <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/use-of-natural-gas.php>

¹² <https://www.polfuel.com/gas-ad-uso-industriale-i-settori-che-lo-impiegano/>

¹³ <https://www.sick.com/it/it/settori/metallo-e-acciaio/acciaio/altiforni/stato-della-valvola-del-bruciatore-nellaltoforno/consumo-di-gas-naturale-nellaltoforno/c/p370176>

chimica ai fini della produzione di ammoniaca¹⁴, metanolo¹⁵ e benzene¹⁶. Nell'industria agricola invece il gas naturale viene utilizzato per la produzione di alcune tipologie di fertilizzanti, per l'alimentazione di alcune particolari attrezzature, per l'alimentazione di alcuni sistemi di irrigazione (in maniera molto residuale), per l'alimentazione di macchinari per l'essiccazione del frumento.

L'utilizzo a livello commerciale del gas naturale è molto simile a quello per usi residenziali. A tal proposito dunque si fa riferimento all'uso in sistemi per il riscaldamento o il raffreddamento degli ambienti commerciali pubblici e privati, come scuole, uffici, strutture alberghiere e ristoranti o, per l'alimentazione delle cucine in tali luoghi.¹⁷ A livello residenziale infatti si può dire che gli usi siano praticamente gli stessi di quelli considerati a livello commerciale, con l'unica differenza che nell'ambito residenziale ci si riferisce all'uso del gas naturale negli ambienti ad uso privato.

Sia nel contesto residenziale che commerciale però, l'uso del gas naturale è divenuto indispensabile. Nel ventunesimo secolo ormai la stragrande maggioranza delle abitazioni è dotata di almeno una caldaia alimentata a metano (o a GPL alternativamente) per il riscaldamento dell'acqua corrente e/o il riscaldamento degli ambienti. È questo il motivo per cui l'economia mondiale e la sopravvivenza delle persone, soprattutto nelle città è oggi strettamente legata alla disponibilità di gas naturale e lo sarà sempre più nei prossimi anni. Il gas naturale è infatti destinato a sostituire una parte importante, per differenti utilizzi, dei combustibili più inquinanti che nei prossimi anni verranno progressivamente abbandonati, quali principalmente carbone e prodotti petroliferi meno raffinati, oltre a venire impiegato per affrontare in maniera pulita e flessibile la crescente domanda energetica mondiale.¹⁸ Proprio per questo motivo, tenendo in considerazione quelli che sono gli utilizzi del gas naturale, il GNL assume sempre una maggiore importanza, garantendo grande flessibilità sia negli utilizzi che nelle strategie di approvvigionamento. Considerando dunque tale rilevanza e, tenendo a mente quali sono gli utilizzi del gas naturale in generale, nel prosieguo di questo capitolo si analizzeranno nello specifico gli andamenti della domanda di trasporto via mare di GNL, facendo specifico riferimento a quelle che sono le determinanti della domanda stessa.

¹⁴ <https://www.chimicaindustrialeessenziale.org/prodotti-chimici-di-base/ammoniaca/>

¹⁵ <https://www.eni.com/it-IT/attivita/metanolo.html>

¹⁶ <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780444634283503969>

¹⁷ <http://naturalgas.org/overview/uses-commercial/>

¹⁸ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, World Energy Report, Paris, 2022

2.3 LE DETERMINANTI DELLA DOMANDA DI TRASPORTO VIA MARE DI GNL

Quando si parla di domanda di trasporto di merce trasportata alla rinfusa bisogna in generale considerare diversi fattori che possono impattare su di essa e che possono essere riassunti in prima battuta in 2 macrocategorie: determinanti “esogene” e determinanti “endogene”. Mentre quelle esogene fanno riferimento all’andamento generale dell’economia e degli specifici settori utenti a cui il prodotto preso in considerazione si riferisce, le determinanti endogene fanno riferimento a dinamiche tipiche del comparto, ossia del sub-settore di appartenenza.¹⁹ Una dinamica molto importante da considerare è che tali determinanti talvolta creano delle reazioni a catena, e vengono ad intersecarsi tra loro, determinando una diversa risposta della domanda di trasporto.

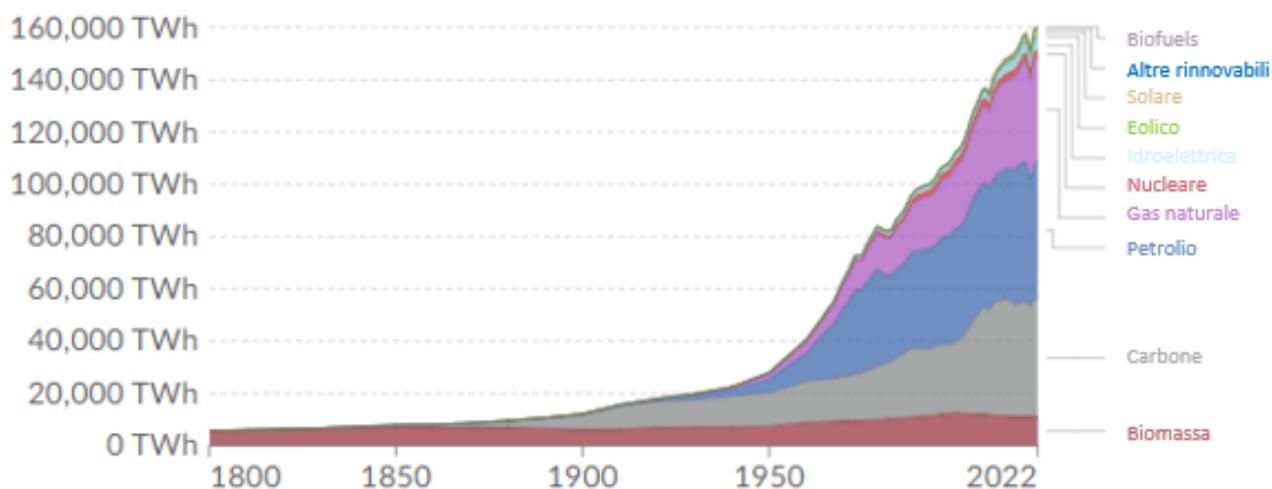
Prima di andare ad analizzare nello specifico le determinanti tipiche del comparto in analisi, bisogna partire dalla considerazione delle determinanti di carattere esogeno, riferite dunque al contesto macroeconomico. Per la sua natura di domanda derivata, come ampiamente anticipato, la domanda di trasporto dipende dalla domanda a valle di commodities, ossia dalla domanda dalle stesse nei luoghi in cui non sono disponibili e dunque necessitano di essere trasportate. Dunque, appare evidente in questo momento il collegamento indiretto tra la domanda di trasporto e l’andamento dell’economia. Ciò vuol dire che nei periodi di prosperità economica, essendoci una elevata domanda di commodity a valle, tenderà ad esserci un elevato livello di domanda di trasporto, mentre nei periodi di recessione economica si tenderà ad avere un livello di domanda di trasporto generalmente più basso. Per fare un esempio slegato dalla commodity oggetto di questa tesi, ma opportuno per la comprensione della teoria in analisi, nei periodi di prosperità economica si registra generalmente un incremento della domanda di trasporto di minerale di ferro e, questo perché generalmente l’industria delle costruzioni (sia a livello immobiliare che non) esprime una maggiore domanda di ferro, ghisa e acciaio, la cui produzione si basa proprio su questo prodotto. Per riportare questo esempio sul gas naturale, considerando quelli che sono gli utilizzi del gas stesso e l’impatto che il contesto macroeconomico può avere sulla domanda di energia elettrica, piuttosto che di

¹⁹ GOZZI A., SCARSI R., Bulk shipping, II ed., Giappichelli editore, Torino, 2013, pag. 34

ammoniac ed altri prodotti chimici per cui il gas naturale è una materia prima fondamentale, si può dire che al variare della domanda nei settori utenti del gas naturale, varia conseguenzialmente e, nella stessa direzione, la domanda di gas naturale e quindi di trasporto dello stesso. Bisogna però sempre considerare che il trasporto via mare di GNL non rappresenta l'unica modalità di trasporto di tale commodity, pertanto, in un'ottica di analisi della domanda della commodity ai fini della previsione della domanda di trasporto via mare, bisogna intersecare tutta una serie di analisi relative all'effettiva possibilità di servire le aree interessate con il GNL.

In riferimento a questa prima macrocategoria di fattori determinanti è doveroso inoltre evidenziare la relazione esistente tra PIL (principale indicatore dell'andamento economico) e domanda di trasporto registrata nel corso degli anni.²⁰ Il grafico sottostante dimostra proprio tale relazione.

Graf. 4.2 Evoluzione della domanda energetica mondiale tra il 1800 ed il 2022



Fonte: <https://ourworldindata.org/grapher/global-primary-energy>

La domanda energetica, a cui la domanda di gas fa riferimento, come si può vedere dal graf. 4.2, è cresciuta coerentemente con le diverse fasi dello sviluppo economico dal 1800 ad oggi, con una diversa importanza delle risorse energetiche. Nell'800 l'economia

²⁰ GOZZI A., SCARSI R., Bulk shipping, II ed., Giappichelli editore, Torino, 2013, pag. 36

era fondata sulla biomassa e sul carbone, tra il 1900 ed il 1950 invece lo sviluppo economico viene trainato da carbone e petrolio; dalla seconda metà del '900 ad oggi invece i protagonisti della domanda energetica sono petrolio e gas naturale, la cui crescita della domanda è sia causa che conseguenza di uno sviluppo economico e degli standard di vita più elevati del mondo occidentale. Nel corso del periodo considerato si vede quanto rapidamente ed in che proporzione cresce la domanda di gas naturale.

Come precedentemente anticipato, ogni sub-settore del trasporto via mare ha poi le sue specifiche determinanti della domanda. In questo caso si fa dunque riferimento alle specifiche ed agli andamenti dei singoli comparti, come quello meccanico, alimentare, dell'acciaio etc., a seconda di quelli che sono i settori utenti della commodity presa in considerazione e non tralasciando il fatto che tra i diversi settori ci sono delle importanti e, talvolta poco scontate, interdipendenze; ad esempio tra quello alimentare e quello dei fertilizzanti utilizzati ai fini della produzione dei prodotti alimentari derivati dalla terra. Nel caso del gas naturale liquefatto, vi sono varie determinanti tipiche dipendenti da diversi fattori, tra cui in particolar modo l'andamento della domanda di energia elettrica, piuttosto che dei settori chimici nei quali il gas naturale viene utilizzato come materia prima.

Andando più nello specifico a tal riguardo si possono distinguere in generale diverse componenti della domanda di trasporto, che possono essere riferite peraltro ad un arco temporale d'impatto differente. Si parla pertanto di determinanti strutturali, determinanti congiunturali, determinanti stagionali e determinanti occasionali della domanda. Le determinanti strutturali rappresentano quelle componenti che, relativamente al lungo periodo, fanno sì che una materia prima abbia un certo andamento annuo nella domanda; quindi, attengono principalmente all'andamento economico generale ed alle caratteristiche, nell'evoluzione e sviluppo dell'economia, caratterizzanti un determinato periodo storico.

Le determinanti congiunturali invece, fanno riferimento sia all'avvicinarsi delle diverse fasi dell'economia, sia a determinanti tipiche del comparto e ad eventi esogeni, che sono in grado di impattare sulla domanda di trasporto solamente nel medio termine. Si definiscono infatti congiunturali tali determinanti se, nonostante l'impatto più o meno marcato per un periodo fino ai 5 anni, non presentano le potenzialità per un impatto di maggiore risonanza, che possa andare addirittura a modificare i sistemi di funzionamento

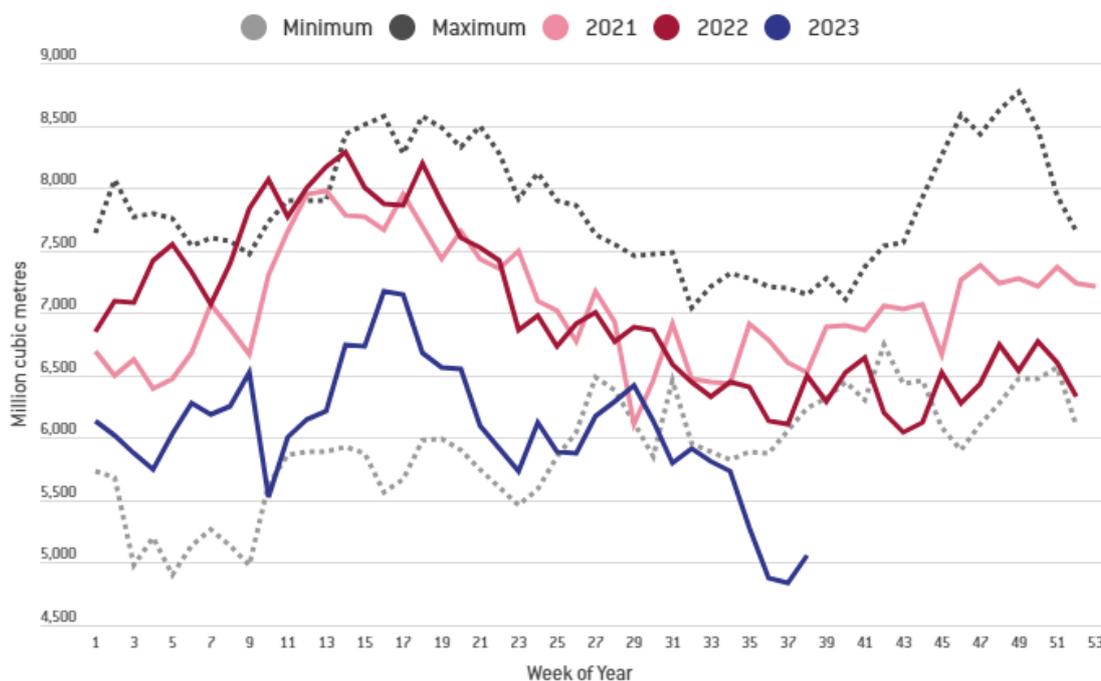
di base su cui la domanda, in una visione generale, si muove.²¹ In particolare, le determinanti congiunturali della domanda hanno un ruolo da protagonista, in quanto il periodo storico in cui tale elaborato viene scritto si trova particolarmente vicino a due eventi che hanno toccato in modo particolare sia l'economia che l'umanità intera: la pandemia mondiale da Covid-19 e la guerra russo-ucraina. Due eventi molto diversi tra loro dal punto di vista umano, sociale ed economico, ma che presentano impatti di diversa natura sugli argomenti oggetto di questa tesi e soprattutto, sull'andamento della domanda di GNL. Proprio per questo, meritano di essere oggetto di una trattazione separata ed esclusiva all'interno dell'elaborato stesso. Gli effetti della pandemia da covid-19 sulla domanda di trasporto di gas naturale liquefatto troveranno quindi spazio per una trattazione approfondita nel paragrafo successivo a questo, mentre agli impatti della guerra in suolo ucraino, viene dedicato un intero capitolo, ossia il quarto, in quanto la Russia è uno dei principali esportatori di gas naturale al mondo e dalle sue esportazioni "dipendono" alcuni dei Paesi del mondo più importanti a livello economico e non solo.

Le determinanti stagionali della domanda di trasporto via mare fanno invece riferimento alla rilevanza della stagionalità nella produzione o nel consumo dei prodotti oggetti del trasporto. Tale componente della domanda ha una rilevanza particolarmente significativa se si parla di GNL e di gas naturale in generale, in quanto come precedentemente visto, uno dei principali utilizzi del gas naturale è proprio relativo al riscaldamento e, alla produzione di energia elettrica, anch'essa in parte usata per il riscaldamento o il raffreddamento (tramite condizionatori) degli ambienti. Nei periodi invernali infatti, si registra una tendenziale crescita del consumo di gas naturale, il che fa sì che ci siano dei particolari picchi di domanda in determinati periodi in cui le temperature sono più rigide.²² Naturalmente al di là di quanto appena descritto, che rappresenta l'andamento generale, ci possono essere numerosi fattori che possono influire sulla domanda nei diversi mesi a cavallo tra la fine della stagione autunnale, l'inverno e l'inizio della primavera nelle diverse aree geografiche. Ad ogni modo dal grafico seguente si può desumere quanto appena descritto.

²¹ GOZZI A., SCARSI R., Bulk shipping, II ed., Giappichelli editore, Torino, 2013, pag. 35

²² <https://www.cmegroup.com/education/courses/introduction-to-natural-gas/introduction-to-natural-gas-seasonality.html>

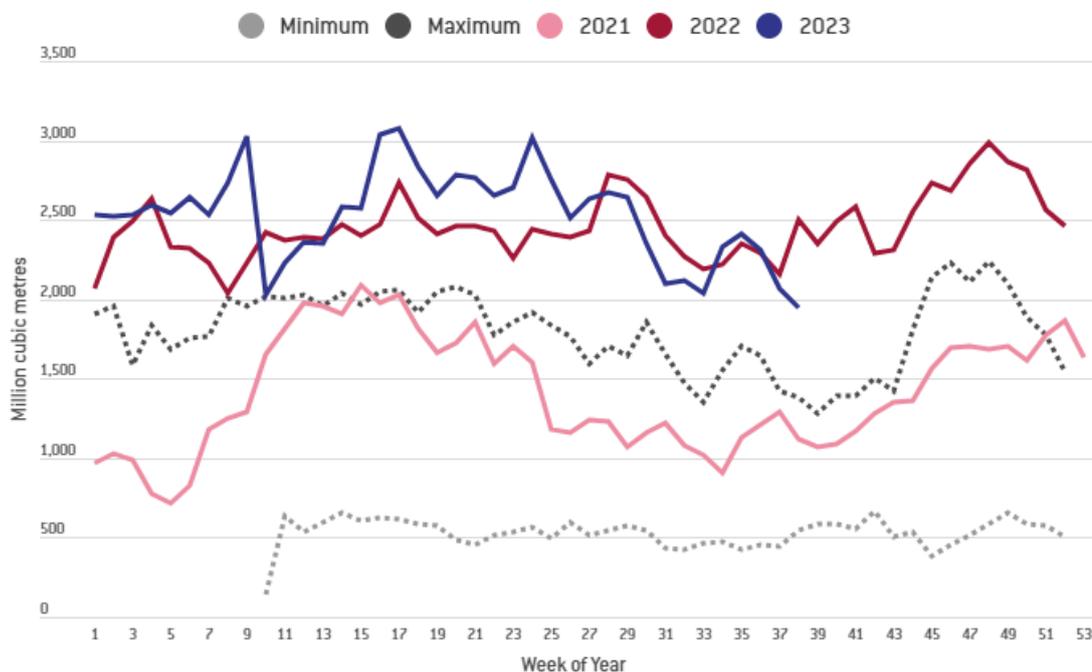
Graf. 5.2 Evoluzione della domanda europea di gas naturale durante il corso degli anni 2021, 2022, 2023



Fonte: <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>

Il graf. 5.2 riporta l'andamento del consumo di gas naturale in Europa nel corso degli anni 2021 (in rosa), 2022 (in rosso) e 2023 (in blu) fino al momento in cui, nel 2023, il grafico è stato realizzato. Le curve tratteggiate in grigio chiaro e grigio scuro invece, rappresentano rispettivamente gli andamenti minimi e massimi registrati. Al di là dei picchi di minore rilevanza, in tutti e tre gli anni si nota un picco annuale localizzato a cavallo dei mesi di febbraio, marzo e aprile, in cui la domanda è arrivata fino a circa 8000 milioni di m³ nel 2021, a circa 7200 milioni di m³ nel 2022 e a circa 8250 milioni di m³ nel 2023. Nelle settimane successive a tali picchi, la domanda ha un andamento decrescente ed il picco negativo si è verificato nella settimana 29 nel 2021 e nella settimana 43 nel 2022 per poi riniziare successivamente a crescere con l'avvento della stagione autunnale, a partire all'incirca dalla settimana 37. La stagionalità, dunque, alla luce dei dati riportati incide in maniera molto evidente sulla domanda di gas naturale. Ciò che però ai fini dell'analisi voluta in questa tesi è ancora più utile indagare è relativo al legame tra la domanda di gas naturale e la domanda di gnl.

Graf. 6.2 Evoluzione della domanda europea di GNL durante il corso delle prime 53 settimane degli anni 2021, 2022, 2023



Fonte: <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>

L'andamento della domanda di gnl europea negli anni 2021 (in rosa), 2022 (in rosso) e 2023 (in blu) fino al momento in cui, nel 2023, il grafico è stato realizzato, riportato nel grafico 6.2, segue lo stesso andamento generale della domanda di gas naturale riportata nel grafico precedente, in particolare per l'anno 2021, per cui si può dire che la forma della curva riportata sia quasi identica, ma traslata verso il basso, in quanto i quantitativi sono minori rispetto al gas che viaggia via gasdotto. Negli anni 2022 e 2023 invece, la curva ha una forma differente, con dei picchi molto meno marcati. Il carattere della stagionalità in questo caso si può dire che sia stato messo in secondo piano, in quanto lo scoppio della guerra in Ucraina e la riduzione della domanda di gas russo (che arriva in Europa tramite gasdotto) rappresentano le principali motivazioni alla base di questo andamento. Per questo motivo a tale grafico si farà successivamente riferimento nel corso di questo elaborato, quando si parlerà dell'impatto della guerra russo-ucraina sulla domanda di trasporto di gas naturale liquefatto. Ad ogni modo, facendo riferimento all'andamento del 2021 nel grafico 6.2, non viziato dalla componente congiunturale della domanda che ha condizionato e condiziona la domanda negli anni 2022 e 2023, si può

dire che per la domanda di gnl valgono le stesse dinamiche evidenziate per il gas naturale che viaggia via gasdotto allo stato gassoso.

Un'altra tipologia di determinanti della domanda di trasporto di bulk commodities che è doveroso prendere in considerazione è quella delle determinanti occasionali. In questa tipologia vengono considerate tutte quelle fattispecie che non rientrano nelle tipologie di determinanti finora analizzate e, che possono avere un impatto sulla domanda anche di carattere strutturale.²³ È importante considerare non solo la dinamica quantitativa della domanda, ma anche quella geografica. A livello di determinanti occasionali, pertanto, si pesi all'effetto che la crescita della costruzione dei terminali di liquefazione negli USA, a cavallo tra il 1972 ed il 1979,²⁴ ha avuto sulla matrice origine-destinazione dei traffici, oltre a quello che ha avuto sulla componente di carattere quantitativo. Quando nel paragrafo 2.5 verrà esaminata la matrice origine-destinazione relativamente ai traffici mondiali di gnl via mare, si comprenderà ancora meglio quanto l'entrata degli USA su questo mercato abbiano rappresentato un evento di svolta. Oppure si pensi alla spinta al mercato del GNL data dalla riuscita del primo trasporto di questo prodotto effettuato via mare nel 1959 dalla nave metaniera "Methane Pioneer", tra Lake Charles (in Louisiana) e Canvey Island (in Gran Bretagna).

Una volta esaminate quali sono le determinanti della domanda di trasporto di gas naturale è utile evidenziare come queste determinanti incidono sulle diverse aree geografiche, dunque sui diversi mercati, ma di questo si parlerà approfonditamente nel paragrafo 2.6 dedicato.

2.4 DETERMINANTI CONGIUNTURALI DELLA DOMANDA DI TRASPORTO DI GAS NATURALE: LA PANDEMIA DA COVID-19 E L'IMPATTO SULLA DOMANDA

Nel paragrafo 2.3 precedente a questo sono state analizzate le principali determinanti della domanda di trasporto via mare di GNL e, tra queste sono state citate le cosiddette determinanti congiunturali, ossia quelle che hanno un impatto sulla domanda, ma che non è in grado di modificare l'assetto strategico della stessa nel lungo periodo.

²³ GOZZI A., SCARSI R., Bulk shipping, II ed., Giappichelli editore, Torino, 2013, pag. 35

²⁴ <https://www.adriaticlng.it/en/the-terminal/why-lng/lng-history>

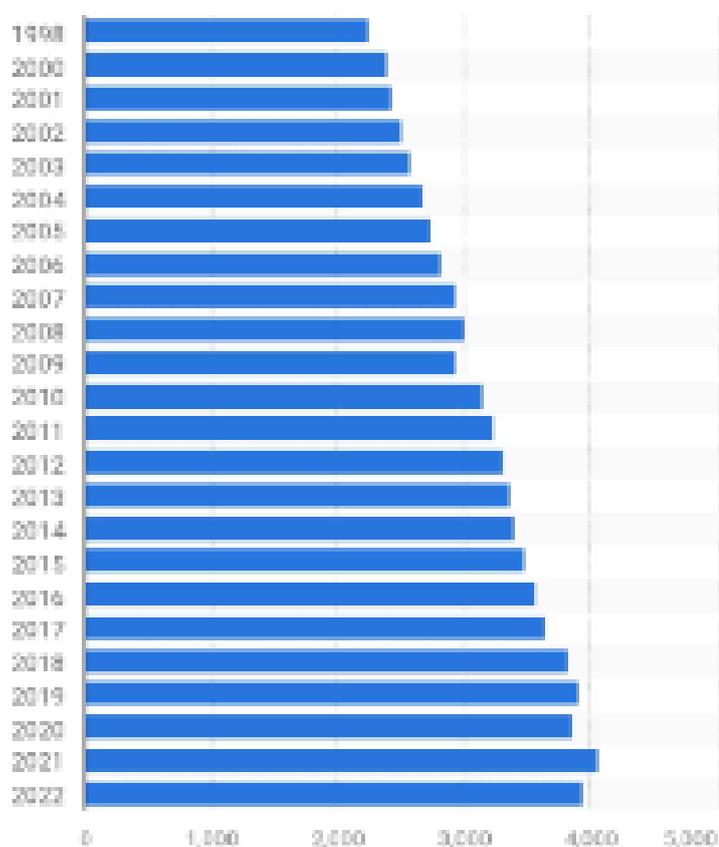
Alla fine del 2019 in Cina, precisamente nella provincia dell'Hubei, sono stati registrati diversi casi di persone affette da una nuova forma di polmonite determinata da cause virali, che nei mesi successivi è stata denominata Covid-19.²⁵ Al di là delle specifiche della malattia, la stessa è risultata ben presto molto aggressiva e pericolosa per l'uomo, fino a causarne la morte in alcuni casi, oltre che di facile trasmissione. Per tutelare l'incolumità delle persone, in un primo momento la Cina e a distanza di circa due mesi quasi tutti i Paesi del mondo, sono stati costretti ad applicare delle forti misure restrittive della libertà delle persone, che si sono sostanziate peraltro nel divieto di circolare in strada e al di fuori della propria proprietà privata, se non per specifiche motivazioni previste dalle norme o in casi di stretta necessità. Ciò significa che nella maggior parte dei Paesi del mondo le persone hanno dovuto affrontare periodi di diversi mesi nelle proprie abitazioni, potendo uscire solamente in specifici casi previsti dalle normative imposte, al fine di evitare di contrarre la malattia o di contagiare le altre persone se infetti. Per molti mesi, moltissime attività produttive di carattere industriale, attività commerciali, attività ricettive, sono state costrette ad interrompere la loro attività, oppure a lavorare a regime ridotto. Questo ha causato per moltissimi prodotti e servizi, una importante riduzione sia della domanda che dell'offerta. Da un lato l'impossibilità delle persone di alimentare la domanda di prodotti e servizi in maniera normale, a causa dell'impossibilità di seguire l'abituale stile di vita, dall'altro il calo dell'offerta di prodotti e servizi sia come risposta al calo della domanda, sia per la necessità di fermare le attività produttive e commerciali per garantire l'incolumità dei lavoratori, hanno causato una grave crisi economica in moltissimi mercati, che si è tradotta in una perdita di PIL mondiale stimata in tre volte maggiore a quella dovuta alla crisi finanziaria del 2008.²⁶ Tralasciando infatti l'impatto della pandemia sull'aspetto sociale e della salute dell'uomo, in quanto non oggetto di questa tesi, questo cambio forzato delle abitudini della popolazione tra l'inizio del 2020 e i primi mesi del 2022, causa di uno shock economico senza precedenti,²⁷ ha comportato degli importanti cambiamenti negli assetti e nelle strategie di molti mercati, compresi quelli delle materie prime.

²⁵ <https://www.epicentro.iss.it/coronavirus/sars-cov-2>

²⁶ <https://www.weforum.org/agenda/2020/09/an-economist-explains-what-covid-19-has-done-to-the-global-economy/>

²⁷ <https://www.bbc.com/news/business-51706225>

Graf. 7.2 Evoluzione della domanda di gas naturale nel mondo dal 1998 al 2022



Fonte: <https://www.statista.com/statistics/282717/global-natural-gas-consumption/>

Dal grafico 7.2 si può vedere l'andamento della domanda di gas naturale nel mondo tra il 1998 ed il 2022, espressa in miliardi di metri cubi. Come si può notare, l'andamento è quasi sempre in crescita ad eccezione di 3 anni fra quelli riportati: il 2009 (a causa della congiuntura economica negativa dovuta alla crisi finanziaria ed economica scoppiata l'anno precedente), il 2020 ed il 2022. Dunque nel 2020, durante l'anno più difficile della pandemia da Covid-19, si è avuto un calo della domanda rispetto all'anno precedente, ma di poco superiore all'1%²⁸, dovuto principalmente all'impatto della pandemia sul continente europeo, sul Nord America e sull'Asia, che assieme formano più dell'80% della domanda mondiale complessiva di gas naturale²⁹. Dunque, si può dire che le conseguenze negative della pandemia sulla domanda di gas naturale siano state davvero minime, soprattutto se paragonate a quelle di molti altri mercati, come quello del minerale

²⁸ <https://www.statista.com/statistics/282717/global-natural-gas-consumption/>

²⁹ <https://www.iea.org/news/the-covid-19-crisis-highlights-Ing-s-key-role-in-global-natural-gas-security>

di ferro³⁰, che ha subito un vero e proprio shock a causa della drastica riduzione della produzione di acciaio. In realtà questo risultato è un aggregato di diversi fattori. Durante i primi sei mesi del 2020 è stato riscontrato un eccezionale calo della domanda di gas naturale dovuto sia alle conseguenze della pandemia sulle attività produttive e commerciali, sia ad una stagione invernale straordinariamente mite nell'emisfero boreale, che hanno causato una vertiginosa discesa del prezzo del gas naturale, mai riscontrata prima d'allora. Alla fine del primo semestre dello stesso anno, l'agenzia energetica internazionale (IEA) aveva stimato un calo del consumo di gas naturale per il 2020 di circa il 4% rispetto ai dati del 2019, ma come anticipato, dai dati raccolti a fine anno la perdita è stata di ben 3 punti percentuali in meno rispetto a tali stime.³¹ Nel terzo trimestre del 2020 infatti, la domanda è riniziata a crescere, anche se molto lentamente, grazie al parziale miglioramento della situazione pandemica, ma i continui cambiamenti nelle misure adottate dai governi dei diversi Paesi per tenere sotto controllo l'espansione dei contagi e, la conseguente precarietà nello svolgimento delle attività produttive, hanno causato una volatilità della domanda di gas naturale di assoluta rilevanza. In questa situazione il gas naturale liquefatto è diventata una risorsa fondamentale, in quanto la flessibilità degli approvvigionamenti resa possibile dal trasporto via mare di GNL ha garantito ai mercati la possibilità di mitigare gli effetti negativi sui prezzi del gas dovuti alla volatilità della domanda. Proprio per questo, in base ai dati forniti dal gruppo Shell, il consumo di GNL a livello mondiale è stato quantificato in circa 360 miliardi di tonnellate nel 2020, rispetto ai 358 miliardi dell'anno precedente.³² Dunque si può dire che la situazione negativa del mercato del gas naturale venutasi a creare a causa della pandemia, abbia rappresentato una vera e propria opportunità per il trasporto marittimo del GNL e, questo a sua volta ha contribuito a mitigare la situazione negativa dovuta alla elevata volatilità della domanda e dei prezzi della commodity. L'utilizzo del trasporto via mare dove possibile, alternativamente a quello via gasdotto, ha dato dunque la possibilità ai Paesi esportatori di customizzare l'offerta a seconda dell'andamento della domanda nei diversi periodi, mitigando le conseguenze negative e invertendo la rotta nel secondo semestre del 2020, riportando per quanto possibile un certo equilibrio sui mercati.

³⁰ <https://www.mining.com/covid-19-impact-on-the-iron-ore-market-report/>

³¹ <https://www.iea.org/news/the-covid-19-crisis-highlights-lng-s-key-role-in-global-natural-gas-security>

³² <https://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2021/2020-lng-demand-holds-steady-despite-covid-19-set-for-growth-as-global-economies-recover.html>

Proprio in questo periodo sono state comprese ancora meglio dai Paesi le potenzialità strategiche del gas naturale liquefatto, data la capacità di garantire in un momento così difficile un approvvigionamento energetico sicuro e flessibile, adattabile alle specifiche esigenze del Paese importatore e in grado di dare un importante apporto in termini di equilibrio ad una economia caratterizzata da condizioni davvero precarie. Data la maggiore affidabilità dimostrata dal GNL, nonostante il graduale lento ritorno alla normalità dovuto al miglioramento della situazione pandemica, molti importatori sono rimasti fedeli agli approvvigionamenti via mare, riducendo gli approvvigionamenti via gasdotto; per questo negli anni successivi al 2020, nella fase di “recovery” della domanda di gas naturale, è stato registrato un incremento della domanda di GNL molto importante rispetto agli anni precedenti, come si può notare dal grafico 6.2, dove è evidente la crescente rilevanza della domanda di GNL rispetto a quella di gas in generale in Europa. Inoltre, le aspettative dei player sul mercato, in riferimento all’andamento della domanda di GNL nel medio e lungo termine, sono divenute ancor più positive dopo la pandemia, soprattutto da parte dei Paesi del sud-est asiatico.³³

La diretta conseguenza di questo netto cambio di considerazione del GNL da parte dei principali player mondiali è stata la presa in considerazione di un importante aumento dei progetti relativi alla realizzazione o adeguamento delle infrastrutture per la movimentazione del GNL, nelle diverse aree di interesse, in particolare in Europa e nel sud-est asiatico. La risposta da parte del mondo dello shipping è stato invece, come si potrà meglio comprendere nel capitolo successivo al presente, un aumento dell’offerta di trasporto ed un aumento degli ordini ai cantieri di nuove navi metaniere, nonostante il settore non sia in alcun modo caratterizzato da carenza di offerta.³⁴ Ma per comprendere la risposta dell’offerta di trasporto alla domanda di GNL in questo periodo bisogna che vengano innanzitutto comprese le caratteristiche generali dell’offerta di trasporto nel bulk shipping e le sue determinanti; pertanto, questo tema verrà meglio approfondito nel capitolo III. Nei 2 paragrafi di seguito invece, si procederà ad effettuare una analisi di quelli che sono i Paesi esportatori ed importatori di gas naturale liquefatto e, che dunque ne esprimono la domanda di trasporto via mare, al fine di poter tracciare nel paragrafo

³³ <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/how-covid-19-and-market-changes-are-shaping-lng-buyer-preferences>

³⁴ <https://www.woodmac.com/reports/lng-global-lng-shipping-orders-and-deliveries-58425985/>

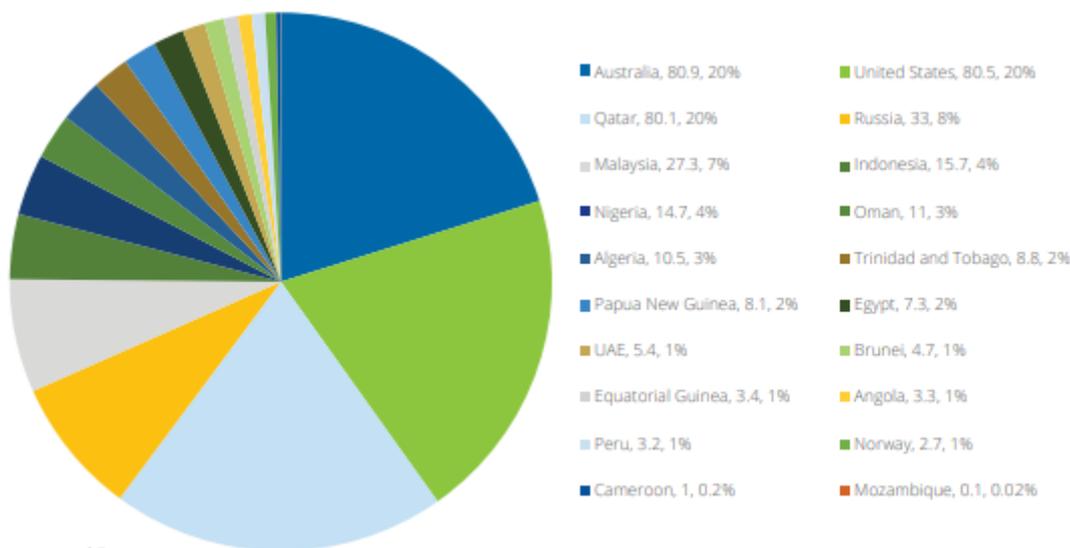
2.7 le principali rotte marittime del trasporto di GNL via mare, facendo opportuno riferimento alle evoluzioni a cui si è assistito a causa della pandemia.

2.5 I PAESI ESPORTATORI DI GNL E LA LORO CAPACITÀ DI LIQUEFAZIONE

Dopo aver analizzato le tematiche relative alle componenti che determinano la domanda di trasporto via mare di bulk commodities in generale ed aver opportunamente riportato delle esemplificazioni pratiche relative alla specifica commodity protagonista di questa tesi, prima di procedere nell'analisi dell'offerta di trasporto di GNL via mare risulta fondamentale effettuare una analisi geografica dei flussi di traffico. Per fare ciò è fondamentale andare prima ad analizzare quelle che sono le aree di esportazione ed importazione del GNL, per fare in modo di avere un riferimento sia a livello quantitativo che spaziale delle aree di origine e destinazione del trasporto della commodity, sulla base delle quali poi si potranno andare a tracciare quelle che sono le principali direttrici nell'ambito trasportistico. Proprio per questo, nel presente paragrafo e in quello successivo, verranno sostanzialmente poste le basi necessarie per l'effettuazione e la comprensione dell'analisi proposta nel paragrafo 2.7.

Dopo questa breve introduzione necessaria a comprendere i principi generali di ragionamento alla base della morfologia dell'analisi che verrà di seguito proposta, si può partire dai dati più aggiornati a disposizione, per comprendere innanzitutto quali sono i Paesi Esportatori e quali quelli importatori di GNL nel mondo.

Graf 8.2 Paesi esportatori di GNL nel mondo



Fonte: INTERNATIONAL GAS UNION, World LNG Report, London, 2023, p.24

Il grafico 8.2 riporta tutti i Paesi esportatori diretti di GNL, facendo riferimento ad un quantitativo totale di 401,5 milioni di tonnellate di commodity³⁵. Nel grafico in alto si notano subito 5 Paesi i cui quantitativi esportati risultano nettamente maggiori rispetto agli altri indicati. I Primi tre per importanza sono Australia, USA e Qatar, che insieme rappresentano in totale il 60 % delle esportazioni mondiali di gas naturale liquefatto, con un pari contributo da parte di tutti e tre i Paesi. Immediatamente dietro i primi tre poi, spiccano Russia e Malesia, rappresentanti rispettivamente l'8% ed il 7% del totale, seguiti da una serie di altri Paesi di minore rilevanza, quali: Indonesia (4%), Nigeria (4%), Oman (3%), Algeria (3%), Trinidad e Tobago (3%), Papua Nuova Guinea (2%), Egitto (2%), Emirati Arabi Uniti (1%), Brunei (1%), Guinea Equatoriale (1%), Angola (1%), Perù (1%), Norvegia (1%), Camerun (0,2%), Mozambico (0,02%).

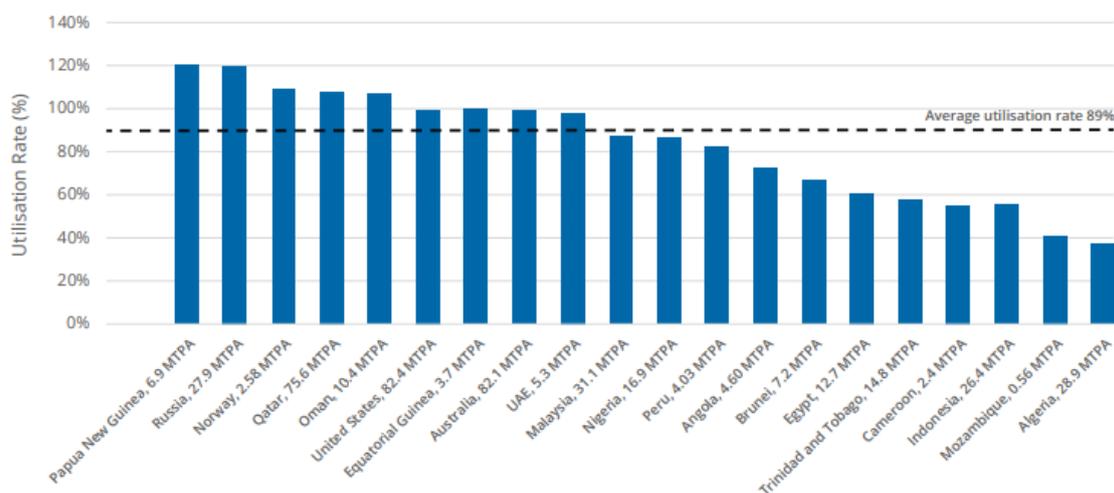
Rispetto all'anno precedente, il Qatar è sceso in terza posizione superato dagli Stati Uniti, nonostante un terminale di liquefazione in Texas con una capacità di liquefazione superiore a 15 milioni di tonnellate annue sia stato completamente messo fuori uso da un incendio alla fine del secondo trimestre dello stesso anno.³⁶

³⁵ INTERNATIONAL GAS UNION, World LNG Report, London, 2023

³⁶ <https://www.ft.com/content/d89b4b3d-1503-4d6f-b83a-9a17b0ec318f>

Al di là dei luoghi in cui sono esattamente localizzati i pozzi di estrazione del gas naturale in ogni Paese, ciò che è importante andare ad indagare è la capacità di liquefazione di questi Paesi e soprattutto quello che è il livello di sfruttamento della capacità a disposizione, essendo proprio la liquefazione il processo chiave per la fase di carico a bordo delle navi del gas naturale in forma liquida.

Graf 9.2 Capacità di liquefazione e tasso di utilizzo della capacità di liquefazione per ogni Paese esportatore



Fonte: INTERNATIONAL GAS UNION, World LNG Report, London, 2023, p.48

A fronte di una capacità di liquefazione globale di 478,4 milioni di tonnellate per anno³⁷ alla fine del 2022, come si può notare dal grafico 9.2 in alto, volendo fare una classifica dei Paesi esportatori in base alla loro capacità di liquefazione, al primo posto si posizionano gli Stati Uniti con 82,4 milioni di tonnellate per anno, al secondo posto l’Australia con 81,1 milioni di tonnellate per anno ed al terzo posto il Qatar con 75,6 milioni di tonnellate per anno. Ma ciò che bisogna considerare non è solo la capacità di liquefazione in sé, ma anche il tasso di utilizzo di questa capacità, ossia il rapporto fra l’utilizzo effettivo e la capacità massima degli impianti. Tra tutti i Paesi presi in considerazione si può dire che il tasso di utilizzazione medio sia dell’89% come si può notare dal grafico 9.2, ma con delle differenze importanti tra i diversi Paesi. Nel grafico,

³⁷ INTERNATIONAL GAS UNION, World LNG Report, London, 2023, p. 47

infatti, si notano Paesi con un tasso di utilizzazione della capacità di liquefazione molto basso ed altri con un tasso invece molto alto. In quelli che risultano essere i maggiori esportatori, il tasso di utilizzo della capacità di liquefazione è risultato nel 2022 superiore alla media riportata e, ciò denota dunque la necessità di incremento di tale capacità, in un'ottica di incremento della domanda nei prossimi anni. Solo nel 2022 infatti, la capacità di liquefazione mondiale è aumentata di 19,9 milioni di tonnellate, di cui più di due terzi ha interessato gli USA, mentre il resto ha riguardato progetti localizzati in Mozambico e Russia. Proprio il Mozambico peraltro, grazie ad un progetto del gruppo Eni, si è reso protagonista della sua prima esportazione di GNL nel Novembre del 2022, grazie al terminale Coral South FLNG.³⁸ In altri Paesi come l'Algeria o l'Egitto invece, il tasso di utilizzo della capacità di liquefazione risulta essere molto basso e le motivazioni alla base sono diverse, dalla competizione con i gasdotti (nel caso dell'Algeria in particolare), al sovradimensionamento degli impianti di liquefazione rispetto alla capacità estrattiva esistente (come nel caso dell'Egitto).

Tornando alle conseguenze del Covid-19 sul mercato del GNL, una di queste risulta essere proprio l'aumento dei progetti volti all'incremento della capacità di liquefazione di gas naturale. In alcuni casi infatti, l'input decisivo per l'avvio della progettazione è risultato essere proprio l'incremento della rilevanza di questa commodity a seguito della pandemia. Secondo quanto riportato dalla International Gas Union nel World LNG Report del 2023, nel mese di aprile dello stesso anno risultano attivi nel mondo progetti per la costruzione di impianti di liquefazione per una capacità totale di 178,3 milioni di tonnellate per anno, di cui circa il 44% riguardano gli Stati Uniti, per cui i progetti di Plaquemines LNG (situato nei pressi della foce del fiume Mississippi)³⁹ e quello di espansione del terminale di Corpus Christi⁴⁰ contribuiscono per circa il 25,5%. Degno di nota è inoltre il progetto relativo all'Altamira FLNG, che una volta completata la costruzione nei prossimi mesi, verrà localizzata a largo delle coste messicane, dove contribuirà alla realizzazione di un nuovo importante terminale di esportazione, alimentato dal gasdotto proveniente dai pozzi di estrazione texani.⁴¹ Inoltre uno dei player di maggior importanza sotto il punto di vista degli investimenti in terminali di

³⁸ INTERNATIONAL GAS UNION, World LNG Report, London, 2023

³⁹ <https://ventureglobalng.com/project-plaquemines/>

⁴⁰ <https://cheniere.com/where-we-work/ccl>

⁴¹ <https://www.newfortressenergy.com/stories/altamira-fast-lng-1-brings-positive-energy-mexico>

liquefazione è senza dubbio il gruppo “del cane a sei zampe”⁴². Il gruppo ENI infatti, indiscusso protagonista nel settore “oil and gas” nel continente africano, ha in programma importanti investimenti nell’ambito del gas naturale. Oltre ad aver rilevato dalla BP due campi di estrazione ed aver operato la prima esportazione di GNL dal Mozambico, nel 2022 l’ ENI ha confermato un importante progetto in Angola che vedrà la luce nel 2026 ed ha messo in opera la costruzione di una unità di liquefazione galleggiante destinata ai campi estrattivi della Repubblica del Congo.⁴³ I progetti dello stesso gruppo attivi in Nigeria, Egitto, Qatar, Libia e Cipro inoltre, contribuiranno nei prossimi anni ad un incremento del peso del gas naturale liquefatto sul mercato energetico, ma anche a favorire una maggiore stabilità dei Paesi interessati, grazie alla previsione di incremento delle esportazioni, dovuta peraltro alle numerose partnership con player di assoluto rilievo come BP, QatarEnergy e Sonatrach.

Alla luce dei progetti in essere che porteranno ad un importante incremento della capacità di liquefazione globale di gas naturale nei prossimi anni, al di là di quella che è l’offerta di GNL e della capacità dei diversi Paesi di renderla effettiva, bisogna comprendere che l’offerta stessa dipende in ogni caso dalla domanda della commodity stessa nei Paesi di importazione influenzata dalla loro capacità di rigassificazione del gas naturale in forma liquida presso i terminali di sbarco. È proprio questo dunque il tema che verrà affrontato nel paragrafo di seguito, a cui il presente risulta pertanto strettamente legato.

2.6 I PAESI IMPORTATORI DI GNL E LA LORO CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE

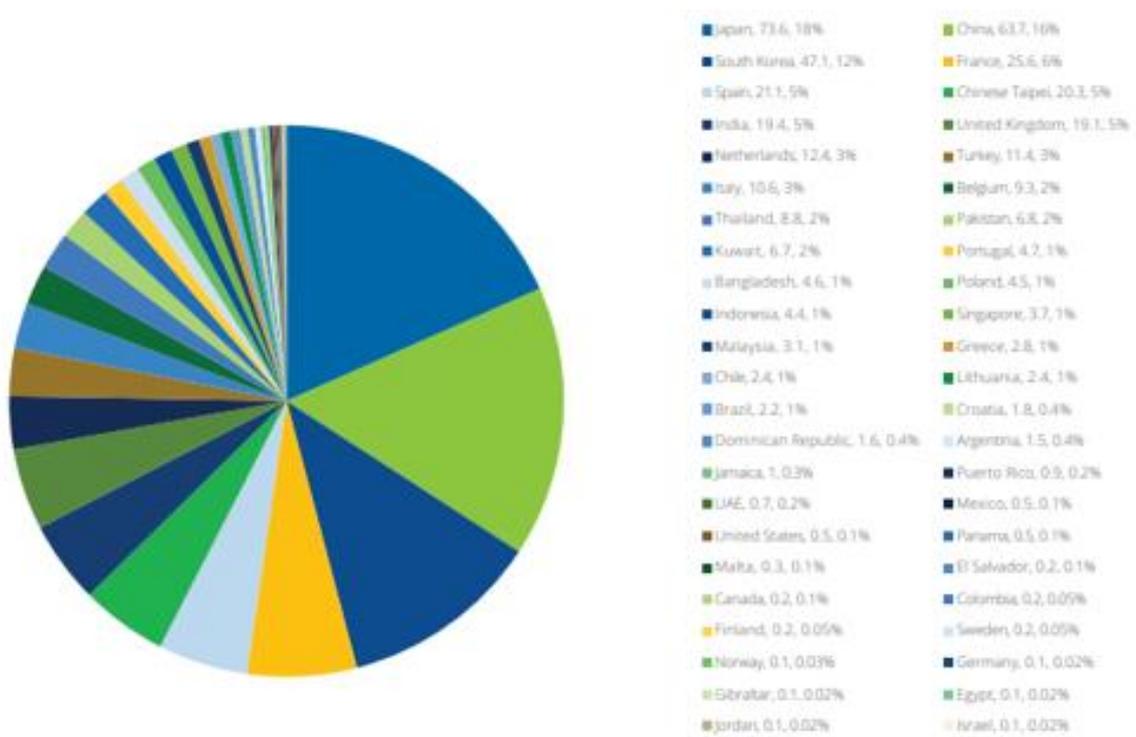
Il business del trasporto marittimo di bulk commodities è fondamentalmente governato dalla domanda, ossia dalla domanda di una commodity in luoghi diversi da quelli in cui è già disponibile, come si è potuto riscontrare dai temi finora trattati. Ciò che è fondamentale analizzare al fine di poter dare un giudizio sulla possibilità di sfruttamento dell’offerta della commodity stessa e sulla effettiva possibilità di una necessità di trasporto via mare del gas naturale in forma liquida verso una determinata area, è la

⁴² Espressione generalmente utilizzata per identificare il gruppo ENI facendo riferimento al suo marchio, ossia un cane a sei zampe.

⁴³ <https://www.eni.com/en-IT/media/diversification-energy-sources.html>

domanda di GNL espressa in quella determinata area. La domanda di GNL dipende poi in maniera molto rilevante da quelle che sono le capacità del Paese di destinazione in termini di rigassificazione, per fare in modo che, al di là del prodotto soggetto a reimbarco per una ulteriore fase di esportazione, il gas naturale che arriva in forma liquida attraverso le metaniere possa essere ri-trasformato in forma gassosa per essere distribuito all'utenza finale nel Paese stesso.

Graf. 10.2 Paesi importatori di GNL nel mondo nel 2022



Fonte: INTERNATIONAL GAS UNION, World LNG Report, London, 2023

Il grafico 10.2 riporta i primi 46 Paesi⁴⁴ che hanno importato gas naturale liquefatto nel 2022 e i rispettivi quantitativi in forma percentuale rispetto al quantitativo totale a livello globale di 401,5 milioni di tonnellate. Volendo fare una classifica prendendo come riferimento il presente grafico, il podio è completamente dominato da Paesi dell'Estremo Oriente, quali: Giappone, Cina e Corea del Sud. Rispetto al 2021 il Giappone ha effettuato

⁴⁴ Non prendendo in considerazione quei Paesi che hanno una capacità di rigassificazione di GNL inferiore a 0,5 milioni di tonnellate per anno e che hanno un impatto trascurabile sul mercato delle importazioni

un importante sorpasso della Cina che è scivolata in seconda posizione, grazie ad un rilevante numero di contratti di fornitura di GNL a lungo termine in essere che, nonostante la crisi energetica mondiale hanno mantenuto le forniture richieste dal mercato giapponese, nonostante il calo del quantitativo importato rispetto al 2021 da 74,9 a 73,6 milioni di tonnellate. La Cina invece, a causa delle conseguenze della pandemia da Covid-19 e la riduzione quindi delle operazioni di acquisto sui mercati spot effettuate dai compratori cinesi, ha subito un importante riduzione delle forniture rispetto al 2021, passando a 63.7 milioni di tonnellate nel 2022, dai 78.8 importati nel corso dell'anno precedente. L'incremento dei prezzi spot del GNL e del rischio nelle operazioni di acquisto dovute all'evolversi della situazione pandemica e le conseguenti misure drastiche di riduzione del contagio imposte dal governo cinese, hanno infatti comportato una importante riduzione della domanda nel 2022. Al terzo posto nella classifica dei principali Paesi importatori di GNL vi è poi la Corea del Sud, che ha consolidato la posizione del 2021 con 21,1 milioni di tonnellate importate nel 2022, anno in cui ha subito solo una lieve flessione delle importazioni di 0,6 milioni di tonnellate. Al quarto posto a livello globale si trova invece il primo Paese europeo in classifica: la Francia, che risulta dunque essere il primo importatore europeo di GNL con 25,6 milioni di tonnellate nel 2022, seguito dalla Spagna che, posizionatasi al quinto posto a livello globale nello stesso anno, risulta essere il secondo importatore europeo con 21.1 milioni di tonnellate importate. Proprio la Francia, peraltro, risulta essere il primo Paese tra tutti quelli riportati se si considera il livello di crescita annua. Dal 2021 al 2022 infatti, le importazioni francesi sono cresciute del 109%, un numero assolutamente impressionante che l'ha portata a sottrarre il quarto posto a Taiwan, che appare dunque sesto nella classifica di cui sopra con 20,3 milioni di tonnellate importate nell'anno in questione. In generale si può dire che per l'Europa il 2022 è stato un anno di crescita importante, per cui si è registrato un valore di importazione di GNL di 126,6 milioni di tonnellate. Principalmente a causa della crisi energetica europea di cui la principale responsabilità è del conflitto tra Russia e Ucraina scoppiato nel febbraio 2022, nello stesso anno i Paesi europei sono stati interessati in gran parte da un incremento delle importazioni di GNL via mare per compensare la riduzione delle forniture di gas russo via gasdotto, che alla fine del 2022 erano diminuite di oltre il 70% rispetto all'anno precedente. Quindi oltre alla Francia che

ha registrato un incremento delle importazioni di 13,4 MT⁴⁵ rispetto all'anno precedente, anche la Gran Bretagna⁴⁶ ha registrato un +8.2 MT, la Spagna un + 7.3 MT, i Paesi Bassi +6,4MT, il Belgio +5,6 MT e l'Italia +3.6MT. Un traguardo importante è stato poi raggiunto dalla Germania che è entrata nelle prime 46 posizioni della classifica dei maggiori importatori di GNL a livello globale, posizionandosi al quarantaduesimo posto con 100.000 tonnellate importate nel 2022. A livello europeo invece per Polonia (4,5MT), Portogallo (4,7MT), Grecia (2,8MT), Croazia (1,8 MT), Finlandia (500.000 T) e Svezia (50.000 T), non si sono registrati particolari variazioni nelle importazioni del 2022.

Per quanto concerne invece l'Asia-Pacifico, si può dire che rappresenta il mercato più importante per le importazioni di gas naturale liquefatto; non a caso infatti i primi tre Paesi nella classifica dei maggiori importatori rientrano in quest'area e, insieme a Malesia, Thailandia, Indonesia e Singapore (che contribuiscono in minor misura dei primi), nel 2022 hanno importato 160,9 milioni di tonnellate, nonostante l'importante calo delle importazioni rispetto agli anni precedenti dovuto in particolare al contributo della Cina.⁴⁷

Riguardo il continente americano, il peso delle importazioni di GNL per ogni Paese nel 2022 arriva a 2,4 MT e 2,2 MT nel migliore dei casi (per Cile e Brasile) mentre, come si può notare dal grafico, Repubblica Dominicana (1,6 MT), Argentina (400.000 T), Giamaica (300.000 T), Puerto Rico (900.000 T), Messico (100.000 T), Stati Uniti (100.000 T), Panama (100.000 T), Canada (100.000 T), Colombia (50.000 T), presentano un quantitativo importato molto ridotto. Rispetto agli anni precedenti, tralasciando la posizione degli USA (che sono tra i maggiori produttori ed esportatori al mondo e, per cui il valore delle importazioni è trascurabile), in quasi tutto il continente americano si è registrato un decremento delle importazioni di GNL. Il Brasile in particolare ha registrato una riduzione del 40% delle importazioni rispetto al 2022, dando maggiore spazio alla produzione di energia elettrica tramite centrali idroelettriche. Le uniche eccezioni sono rappresentate da Colombia, Panama, El Salvador e Giamaica, che hanno registrato un lievissimo incremento delle importazioni, comunque non superiore all'ordine delle 500.000 tonnellate nel migliore dei casi.

⁴⁵ Milioni di tonnellate

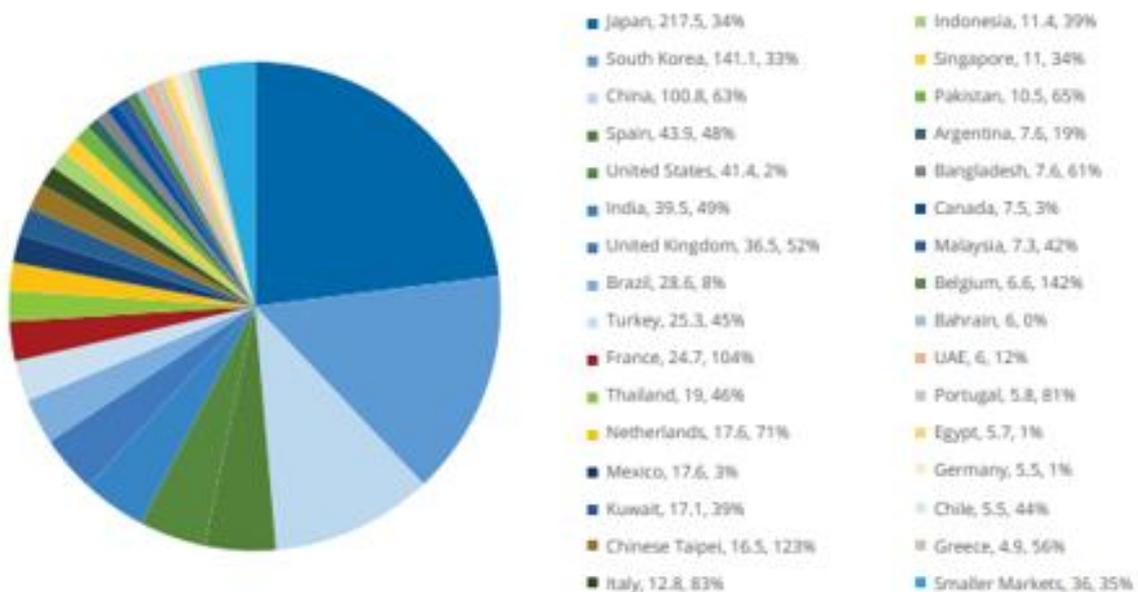
⁴⁶ Considerata tra i Paesi europei anche se formalmente fuori dall'Unione Europea

⁴⁷ INTERNATIONAL GAS UNION, World LNG Report, London, 2023

Quando si parla di importazioni di gas naturale liquefatto è importante considerare il fatto che il Paese importatore necessita di impianti di rigassificazione che gli consentano di riportare allo stato gassoso il prodotto che viene sbarcato in porto allo stato liquido.

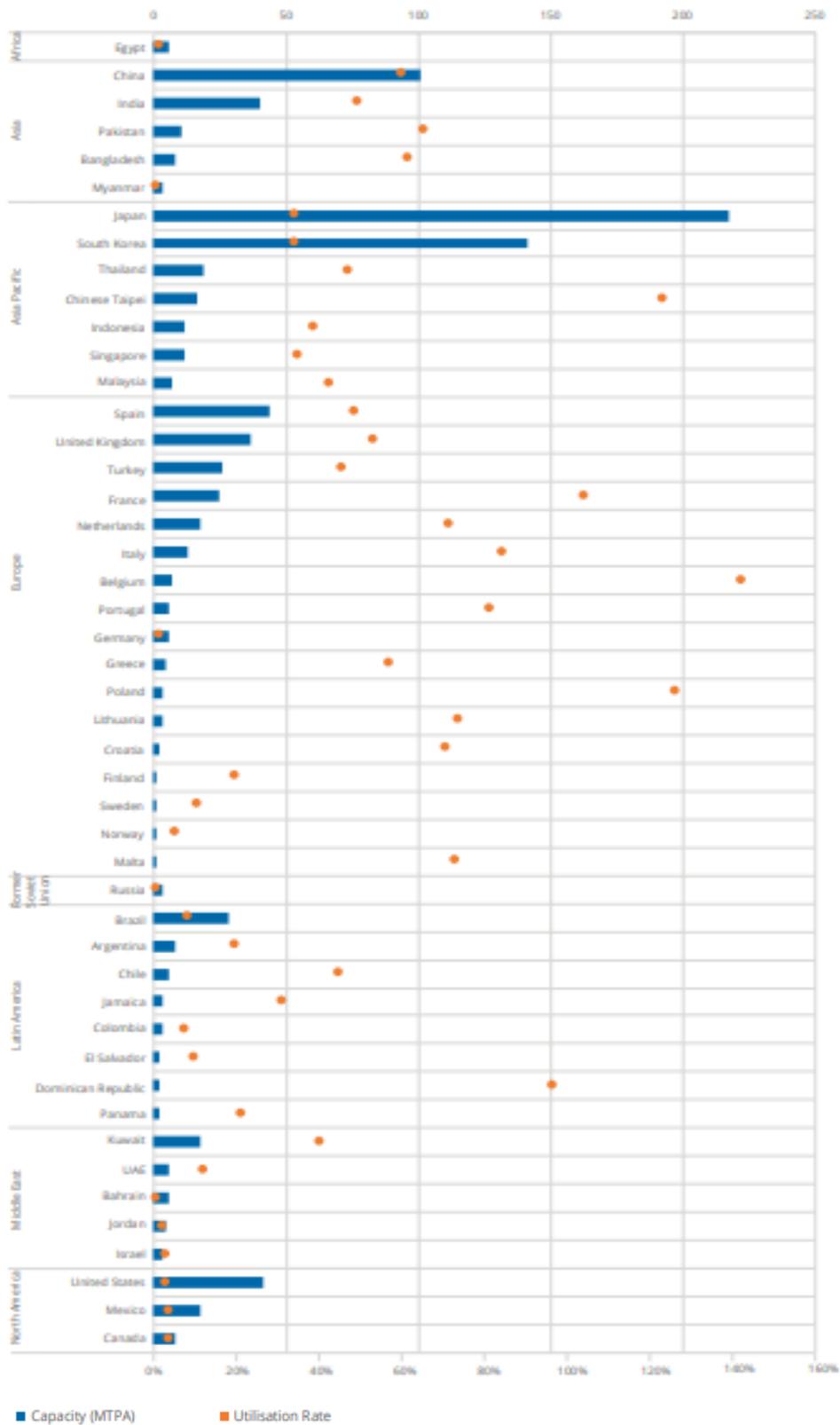
Al fine di analizzare la capacità di rigassificazione dei Paesi di cui sopra si può considerare il grafico 11.2, facendo riferimento ad una capacità di rigassificazione globale di 970.6 milioni di tonnellate per anno. Le analisi che verranno di seguito fatte, sono basate sul confronto tra il grafico 11.2 e il grafico 12.2 che invece mostra il confronto tra la capacità di stoccaggio dei Paesi importatori (in blu) e il tasso di utilizzazione della capacità di rigassificazione dei Paesi stessi (in arancione). Il presente confronto è necessario per comprendere soprattutto quali sono le potenzialità dei diversi Paesi a livello di importazione e, dunque, quale potrebbe essere il loro ruolo nei prossimi anni nel commercio internazionale di GNL.

Graf.11.2 Capacità di rigassificazione dei Paesi importatori di GNL al 2022



Fonte: INTERNATIONAL GAS UNION, World LNG Report, London, 2023, p. 45

Graf. 12.2 Confronto tra la capacità di stoccaggio di GNL e tasso di utilizzazione della capacità di rigassificazione nei diversi Paesi importatori nel 2022



Fonte: INTERNATIONAL GAS UNION, World LNG Report, London, 2023, p.90

Partendo dall'area asiatica si possono fare le seguenti considerazioni. Il Giappone, essendo il primo importatore al mondo di GNL dimostra di avere anche la maggiore capacità di rigassificazione, pari ad oltre un terzo di quella globale e, con impianti sia onshore che offshore. Questa enorme capacità non è però interamente sfruttata, ma presenta un tasso di utilizzo pari solamente al 34 % circa nel 2022, nonostante i grandissimi volumi importati. Al di là dei valori esatti, anche gli altri maggiori importatori asiatici presentano le stesse caratteristiche, ossia una grande capacità di rigassificazione, una grande capacità di stoccaggio, ma un basso tasso di utilizzo della capacità. Nonostante il sovradimensionamento degli impianti, in quasi tutta l'Asia è in previsione un incremento della capacità di rigassificazione e stoccaggio di GNL. Da questi dati si evince un messaggio molto importante, cioè che l'Asia conta sempre di più sul GNL e i traffici diverranno sempre più rivolti verso tali Paesi. Come si può notare dal grafico 12.2 però, questa tendenza non riguarda tutti i Paesi asiatici, ma solamente quelli che sono stati definiti come i più importanti player. Questo perché i primi tre importatori mondiali sono degli hub strategici per il GNL, importando grandi quantitativi di commodity che poi riesportano in parte verso gli altri Paesi asiatici.

Per quanto concerne il continente europeo invece, la capacità di rigassificazione e stoccaggio tende ad essere piuttosto ridotta, soprattutto se paragonata a quella dei più grandi importatori asiatici. Il Paese con la maggiore capacità di rigassificazione è la Spagna, che presenta congiuntamente un tasso di utilizzazione di tale capacità di poco inferiore al 50% e la capacità di stoccaggio più importante del continente. Questo perché nel caso del continente europeo è proprio la Spagna ad essere un hub strategico importante per il GNL, con un livello di riesportazione molto importante verso molti altri Paesi europei, tra cui anche l'Italia, soprattutto dal momento dello scoppio della crisi energetica nel 2022.⁴⁸ Per l'importanza delle conseguenze della crisi energetica mondiale, l'analisi della capacità di rigassificazione dei Paesi europei troverà spazio nel capitolo 4 della presente tesi.

Per quanto concerne il continente americano è opportuno distinguere tra Nord America e America Latina. Partendo dal Nord America, il dato più interessante è relativo

⁴⁸ <https://www.ilsole24ore.com/art/in-italia-boom-gnl-rivenduto-spagna-da-barcellona-export-moltiplicato-17-AExNvMCD>

gli Stati Uniti. Gli USA risultano infatti il quinto Paese al mondo per capacità di rigassificazione, ciò nonostante, le importazioni sono molto basse e il tasso di utilizzo della capacità di rigassificazione è di conseguenza basso, in quanto è anche uno dei maggiori produttori ed esportatori di GNL.

Per quanto riguarda l'America Latina invece, il Brasile coerentemente con la elevata posizione nella classifica dei maggiori importatori a livello mondiale di GNL, presenta anche una importante capacità di rigassificazione e stoccaggio. La riduzione delle importazioni nel 2022 ha però comportato anche una importante riduzione dell'utilizzo della capacità di rigassificazione, che non ha superato l'8%, a causa anche di un sovradimensionamento importante degli impianti, che peraltro si nota in quasi tutti i Paesi riportati nel grafico 12.2.

Riguardo i Paesi del medioriente invece, si può dire che al di là del Kuwait che ricopre una posizione di tutto rispetto nella classifica dei maggiori importatori, con una altrettanto non irrilevante capacità di rigassificazione e stoccaggio di GNL, gli altri Paesi hanno un ruolo davvero marginale nell'ambito del tema delle importazioni di questa commodity, al pari di altri Paesi del mondo che non sono stati citati nel corso dell'analisi finora riportata.

2.7 LE PRINCIPALI ROTTE MARITTIME DEL GNL A LIVELLO MONDIALE

Differentemente da altri subsettori del trasporto, nell'ambito del trasporto marittimo di GNL l'analisi delle rotte marittime è in gran parte vincolata dalla localizzazione dei terminali di liquefazione e rigassificazione nel mondo, presenti in numero assolutamente ristretto se paragonati ai terminali di caricazione e scarica di qualsiasi altra tipologia di commodity trasportata via mare. La presenza di impianti e strutture differenziate a seconda che si tratti di terminali di imbarco o di sbarco infatti, rende molto più facilmente individuabili e distinguibili le aree dalle quali il GNL viene esportato da quelle in cui viene importato, dando dunque una possibilità di schematizzazione maggiore delle rotte rispetto a quanto accade per il trasporto di molte altre tipologie di commodity via mare.

Una volta terminata l'analisi dei Paesi importatori ed esportatori di gas naturale liquefatto e delle capacità dei terminali di cui sono dotati per lo sbarco o l'imbarco della suddetta commodity in forma liquida, è possibile andare ad evidenziare quelle che sono le principali rotte marittime del GNL, in un certo senso elaborando le informazioni riportate nei capitoli precedenti. Per farlo si prendono dunque come riferimento i dati riferiti al 2022.

Unendo le informazioni che sono state analizzate in precedenza relativamente ai quantitativi di GNL importati ed esportati dai diversi Paesi, infatti, si ricava la tabella 1.2, che riporta sulle colonne i Paesi esportatori e sulle righe i Paesi importatori. Per completezza è necessario specificare che rispetto ai dati esposti precedentemente, riportati in tonnellate e milioni di tonnellate, quelli riportati nella tabella seguente sono riportati in metri cubi e miliardi di metri cubi di gas naturale liquefatto alla temperatura di 15°C e alla pressione di 1013 mbar e standardizzati facendo riferimento ad un potere calorifico lordo della commodity di 40 MJ/m³.

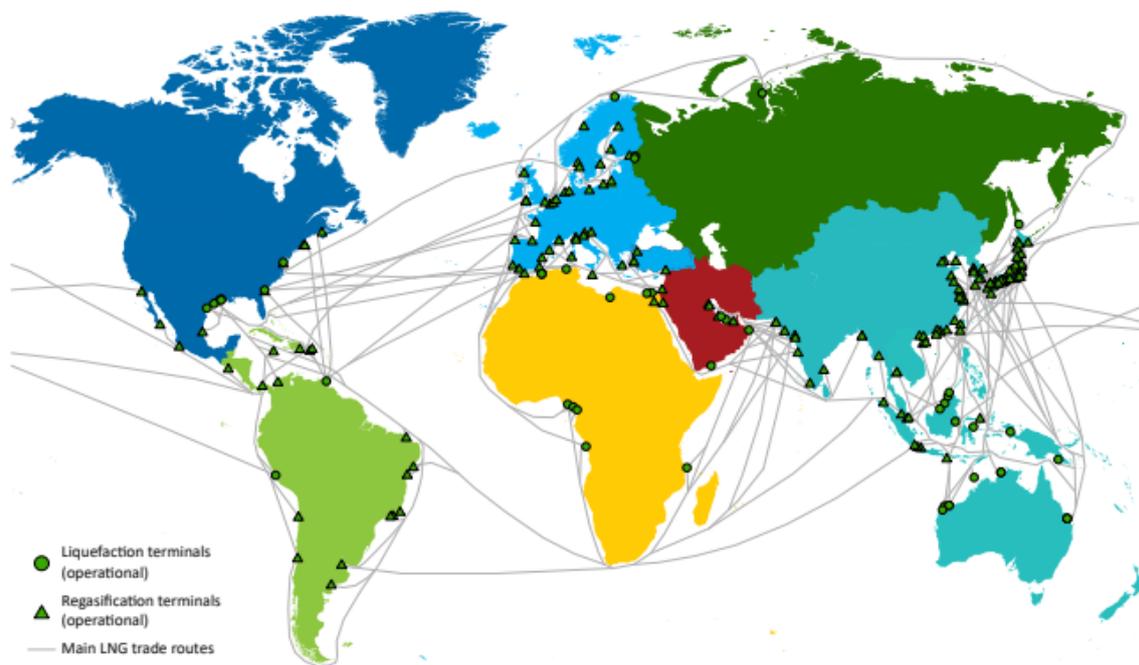
Tab. 1.2 Traffici di gas naturale liquefatto tra i diversi Paesi esportatori ed importatori nel mondo nel 2022

Billion cubic metres	US	Mexico	Canada	Other Americas*	North America	Other Europe**	France	Spain	Italy	UK	Other Europe	Europe	Egypt	UAE	Middle East & Africa	China	India	Japan	Malaysia	Pakistan	Singapore	South Korea	Taiwan	Thailand	Other Asia Pacific	Asia Pacific	Total imports
Canada	†	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1
Mexico	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6
US	-	-	0.6	†	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.7
North America	0.1	0.1	0.6	†	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.3
Argentina	1.8	-	0.1	-	0.1	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.3
Brazil	1.9	-	-	-	-	0.1	-	-	0.1	-	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.3
Chile	0.8	-	1.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.3
Other S. & Cent. America	1.9	-	2.8	†	-	0.2	-	-	0.2	-	-	-	-	-	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.5
S. & Cent. America	6.5	-	3.9	†	0.1	0.3	-	0.2	0.2	-	-	-	0.1	-	0.5	1.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.5
Belgium	2.3	-	-	-	0.1	0.1	2.9	-	6.8	-	-	-	0.1	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.4
France	15.5	0.1	0.4	-	1.3	0.1	7.4	-	2.2	-	-	-	4.8	1.0	0.8	1.3	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35.1
Italy	3.1	-	0.3	-	0.1	0.9	-	0.1	7.1	-	-	-	1.5	-	0.6	0.2	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.3
Spain	11.6	0.2	1.2	-	0.1	†	5.0	0.5	1.4	-	-	-	0.4	0.3	1.4	5.7	0.9	†	-	-	†	†	-	-	-	-	28.8
Turkiye	5.3	-	0.4	-	-	0.2	0.3	0.1	0.1	-	-	-	5.4	0.1	2.2	0.8	0.1	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	15.1
United Kingdom	12.4	2.2	0.2	-	0.2	0.1	0.5	†	8.0	-	-	-	0.6	0.6	0.1	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.3
Other European Union	21.8	-	1.7	-	1.8	0.9	3.4	-	2.5	-	-	-	0.7	0.9	1.4	3.5	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39.1
Rest of Europe	-	-	-	-	-	0.1	†	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1
Europe	72.1	2.4	4.1	-	3.7	2.4	19.6	0.8	28.0	-	-	-	13.4	2.9	6.5	12.0	2.2	†	-	0.1	†	-	-	-	-	-	170.2
Egypt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kuwait	1.5	-	0.4	-	-	0.2	-	0.2	3.9	0.4	-	-	0.1	-	0.2	1.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.4
United Arab Emirates	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9
Other Middle East & Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1
Middle East & Africa	1.5	-	0.4	-	-	0.2	-	0.2	4.8	0.4	-	-	0.1	-	0.3	1.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.4
China	2.6	0.3	0.6	-	0.2	6.1	0.9	24.8	0.3	-	-	-	0.1	-	0.4	0.6	1.5	35.0	0.5	5.1	10.2	3.2	0.8	-	-	-	93.2
India	3.3	-	0.2	-	0.4	0.6	1.3	14.7	3.8	-	-	-	0.3	0.9	0.2	1.3	0.7	0.6	-	0.1	0.1	-	-	-	-	-	28.4
Japan	5.6	0.3	0.1	-	-	9.2	3.4	3.9	1.8	-	-	-	0.2	-	0.2	1.3	0.2	41.9	4.4	3.5	16.3	5.4	0.4	-	-	-	98.3
Malaysia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.8	1.0	-	-	-	-	-	-	-	3.8
Pakistan	0.1	-	-	-	-	-	8.6	0.2	-	-	-	-	0.1	0.1	0.1	0.4	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	9.7
Singapore	0.6	-	0.1	-	-	†	0.1	-	0.5	-	-	-	-	0.1	0.1	†	0.1	3.4	-	0.1	0.1	-	-	-	-	-	5.2
South Korea	7.8	0.9	0.2	-	0.2	2.7	6.9	13.4	0.6	-	-	-	0.1	-	0.7	0.8	0.4	15.9	0.3	4.4	7.5	0.8	0.4	-	-	-	63.9
Taiwan	2.9	0.2	-	-	-	1.5	0.5	7.2	0.3	-	-	-	-	-	0.4	0.2	10.1	0.1	1.5	0.8	1.8	-	-	-	-	-	27.4
Thailand	0.7	-	0.7	-	-	0.1	0.1	0.9	3.2	0.2	-	-	-	0.1	0.2	0.5	0.1	1.9	0.3	0.1	2.2	†	-	-	-	-	11.4
Other Asia Pacific	0.4	-	-	-	-	0.3	-	4.8	-	-	-	-	0.1	-	0.1	0.4	0.1	0.4	-	0.1	0.1	-	-	-	-	-	6.7
Asia Pacific	24.1	1.7	1.9	-	0.9	20.6	13.8	81.1	7.1	-	-	-	0.8	1.2	2.2	5.6	3.2	112.0	6.4	14.9	37.4	11.4	1.6	-	-	-	347.9
Total exports	104.3	4.2	10.9	†	3.7	3.8	40.2	15.0	114.1	7.6	-	-	14.4	4.1	8.9	19.6	7.0	112.3	6.4	15.5	37.4	11.4	1.7	-	-	-	542.4

Fonte: ENERGY INSTITUTE, Statistical Review of World Energy, London, June 2023

Dalla tabella 1.2 si può poi ricavare la mappa riportata nella figura 2.2 di seguito in cui si distinguono i terminali di liquefazione (operativi) contrassegnati dai cerchietti verdi ed i terminali di rigassificazione operativi contrassegnati dai triangolini verdi. Le curve che collegano i terminali sulla mappa rappresentano pertanto le rotte marittime che collegano i diversi terminali.

Fig.2.2 Mappa delle principali rotte marittime mondiali del GNL



Fonte: INTERNATIONAL GAS UNION, World LNG Report, London, 2023, p.

77

Guardando i dati nella tabella in alto, il primo dato che salta all'occhio è quello relativo alle esportazioni dagli Stati Uniti verso l'Europa, già importanti prima della crisi del 2022, ma che in seguito divengono sempre più importanti per gli approvvigionamenti europei, motivate dunque da una strategia di diversificazione delle fonti del gas naturale e finalizzate alla riduzione della dipendenza dal gas russo. Le principali rotte per

quantitativi di merce trasportata sono dunque quelle che collegano i terminali di liquefazione sulla costa atlantica statunitense e, del Golfo del Messico in particolar modo, ai terminali europei. Dagli Stati Uniti i principali terminali di imbarco sulla costa orientale sono quelli di Freeport, Savannah (Elba Island), Portland (Corpus Christy LNG), Sabine Pass e Hackberry,⁴⁹ dai quali il GNL viene poi trasportato in Europa principalmente verso i terminali di sbarco spagnoli (situati a Murgados – El Ferrol, Bilbao, Barcellona, Sagunto, Huelva e Cartagena) e francesi (situati a Montoire en Bretagne e Dunkerke)⁵⁰, oltre che verso Portogallo, Italia e altri Paesi europei importatori, seppur in minori quantitativi. L'importanza di queste rotte viene chiaramente evidenziata dalla tab.1.2 che riporta ben 71,1 miliardi di m³ di GNL esportati dagli USA verso i Paesi europei nel 2022. Dagli Stessi terminali di imbarco statunitensi poi, il GNL viene trasportato verso l'Asia (navigando verso il Capo di Buona Speranza per poi essere scaricato principalmente negli Stretti, in Cina o in Thailandia) o l'America Latina (Cile, Argentina e Brasile principalmente). In Corea del Sud e Giappone invece arriva il GNL americano imbarcato a Freeport, Sabine Pass LNG, oppure sulla costa Occidentale degli USA.

Una altro dei principali Paesi esportatori di GNL è poi l'Australia, per l'esattezza il più grande esportatore mondiale, in base a quanto è risultato dall'analisi fatta nel capitolo 2.5 e riscontrabile nella tabella 1.2. Da qui il GNL viene trasportato principalmente verso i vicini Paesi dell'Asia Pacifica, tra cui rientrano peraltro i principali importatori al mondo: Giappone, Cina, Corea del Sud e Taiwan in particolare. Proprio per questo motivo tutte le rotte marittime che collegano l'Australia con questi Paesi sono tra le più importanti al mondo (cubando oltre i 110 miliardi di m³ ogni anno)⁵¹, nonostante alcune, come si vedrà tra poco ricoprono una posizione di particolare rilievo rispetto alle altre. In questo caso, dunque, si possono prendere come riferimento i traffici con origine nei terminali di imbarco situati sulle coste dell'area settentrionale dell'Australia, quali i terminali di Gladstone e Queensland Curtis nella parte Nord-orientale e Pluto, Gorgon Wheatstone, North West Shelf, Ichthys e Prelude floating LNG⁵² e, con destinazione i terminali di importazione dell'Asia-Pacifica. I terminali di sbarco in quest'area sono davvero molti e caratterizzati quasi tutti da una assoluta rilevanza a livello di volumi di

⁴⁹ <https://atlas.eia.gov/maps/e2e0a3828d3548b29aa03b7a53a4efb5>

⁵⁰ EUROPEAN COMMISSION, EU-US LNG Trade, Bruxelles, 2022

⁵¹ ENERGY INSTITUTE, Statistical Review of World Energy, London, June 2023

⁵² <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=40853>

traffico; non a caso proprio nei primi tre Paesi importatori si trovano la maggior parte dei più grandi terminali a livello mondiale, quali quelli di Incheon, Tongyeong e Pyeongtaek in Corea del Sud⁵³, quelli di Sodegaura LNG, Senboku II, Negishi, Futtsu in Giappone⁵⁴ e, quelli cinesi di Dalian, Guandong Dapeng, Jiangsu, Fujian, Zhejiang Ningbo, Tangshan e Shanghai Yangshan⁵⁵.

Senza alcun dubbio, si può dire che le rotte delle quali si è parlato finora siano le più importanti a livello mondiale; non a caso il Baltic Exchange ai fini della costruzione di particolari indici relativi all'andamento del mercato dei noli per le navi metaniere, ha scelto come riferimento alcune delle direttrici principali identificate finora. In particolare, le rotte prese in considerazione dal Baltic Exchange sono le seguenti 3. La Prima è la rotta pacifica che collega il terminale di Gladstone (in Australia) a quello di Tokyo (in Giappone). La seconda è quella che collega il terminale di esportazione di Sabine Pass LNG, situato nel Golfo del Messico, a quello di Grain (in Gran Bretagna). La terza direttrice è invece quella che ha origine nello stesso terminale di esportazione americano di riferimento della rotta precedente e termina nel terminale giapponese di Tokyo, transitando per il Canale di Panama.⁵⁶

Al di là delle specifiche degli indici di riferimento per il mercato del trasporto marittimo del GNL elaborati e pubblicati dal Baltic Exchange, che verranno successivamente analizzati, la breve digressione appena conclusa risulta di fondamentale importanza per la comprensione di quelle che sono le principali direttrici marittime del GNL, oggetto di questo capitolo e derivate dall'incrocio tra la domanda e l'offerta della commodity, che definiscono i luoghi e le caratteristiche della domanda di trasporto della commodity stessa.

Nonostante quelle analizzate finora risultano essere le principali a livello intercontinentale, dai quali è influenzata la gran parte del mercato mondiale, ci sono altre rotte non trascurabili a livello internazionale, facilmente identificabili dall'analisi della tabella 1.2. Si pensi ad esempio alla rilevanza per l'Europa delle rotte attraverso le quali viene rifornita di GNL da Qatar e Algeria, di fondamentale rilevanza nel Mediterraneo, soprattutto a livello strategico; oppure alle rotte che collegano i terminali siberiani (Ust-

⁵³ <https://iqpc.com/media/5796/2214.pdf>

⁵⁴ <https://iqpc.com/media/5796/2214.pdf>

⁵⁵ <https://www.statista.com/statistics/1263948/largest-operational-lng-terminals-by-capacity-in-china/>

⁵⁶ <https://www.balticexchange.com/en/data-services/routes.html>

Luga e Sabetta tra tutti) all'Europa continentale o all'Asia-Pacifica; senza tralasciare le direttrici di esportazione dal Qatar verso i maggiori importatori asiatici.

In base a quanto appreso finora si può dire che nel business del trasporto via mare del GNL prevalgono i trasporti sulle lunghe distanze, in quanto nonostante siano frequenti i trasporti anche sulle brevi distanze, riguardano principalmente le rilocalizzazioni del prodotto da un hub principale (come nel caso della Cina) verso le diverse destinazioni minori. Non sono pertanto da trascurare tutte quelle rotte minori intra-asiatiche, all'interno del Mar Mediterraneo o tra mediterraneo e Nord Europa, necessarie in qualche caso anche al trasporto del prodotto dagli hub di importazione principali verso i Paesi di ri-esportazione. Ad ogni modo come si vedrà nel capitolo successivo al presente, la flotta mondiale di navi metaniere è costituita prevalentemente da navi di grandi e grandissime dimensioni, comprese tra 70,000 e oltre 260,000 tonnellate di portata lorda e, con una portata cubica di oltre 300,000 tonnellate, destinate ad operare sulle medie e lunghe distanze. Proprio nel capitolo 4 dedicato all'offerta di trasporto marittimo di GNL, infatti, si comprenderà che le ragioni di questa scelta non risiedono solamente nelle distanze da percorrere, ma anche in altri importanti fattori, tra cui lo sfruttamento di importanti economie di scala.

Dopo aver dunque terminato l'analisi di tutti gli elementi che caratterizzano la domanda di gas naturale e di GNL e, di conseguenza la domanda di trasporto via mare della stessa commodity, si può passare all'analisi dell'offerta di trasporto e delle sue specificità nell'ambito del trasporto di gas naturale liquefatto, che sarà pertanto oggetto del capitolo III.

CAPITOLO III

ANALISI DELL'OFFERTA DI TRASPORTO VIA MARE DI GNL

3.1 INTRODUZIONE

Dopo aver analizzato le principali caratteristiche della domanda di trasporto via mare della commodity protagonista di questa tesi, considerandola come domanda derivata della domanda della commodity stessa nei diversi mercati di riferimento, nel capitolo di seguito si procederà all'analisi dell'offerta di trasporto di gas naturale da parte delle compagnie armatoriali. Verranno pertanto analizzati innanzitutto i profili tecnici che caratterizzano questa particolare tipologia di navi al fine di poter comprendere alcune fondamentali tematiche economiche legate all'offerta; poi si procederà con una analisi più dettagliata dell'offerta, entrando in particolar modo nel merito delle caratteristiche della flotta operativa. Infine, dopo aver analizzato l'andamento del mercato dei noli per le suddette navi, si effettuerà una breve analisi della possibile evoluzione della flotta di gasiere nei prossimi anni.

Prima di passare però alle tematiche appena menzionate, al fine della comprensione dell'analisi seguente, è doverosa una introduzione relativa alle caratteristiche generali dell'offerta di trasporto di bulk commodities via mare.

Per offerta di trasporto via mare si intende, nell'ambito del bulk shipping business, la capacità di stiva misurata in termini di portata lorda o volume di stazza disponibile sul mercato.

L'entità della flotta globale è determinata dalle decisioni degli armatori conseguenti agli andamenti della domanda di trasporto di una specifica commodity di riferimento, che possono comportare l'incremento o la diminuzione dell'entità della flotta stessa, quali: commissionamento della costruzione di nuove navi ai cantieri (e successiva consegna da parte degli stessi), disarmi e demolizioni. Mentre l'obiettivo della prima attività indicata comporta l'incremento dell'entità della flotta, le altre due comportano una riduzione della stessa. Per la determinazione dell'offerta effettiva bisogna poi considerare congiuntamente a quanto sopra, altri tre elementi che attengono alle modalità di utilizzo delle navi da parte degli armatori, le relative performance ed eventuali affondamenti. Di certo l'impatto degli affondamenti risulta negativo, ma le modalità di utilizzo delle navi e le loro performance possono avere invece un impatto positivo o

negativo sull'offerta di stiva effettiva a seconda di diversi elementi, quali: la capacità di stiva della nave, le modalità e l'intensità dell'impiego operativo, la lunghezza delle rotte, la consistenza dei carichi, la disponibilità di carichi di ritorno, la velocità media di navigazione, i tempi di sosta in porto. Per fare un esempio, l'armatore può decidere di impiegare la flotta facendola navigare ad una bassa velocità, senza sfruttare l'intera capacità di stiva della nave e, navigando in zavorra durante il viaggio di ritorno; oppure far viaggiare la nave ad una velocità maggiore, a pieno carico e non in zavorra nel viaggio di ritorno. Nel primo caso avrà dunque evidentemente una performance migliore del secondo in termini di quantitativo di merce trasportato in un certo arco temporale di riferimento. Naturalmente le decisioni relative alle modalità d'impiego delle navi da parte dell'armatore sono strettamente legate all'andamento dei noli e, generalmente, più i noli sono alti, più si tende ad impiegare le navi in maniera efficiente, in modo tale da massimizzare lo sfruttamento della capacità di stiva e incassare noli di maggior valore.

Conoscendo le nozioni di base relative all'offerta appena esaminate, si possono comprendere le modalità di analisi dell'offerta di stiva a cui si farà riferimento nei paragrafi di seguito.

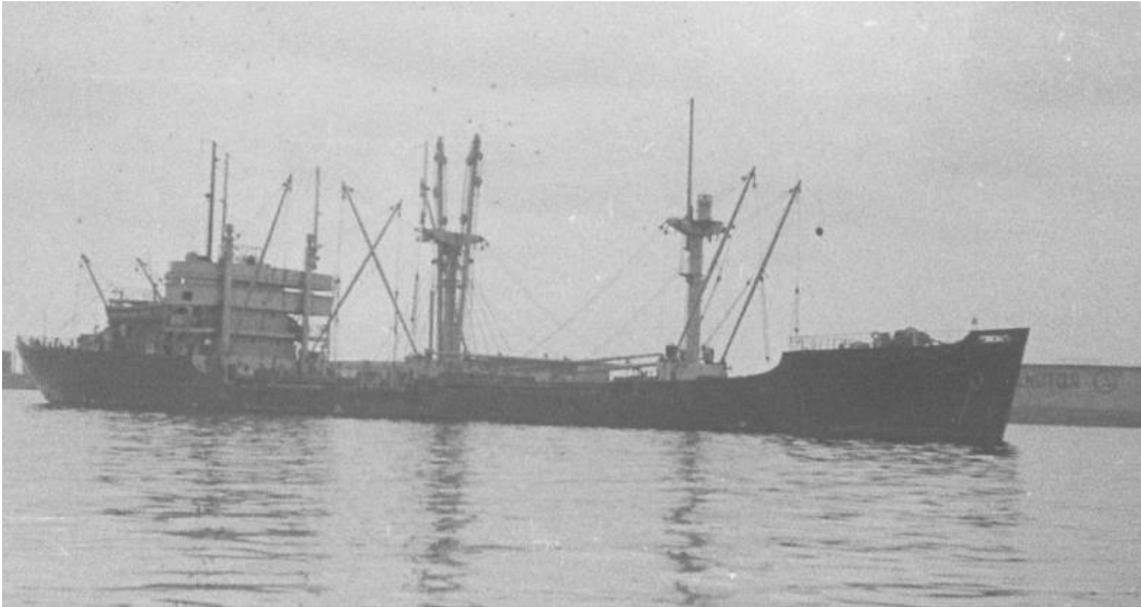
3.2 LE NAVI METANIERE: PRINCIPALI CARATTERISTICHE E CLASSIFICAZIONE

Le navi adibite al trasporto di Gas naturale liquefatto alla rinfusa vengono chiamate navi metaniere o in lingua inglese "LNG carrier". Sono delle particolari tipologie di navi che si distinguono da ogni altra tipologia di nave sia per il design, sia per le caratteristiche tecniche ed i materiali utilizzati per la costruzione. La motivazione della scelta di particolari tecnologie e materiali per la costruzione di tali navi sta nel fatto che devono essere in grado di mantenere il GNL a bordo a temperatura e pressione controllate, in condizioni non paragonabili ad alcuna altra tipologia di merce trasportata via mare. Sono quindi dotate di sistemi di refrigerazione delle cisterne in grado di mantenere il liquido al loro interno ad una temperatura compresa tra i -162°C ed i -163°C e, di cisterne con particolari caratteristiche, in grado di resistere a temperature così estreme e pressioni elevate. Inoltre, devono essere dotate di numerosi particolari sistemi di sicurezza e per il

controllo del carico a bordo al fine di garantire la sicurezza sia del personale di bordo, sia del personale di terra nei porti di toccata.

Il varo della prima nave metaniera risale alla fine degli anni '50 del Novecento e la protagonista fu la “Methane Pioneer”¹, riportata nella figura 3.1 in una fotografia del 1959.

Fig. 1.3 La Methane Pioneer nel 1959 a Lake Charles



Fonte: <https://www.freightwaves.com/news/maritime-history-notes-pioneering-lng-carriers>

La suddetta nave, di proprietà della Constock Liquid Methane Corporation, fu protagonista, proprio nel 1959, del primo trasporto marittimo di gas naturale liquefatto, operato tra l’impianto di liquefazione di Lake Charles (Louisiana, USA) e il terminale di Canvey Island, sulla sponda nord della foce del Tamigi, e non molto distante della città di Londra. La metaniera venne costruita attraverso l’operazione di refitting della “Marline Hitch”, una nave da carico costruita durante la Seconda Guerra Mondiale per la Commissione Marittima degli Stati Uniti e, impiegata per il trasporto di carichi secchi tra

¹ <https://www.adriaticlng.it/en/the-terminal/why-lng/lng-history>

la Costa atlantica degli Stati Uniti e i Caraibi fino al 1958.² Nel 1958, dopo essere stata venduta alla Constock Liquid Methane Co, venne assoggettata all'operazione di refitting presso i cantieri navali di Mobile, in Alabama, di proprietà della Alabama Drydock and Ship Building Co., dove si procedette a rendere lo scafo più profondo di 3,65 m al fine di inserirvi 5 speciali cisterne in alluminio isolate dallo scafo con legno di balsa ed un ulteriore strato di acciaio e, ad inserire tutte le tubazioni, pompe e valvole necessarie. La metaniera di 103 metri di lunghezza fuori tutta e 5.508 tonnellate di portata lorda, il 31 Gennaio del 1959 salpò da Lakes Charles per il primo degli otto viaggi di circa 2000 tonnellate di GNL ciascuno, prima di essere venduta nel 1967 per essere impiegata come impianto di stoccaggio a Recife, in Brasile, rinominata Aristotle.³

A partire dagli anni '70 del Novecento con l'importante incremento della domanda di GNL ed il conseguente aumento di impianti di liquefazione e rigassificazione nel mondo, la flotta di navi metaniere inizia a crescere. Ma dell'evoluzione della flotta in termini quantitativi si parlerà più approfonditamente nei successivi paragrafi.

Per comprendere come sono fatte le navi adibite al trasporto di gas naturale liquefatto bisogna innanzitutto distinguere quelle in cui le cisterne sono integrate nella struttura dello scafo, divenendo dunque fondamentali per la resistenza dello stesso, dalle navi in cui le cisterne sono indipendenti e dunque non parte integrante della struttura dello scafo.⁴ Partendo da questa classificazione di base si possono ricavare ulteriori tipologie di cisterne all'interno delle due categorie, facendo riferimento a quanto disposto dal capitolo 4 dell'IGC Code (International Code of the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk), ossia nel codice internazionale della costruzione e dell'equipaggiamento delle navi che trasportano gas liquefatti alla rinfusa, recepito dalla SOLAS (convenzione internazionale per la salvaguardia della vita internazionale in mare) nel 1986.⁵ Nel caso delle cisterne "indipendenti", si distinguono tre diverse tipologie: le Type A, Type B, Type C. Le type A sono cisterne con un design che può sembrare simile a quello delle cisterne di una normale nave per il trasporto di prodotti liquidi diversi dal gas e, con una pressione di esercizio non superiore ai 700 mbar. Le Type B invece possono essere di due differenti tipologie differenti: sferiche o prismatiche, che presentano una

² <https://www.freightwaves.com/news/maritime-history-notes-pioneering-lng-carriers>

³ <https://www.freightwaves.com/news/maritime-history-notes-pioneering-lng-carriers>

⁴ <https://www.econnectenergy.com/articles/how-do-lng-ships-work>

⁵ <https://www.imo.org/en/OurWork/Safety/Pages/IGC-Code.aspx>

particolare resistenza a diversi livelli di pressione e temperatura. Le Type B sferiche vengono generalmente chiamate “Moss tanks”, facendo riferimento alla società “Norwegian Company Moss Maritime” che le ha disegnate e, sono rappresentate nella figura 2.3 di seguito.

Fig 2.3 Nave metaniera equipaggiata con cisterne autoportanti Moss-sferiche



Fonte: <https://trends.nauticexpo.com/project-37412.html>

Le Type B spherical-Moss sono dunque delle cisterne sferiche che vengono inserite all'interno dello scafo in un momento successivo alla sua costruzione e che presentano un layout generale come quello presentato in figura 2.3. In particolare, la forma sferica è stata scelta perché consente di distribuire lo stress causato alla struttura da numerosi elementi, in modo da prolungarne il più possibile la durata ed evitarne una rottura improvvisa.

L'alternativa Type B alle cisterne sferiche è invece rappresentata da quelle prismatiche, che possono essere di diverse tipologie, come ad esempio le IHI e le SPB. Mentre le prime, brevettate dagli ingegneri del gruppo giapponese Ishikawajima-Harima Heavy Industries (da cui prendono il nome) sono molto poco utilizzate sulle navi di nuova costruzione nel ventunesimo secolo, le SPB sono delle cisterne autoportanti che, dopo essere state utilizzate per la prima volta all'inizio degli anni '90 del Novecento,

hanno ben presto dimostrato la loro affidabilità e ad oggi sono molto più utilizzate delle prime⁶.

Infine, le Type C, sono le cisterne più utilizzate tra quelle autoportanti, costruite per una pressione operativa superiore ai 2000 mbar e di forma bilobata (anche se non mancano alcuni esempi di forma cilindrica).

La seconda macrocategoria di cisterne per il trasporto di gas naturale liquefatto è invece costituita, come anticipato, dalle cisterne che sono parte integrante della struttura della nave, quindi non auto-portanti. Le più utilizzate in questo caso sono le cisterne a membrana, per cui i due principali differenti layout sono stati sviluppati dalle due compagnie francesi Technigaz e Gaztransport. Nel caso delle cisterne brevettate dalla Technigaz si fa generalmente riferimento al modello “TGZ Mark III” (in cui TGZ è la sigla della compagnia), mentre nel caso di quelle brevettate da Gaztransport si fa generalmente riferimento al modello “GT 96”.⁷

Tra tutte le tipologie di cisterne appena elencate, le più utilizzate in assoluto risultano essere quelle a membrana, utilizzate su oltre l’81% della flotta di navi metaniere operante al 2023, mentre le cisterne autoportanti trovano applicazione solamente sul restante circa 18% delle navi. Le motivazioni principali di questa scelta stanno principalmente nella sicurezza riscontrata, in una rata di raffreddamento maggiore e, nella possibilità di massimizzare lo sfruttamento dello spazio disponibile a bordo per lo stivaggio del carico pagante, utilizzando le cisterne a membrana, nonostante abbiano un costo di costruzione maggiore e rendano meno conveniente il cosiddetto “parcelling”.

Come tutti i settori dello shipping, infatti, anche quello relativo al trasporto di gas è caratterizzato dal gigantismo navale, ossia dal fenomeno riscontrato in particolar modo negli ultimi trent’anni per cui gli armatori cercano di costruire navi con una capacità di stiva sempre maggiore, al fine dello sfruttamento delle economie di scala della nave. La flotta mondiale di navi metaniere, infatti, che verrà analizzata nello specifico nel corso del paragrafo dedicato alla consistenza ed età della flotta mondiale di navi di questa specifica tipologia, è costituita per la maggior parte da unità di grandi e grandissime dimensioni, proprio per questo motivo. Ma per comprendere meglio quali sono le

⁶ https://www.ihl.co.jp/offshore/spbmenu_e.htm

⁷ <https://www.econnectenergy.com/articles/how-do-lng-ships-work>

dimensioni da considerare nel corso dell'analisi successiva, bisogna far riferimento a dei principi di classificazione generali.

La classificazione per dimensione delle navi adibite al trasporto di gas naturale liquefatto risulta essere molto più semplice rispetto a quella relativa ad altre tipologie di merce e, questo principalmente perché le caratteristiche delle rotte, dei terminali e della domanda sono molto differenti.

Da una prima distinzione risultano tre macrocategorie: metaniere di piccola taglia, di taglia media e di taglia grande (in inglese small-scale LNG carrier, medium-scale LNG carrier, large scale LNG carrier). Sono considerate di taglia piccola quelle con una capacità compresa tra 1.000 m³ e 40.000 m³; di taglia media quelle che hanno una capacità compresa tra 40.000 m³ e 80.000 m³, e di taglia grande le metaniere con una capacità compresa tra 120.000 m³ e oltre 260.000 m³. Bisogna poi specificare che, diversamente da quanto accade per le navi destinate al trasporto di carico secco e per quelle destinate al trasporto di prodotti liquidi diversi dal GNL, per le navi metaniere non esiste in letteratura una classificazione formale in base alla dimensione. Nella prassi, infatti, ad oggi si fa generalmente riferimento alle classi dimensionali delle navi destinate al trasporto di petrolio greggio o di altri prodotti liquidi fino a quelle da 120.000 tonnellate di portata lorda, mentre le large-scale carriers si dividono in due particolari categorie: metaniere Q-max e Q-flex. In particolare, le Q-max (abbreviazione di Qatar max) rappresentano la classe di navi metaniere più grandi esistente, costruite specificamente di dimensioni massime per poter operare nel terminale di Ras Laffhan (Qatar), a partire dal 2008. Tali navi, principalmente di costruzione sudcoreana, presentano una capacità compresa tra 260.000 e 266.000 m³, una lunghezza fuori tutta di 354 m, un baglio massimo di 55 m ed un pescaggio a pieno carico di 12 m.⁸ Inoltre, sono generalmente equipaggiate con dei particolari sistemi di propulsione in grado di far raggiungere alla nave una velocità massima di circa 19 nodi.⁹ Come le Q-max, anche le Q-flex sono state sviluppate e impiegate per la prima volta dal gruppo Qatargas nel 2008, ma sono leggermente più piccole. Vengono così chiamate quelle metaniere che hanno una capacità

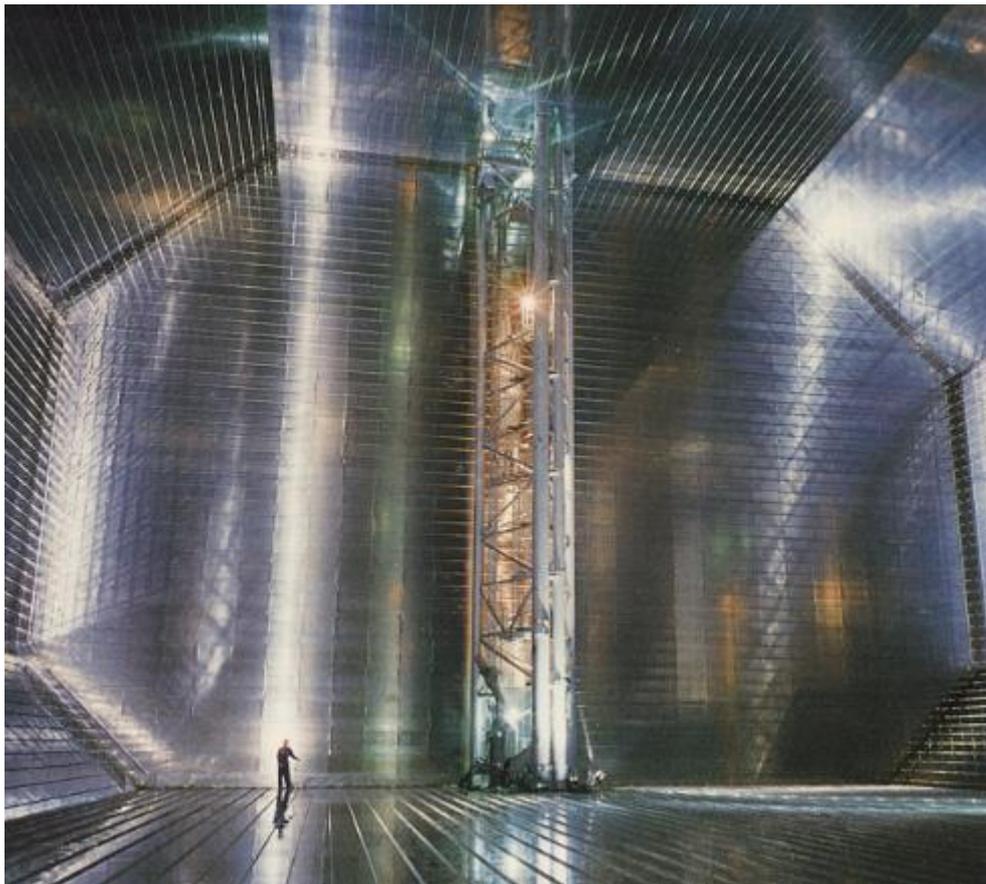
⁸<https://www.marinetraffic.com/en/ais/details/ships/shipid:712524/mmsi:538003212/imo:9337755/vessel:MOZAH>

⁹ <https://www.marineinsight.com/types-of-ships/q-max-ships-the-largest-lng-ships-in-the-world/>

di circa 216.000 m³, 315m di lunghezza fuori tutta, un baglio massimo di 50 m e un pescaggio a pieno carico di 12,5 m.¹⁰

In realtà, al di là del record dimensionale, tali navi hanno portato delle importanti innovazioni sul mercato, che hanno consentito di efficientare ancora maggiormente il trasporto del GNL, come ad esempio la tipologia delle cisterne utilizzate, visibili in figura 3.3.

Fig. 3.3 Cisterna di una nave Q-max



Fonte: <https://gcaptain.com/q-max-lng-tankers/>

Queste particolari cisterne a membrana, per via delle loro straordinarie dimensioni, presentano degli innovativi sistemi di sicurezza e chiusure siliconiche, oltre a dei materiali utilizzati di elevata tecnologia. Nel complesso, dunque, le navi di queste dimensioni consentono lo sfruttamento di grandi economie di scala della nave, consentendo una

¹⁰<https://www.gard.no/web/updates/content/52745/the-worlds-largest-lng-vessels-the-q-flex-design>

importante riduzione dei costi del trasporto rispetto alle metaniere tradizionali (fino a 150.000 m³ di capacità).

Data la carenza di una classificazione formale riportata in letteratura, i vari player hanno spesso creato delle classi dimensionali associando determinate “size” alla possibilità di operare in determinate aree. Ad esempio, il gruppo Shell, tra le navi gestite fa riferimento oltre che alle conosciute Q-max e Q-flex, anche delle metaniere M-class e NWS-class.¹¹ Le M-class sono delle metaniere equipaggiate con cisterne a membrana con una capacità di oltre 174.000 m³, dotate di particolari sistemi di propulsione cosiddetti ME-GI a due tempi. Le NWS-class invece, vengono associate al North West Shelf project, ossia al campo di estrazione e lavorazione del gas naturale situato a nord-est dell’Australia e, sono navi che generalmente hanno una capacità di circa 130.000 m³.

Finora sono stati analizzati i principali due metodi di classificazione delle navi metaniere; in realtà alla base della classificazione bisogna considerare anche la distinzione tra navi completamente pressurizzate, completamente refrigerate e, semi-refrigerate o semi-pessurizzate. Questa distinzione però viene meno se si considera il fatto che la quasi totalità delle navi metaniere sono completamente refrigerate (fully ref), ossia mantengono il prodotto liquido alla temperatura di circa -163°C, mentre le altre tipologie sono quasi inesistenti nella pratica.

3.3 CONSISTENZA ED ETÀ DELLA FLOTTA GLOBALE DI NAVI PER IL TRASPORTO DEL GNL

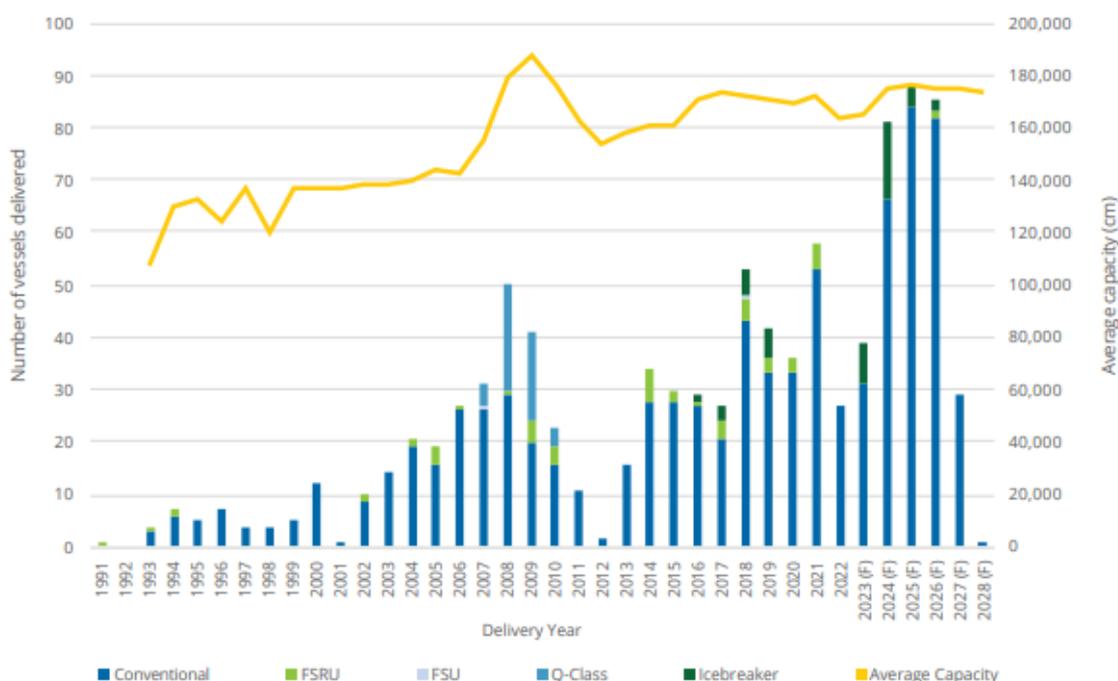
Dopo il primo trasporto via nave effettuato dalla “LNG/C Methane Pioner” la flotta di navi metaniere è iniziata a crescere. In particolare, a partire dagli anni ’70 del Novecento, quando i terminali di liquefazione e rigassificazione, associati a quelli di stoccaggio, iniziano ad essere sempre di più, rendendo effettivamente utile e possibile non solo la fase di trasporto in se, ma tutte le operazioni complementari.

¹¹<https://www.shell.com/business-customers/trading-and-supply/shell-shipping-and-maritime/our-shipping-fleet.html>

Nel 2022 la flotta globale di metaniere era costituita da 668 navi, incluse 45 unità utilizzate come terminali di rigassificazione e stoccaggio (FSRU) e 8 come unità stoccaggio galleggianti.¹²

Molto interessante è l'analisi riportata dal grafico 1.3 sottostante, che indica l'evoluzione della flotta di navi metaniere dall'inizio degli anni '90 al 2028.

Graf. 1.3 Evoluzione della flotta di navi metaniere tra il 1991 ed il 2028



Fonte: INTERNATIONAL GAS UNION, World LNG Report, London, 2023

Il grafico 1.3 mostra da un lato l'evoluzione della flotta in termini di consegne annue di navi di nuova costruzione e dall'altro la capacità media della flotta per ogni anno. Fino agli anni '90, a partire dai quali il presente grafico riporta i dati relativi alle nuove costruzioni, le metaniere sul mercato erano meno di 70 e, varate in gran parte nel corso degli anni '70, durante i quali si è verificato un vero e proprio boom della domanda in seguito al successo della LNG/C Methane Pioneer.

Nello stesso grafico si distinguono le unità convenzionali in blu scuro (fino a 150.000 m³ di capacità), le Q-flex e Q-max in blu chiaro, le unità di rigassificazione galleggianti in verde, le unità di stoccaggio galleggianti in azzurro, le unità rompighiaccio

¹² INTERNATIONAL GAS UNION, World LNG Report, London, 2023

in verde. Come si può notare dal grafico stesso, le unità convenzionali hanno sempre rappresentato la maggior parte della flotta mondiale. Fino alla fine degli anni Novanta però, la media della capacità non ha mai superato i 140.000 m³, mentre tra il 2006 ed il 2007 si nota l'inizio di una crescita molto rapida di tale media, corrispondentemente al varo delle prime Q-flex. Il picco positivo di tale misura si verifica nel 2009, anno in cui la flotta mondiale si arricchisce delle prime Q-max, per poi raggiungere un picco negativo nel 2012. Dal 2013 in poi invece, la flotta ha ricominciato a crescere in maniera molto determinante, ma costituita soprattutto da unità convenzionali, fino ad arrivare a dei picchi davvero molto importanti in particolare nel 2018 e nel 2021.

Da non sottovalutare è l'incremento delle nuove metaniere rompighiaccio a partire dal 2016. Infatti, corrispondentemente alla pervenuta necessità di sfruttare le risorse presenti nell'area artica e servire i terminali siberiani tra cui quelli di Sabetta e Ust-Luga, dove il gas naturale arriva dallo Yamal project, sono state ordinate e varate una importante serie di navi della classe Arc7 nei cantieri sudcoreani di "Daewoo Shipbuilding and Marine Engineering", di quasi 300 m di lunghezza fuori tutta e oltre 170.000 m³ di capacità, con cisterne a membrana. L'interesse russo e cinese di sfruttamento intensivo della cosiddetta "rotta artica" per il trasporto via mare anche nei mesi invernali, ha portato la Russia in primis, seguita poi dalla Cina, ad avere le più grandi flotte di metaniere rompighiaccio negli ultimi 8 anni.

Fig. 4.3 Nave metaniera rompighiaccio della classe Arc7



Fonte:<https://www.ship-technology.com/projects/christophe-de-margerie-class-icebreaking-lng->

carriers/#:~:text=Worth%20%244.8bn%2C%20the%20icebreaking%20LNG%20carrier%20fleet%20is,the%20year%20and%20eastward%20from%20July%20to%20December.

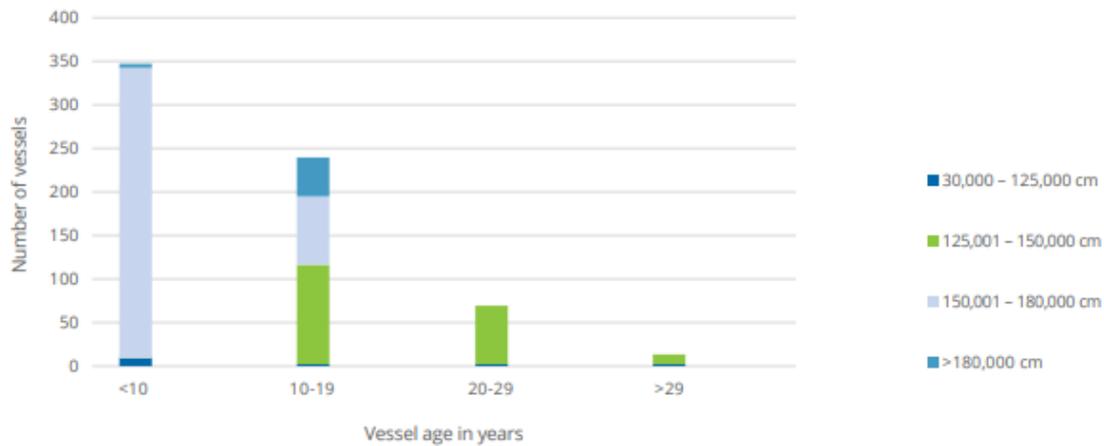
Le navi come quella rappresentata in figura 4.3 consentono infatti il cosiddetto “passaggio a Nord-Est” attraverso la rotta artica, risparmiando circa 3700 miglia nautiche rispetto alle rotte convenzionali che richiedono il passaggio per il canale di Suez e, rendono dunque possibile un più rapido ed economico collegamento tra i terminali della Siberia settentrionale ed il Sud-est asiatico.

Per quanto concerne la composizione della flotta, quelle che prevalgono in termini di unità sono le unità convenzionali, in particolare con una capacità compresa tra 90.000 m³ e 210.000 m³ di capacità.¹³ Molto meno risultano invece essere sia le unità con capacità superiori o inferiori a quelle appena indicate. In particolare, le Q-flex e le Q-max operative sono al 2023 rispettivamente 31 e 15, mentre le unità con una capacità inferiore ai 90.000 m³ sono prossime alle 80. Ciò rispecchia la natura prevalente dei traffici di GNL, ossia quella sulle lunghe distanze, ma transitando presso dei terminali che per la maggior parte non sono in grado di accogliere le “mega-navi” sviluppate appositamente per i traffici con il Qatar. Non a caso più della metà della flotta è costituita da navi con una capacità compresa tra 150.000 e 180.000 m³.

Molto interessante è andare ad analizzare l’età delle navi che costituiscono la flotta esistente, al fine di poter usare tali dati anche per eventualmente fare delle previsioni in merito all’orderbook degli anni successivi. Per farlo si può far riferimento al grafico 2.3.

¹³ https://giignl.org/wp-content/uploads/2022/05/GIIGNL2022_Annual_Report_May24.pdf

Graf. 2.3 Età delle navi costituenti la flotta mondiale di metaniere al termine del 2022



Fonte: INTERNATIONAL GAS UNION, World LNG Report, London, 2023

Dall'istogramma in questione si possono distinguere 4 diversi colori che fanno riferimento a quattro diversi intervalli dimensionali delle navi metaniere misurati in m³, che sono i seguenti: 30.000-125.000 (blu scuro), 125.001-150.000 (verde), 150.001-180.000 (azzurro), capacità maggiore di 180.000 (blu chiaro).

Guardando al presente grafico si può affermare che la flotta di navi metaniere operante alla fine del 2022 sia relativamente giovane, dato che l'87,7% della flotta è stata costruita entro gli ultimi dieci anni. In particolare, le unità comprese tra 150.001 e 180.000 m³ di capacità, che costituiscono la gran parte della flotta, hanno per la stragrande maggioranza meno di 10 anni e, la restante parte non supera i 19 anni di età. Insieme a queste, anche quelle delle classi Q-flex e Q-max, costituiscono la parte più giovane della flotta, essendo state costruite negli ultimi 10-15 anni. Al contrario, le metaniere con capacità compresa tra 125.001 e 150.000 m³, rappresentano la parte meno giovane della flotta, nonostante moltissime navi di questa size siano costruite dal 2003 in poi. Bisogna però dire che l'operazione di ringiovanimento della flotta è ancora in corso di esecuzione, nonostante a causa dell'incremento della domanda di trasporto di GNL le demolizioni sono davvero molto poche e, gli armatori tenderanno a mantenere anche le navi più vecchie sul mercato, almeno nel breve periodo, per sfruttare il periodo caratterizzato da noli elevatissimi e realizzare importanti profitti.

3.4 IL MERCATO DEI NOLI DELLE NAVI METANIERE

Quando si parla di trasporto marittimo, uno degli elementi fondamentali da considerare e, a cui si fa principale riferimento per comprendere l'andamento del mercato del trasporto è il valore dei noli. Il nolo è il corrispettivo che il noleggiatore di una nave deve pagare all'armatore della stessa per avere la disponibilità della nave per un determinato periodo di tempo o per un predeterminato numero di viaggi con specifiche caratteristiche, al fine della possibilità di realizzare il trasporto di merce per conto proprio o di terzi. Nella fattispecie del trasporto di tipo "tramp", ossia su domanda, a cui si fa riferimento nell'ambito del trasporto di merce alla rinfusa, i noli derivano dalla negoziazione tra le parti coinvolte, solitamente tramite uno o più broker, facendo riferimento a determinati specifici aspetti che impattano sui costi e i ricavi sia dei noleggiatori che degli armatori. In generale quindi, nel bulk shipping business, che è un business di mercato, i noli si formano tramite l'incontro tra la domanda e l'offerta di trasporto e sono liberamente negoziabili tra le parti a seconda delle loro specifiche esigenze. Il motivo per cui dunque, il lavoro dello shipbroker assume particolare rilevanza nel bulk shipping business è legato alla necessità delle parti di trovare un'accordo che corrisponda alle proprie specifiche esigenze e, solo una figura esperta ed in grado di scrutare il mercato e i suoi player in maniera approfondita senza prendere necessariamente degli impegni, può essere in grado di farlo. Nel caso dei noleggi relativi alle navi metaniere il lavoro dello shipbroker è molto particolare e strategico, ancora di più di quanto non lo sia in altri mercati. Questo perché il mercato dei noleggi di navi metaniere è dominato da contratti a lungo termine tra noleggiatori ed armatori e, sono molto poche le navi con cui gli armatori decidono di operare sul mercato spot. Come ben noto la decisione di un armatore di operare sul mercato spot, oppure di cercare un impiego a lungo termine per le proprie navi, sta principalmente negli andamenti della domanda che di conseguenza influenzano l'andamento dei noli. A sua volta l'andamento della domanda è influenzato dalle necessità della merce da parte dei caricatori, sia a livello quantitativo che temporale, oltre che dalla capacità degli stoccaggi a loro disposizione.

Dall'analisi effettuata nel capitolo 2 si è potuto comprendere come la domanda di gas naturale, in base a quelli che sono i mercati utenti, sia caratterizzata da una relativa stabilità e crescita progressiva, al di là di alcuni picchi dovuti ad eventi particolari. Questo,

che deriva dal fatto che i mercati utenti hanno una necessità relativamente stabile di merce, fa sì che i noleggiatori stessi siano più propensi alla stipula di contratti di noleggio di lungo termine al fine di avere la sicura disponibilità della nave per il trasporto della merce secondo le proprie esigenze. È proprio questo il motivo per cui i “Time charter”, i “Contract of Affreightment” ed i “Bareboat charter” sono le tipologie di noleggio che caratterizzano il trasporto via mare di GNL. Nel caso del noleggio a tempo, la nave armata ed equipaggiata viene messa a disposizione del noleggiatore per un determinato periodo di tempo dietro il pagamento di un nolo su base periodica che prende il nome di “hire”, perché possa essere utilizzata per i traffici di sua necessità, nel rispetto di specifiche limitazioni imposte dal contratto stesso. Il Contract of Affreightment è invece un tipo di contratto che consiste nella messa a disposizione del noleggiatore di una specifica nave armata ed equipaggiata, per l’esecuzione di un certo numero di viaggi consecutivi predefiniti, con una più o meno determinata periodicità, dietro pagamento di un nolo predefinito. Nel caso del bareboat charter invece, la nave viene locata appunto “a scafo nudo”, dietro pagamento di un nolo da parte del noleggiatore, finalizzato principalmente alla copertura dei costi di costruzione della nave oltre che del margine di profitto dell’armatore proprietario della stessa.

Al di là delle specifiche di ogni contratto ciò che è più interessante in questa sede è relativo alla comprensione del fatto che il mercato dei noli delle navi metaniere è strettamente legato alle previsioni che i player fanno sul mercato e che determinano il valore dei noli, sia al rialzo che al ribasso.

Per quanto concerne invece il mercato spot, storicamente ha sempre rappresentato una minoranza di importanza trascurabile rispetto ai noleggi a lungo termine nel trasporto del GNL; a partire dall’inizio della crisi energetica nel 2022 però, a causa dell’improvvisa variazione della domanda in determinate aree (quelle europee in particolar modo), si è registrato un incremento dei noleggi di questa tipologia.

A questo punto è utile andare ad effettuare un’analisi dell’andamento dei noli per il trasporto di GNL sulle principali rotte marittime a cui si è fatto riferimento nel corso dell’ultimo paragrafo del capitolo 2.

Nell’effettuare questa tipologia di analisi bisogna necessariamente distinguere innanzitutto tra noli relativi al mercato spot e noli per noleggio a tempo, oltre che tra le diverse tipologie di navi in termini dimensionali e, di rotte. Per quanto concerne le rotte,

nel trasporto del GNL si nota una importante semplificazione. Infatti, mentre nel caso degli altri prodotti liquidi molto spesso le compagnie operano il cosiddetto “parcelling” e, al contempo molto spesso sia le operazioni di caricazione che di scaricazione devono essere effettuate in diversi porti al fine di imbarcare o sbarcare lotti differenti, nel caso del GNL ciò si può dire che accada molto raramente e, questo ha un impatto molto importante sul valore dei noli. Infatti, nella stragrande maggioranza dei casi, i charter parties prevedono un porto di caricazione ed un porto di scarica, il che dà anche la possibilità di avere una minor variabilità sui noli sulle stesse rotte e sulle stesse tipologie di navi, da cui deriva anche una maggiore semplicità di analisi in questa sede.

Sia nei noleggi di lungo termine che sui noleggi spot, si può dire dunque che i principali elementi che impattano sul nolo sono: i costi operativi (costi operativi e di viaggio), la rotta da seguire (porto di caricazione, porto di scaricazione e lunghezza del viaggio), il livello di domanda di trasporto legato ad uno specifico prezzo della commodity. Naturalmente questi sono gli elementi a cui in questa sede si fa riferimento, potendo essere considerati come i principali che impattano sul nolo, ma ce ne possono essere moltissimi altri legati alla specifica relazione tra le parti contrattuali. Si può dire che la quantità del carico sia quasi irrilevante in quest’ambito, in quanto le navi viaggiano quasi sempre a pieno carico, essendo poche e di grandi dimensioni le cisterne a bordo e, dovendo necessariamente viaggiare piene. Per quanto concerne la lunghezza del viaggio, un ulteriore elemento di costo è relativo al fatto che all’interno delle cisterne il carico deve rimanere all’interno di un certo range di temperatura indicato sul charterparty e, ciò comporta un più o meno importante consumo di carburante a seconda di quale sia la lunghezza del viaggio e della temperatura atmosferica.

Una volta terminate tali precisazioni, si può andare ad analizzare quantitativamente l’evoluzione del valore dei noli spot e time charter. In primis, facendo riferimento a quelle che sono le unità convenzionali con una capacità compresa tra i 155 ed i 165 m³, si possono distinguere due principali aree di traffico per l’analisi del mercato spot: l’area del mondo a Oriente rispetto a Suez e quella a Occidente dello stesso punto, facendo riferimento ai grafici di seguito.

Graf. 3.3 Evoluzione dei noli spot a Est di Suez per le navi metaniere tra 155.000 e 165.000 m³ di capacità, tra Ottobre 2022 e Ottobre 2023, in USD/giorno



Fonte: <https://fearnpulse.com/>

Graf 4.3 Evoluzione dei noli spot a Ovest di Suez per le navi metaniere tra 155.000 e 165.000 m³ di capacità, tra Ottobre 2022 e Ottobre 2023, in USD/giorno



Fonte: <https://fearnpulse.com/>

La distinzione tra due sole aree a livello mondiale rappresenta naturalmente una importante semplificazione, ma comunque molto utile per l'effettuazione di una analisi di livello globale e, in riferimento ad una size navale che è quella che padroneggia la flotta mondiale.

Ciò che si può immediatamente notare a primo impatto guardando i due grafici è che la forma della curva è praticamente la stessa e, i valori hanno una differenza davvero trascurabile in determinati periodi, quindi si può considerarli congiuntamente per molti tratti. Come si può notare, fino alla metà di novembre 2022, a causa della crisi energetica dovuta allo scoppio della guerra russo-ucraina, i noli spot per le navi metaniere sono arrivati a livelli assolutamente elevatissimi, pari a 325.000 dollari al giorno per l'area identificata come East of Suez e 375.000 dollari al giorno per l'area West of Suez. Questo perché, come anticipato le navi metaniere che operano sul mercato spot sono generalmente molto poche rispetto a quelle impiegate a periodo e, l'improvvisa crescita della domanda di trasporto del GNL dovuta alla necessità di moltissimi Paesi di diversificare le fonti di fornitura di gas rispetto a quello Russo in vista dell'inverno, hanno portato ad una carenza di offerta che non si era mai verificata prima d'allora. Dal momento in cui però è terminato "l'isterismo" dei mercati e, la capacità degli impianti di stoccaggio nei Paesi interessati è stata più o meno saturata, si è verificato un crollo dei noli che, in un paio di mesi sono diminuiti di oltre 300.000 dollari al giorno nell'area a Ovest di Suez (legata al mercato europeo), arrivando intorno ai 50.000 dollari al giorno a gennaio 2023 per poi toccare un picco negativo di 30.000 dollari al giorno alla fine di maggio dello stesso anno. Lo stesso andamento ha caratterizzato anche l'area orientale, ma con dei picchi leggermente meno marcati, come si può notare dal grafico 3.3. Durante l'estate del 2023, nonostante abbiano ricominciato lentamente a crescere per via del riavvicinarsi della stagione fredda nell'emisfero boreale, i noli sono rimasti in un range compreso tra i 50.000 ed i 75.000 dollari al giorno, per poi riniziare a salire più rapidamente alla fine della stagione calda e attestarsi sui 200.000 dollari al giorno all'inizio del mese di ottobre, ossia dei valori quasi "normali" per il periodo, rispetto ai noli stellari raggiunti durante lo stesso periodo dell'anno precedente. Come si è potuto notare dal valore dei noli, al di là della crisi energetica che ha comportato una estremizzazione dei picchi, il mercato dei noli delle navi metaniere è caratterizzato da un forte impatto della stagionalità, a conferma di quanto anticipato nel corso del secondo

capitolo della presente tesi. I noli spot, infatti, tendono a raggiungere dei picchi elevati durante la stagione invernale nell'emisfero boreale, per poi decrescere fino all'inizio dell'estate, ossia fino a quando la riduzione del prodotto nei siti di stoccaggio non determina la necessità di dover ripreparare gli stessi in vista dell'inverno, comportando quindi un aumento della domanda di trasporto ed un corrispondente più graduale incremento dei noli per le navi metaniere sui mercati spot.

Per quanto concerne i noli per il noleggio a periodo delle stesse navi, la situazione è un po' differente come riportato dal grafico 5.3 di seguito.

Graf. 5.3 Evoluzione dei noli Time Charter per le navi metaniere tra 155.000 e 165.000 m³ di capacità, tra Ottobre 2022 e Ottobre 2023, in USD/giorno



Fonte: <https://fearnpulse.com/>

Nel periodo di picco dei noli spot a novembre 2022, anche i noli a periodo hanno raggiunto un picco importante, intorno ai 190.000 dollari al giorno, dunque valori assolutamente incredibili, che hanno portato grandi profitti nelle casse degli armatori. Da questo momento in poi però, date le stime a ribasso dei noli spot, dovute allo stabilizzarsi del controllo sulla crisi energetica da parte dei diversi Paesi tramite l'adozione di misure adeguate, i noli per i noleggi a periodo hanno iniziato una decrescita regolare fino ad una riduzione di circa 100.000 dollari al giorno nel corso di un anno. Per capirne le motivazioni bisogna comprendere una strategia di base del comportamento degli

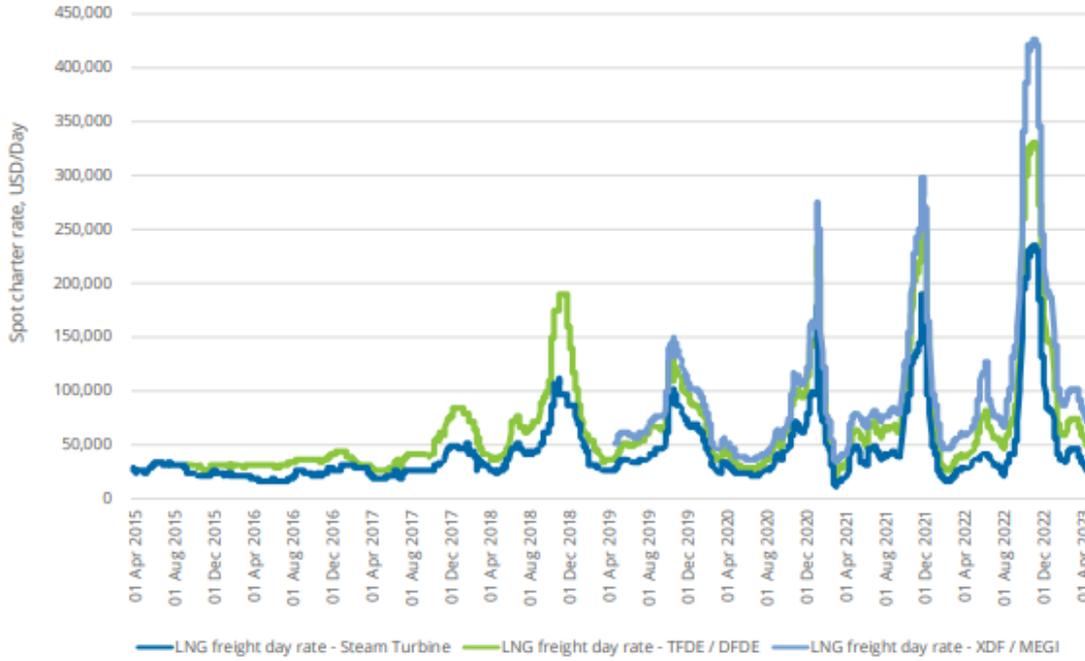
armatori. Agli armatori conviene stipulare dei contratti di noleggio a periodo quando si aspettano che i noli sul mercato spot decrescano nel periodo successivo, al fine di poter fissare la nave al nolo più alto possibile ed evitare di subire gli effetti negativi della caduta del mercato. Da ciò si può desumere che, la decrescita dei noli per noleggio a periodo di un anno tra la metà di novembre 2022 e il momento in cui la presente tesi viene redatta, sia una conseguenza delle attese negative sui noli spot da parte degli armatori, per le motivazioni appena spiegate. La conoscenza della ciclicità del mercato da parte dei player, infatti, nonostante non dia la possibilità agli stessi di impattare in maniera diretta sul livello dei noli, in alcune situazioni determina la ricerca di determinate condizioni contrattuali dal punto di vista economico nella stipula dei singoli charterparty che, osservate poi a livello aggregato determinano l'andamento generale dei noli. Bisogna infatti precisare che i valori attraverso i quali i grafici in oggetto sono stati creati, non sono altro che valori di nolo reali registrati nel periodo in oggetto, in base a quelli che sono i contratti di noleggio stipulati.

A questo punto, andando a ritroso si può far riferimento agli anni immediatamente precedenti a quelli della crisi energetica, passando da quelli della pandemia da Covid-19. Nel 2019 l'incremento della domanda di GNL aveva portato i noli ad un buon livello, con dei picchi comunque al di sotto dei 100.000 dollari al giorno sui mercati spot, quindi neanche minimamente paragonabili a quelli del 2022. Il calo della domanda dovuto alla pandemia del 2020 però, ha portato il mercato a dover fare i conti con un importante eccesso di offerta, che ha comportato una caduta dei noli a meno di 30.000 dollari al giorno per le metaniere tra i 155.000 e 165.000 m³ di capacità.¹⁴ Il crollo della domanda cinese, infatti, ha portato sui mercati grande incertezza a cui si è aggiunta peraltro la chiara dimostrazione della fragilità del mercato europeo, da cui sono derivati i risultati appena evidenziati. Si può dire che questo periodo abbia rappresentato la prima vera prova di forza del mercato del GNL, in quanto fino a quel momento non si era mai registrato uno stress così evidente, principalmente per il fatto che è un mercato che solo a partire dal secondo decennio del ventunesimo secolo ha assunto una importanza davvero determinante. Questo lo si può notare nei dati riportati dai grafici 6.3 e 7.3 di seguito riportati che, sempre tenendo presente la distinzione fra le due aree finora considerata,

¹⁴ <https://www.reuters.com/article/global-lng-idUSL8N37G36T>

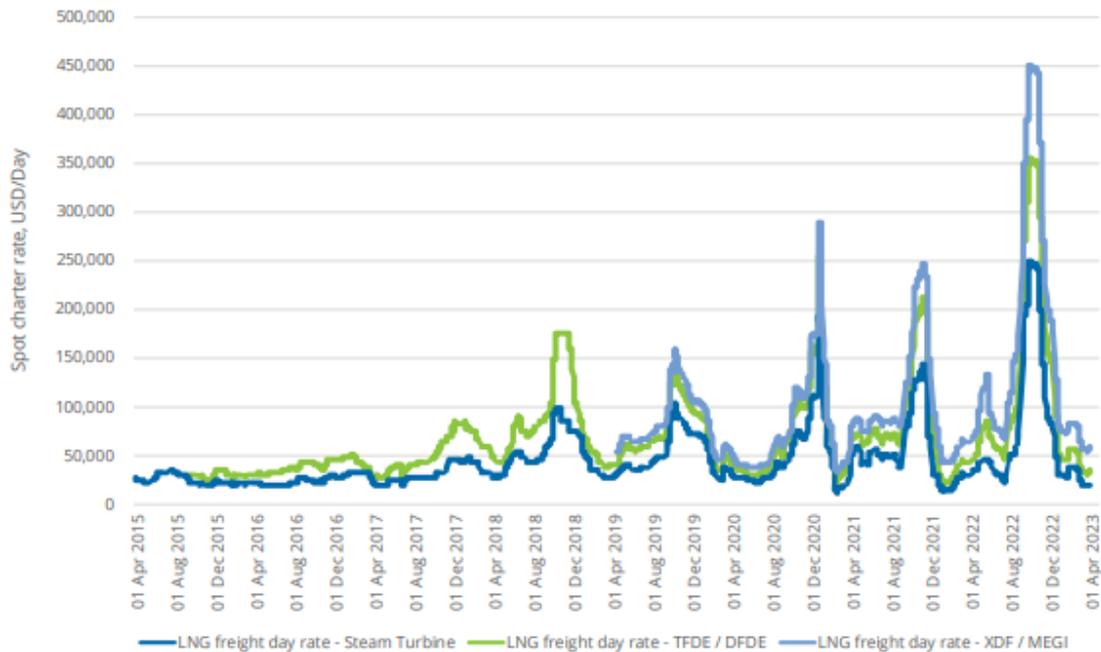
mostra l'andamento dei noli sul mercato dei noleggi spot per 3 diverse tipologie di navi, a seconda della tipologia di propulsione delle stesse.

Graf 6.3 Evoluzione dei noli spot a Est di Suez per le navi metaniere, tra Aprile 2015 e Aprile 2023, in USD/giorno



Fonte: <https://www.argusmedia.com/en/hubs/lng>

Graf 7.3 Evoluzione dei noli spot a Ovest di Suez per le navi metaniere, tra Aprile 2015 e Aprile 2023, in USD/giorno



Fonte: <https://www.argusmedia.com/en/hubs/lng>

Nei due grafici 6.3 e 7.3 l'andamento dei noli spot si differenzia per 3 diverse tipologie di unità a seconda della tipologia di propulsione, ossia: turbina a vapore (in blu scuro), DFDE e TFDE in verde (Dual-Fuel Diesel Electric e Tri-Fuel Diesel Electric) e altre due tipologie dual fuel X-DF e ME-GI (due tempi) in azzurro.

Distinguere il livello dei noli in base alla tipologia di propulsione della nave significa principalmente far riferimento alla dimensione ed all'età della stessa. La propulsione tramite turbina a vapore è quella che caratterizza le navi di minori dimensioni e con una maggiore età, mentre le altre due tipologie fanno riferimento alle navi di maggiori dimensioni e più nuove. I noli per le navi spinte da turbine a vapore sono sempre più bassi di quelli per le altre due tipologie, specialmente durante il periodo tra il 2022 ed il 2023 precedentemente analizzato, quando la differenza si fa sentire ancora di più a causa della minore velocità di queste navi.

Fino all'estate del 2017 si può dire che i noli spot, pur seguendo la ciclicità dovuta alla stagionalità, non hanno presentato particolari picchi e, sono rimasti sempre tra 30.000 e 50.000 USD/giorno, per poi toccare un picco oltre i 100.000 USD/giorno nel 2018 che ha perso la sua forza in seguito all'abolizione delle sanzioni statunitensi alla compagnia statale cinese COSCO dopo che la stessa ha eliminato diverse navi sia nel bacino atlantico che in quello orientale. Durante il 2020 invece, a causa della pandemia da Covid-19, si è registrato un importante picco negativo in corrispondenza del quale si può dire che gli armatori abbiano talvolta deciso di fissare la nave nonostante il viaggio presentasse costi maggiori dei ricavi. A partire dalla metà dello stesso anno però, i prezzi bassi della commodity hanno determinato un incentivo all'acquisto, da cui è derivato un incremento dei noli, anche se in maniera meno marcata sul bacino atlantico rispetto a quello del Pacifico. A fine 2020 il differenziale di nolo tra i due bacini è però aumentato, anche se principalmente a causa dell'incremento della domanda asiatica a metà inverno, oltre ai ritardi nei transiti al canale di Panama. Il 2021 si è poi aperto con un picco nei noli mai registrato prima, pari a circa 190.000 USD/giorno per le navi alimentate a turbine a vapore, 255.000 USD/giorno per le navi con propulsione TFDE/DFDE e 290.000 USD/giorno per quelle con propulsione X-DF e ME-GI. Tutto il 2021 è stato poi un anno abbastanza turbolento per i noli spot di queste tipologie di navi, con numerosi picchi positivi e cadute improvvise e con la chiara affermazione di una forte competizione tra i

Paesi asiatici e quelli europei per aggiudicarsi il maggior numero di carichi possibile al fine di riempire i propri stoccaggi ad un prezzo favorevole. A partire dal mese di ottobre dello stesso anno però, i prezzi del gas si sono nuovamente risollepati e ciò ha comportato in poco tempo un nuovo picco dei noli, che nel mese di dicembre sono arrivati ai 250.000 USD/giorno per le navi con le tipologie di propulsione più efficienti. Nonostante quanto analizzato finora avesse fatto sembrare passato il periodo migliore per gli armatori, l'avvento del 2022 ha ben presto smentito coloro che erano di quest'idea. Come ben noto infatti, lo scoppio della guerra russo-ucraina ha avuto un impatto sui noli spot delle navi metaniere che, come anticipato, specialmente nel bacino atlantico hanno raggiunto dei valori mai visti prima, toccando i 450.000 USD/giorno per le navi alimentate con sistemi X-DF e ME-GI e, proseguendo come precedentemente analizzato.

Conoscendo l'andamento di questo mercato negli ultimi 5 anni circa, si può dire che in base alle previsioni relative alla domanda, il mercato dei noli del GNL potrebbe divenire molto più volatile nei prossimi anni, determinando la necessità degli armatori di adottare degli strumenti di protezione dal "rischio noli" simili a quelli che ormai governano i mercati del trasporto di petrolio greggio e di rinfuse secche, storicamente caratterizzati da estrema illiquidità.

In ogni caso, la crisi energetica ancora in corso ha portato un radicale cambiamento al modo di operare degli armatori e dei noleggiatori di navi metaniere, spingendoli ad operare molto più sul mercato spot di quanto non avessero mai fatto. Soprattutto da parte degli armatori, in futuro è molto probabile che si abbia una maggiore disponibilità ad operare sui mercati spot proprio grazie al fatto che, data l'instabilità dei mercati, in alcuni frangenti il differenziale tra i noli giornalieri per un impiego a tempo e quelli per noleggio a viaggio, risulta molto differente.

Naturalmente, quando si parla di bulk shipping in generale, è difficile fare una previsione esatta dei noli, soprattutto perché al di là delle tendenze di mercato, questi dipendono molto anche dal potere contrattuale e dalla capacità delle parti coinvolte nella negoziazione oltre che dalle capacità degli shipbroker. Ad ogni modo, le tendenze generali che sono state analizzate finora descrivono le caratteristiche del ciclo, in cui l'attività dei maggiori Paesi importatori ed esportatori, sia di carattere economico che geopolitico e in alcune aree anche il rapporto tra consumo di GNL e consumo di gas naturale proveniente da gasdotto, incidono in maniera assolutamente rilevante, arrivando a causare dei veri e

propri shock sul mercato stesso, con conseguenze più o meno importanti anche dal punto di vista dell'assetto della domanda stessa.

Come diretta risposta all'andamento del mercato dei noli da parte degli armatori si può poi considerare l'incremento o il decremento della flotta tramite l'ordinazione di nuove navi ai cantieri o la decisione di disarmo o addirittura demolizione di alcune navi. Nel paragrafo successivo quindi, dando diretta prosecuzione al discorso appena concluso sull'andamento del mercato dei noli per le navi metaniere, si darà spazio alla trattazione del tema relativo alla quantificazione dell'orderbook ai cantieri navali, al fine di completare concettualmente il discorso relativo all'offerta di trasporto di GNL via mare.

3.5 L' ORDERBOOK GLOBALE DI NAVI METANIERE AI CANTIERI

Per completare concettualmente il discorso relativo all'offerta di trasporto via mare di gas naturale liquefatto è necessario analizzare anche le basi su cui si fonda la sua evoluzione nel tempo. L'orderbook ai cantieri è infatti un importante indicatore dello stato del mercato, essendo generalmente strettamente legato all'andamento dei noli ed alle previsioni di domanda fatte dagli armatori.

Gli armatori stessi tendono generalmente a fare ordini di nuove navi ai cantieri quando i noli sono alti e quindi, hanno la possibilità di investire i profitti realizzati per le nuove costruzioni. La costruzione di una nave necessita però di tempi molto lunghi, a maggior ragione se si parla di navi gasiere, dunque l'obiettivo di sfruttamento dei noli alti tramite l'accrescimento della propria flotta è qualcosa di difficilmente realizzabile tramite le nuove costruzioni; perciò, gli armatori tendono ad operare maggiormente sul mercato dell'usato al fine di poter impiegare immediatamente la nave.

Si può pertanto dire che l'andamento degli ordini di nuove navi ai cantieri sia strettamente legato all'andamento del ciclo del mercato del trasporto della specifica commodity e soprattutto alle previsioni per il futuro.

Specialmente dal momento in cui ha iniziato ad essere interessato dal fenomeno del gigantismo navale, lo shipping in generale è caratterizzato da un eccesso di offerta, a parte per alcuni particolari segmenti in determinati periodi. Il sub-settore delle navi metaniere, per il recente sviluppo del trasporto del GNL via mare, in particolar modo a partire

dall'inizio degli anni 2000 è caratterizzato da un costante eccesso di offerta (seppur non eccessivo) dovuto ad una previsione di esplosione della domanda che solamente nel 2022 si è verificata.

La costruzione di una nave metaniera è un processo molto lungo e caratterizzato da dei costi elevatissimi, non paragonabili in nessun modo a quelli per la costruzione di nessun'altra tipologia di nave da carico e, principalmente dovuti alla particolarità delle cisterne e degli equipaggiamenti di cui le unità di questa tipologia devono disporre.

Per la costruzione di una nave metaniera sono infatti generalmente necessari tra i 2 ed i 4 anni e, le fasi di costruzione possono essere svolte anche in cantieri differenti. Specialmente quando si fa riferimento alle unità equipaggiate con cisterne autoportanti, è molto frequente il fatto che lo scafo ed alcune sovrastrutture vengano realizzate in un cantiere per poi essere rimorchiate fino ad un altro cantiere in cui vengono inserite le cisterne all'interno dello scafo, montati gli impianti e gli altri equipaggiamenti di bordo. Non tutti i cantieri infatti dispongono della manodopera tecnica e delle attrezzature necessarie per la realizzazione completa di una nave di questa tipologia, pertanto, operazioni di questo genere non sono affatto rare e, possono contribuire alla lievitazione dei costi e delle tempistiche necessarie per la realizzazione della nave. Talvolta invece, viene utilizzato proprio come sistema per la riduzione dei costi di costruzione, attraverso la realizzazione dello scafo in Paesi in cui il costo della manodopera è basso ed il successivo completamento dell'opera nei cantieri attrezzati (vedi esternalizzazioni di produzione coreana in Cina).

Per quanto concerne la quantificazione monetaria dei costi necessari per la costruzione di una nave metaniera, questi variano a seconda del valore dei noli, del costo dell'acciaio, del cantiere di costruzione, della dimensione della nave, delle caratteristiche degli impianti e, di altre determinanti tipiche del mercato delle costruzioni navali in generale.

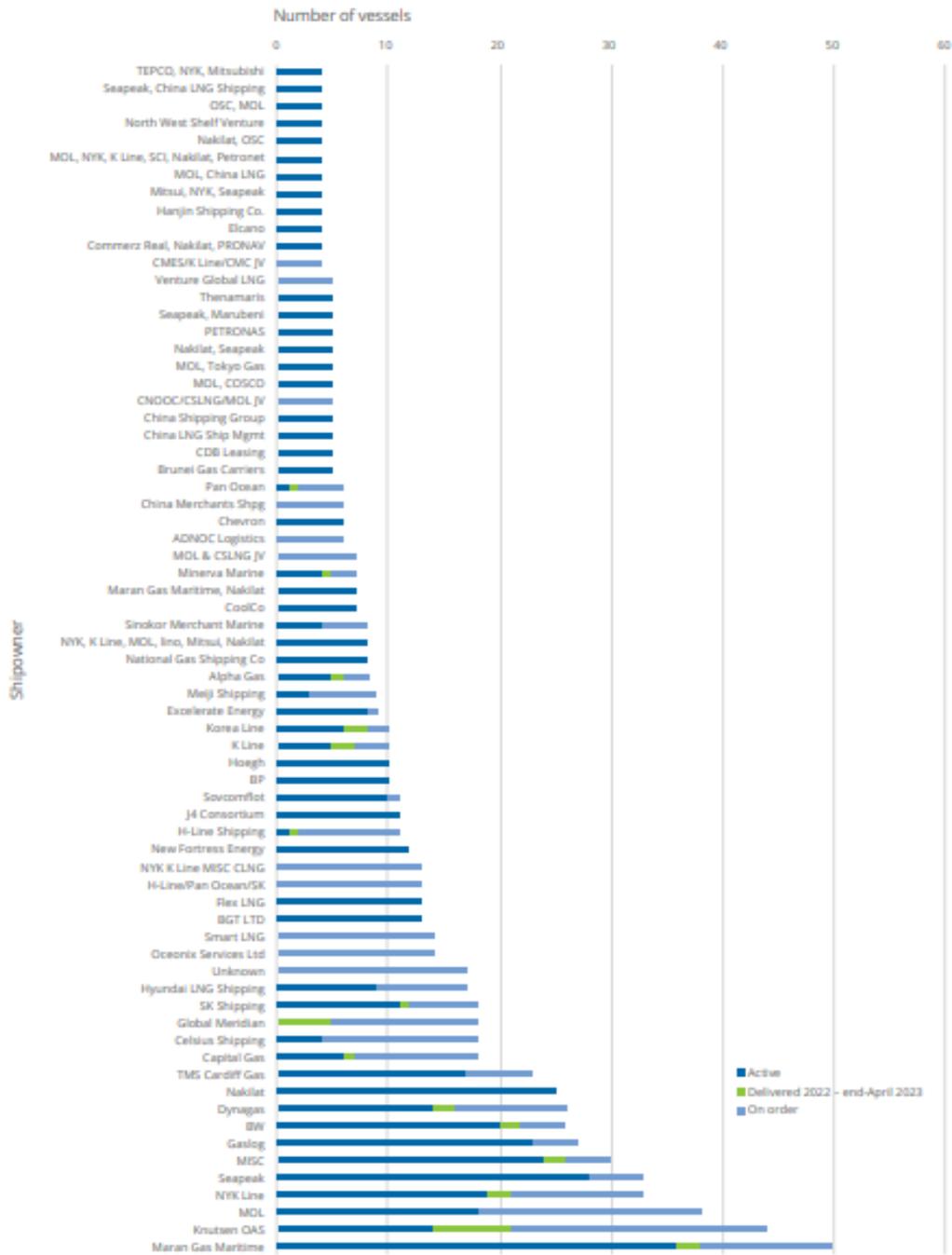
Nonostante sia dunque difficile fare una previsione esatta riguardo il valore dell'orderbook nel futuro, in quanto legato all'andamento dei mercati di riferimento, ciò che si può fare è analizzare il suo valore e la sua composizione nel passato, associandovi determinati costi, al fine di andare a dare un'idea di massima riguardo l'andamento dello stesso e i possibili sviluppi futuri.

Nel grafico 8.3 viene riportato il numero di navi metaniere varate ogni anno a livello globale dal 1991 al 2022 e, in base all'orderbook alla fine del 2022, viene poi riportata una previsione riguardo quelle che dovranno essere consegnate tra il 2023 ed il 2028. Come si può dunque notare dal grafico stesso e, come anticipato nel paragrafo 3.3, solo a partire dall'inizio degli anni 2000 si è iniziata ad avere una vera importante crescita della flotta, con picchi molto rilevanti nel 2008 e nel 2009 e, successivamente una crescita della flotta variabile ma comunque rilevante a partire dal 2014. Proprio nel 2014 si registrò per la prima volta un orderbook comprensivo di oltre 60 navi metaniere per consegna prevista tra i quattro ed i cinque anni successivi.¹⁵ Dopo il 2014, vista la crescita della domanda di prodotto e, il numero di progetti di estrazione oltre che di nuova costruzione o espansione di terminali di liquefazione e rigassificazione, il 2021 ha battuto ogni record precedente, facendo registrare ben 86 nuove metaniere in orderbook. In particolar modo la crescita dei progetti in Medioriente e l'incremento degli ordini di navi alimentate a GNL, hanno spinto gli armatori alla costruzione di un numero straordinario di metaniere. Ma il 2022 ha lasciato senza dubbio tutti gli operatori a bocca aperta. Solamente nel corso del 2022 infatti, sono state ordinate ai cantieri ben centottantasei unità che, aggiungendosi alle 70 già in ordine e non ancora consegnate, costituiscono un orderbook globale di 256 navi alla fine dello stesso anno. Nei soli primi 4 mesi del 2023 poi, sono state ordinate altre 56 metaniere, sempre con consegna limite prevista per il 2028, portando l'orderbook a 312 navi alla fine del mese di aprile 2023. Il grafico 8.3 di seguito riporta la previsione del numero di unità costituente la flotta di ogni compagnia operante il trasporto di GNL via mare, sommando le unità attive (in blu scuro) alle unità in orderbook (in azzurro) ed alle unità attive e varate nel corso del 2022 (in verde).

Sull'asse delle ordinate si nota in alcuni casi il nome di due o più compagnie sulla stessa riga e, ciò evidenzia l'esistenza di un consorzio al fine della gestione di 4 o più navi, cosa molto frequente nel caso delle navi metaniere, come nel caso di TEPCO, NYK e Mitsubishi, oppure di MOL ed OSC, oltre a diversi altri.

¹⁵ <https://fathom.world/analysis-shows-man-es-has-reduced-its-methane-slip-from-me-gi-engine-range/>

Graf. 8.3 La flotta globale e l'orderbook di navi metaniere a fine aprile 2023



Fonte: INTERNATIONAL GAS UNION, World LNG Report, London, 2023

Tralasciando l'analisi di tutte le flotte riportate nel presente grafico e, l'accrescimento delle stesse con una capacità di stiva più o meno elevata, ciò che salta subito all'occhio è il fatto che tra il 2022 e l'inizio del 2023, data la liquidità a disposizione delle compagnie e dovuta ai noli elevati e, date le stime di incremento della domanda di

trasporto di GNL nei prossimi anni, sono stati appositamente creati diversi consorzi per la costruzione e gestione di 4 o più navi, oltre al fatto che sono entrate nel sub-settore del trasporto del GNL diverse compagnie già esistenti e operanti in altri settori.

Armatori come Maran Gas Maritime, Knutsen Gas, Capital Gas, MOL e molte altre, sono ormai da tempo società armatoriali di navi metaniere, con navi sia di proprietà che in gestione e flotte di diverse decine di navi di varie dimensioni.

Maran Gas Maritime, ad esempio, parte del gruppo Angelicoussis (che opera in diversi sub-settori del trasporto merci via mare) detiene il primato della dimensione della flotta per numero di unità ormai da qualche anno ma, nonostante ciò, continua ad incrementare il suo orderbook che entro il 2028 dovrebbe portarla a raggiungere quota 50 navi. Knutsen gas invece, pur avendo superato quota 20 navi solo nel 2022, ha in essere un orderbook pari ad oltre il 100% della flotta gestita al 2023. Lo stesso vale per MOL che dovrebbe raddoppiare la propria flotta di navi metaniere entro il 2028, toccando quasi le 40 unità. E da numeri di questo genere, come si può vedere dal grafico in oggetto, non sono distanti quelli che dovrebbero raggiungere molti altri player come NYK line, Seapeak, MISC, Gaslog, BW, Dynagas, Nakilat, TMS Cardiff gas, etc. Questa tendenza potrebbe portare la flotta mondiale di navi metaniere a raddoppiare nei prossimi 7-8 anni, prefigurando uno scenario davvero molto interessante.

Al di là dell'incremento della flotta a livello globale, per cui ad oggi l'orderbook rappresenta quasi il 47% della flotta esistente, ciò che è importante notare è che questo incremento non riguarda solo poche grandi compagnie, bensì sostanzialmente tutte quelle operanti in questo sub-settore. Il fatto che anche le compagnie con un numero di navi ridotto abbia la possibilità di costruire molte navi rispetto a quelle già attive è un segnale molto forte, che sta ad indicare una reale prospettiva positiva relativa allo sviluppo futuro del mercato.

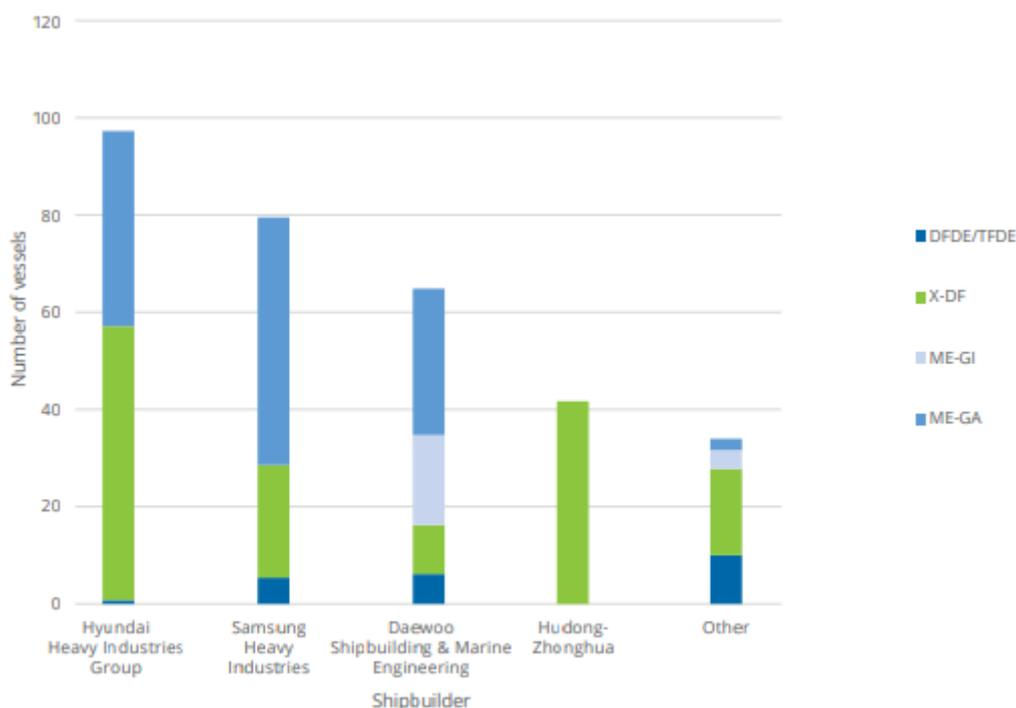
Al contempo, non si può dire neanche che l'orderbook esistente sia dovuto alla necessità di ringiovanimento della flotta, perché in base all'analisi effettuata nel paragrafo precedente, la flotta di navi metaniere è abbastanza giovane. Inoltre, le demolizioni sono davvero molto poche. Il numero massimo di vendite per demolizione è infatti stato raggiunto nel 2021,¹⁶ quando sette metaniere fino ai 43 anni di età sono state vendute a

¹⁶<https://www.tradewindsnews.com/gas/2021-shaping-up-as-record-year-for-lng-carrier-demolition-sales/2-1-1062902>

tal fine e questo principalmente a causa del fatto che non erano più in grado di trasportare il carico in sicurezza a causa della senescenza delle strutture.

Questa vera e propria corsa alla costruzione di navi metaniere iniziata tra il 2021 ed il 2022 ha fatto sì che in pochissimo tempo tutti gli slot dei cantieri navali che operano costruzioni di questa tipologia fossero occupati.

Graf 9.3 Orderbook globale di metaniere nei principali cantieri a fine aprile 2023, diviso per tipologia di propulsione



Fonte: <https://www.rystadenergy.com/services/gas-market-solution>

Come si può notare dal grafico 9.3, la maggior parte sono stati affidati ai cantieri sudcoreani di Samsung Heavy Industries, Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering, Hyundai Heavy Industries, che risultano non avere alcuno slot a disposizione prima del 2027 e, un orderbook di almeno 16 miliardi di dollari ciascuno per il 2022. Data la saturazione di capacità dei cantieri costruttori di metaniere per eccellenza, per avere la possibilità di costruire al più presto le proprie navi, molti armatori si sono rivolti ad altri cantieri, tra cui principalmente quelli cinesi come come Hudong-Zhonghua Shipbuilding, Jiangnan Shipbuilding, China Merchants Heavy Industries e Yangzijiang Shipbuilding,

che in totale sono riusciti ad ottenere il 21% dell'orderbook mondiale di metaniere per il 2022, per un valore di circa 60 miliardi.¹⁷

Nel grafico 9.3 inoltre si può notare la distinzione tra 4 tipologie di propulsione, tutte con alimentazione doppia. Le X-DF (in verde nel grafico) rappresentano al momento il design più richiesto, seguite dalle ME-GA in blu scuro (Man Engine-Gas Admission). Le altre due tipologie invece, DFDE e TFDE in blu (Dual-Fuel Diesel Electric e Tri-Fuel Diesel Electric) e ME-GI (Man Engine-Gas Injection), sono state scelte per un minor numero di unità. In ogni caso, tutti e quattro i design di propulsione sono dual fuel diesel-LNG e in grado di raggiungere delle performance straordinarie in termini di bassi consumi e contenimento delle emissioni inquinanti.

Sotto il punto di vista economico-finanziario, le navi in ordine presentano per il 99% una capacità superiore ai 174.000 m³ (che ora possono transitare attraverso il canale di Panama grazie all'ultimo ampliamento) e delle cisterne a membrana e, tra il 2022 e l'inizio del 2023 i costi d'acquisto per ogni unità di questo genere si aggirano tra i 240 e i 260 milioni di USD, mentre negli anni passati erano molto più alti. Le 15 metaniere rompighiaccio di queste dimensioni ordinate al cantiere sudcoreano DSME da OAO Yamal LNG, tra il 2017 ed il 2018, e destinate ad operare l'esportazione di GNL dalla Russia siberiana anche nei mesi invernali, sono costate circa 320 milioni di dollari l'una, con un costo riscontrato tra i 1.800 e i 1900 USD per m³. Pur considerando una maggiorazione del costo dovuta in questo caso alla realizzazione di uno scafo rompighiaccio, i costi rimangono comunque molto più alti rispetto a quelli negoziati con i cantieri tra il 2022 ed il 2023, per cui il costo al m³ si aggira tra i 1300 ed i 1500 USD a tonnellata. Naturalmente il costo può variare a seconda della tipologia di propulsione scelta e di altri elementi particolari di personalizzazione della nuova costruzione, ma in generale, i valori indicativi sono quelli appena riportati.

Considerando l'analisi dell'orderbook appena conclusa si può dire che nei prossimi anni la flotta di navi metaniere è destinata ad una crescita davvero impressionante.

¹⁷<https://www.reuters.com/business/china-shipyards-feast-record-lng-tanker-orders-skorea-builders-are-full-up-2022-12-12/>

Prendendo come riferimento i tempi di consegna delle navi ordinate infatti, la flotta potrebbe superare le 1000 unità già entro il 2026 secondo alcune stime¹⁸. Per rispondere alle esigenze dell'evoluzione della domanda è molto probabile inoltre che la nuova flotta e, specialmente le navi in consegna tra il 2023 ed il 2024, inizino ad operare molto di più sul mercato dei noleggi spot, in modo tale da poter sfruttare i picchi dei noli dovuti all'incremento della volatilità del mercato che si è registrata nel corso degli ultimi due anni. C'è però anche il rischio che questo enorme ed improvviso incremento della flotta di metaniere comporti nei prossimi anni la realizzazione di un eccesso di offerta, che potrebbe mettere in seria difficoltà gli armatori e cambiare nuovamente le sorti del mercato. Ma come ben noto lo shipping in generale è caratterizzato da ciclicità e, su quelle che saranno le sorti di questa enorme flotta si possono certamente far delle previsioni, ma che nel lungo termine tendono ad essere sempre poco attendibili. Ciò che si può quindi desumere dall'analisi appena conclusa è che certamente l'offerta di trasporto di gas naturale liquefatto è destinata ad aumentare nei prossimi anni per effetto del varo delle nuove navi in costruzione, ma l'andamento del mercato è in ogni caso subordinato all'incrocio tra questa nuova offerta e la domanda, anch'essa in altrettanto continua evoluzione e subordinata in particolar modo ad eventi geopolitici e non, che nel momento in cui la presente tesi viene redatta fanno registrare un impatto molto rilevante e che pertanto verranno trattati nel capitolo IV.

¹⁸<https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/global-lng-fleet-to-eclipse-1000-vessels-by-2026-75118#:~:text=By%202026%2C%20the%20global%20LNG%20fleet%20is%20forecast,a%20capacity%20of%20174%2C000%20to%20200%2C000%20m%203.>

CAPITOLO IV

LA GUERRA RUSSO-UCRAINA E GLI EFFETTI SUL MERCATO DEL TRASPORTO MARITTIMO DI GNL

4.1 INTRODUZIONE

Dopo aver completato quella che è l'analisi dell'andamento della domanda e dell'offerta della domanda di trasporto di gas naturale liquefatto e, aver evidenziato qual è lo stato dell'arte, tramite il presente capitolo si vuole procedere all'approfondimento di un tema più volte toccato fino a questo momento durante il corso della presente tesi, ossia gli effetti sul mercato del trasporto del gas naturale liquefatto via mare della guerra russo-ucraina. Diverse volte, infatti, sia nell'analisi della domanda che dell'offerta di trasporto, si è fatto riferimento alla crisi energetica che è derivata dallo scoppio della guerra in oggetto, la quale ha avuto un effetto particolarmente rilevante sull'Europa, ma che per certi versi non ha risparmiato neanche il resto del mondo.

L'attacco in suolo ucraino avvenuto da parte dell'esercito russo a partire dal febbraio 2022, tralasciando l'aspetto umanitario di primaria e assoluta importanza ma non oggetto di questa tesi, ha avuto una serie di ripercussioni dal punto di vista economico e sociale che hanno messo in seria difficoltà moltissimi Paesi europei, con delle conseguenze importanti su tutta una serie di elementi, tra cui in particolar modo l'approvvigionamento di risorse energetiche. La Russia è infatti uno dei primi esportatori al mondo di gas naturale e, diretto e primario fornitore della gran parte dei Paesi europei, ai quali è collegata tramite metanodotti. Date le sanzioni adottate dall'Unione Europea nei confronti della Russia al fine di isolarla economicamente e, dall'altro lato le continue minacce di "chiusura dei rubinetti" da parte del presidente russo Vladimir Putin, l'Europa è ben presto arrivata in una condizione di assoluta precarietà nell'approvvigionamento di gas naturale. L'unica alternativa per evitare che il continente rimanesse senza un'fonte energetica così importate si è dunque rivelata l'incremento delle forniture di gas naturale da parte di altri Paesi esportatori, ma attuabili solo tramite il trasporto via mare del prodotto stesso.

Nel corso del seguente capitolo si farà dunque riferimento agli effetti della guerra tra Russia e Ucraina sia dal lato della domanda che da quello dell'offerta di trasporto di gas naturale liquefatto via mare a cavallo tra il 2022 ed il 2023. Nella lettura di questo

capitolo bisogna però tenere in considerazione il fatto che la guerra è ancora in atto nel momento in cui la presente tesi viene redatta; dunque, gli effetti riscontrati ed oggetto di analisi sono quelli riscontrati fino a questo momento che, seppur di straordinaria entità, non consentono di fare una completa analisi ex-post, in quanto possono rappresentare solamente una parte delle conseguenze rispetto a quelle riscontrabili nel futuro. Pertanto, bisogna che si tengano in considerazione diversi scenari nel fare una previsione futura, al fine di cercare di dare una indicazione di massima di quelli che potrebbero essere gli eventuali futuri impatti sul mercato in oggetto, in base agli sviluppi che potrebbero verificarsi dal punto di vista geopolitico.

4.2 LE FORNITURE DI GAS RUSSO AI PAESI EUROPEI E I PROBLEMI DI APPROVVIGIONAMENTO NEL 2022

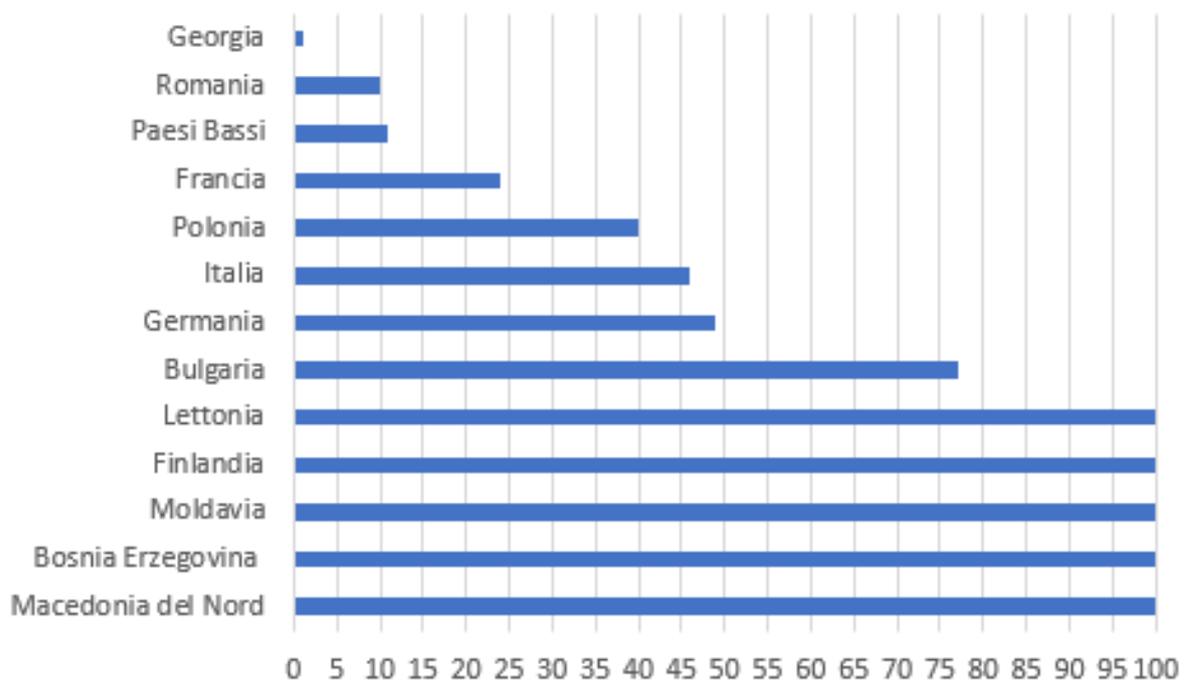
Il gas naturale è una commodity fondamentale per la sopravvivenza dei Paesi europei. Facendo riferimento alle sue modalità di utilizzo nell'economia e considerando in particolare che la maggior parte dell'energia elettrica europea viene prodotta all'interno di centrali alimentate a gas, si può dire che questa commodity è di cruciale importanza per l'economia europea, ma ancor prima per la garanzia del prosieguo del normale stile di vita degli europei, dunque per la sopravvivenza del continente. Volendo considerare solo la produzione di energia elettrica, circa il 20% della stessa viene prodotta in Europa tramite l'utilizzo del gas naturale¹, tralasciando tutti quelli che sono gli altri utilizzi, come il riscaldamento degli ambienti, per cui la stragrande maggioranza viene realizzato proprio attraverso la combustione del prodotto stesso. In particolare, prendendo in considerazione i dati di fine 2021, l'Europa è arrivata ad importare più del 40% del gas naturale dalla Russia, il che ha reso il colosso sovietico senza alcun dubbio il principale fornitore del continente.² I Paesi europei che si riforniscono di gas naturale dalla Russia sono: Germania, Italia, Turchia, Paesi Bassi, Polonia, Francia, Repubblica Ceca, Ungheria, Slovacchia, Spagna, Romania, Bulgaria, Grecia, Serbia, Finlandia, Moldavia, Lettonia, Lituania, Portogallo, Macedonia del Nord, Bosnia Erzegovina, Slovenia,

¹ <https://www.bp.com/content/dam/bp/businesssites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>

² <https://www.consilium.europa.eu/it/infographics/where-does-the-eu-s-energy-come-from/>

Norvegia, Svezia, Lussemburgo, Estonia e Liechtenstein. Tra questi però ce ne sono alcuni per i quali tali forniture risultano più importanti, come si può notare dal grafico 1.4 di seguito che riporta proprio le percentuali di gas russo importato da questi Paesi rispetto alle importazioni totali di gas naturale di ciascun Paese, al 2020. Si è scelto in questa fase di far riferimento a dati del 2020 per evitare di far emergere l'impatto del periodo più importante della crisi energetica, a cui si farà riferimento in seguito.

Graf. 1.4 Principali Paesi europei importatori di gas naturale russo e percentuale rispetto alle loro importazioni totali nel 2020



Fonte: Elaborazione su dati ACER

Dal presente grafico si nota quindi che le forniture di gas di Paesi come la Macedonia del Nord, la Bosnia Erzegovina, la Moldavia, la Finlandia e la Lettonia al 2020 erano completamente di origine russa, in quanto appunto il 100% del gas da loro utilizzato veniva importato dalla Russia.

Dopo questi la Germania, l'Italia e la Polonia erano quelle con le forniture maggiori, rispettivamente del 49%, 46% e 40% rispetto al totale di ogni Paese, seguite da Francia (24%), Paesi Bassi (11%), Romania (11%) e Georgia (1%).

La differenza tra Paesi come quelli che importavano tutto il loro gas dalla Russia e Paesi come Italia, Germania e Francia, sta però nel fatto che nel mix energetico tale risorsa è di fondamentale importanza per questi ultimi, mentre è molto meno rilevante per i primi e, anche questo è un importante elemento che determina la dipendenza o meno del Paese dalle forniture in oggetto.

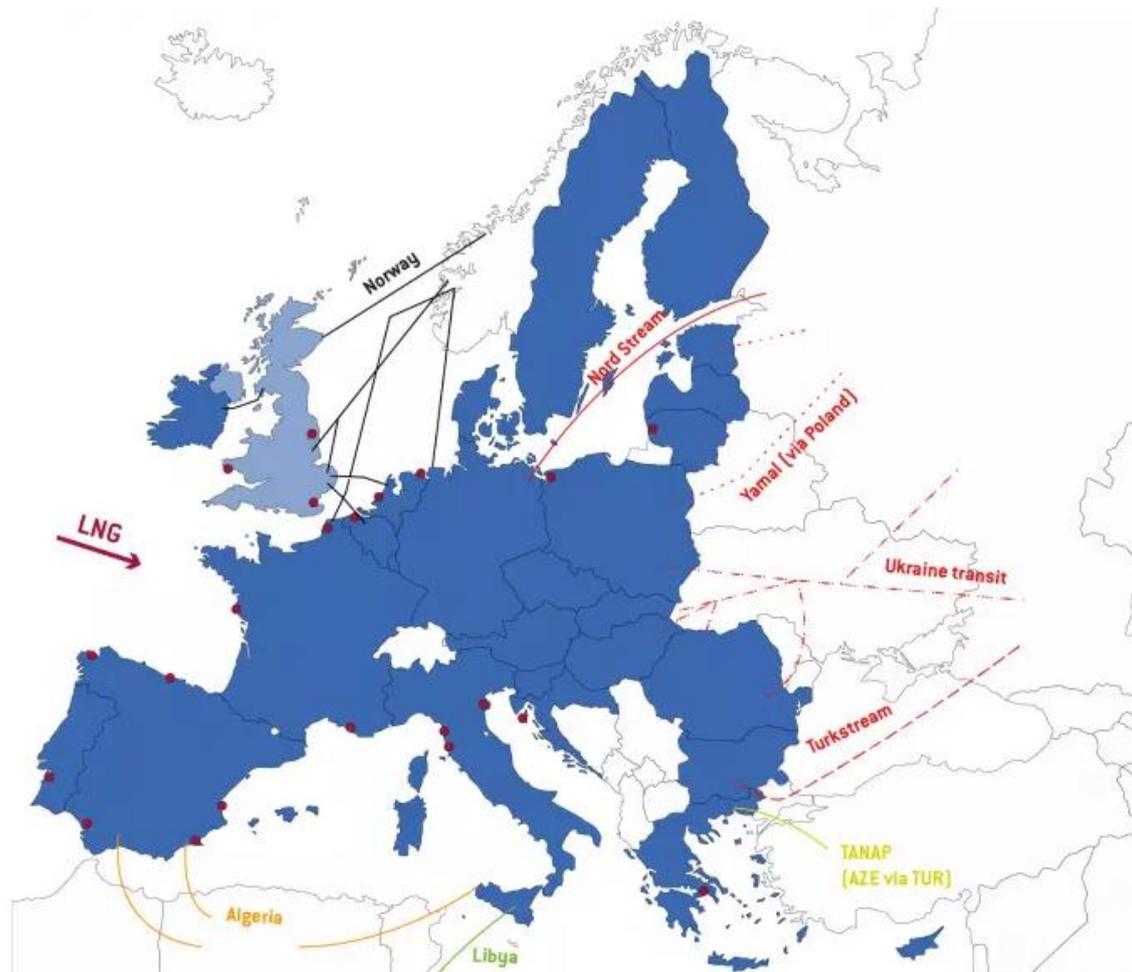
Mettendo a confronto l'importanza di questa commodity per alcuni Stati europei (dovuto alla varietà e ampiezza degli utilizzi) e il grafico precedente, si può affermare che alcuni di questi avevano infatti una sostanziale "dipendenza" dalle forniture di gas provenienti dal suolo russo o comunque controllate dallo stesso fornitore. Questo ha dunque comportato la possibilità da parte della superpotenza sovietica di sfruttare il carattere di strumento geopolitico di tale commodity, che è stato estremizzato dal momento dell'inizio del conflitto in suolo ucraino.

Nel corso degli anni, infatti, i Paesi europei hanno portato avanti una serie di politiche di approvvigionamento del gas naturale che hanno condotto la Russia ad essere il primo indiscusso fornitore del continente. Questo per un indubbio vantaggio economico nel breve termine, ma privo di alcuna giustificazione dal punto di vista di gestione strategica delle forniture nel medio e lungo termine. Essendo infatti il gas naturale una risorsa energetica di importanza rilevante per i Paesi europei, data la quantità delle forniture necessarie, il prodotto ha assunto una importanza a livello strategico fondamentale che, anziché essere utilizzata come punto di forza tramite una diversificazione dell'origine delle forniture del prodotto stesso, è divenuto l'elemento alla base del potere d'influenza russo sul continente europeo.

L'Europa ha infatti deciso di vincolarsi alle forniture russe in maniera molto ristretta, a partire dalla realizzazione congiunta di tutta una serie di infrastrutture fisse per il trasporto del prodotto, che hanno certamente portato a degli importanti vantaggi sotto il punto di vista della stabilità delle forniture, ma hanno anche gettato le basi per un enorme incremento del potere russo, che non appena se n'è presentata l'occasione è stato prontamente utilizzato per il raggiungimento di obiettivi, in questo caso, di carattere geopolitico.

Nella mappa riportata in figura 1.4 sono appunto riportate quelle che sono le principali vie d'ingresso del gas naturale nel continente europeo, distinguendo tra infrastrutture dedicate al GNL e infrastrutture dedicate alle forniture via gasdotto.

Fig. 1.4 Infrastrutture per l'ingresso del GNL in Europa



Fonte: <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>

Nella presente mappa le rette tratteggiate in rosso indicano i gasdotti che portano in Europa il gas di origine russa, in nero i collegamenti con la Norvegia (secondo fornitore di gas naturale per l'Europa), in giallo le linee di collegamento con l'Algeria (che comprendono il gasdotto Transmed tra Algeria e Sicilia e, le rotte del GNL) ed in verde il gasdotto Greenstream che trasporta il gas naturale dalla Libia all'Italia. Sono inoltre indicati con dei puntini rossi i terminali di rigassificazione e stoccaggio on-shore e off-shore dedicati al GNL in Mediterraneo, in Atlantico e lungo le coste del Nord Europa. I gasdotti che conducono invece in Europa il gas naturale estratto dal sottosuolo russo sono invece indicati con delle linee rosse e si possono riassumere in 4 principali direttrici. Il primo è il gasdotto "Nordstream 1", che collega la Russia occidentale alla Germania, dalla

quale poi il prodotto arriva nei diversi Paesi europei dopo essere stato immesso sulla rete. Il secondo gasdotto è invece quello che collega il terminale di Yamal (in Siberia) al vecchio continente attraverso il primo ingresso in Polonia. Il terzo gasdotto è quello che transita per l'Ucraina e poi arriva in Europa attraverso diverse diramazioni verso i Paesi confinanti. Infine il quarto gasdotto è il Turkstream, che connette il terminale di Russkaya alla Turchia, passando per il Mar Nero che li separa. In realtà ci sarebbe anche un altro gasdotto che, si estende tra Ust-Luga in Russia e Greifswald in Germania, attraversando il Mar Baltico che li separa per oltre 1200 Km. Tale infrastruttura però, di proprietà di una società svizzera controllata dal colosso russo Gazprom e, la cui costruzione è terminata nel mese di settembre del 2021, in seguito alle fasi di collaudo non è mai stata resa operativa, in quanto nel momento in cui la Russia ha iniziato ad attuare un massiccio posizionamento di truppe al confine ucraino, la Germania avendo avvertito l'imminente pericolo ha deciso di sospenderne l'attivazione, nonostante il gasdotto fosse stato consapevolmente realizzato per ridurre la rilevanza dell'infrastruttura che obbliga il passaggio del gas russo attraverso l'Ucraina, date le ormai datate tensioni geopolitiche con la Russia.³

Come si può notare dunque anche dalle infrastrutture realizzate, la strategia europea per assicurarsi gli approvvigionamenti di gas naturale è stata dominata da una grande propensione a rifornirsi di gas proveniente dalla Russia principalmente sia perché a livello commerciale i grandi player russi come Gazprom hanno da sempre mostrato grande collaborazione con quelli europei, sia per la grande affidabilità riscontrata dai Paesi dell'Unione nelle risorse e tecnologie russe, nonostante dal punto di vista strettamente politico e geopolitico sono state spesso constatate delle importanti incongruenze. Fin dai primi anni 2000, molti Paesi hanno stipulato degli importanti accordi commerciali con i gestori russi, anche grazie all'avvicinarsi dal punto di vista politico della Russia ai Paesi dell'Unione Europea. In particolare, la collaborazione con la Germania da un lato e l'Italia dall'altro è stata di cruciale rilevanza e, ha portato alla realizzazione del Nord Stream 1, inaugurato l'8 settembre 2011. L'Italia invece, tramite l'Eni, già nel 2007 aveva stipulato un importante contratto di fornitura con Gazprom per l'incremento delle stesse fino al

³ <https://www.wsj.com/livecoverage/russia-ukraine-latest-news/card/what-is-the-nord-stream-2-pipeline--0AU1wDRPbeps3RfHyDs0>

2035; contratto poi assoggettato ad una rilevante modifica dei termini in accordo tra le parti nel 2021.⁴

Già a partire dal 2014 però, quando la “situazione Ucraina”⁵ iniziava a destare reali importanti preoccupazioni nel mondo a causa delle minacce russe di una escalation militare su larga scala, a livello commerciale si sono iniziate ad avere le prime problematiche nei rapporti con l’Europa. Dal momento in cui però il conflitto è divenuto realtà e, la Russia ha attaccato militarmente l’Ucraina nel febbraio del 2022, le sanzioni adottate dall’Unione Europea (e non solo) nei confronti della Russia e, la conseguente continua minaccia di stop delle forniture di gas da parte del Presidente russo Vladimir Putin, hanno portato gli importatori europei a dover necessariamente trovare una soluzione al rischio di rimanere senza gas naturale.

Considerando il fatto che gli unici gasdotti che conducono il gas in Europa provengono dalla Russia e dunque sono controllati da una nazione al momento ostile all’Unione Europea per via dell’aggressione bellica sul territorio ucraino e, considerando che l’unica alternativa per garantire le forniture di gas all’Europa proviene da Paesi estrattori di gas a cui il territorio europeo non è collegato tramite gasdotti, il GNL ha assunto immediatamente un’importanza cruciale per la sopravvivenza del continente europeo. Questo naturalmente, come spiegato nel corso del capitolo 3, ha fatto esplodere il mercato dei noli spot delle navi metaniere, in quanto in pochissimo tempo è stato registrato un aumento della domanda di trasporto di questa commodity verso i terminali di rigassificazione e stoccaggio europei in misura mai vista prima. Inoltre, questo improvviso cambio di regime della domanda di GNL ha comportato una serie di risposte dal punto di vista dell’offerta di trasporto oltre all’incremento dei noli per i noleggi spot delle metaniere, dal riposizionamento di un maggior numero di navi nelle aree di caricazione del GNL diretto in Europa, alla salita del valore delle metaniere nel mercato del second hand, fino allo stimolo dell’orderbook nei cantieri in un secondo momento.

Sulla base delle conoscenze acquisite nel secondo e nel terzo capitolo dal punto di vista sia della domanda che dell’offerta di trasporto di GNL, nel paragrafo di seguito si andranno ad analizzare le principali azioni intraprese dall’Europa e gli impatti sulla domanda e l’offerta di trasporto di GNL, al fine di comprendere se c’è stato solamente un

⁴<https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2021/10/eni-gazprom-siglano-accordi-gas.html>

⁵ Termine usato per descrivere la problematica di carattere geopolitico che coinvolge Russia ed Ucraina

periodo di “isterismo dei mercati” dovuto alla crisi geopolitica, oppure questo evento ha rappresentato e rappresenta una opportunità di crescita dell’importanza del mercato del GNL in Europa.

4.3 PIANI E STRATEGIE DEI PAESI EUROPEI PER AFFRONTARE LA CRISI ENERGETICA E L’INCENTIVO ALLA DOMANDA DI GNL

Dal momento in cui la Russia si è resa protagonista dell’attacco militare all’Ucraina, per ragioni di dominio geopolitico che non sono oggetto di questa tesi, i Paesi Europei che hanno scelto di supportare l’Ucraina nella guerra hanno avuto delle ripercussioni importanti dal punto di vista economico. Per la continua minaccia di stop delle forniture di gas da parte del presidente russo Vladimir Putin e per la riduzione del supporto economico ad un Paese ostile al fine di convincerlo ad una ritirata dal punto di vista militare, sono stati adottati una serie di pacchetti di sanzioni economiche da parte dell’Unione Europea nei confronti del gigante sovietico, che hanno reso necessarie una serie di misure correttive alle strategie di approvvigionamento di gas naturale.

Per questo si è venuta dunque a creare una vera e propria crisi energetica, in quanto rimpiazzare da un giorno all’altro un fornitore così importante non è affatto semplice, soprattutto considerando il fatto che al di fuori del gasdotto Transmed, sulle altre condotte viaggia solamente gas proveniente dalla Russia e, ciò ha fatto salire alle stelle il prezzo della commodity.

A questo punto dunque, i vantaggi dell’approvvigionamento di GNL vengono immediatamente alla luce. Il vantaggio principale del gas trasportato via mare in forma liquida rispetto a quello trasportato via gasdotto è infatti dato dalla possibilità per i Paesi importatori di rendere maggiormente flessibili le forniture in base ai diversi fattori che possono influenzare il mercato nel corso del tempo (come la guerra in questione), così da avere la possibilità di rifornirsi in ogni momento dal Paese che offre le condizioni di fornitura migliori sotto i profili di interesse, naturalmente considerando i vincoli operativi derivanti dalla necessità di scaricare il prodotto dalla nave in un terminale attrezzato per lo stoccaggio e la rigassificazione.

In passato, proprio la necessità per l'importazione del GNL di terminali di rigassificazione e stoccaggio da localizzare lungo le coste sulla terraferma o in mare (FRSU), ha comportato un netto rifiuto da parte dell'opinione pubblica, principalmente a causa della poca informazione della stessa sui rischi di queste strutture, considerati generalmente ed in maniera errata molto maggiori rispetto alla realtà. Questo ha dunque portato a preferire l'appoggio e la spinta alla realizzazione dei gasdotti che dovrebbero assicurare le importantissime forniture di gas all'Europa. Da un lato questo ha assicurato un prezzo del gas abbastanza vantaggioso (o per lo meno avrebbe dovuto), grazie a degli importanti accordi commerciali tra i fornitori (come Gazprom) e i partner commerciali a cui nei Paesi importatori sono affidati lo stoccaggio e la distribuzione del prodotto, che ha spinto ancora di più l'opinione pubblica a preferire le "sicure" forniture via gasdotto alle flessibili forniture via mare o ad una maggiore diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

Dal momento in cui però il rischio di un collasso del sistema economico e sociale a causa della mancanza di risorse energetiche è divenuto reale, diversi Paesi hanno immediatamente attivato delle strategie per ridurre le loro importazioni di gas russo e rendersi indipendenti sia a livello economico che geopolitico dalle minacce di stop delle forniture.

Per comprendere quali sono i Paesi in cui si sono rese necessarie delle misure di maggior impatto sotto questo punto di vista, bisogna far necessariamente riferimento al grafico 1.4 riportato nel paragrafo precedente a questo. In particolare, Germania e Italia sono i due maggiori importatori europei di gas russo oltre che due Paesi su cui tali forniture pesano davvero molto, considerando che il gas naturale è la principale risorsa energetica da loro utilizzata.

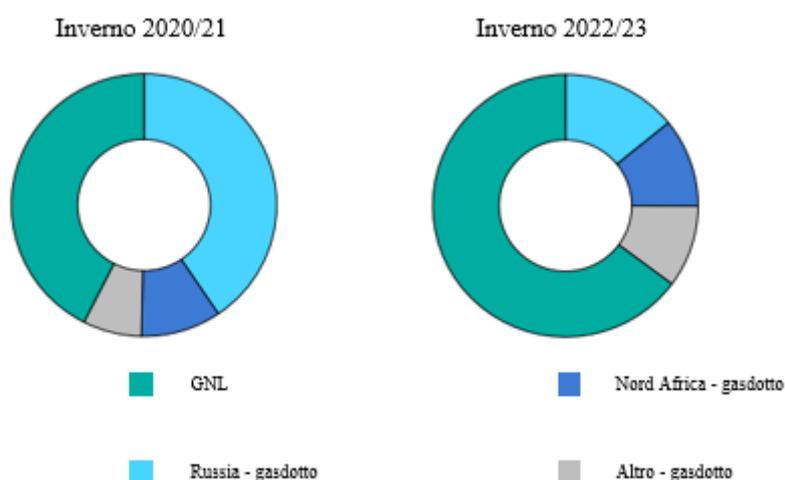
Ciò che è avvenuto però tra il 2022 ed il 2023 non è stata solo una riduzione assoluta delle importazioni di gas dalla Russia del 30%, ma una riduzione delle importazioni di gas naturale via gasdotto dalla Russia ed un aumento delle importazioni di GNL con stessa origine (tramite delle operazioni di carico e scarico intermedie in particolari aree, al fine di aggirare le sanzioni). I Paesi europei quindi, hanno continuato ad acquistare gas dalla stessa fonte, ma data la riduzione dei flussi via gasdotto, hanno provveduto da un lato ad operare una maggiore diversificazione delle fonti di fornitura

del gas e, dall'altro ad incrementare le importazioni di GNL per sopperire alla riduzione delle forniture via gasdotto.

Secondo l'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA), nel corso del 2022 le importazioni di gas naturale liquefatto europee via mare sono aumentate del 63% rispetto al 2021, decretando così un incremento senza precedenti dell'importanza del mercato del trasporto di questa commodity, che ha raggiunto quasi i 500 miliardi di USD.

Dai due grafici di seguito si può notare come sono cambiate le importazioni di gas naturale tra l'inverno 2020/21 e quello 2022/23 in Europa.

Graf. 2.4 Confronto delle importazioni di gas naturale europee tra gli inverni 2020/21 e 2022/23



Fonte: International Energy Agency, Gas Market Report Q2, 2023

Come si può notare dal presente grafico, le importazioni europee di gas russo via gasdotto sono diminuite di oltre due terzi nell'inverno 2022/23 rispetto a quello del 2020/21 e, mentre le importazioni via gasdotto dal Nord Africa e da altri Paesi come la Norvegia sono aumentate solamente di qualche punto percentuale, le importazioni di GNL sono aumentate del 25% circa. All'incremento delle importazioni di gas naturale via mare nell'inverno tra il 2022 ed il 2023, che hanno raggiunto il valore di 94 miliardi di m³, hanno contribuito diversi Paesi esportatori. In primis gli Stati Uniti, dai quali è arrivato il 30% in più del prodotto rispetto all'anno precedente (circa 10 miliardi di m³

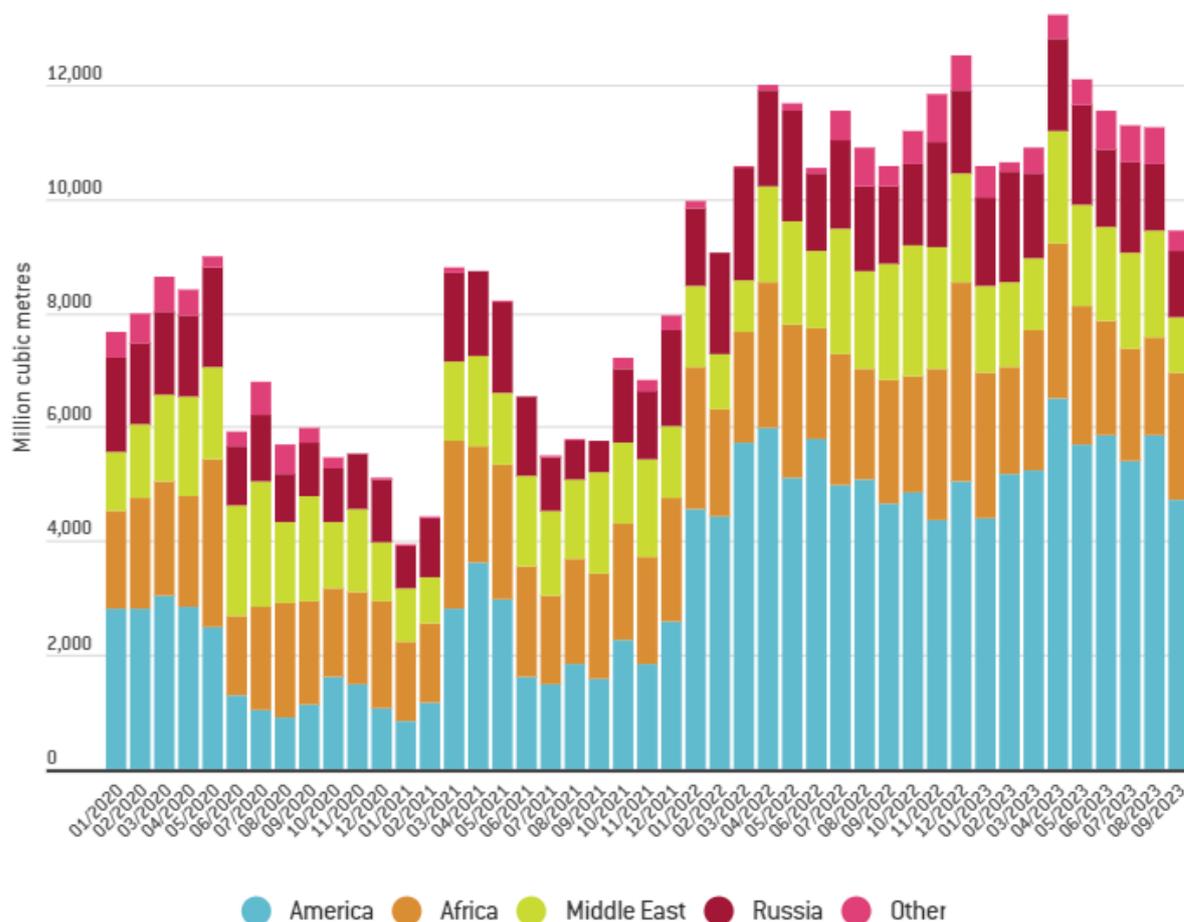
in più) e che così si sono aggiudicati il posto di primo fornitore di GNL europeo, rispondendo al 40% della domanda, che pesa per il 15% del totale delle esportazioni statunitensi di GNL. Poi il Qatar, che ha incrementato le forniture di circa 1,5 milioni di m³ (+15%) rispondendo principalmente alla domanda di Francia, Italia, Belgio e Polonia. Nel corso del 2022 inoltre, la Germania ha realizzato la sua prima importazione di gas naturale liquefatto via mare, aprendosi ad una tipologia di trasporto mai realizzata prima nei terminali tedeschi e, è riuscita a farlo costruendo un terminale di sbarco e rigassificazione in poco più di 6 mesi a Wilhelmshaven⁶.

L'incremento del valore economico del mercato però, non è derivato solamente dall'incremento dei volumi di GNL trasportati, che considerando la compensazione tra l'incremento della domanda europea e il calo delle importazioni cinesi, sono aumentati solamente del 6%, ma è da attribuire principalmente anche all'incremento dei noli delle navi metaniere, che nel 2022 e 2023 hanno toccato dei livelli mai raggiunti prima.

La situazione di emergenza europea dal punto di vista degli approvvigionamenti di gas naturale in seguito allo scoppio della guerra in suolo ucraino ha quindi determinato una immediata risposta degli armatori di navi metaniere alle richieste del mercato. La prima diretta conseguenza è stata un incremento dei viaggi verso l'Europa con origine differente da quella russa, come si può notare dal grafico 3.4 di seguito.

⁶ <https://www.ft.com/content/ada3fc2b-c845-4c0a-92c7-984498812fc4>

Graf. 3.4 Variazione delle importazioni europee di GNL tra gennaio 2020 e settembre 2023



Fonte: <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>

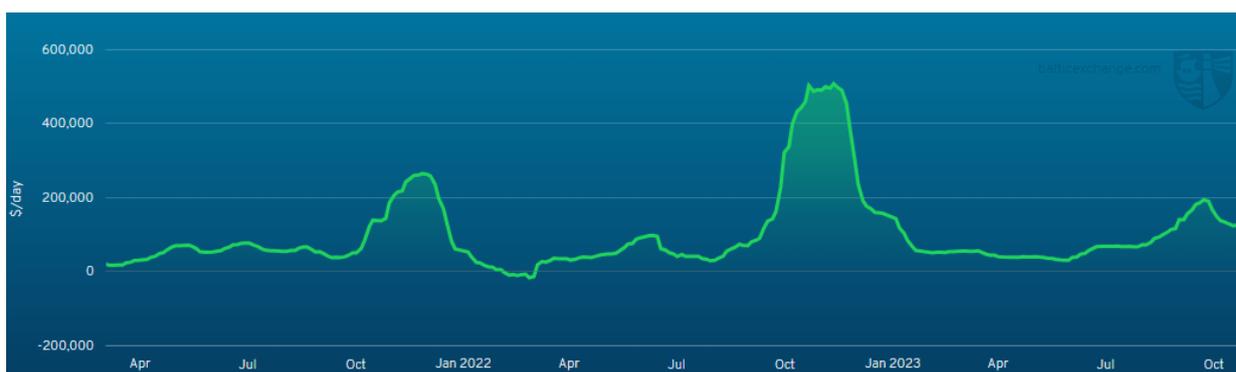
Dal presente grafico si nota che, pur essendoci stata una variazione davvero minima e quasi impercettibile delle importazioni di GNL dalla Russia, si è invece registrato un importante incremento dei quantitativi importati in particolar modo dagli Stati Uniti. Volendo fare un paragone tra i quantitativi registrati in ingresso in Europa e con origine gli Stati Uniti nel mese di aprile dei 4 anni presi in considerazione nel grafico in questione, si registrano i seguenti dati espressi in milioni di m³: 2831 (nel 2020), 3628 (nel 2021), 5982 (nel 2022), 6497 (nel 2023). Da questi dati si nota che ad aprile del 2023 c'è stato un incremento delle importazioni di GNL dagli Stati Uniti di quasi il 130% rispetto al 2020, di oltre il 79% rispetto al 2021 e dell'8,6 % rispetto al 2022.

Poi, si notano degli incrementi, seppur minimi, delle importazioni anche dalle altre aree di origine, quali l'Africa (Algeria, Nigeria, Angola, Egitto, Camerun e Guinea

Equatoriale), i Paesi del Medioriente (Emirati Arabi Uniti, Oman e Qatar) e altri Paesi tra cui Australia, Norvegia e Gran Bretagna.

Quindi, un primo effetto dello scoppio della guerra, paragonando i dati del 2023 con quelli del 2021 (anno precedente allo scoppio) è stato l'incremento della domanda di navi metaniere principalmente per i viaggi tra Europa e Stati Uniti. Questo ha comportato dunque un incremento dei noli spot come si è potuto notare nel capitolo precedente, principalmente sulla direttrice in questione. Volendo fare un diretto collegamento con il terzo capitolo della presente tesi, si può considerare il grafico 4.4 di seguito, che riporta l'andamento dell'indice BLNG2g proposto dal Baltic Exchange, tra aprile 2021 ed ottobre 2023.

Graf. 4.4 BLNG2g tra il 2 aprile 2021 e il 27 ottobre 2023



Fonte: <https://www.balticexchange.com/en/my-baltic/market-data/indices.html?indexId=81b4f515-df12-4b60-81b8-1b5a24772f35&dataSetId=708dd033-5d53-41bc-a90a-91d28d0109d8>

Il BLNG2g è un indice pubblicato due volte a settimana dal Baltic Exchange e fa riferimento ai noli spot di una nave metaniere alimentata a GNL di 174.000 m³ di capacità, per un viaggio circolare di 29 giorni di durata, con caricazione Sabine LNG terminal (nel golfo del Messico) dopo 25-40 giorni dalla data dell'indice e scaricazione Isle of Grain (Gran Bretagna). Inoltre, il prodotto si intende consegnato alla nave dal terminale già a temperatura per essere immediatamente e rapidamente caricato a bordo ed il nolo pagato in un'unica soluzione dal noleggiatore come "lumpsum", ma calcolato su base

giornaliera. Per quanto concerne velocità e consumi della nave tipo, si considera un consumo a pieno carico a 17 nodi di velocità, di 210 m³ di GNL al giorno, a 16 nodi in zavorra un consumo di 190 m³ di GNL al giorno, mentre un consumo di 85 m³ dello stesso bunker per ogni giorno lavorativo speso in porto.

L'analisi dell'indice in questione consente di valutare dunque quello che è l'andamento dei noli nel periodo preso in considerazione, considerando comunque la finestra temporale di previsione considerata, per una nave tipo e per un viaggio tra gli Stati Uniti e l'Europa. Coerentemente a quanto è stato analizzato nel corso del terzo capitolo, si notano dei picchi elevatissimi dell'indice tra i mesi di ottobre 2021 e gennaio 2022 e, tra ottobre 2022 e gennaio 2023, che sono i periodi in cui la stagionalità impatta in maniera più incisiva sulla domanda. Dunque, la crisi energetica non ha cambiato l'assetto della domanda del GNL, ma variandone i quantitativi domandati nelle diverse aree, ha determinato un incremento dei noli superiore a quello che l'incremento medio della domanda relativa ai noleggi spot negli anni immediatamente precedenti a quello di inizio della crisi energetica, era solitamente in grado di generare.

In realtà, si è registrato un incremento dei noli anche sulle altre principali direttrici, ma solamente per una sorta di riflesso di ciò che è successo sulla rotta USA-EU e, in ogni caso di entità decisamente inferiore.

Molti armatori di metaniere hanno dunque riposizionato le loro navi in maniera tale da poter essere maggiormente a disposizione di tali traffici e sfruttare al massimo il periodo di noli alti. Anche per effetto di tali strategie i noli sulle altre direttrici sono in parte saliti, in quanto la minore disponibilità di navi nelle altre aree ha determinato un diretto incremento del prezzo per aggiudicarsene la disponibilità, nonostante la domanda di noli spot non fosse comunque molto elevata come sulla direttrice in questione.

Si può dunque affermare che, alla luce dei fatti, nonostante l'Europa non rientri tra i maggiori importatori di GNL al mondo (che sono invece tutti asiatici), l'influenza sui mercati di questa commodity delle vicende che interessano l'Europa è molto importante, in quanto la si considera oramai l'area in maggiore espansione dal punto di vista della domanda.

Questa espansione della domanda di GNL che i principali Paesi europei importatori di gas naturale stanno attuando richiede però degli investimenti importanti ma rapidi e, un appoggio importante da parte dell'opinione pubblica, lasciando da parte il cosiddetto

principio NIMBY (Not In My Back Yard) per fare spazio alle opere necessarie per lo sviluppo in questione.

Nel capitolo di seguito si provvederà pertanto all'analisi del problema relativo alla capacità di rigassificazione e stoccaggio di GNL dei Paesi europei, che al momento non presentano ancora le dimensioni necessarie per poter affrontare in sicurezza un quasi totale rimpiazzo delle forniture tramite i gasdotti esistenti con il GNL.

4.4 IL PROBLEMA RIGASSIFICATORI E LE REALI PROSPETTIVE FUTURE DI IMPORTAZIONE DEL GNL IN EUROPA

Nel corso del paragrafo precedente si è potuto riscontrare come, a causa della crisi energetica di cui lo scoppio della guerra in Ucraina del febbraio 2022 è il principale responsabile, il mercato europeo del GNL sia cambiato e, in particolare come i Paesi europei abbiano incrementato in pochissimo tempo la domanda di questa commodity, nell'ambito della realizzazione di un ben più ampio programma di diversificazione degli approvvigionamenti di gas naturale. In particolare, Paesi come l'Italia e la Germania hanno dichiarato di voler sostituire totalmente (o quasi), per quanto sia possibile, le forniture di gas con origine russa via gasdotto, con il GNL proveniente da altre parti del mondo, USA e Qatar in primis. Ora, conoscendo quello che è il ciclo del trasporto del GNL, uno dei primi passi per fare in modo che le forniture possano essere effettivamente realizzate, sono necessari dei terminali sia di rigassificazione che di stoccaggio, che siano in grado di accogliere il quantitativo di GNL necessario, via mare.

Per comprendere quali sono le infrastrutture necessarie e, se questo è effettivamente realizzabile, bisogna prendere come riferimento i quantitativi di gas naturale russo importati dai Paesi europei fino al periodo precedente alla guerra. In particolare, la Germania ha importato via gasdotto dalla Russia circa 46 miliardi di m³ di gas nel 2021⁷, mentre l'Italia ne ha importati circa 27 miliardi durante lo stesso anno⁸.

⁷ <https://www.reuters.com/business/energy/how-dependent-is-germany-russian-gas-2022-03-08/>

⁸ <https://tg24.sky.it/economia/2022/02/26/gas-russo-italia#03>

Se si considera la Germania, questa ha accolto la prima nave metaniera a Wilhelmshaven a gennaio 2023, tramite l'impianto FSRU Hoegh Esperanza, inaugurato meno di un mese prima e, quasi alla fine del 2023 unico impianto di questa tipologia nel Paese.⁹

Se si considera invece la penisola italiana (secondo maggior importatore europeo di gas russo via gasdotto dopo la Germania), i terminali di sbarco e rigassificazione sono presenti in numero maggiore, ma comunque insufficiente in termini di capacità di rigassificazione per attuare una quasi totale sostituzione delle forniture via gasdotto con quelle di GNL. In particolare, i terminali di rigassificazione italiani sono evidenziati in figura 2.4.

Fig.2.4 Gasdotti e rigassificatori italiani al 2023



Fonte: <https://www.today.it/attualita/da-dove-arriva-gas-italia-forniture-russia-gasdotti-mappa.html>

Nella figura precedente si possono distinguere in arancione i punti di ingresso del gas naturale via gasdotto in Italia, mentre in azzurro i rigassificatori. In particolare, quello di Panigaglia (in Liguria), realizzato negli anni '60, è un terminale on-shore; quello di Livorno è un rigassificatore galleggiante e, quello di Porto Viro (in provincia di Rovigo) è un rigassificatore off-shore. I tre impianti hanno rispettivamente una capacità di

⁹ <https://www.uniper.energy/solutions/energy-transformation-hubs/energy-transformation-hub-northwest/Ing-terminal-wilhelmshaven>

rigassificazione di 3,5 3,7 e 4 miliardi di m³ l'anno di GNL, per un totale di 11,2 miliardi di m³ l'anno. Considerando però che l'Italia ha importato nel 2021 circa 27 miliardi di m³ di gas dalla Russia, risulta evidente che, una completa sostituzione di tali forniture tramite il GNL non possa essere realizzata, se non dopo un aumento della capacità di rigassificazione del Paese. Come anticipato, questo è un problema che attanaglia in particolare l'Italia e la Germania, in quanto principali importatori di gas russo via gasdotto. Proprio a tal proposito, l'Unione Europea ha fissato al primo posto nell'ambito degli obiettivi di politica energetica, l'incremento della capacità di rigassificazione del continente, in particolare per quei Paesi in cui, la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e l'economia in generale è messa in serio pericolo dalla situazione geopolitica in atto a causa di una forte dipendenza dal gas naturale importato dalla Russia. In linea con tali obiettivi, la Germania ha fissato l'obiettivo di realizzazione di 6 unità di rigassificazione galleggianti che dovrebbero portare la capacità di rigassificazione tedesca a circa 30 miliardi di m³ l'anno.¹⁰ Inoltre, anche la Spagna è stata posta al centro di tali investimenti, in quanto essendo il maggiore hub europeo del GNL, in un'ottica di riesportazione verso gli altri Paesi comunitari potrebbe essere di fondamentale supporto alla soddisfazione della loro domanda.

Per quanto concerne l'Italia invece, si può parlare di un vero e proprio “problema rigassificatori”. La penisola italiana è stata più volte indicata come un possibile hub del GNL europeo, data la sua posizione strategica sia in Europa che nel Mar Mediterraneo, ma l'opinione pubblica è sempre stata contraria all'installazione delle infrastrutture terminalistiche necessarie per l'importazione e lo stoccaggio del GNL, il che ha dunque fatto decadere i progetti più volte ed in regioni diverse. Anche in questo frangente infatti, per l'avvio del progetto di posizionamento della FRSU Italia a Piombino le proteste dei cittadini si sono fatte sentire, creando alcuni impedimenti. Senza alcuna vena polemica contro l'opinione pubblica o idee di questo genere bisogna però dire che, l'Italia è fortemente dipendente dal gas russo e, senza una alternativa nel momento in cui la superpotenza sovietica dovesse malauguratamente decidere di fermare le forniture di gas, la penisola italiana sarebbe uno dei primi Paesi europei a trovarsi quasi senza gas e, dunque in seria difficoltà. In particolare, i progetti avviati dal governo italiano per

¹⁰ https://www.ansa.it/canale_ambiente/notizie/focus_energia/2022/09/02/germania-arriva-il-sesto-rigassificatore_b2021c65-33a2-4e2e-b5a0-bca154679cdd.html

sopperire alla mancanza di gas derivante dal realizzarsi di questo possibile scenario e, per dissociare definitivamente le necessità energetiche italiane dalle forniture russe, fanno riferimento al cosiddetto Piano Re-Power Eu¹¹ avviato a livello comunitario. All'interno del piano sono presenti diverse iniziative, tra le quali l'incentivo all'acquisto di energia verde, la realizzazione di stoccaggio del gas in una particolare ottica strategica, oltre a delle iniziative per una più strategica gestione delle risorse e delle aree di fornitura del gas naturale. In particolare, sono due le iniziative di maggiore rilevanza che il governo italiano ha avviato e, sono riportate di seguito.

Per quanto concerne i progetti relativi al lungo termine, il governo italiano ha stipulato degli accordi con Algeria, Egitto, Libia e Angola, al fine di incrementare i volumi di gas naturale da importare via gasdotto principalmente tramite un incremento della capacità delle infrastrutture esistenti e, al fine di aumentare la diversificazione delle fonti del gas che arriva in Italia tramite metanodotto. Nel breve e medio termine invece l'unica opportunità per diversificare le fonti di approvvigionamento, ma allo stesso tempo garantire gli stessi livelli di disponibilità della risorsa, risulta essere l'incremento della capacità di rigassificazione tramite l'installazione lungo le coste italiane di ulteriori unità di rigassificazione galleggianti. Tali progetti si basano su una garanzia di velocizzazione dei processi di ottenimento dei permessi per l'ormeggio e l'inizio delle operazioni delle FSRU concessa dal governo italiano.¹² Come anticipato nelle righe precedenti, uno dei due progetti in fase di realizzazione è relativo alla FSRU Italia: un'unità con una capacità di rigassificazione di circa cinque miliardi di TPA e una capacità di stoccaggio pari a 170.000 m³ di proprietà della Snam, che ormeggiata nel porto di Piombino per almeno tre anni, dovrebbe consentire il soddisfacimento di quasi il 10% del fabbisogno nazionale di gas naturale italiano, se si fa riferimento ai quantitativi acquistati dall'Italia fino all'inverno 2021/2022 dal Paese che al momento risulta il principale colpevole della crisi energetica.

La scelta della localizzazione di entrambe le unità di rigassificazione nel Nord Italia è dovuta al fatto che i metanodotti di quest'area hanno un margine di capacità inutilizzato

¹¹ https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en

¹² https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2023/_jcr_content/root/main/section_599628081_co/promo_copy_copy/links/item0.stream/1676487838925/410880176bce66136fc24a70866f941295eb70e7/lng-outlook-2023.pdf

maggiore di quello delle infrastrutture presenti nelle aree del mezzogiorno che avrebbero potuto ospitarle, avendo così la possibilità di immettere in maniera più agevole il prodotto all'interno della rete nazionale. Inoltre, la scelta di posizionare la FSRU Italia all'interno del porto di Piombino è dovuta sia ad una esigenza di pescaggio, perché pochi sono i porti italiani che possono ospitare navi con un pescaggio come quello dell'unità in questione, sia per una distanza di soli 8 km dal collegamento alla rete di distribuzione della penisola, oltre che per la possibilità di operare continuamente e con qualsiasi condizione del mare, diversamente dal caso in cui fosse stata localizzata in mare aperto.

L'unità che invece verrà posizionata al largo delle coste dell'Emilia-Romagna è la BW Singapore, per cui nonostante Snam abbia finalizzato l'acquisto, l'inizio delle operazioni non inizieranno prima del 2024.

Alla luce dell'analisi finora effettuata, si può dunque affermare che nei prossimi anni l'Europa vedrà un importante incremento della capacità di rigassificazione con l'obiettivo di incrementare in maniera molto rilevante le importazioni di GNL e diversificare maggiormente le forniture. Tramite un'adeguata pianificazione strategica delle forniture e, la stipula di accordi commerciali con i diversi partner, i diversi Paesi importatori avrebbero la possibilità di ottenere una certa garanzia degli approvvigionamenti e, dei prezzi delle forniture maggiormente stabili. Questo riguarda anche l'aspetto del trasporto, perché come si è potuto notare nelle analisi precedentemente effettuate, il mercato de noli delle navi metaniere dal momento dello scoppio della crisi energetica nel 2022 è divenuto sempre più volatile, causando un incremento del rischio relativo alla variazione dei noli che non può essere corso da chi ha bisogno di forniture stabili.

Un altro aspetto bisogna inoltre non sottovalutare e cioè la competizione tra Europa e Asia sul fronte del GNL. L'incremento della domanda, infatti, non è qualcosa che caratterizza solo l'Europa, ma è qualcosa che l'Asia, il continente che genera la maggiore domanda di gas naturale liquefatto a livello globale, sta già programmando da qualche anno. Nonostante nei prossimi anni la produzione di GNL è destinata ad aumentare, principalmente per l'incremento della capacità mondiale di liquefazione, tale competizione sui carichi potrebbe comportare una crescita ulteriore della volatilità della domanda e del livello dei noli, incrementando peraltro la propensione degli armatori ad operare sui mercati spot in particolari periodi dell'anno e, al contrario la maggiore

propensione dei noleggiatori a stipulare in particolari circostanze dei COA o dei Time Charter.

Alla luce di queste conseguenze, appare quasi riduttivo pensare alla crisi energetica come una congiuntura della domanda di GNL, senza alcuna capacità di incidere sull'assetto della domanda stessa. Infatti, sulla base delle dinamiche che la crisi energetica ha determinato dopo aver portato alla luce peraltro una non indifferente fragilità delle strategie di fornitura europee di gas naturale, come si è potuto notare nel corso di questo capitolo e in parte del capitolo terzo della presente tesi, dal lato della domanda si prospetta un importante cambio d'assetto, che potrebbe cambiare radicalmente la natura e l'andamento del mercato nei prossimi anni, facendo sì che quello del trasporto del gas naturale divenga un mercato con delle caratteristiche sempre più vicine al mercato del trasporto del petrolio greggio, nonostante le caratteristiche tecniche siano differenti sotto diversi punti di vista.

In aggiunta alla crisi energetica attuale c'è inoltre un altro importante fattore che nei prossimi anni potrebbe avere un impatto determinante sul mercato del gas naturale e del GNL ed è il fenomeno della transizione ecologica, a cui viene pertanto dedicato il capitolo seguente.

CAPITOLO V

IL GNL COME PROTAGONISTA DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA E LE CONSEGUENZE SUI TRASPORTI MARITTIMI

5.1 INTRODUZIONE

Il motivo alla base della collocazione di questo capitolo a chiusura della presente tesi sta nel fatto che il tema che verrà trattato di seguito, perché possa essere compreso, necessita della fusione delle conoscenze provenienti da tutti i temi precedentemente trattati.

Il tema della transizione ecologica può essere visto sia dal punto di vista della domanda che dal punto di vista dell'offerta di trasporto di gas naturale liquefatto e, sia sulla domanda che sull'offerta incide in maniera importante l'evolversi delle tematiche di carattere geopolitico oggetto della trattazione spesa nel capitolo IV.

La transizione energetica in atto, infatti, dal momento in cui vede un ruolo centrale del gas naturale e del GNL in molti scenari, ha un impatto sia dal punto di vista della domanda di trasporto, in quanto la differente domanda della commodity può determinare una variazione della domanda di stiva; sia dal punto di vista di alcune specifiche tematiche riguardanti l'offerta di trasporto stessa.

Nel corso del presente capitolo si andrà ad analizzare dunque quello che è il ruolo della risorsa in questione nella decarbonizzazione, ossia nel principio alla base della transizione energetica in atto, al fine di comprendere se questa possa rappresentare davvero un'opportunità per il mercato del gas naturale liquefatto, oppure debba essere considerata come una minaccia, avendo ben chiari quelli che sono i principali utilizzi del gas naturale, per comprendere quali sono gli utilizzi meno sviluppati e quali sono i possibili margini di variazione nella domanda e nell'offerta di trasporto della commodity.

4.2 IL RUOLO CHIAVE DEL GAS NATURALE E DEL GNL NELLA DECARBONIZZAZIONE DELL'ECONOMIA

Negli ultimi anni il tema della sostenibilità ambientale è divenuto particolarmente importante sia a livello sociale che economico. La sostenibilità ambientale è divenuta uno degli elementi di differenziazione di molte imprese e, in particolare nel settore dei trasporti, che è uno dei maggiori responsabili dell'inquinamento atmosferico, su questa tematica si sta concentrando molto l'attenzione sia dei legislatori che degli operatori del settore.

Prima ancora di poter analizzare quello che può essere il ruolo del gas naturale e del GNL in un'ottica di decarbonizzazione dell'economia, bisogna comprendere cosa si intende con l'espressione "decarbonizzazione dell'economia". Fino al momento in cui la presente tesi viene scritta, la domanda energetica è dominata dai combustibili fossili, che dalla fase di estrazione dal sottosuolo a quella di utilizzo tramite combustione, determinano la produzione di una differente percentuale di gas serra, ossia di anidride carbonica, ossidi di zolfo ed ossidi di azoto, che risultano essere i principali responsabili dell'inquinamento atmosferico. Decarbonizzare l'economia significa pertanto fare in modo da utilizzare prodotti che non comportino l'emissione di CO₂, NO e SO, oppure che siano comunque responsabili di un quantitativo minimo di tali emissioni.

Un sempre crescente numero di Paesi nel mondo sta aderendo all'obiettivo comune di annullamento delle emissioni di anidride carbonica entro il 2050, il che ha come conseguenza un primo obiettivo di diminuzione del consumo di combustibili fossili, per far spazio ad un maggior utilizzo di energia prodotta tramite combustibili alternativi o energia rinnovabile.

Nonostante il gas naturale sia primariamente un combustibile di origine fossile, il suo ruolo nella transizione energetica si può fermamente definire fondamentale, nonostante esistano diversi scenari riguardo l'evoluzione della sua domanda, talvolta tra loro molto contrastanti.

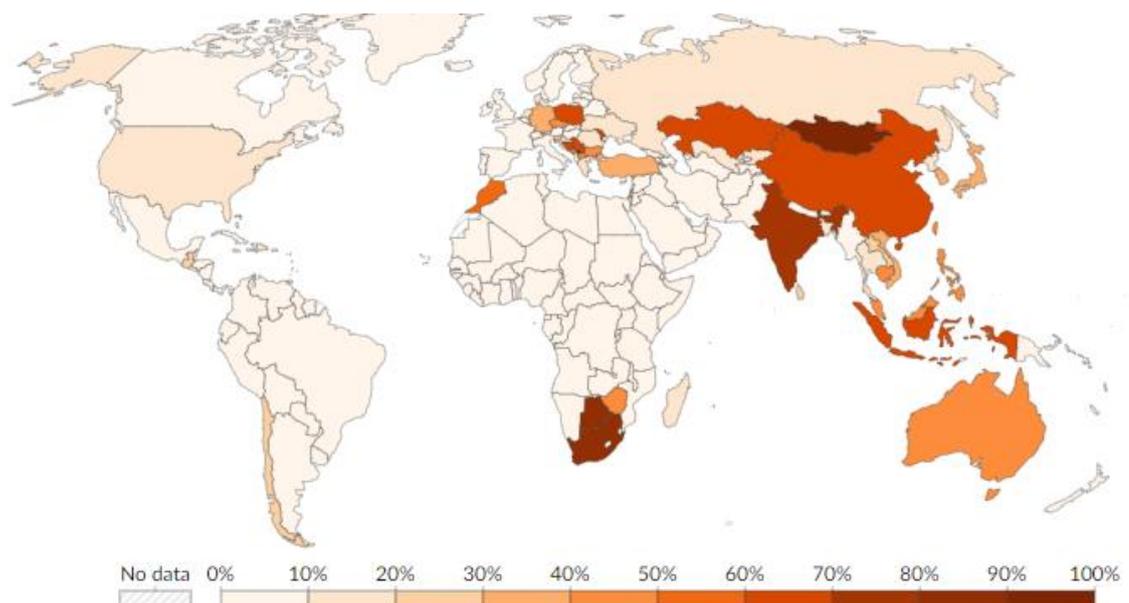
In un'ottica di massimizzazione dell'utilizzo di fonti rinnovabili e combustibili alternativi nel futuro è infatti prima di tutto necessario attraversare una vera e propria fase

di transizione, in quanto è al momento assolutamente impossibile convertire nel breve periodo tutti i processi che utilizzano combustibili fossili al fine di poter utilizzare esclusivamente energia rinnovabile. Proprio in questa fase di transizione, il GNL si rivela essere l'alternativa migliore ai più inquinanti combustibili fossili, anche alla luce dello stato dell'arte della tecnologia, oltre che sotto il punto di vista della maggiore sostenibilità ambientale.

Il primario utilizzo del gas naturale è quello della combustione al fine della produzione di energia elettrica oltre che di calore. Le alternative alle centrali a gas per tali utilizzi esistono e sono già utilizzate in molti Paesi, come ad esempio le centrali idroelettriche, gli impianti solari e fotovoltaici, le centrali a biomassa, ma il rapporto tra i costi d'investimento ed efficienza energetica è in molti casi molto minore rispetto allo stesso rapporto relativo alle centrali a gas che, pur con un minimo livello maggiore di emissioni di CO₂ rende possibile la soddisfazione della crescente domanda di energia a livello globale.

Le emissioni provocate dalla combustione del gas naturale sono infatti in media circa 6,7 volte inferiori a quelle derivanti dalla combustione di altri combustibili fossili come i prodotti petroliferi¹ e, questo spiega già in parte il perché sia un protagonista della transizione.

Fig. 1.5 Paesi produttori di energia elettrica tramite l'uso del carbone



¹ <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/14/5263>

Fonte: <https://ourworldindata.org/electricity-mix>

Inoltre, quando si parla di transizione energetica, bisogna considerare innanzitutto quelle che sono le aree in cui l'utilizzo di risorse inquinanti è maggiore.

A tal proposito, considerando il fatto che una delle fonti più efficienti per la produzione di energia elettrica è proprio il gas naturale, ci sono ancora molti Paesi che utilizzano fonti molto più inquinanti a tal fine, come il carbone.

La figura 1.5 mostra proprio la percentuale di energia elettrica prodotta dai diversi Paesi nel mondo attraverso l'utilizzo del carbone, mediante il ricorso ad una scala di colore per cui il più chiaro evidenzia una percentuale minore, mentre il più scuro evidenzia una percentuale maggiore. Come si può notare dal grafico stesso, molti Paesi utilizzano questa risorsa a tal fine e, il primo passo per il raggiungimento dell'obiettivo "net-zero" nel 2050 è proprio l'eliminazione del carbone tra le risorse utilizzate per la produzione di energia. L'area che dunque sarà maggiormente investita dall'incremento dell'utilizzo di risorse meno inquinanti è proprio l'area del Far East, per cui l'erede del carbone diverrà il gas naturale, nonostante la domanda della stessa commodity sia già molto elevata. Secondo le stime riportate dal gruppo Shell, fino al 2040 la domanda di GNL dovrebbe subire un incremento di circa 700 milioni di tonnellate ogni anno e, tale incremento dovrebbe essere generato per il 75% dall'Asia al fine di soddisfare la crescente domanda energetica e al contempo migliorare la qualità dell'aria attraverso una riduzione delle emissioni di gas serra, con l'obiettivo di raggiungere il traguardo fissato per il 2050.² Al di là della più o meno negatività delle stime sulla crescita della domanda di gas naturale, le previsioni sulla domanda di GNL seguono un andamento completamente diverso. Ed è proprio in questo che si nota il fatto che all'industria del GNL viene affidata la transizione in atto, per fare in modo di riuscire a raggiungere il più rapidamente possibile gli obiettivi prefissati per il 2050. L'acquisizione di tale importanza risiede in diversi elementi, tra cui in primis la riduzione delle emissioni di CO₂ nella fase di utilizzo e poi la flessibilità delle forniture di gas garantita dal GNL rispetto alle forniture via gasdotto, al fine di garantire un sicuro approvvigionamento energetico, soprattutto alla luce delle recenti problematiche di carattere geopolitico.

² <https://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2021/2020-Ing-demand-holds-steady-despite-covid-19-set-for-growth-as-global-economies-recover.html>

La riduzione delle emissioni garantita dall'utilizzo del gas naturale per la produzione di energia elettrica rispetto ad altri combustibili fossili è chiaramente riscontrabile nel fatto che, il gas naturale nella fase di combustione produce circa 56 tonnellate di CO₂ per ogni Terajoule di energia prodotta, mentre il gasolio ed il carbone ne producono rispettivamente 74,5 e 94,3 tCO₂/TJ circa.³ Dunque una differenza abbastanza rilevante che vale circa il 25% in meno delle emissioni di CO₂ rispetto al gasolio e quasi il 41% in meno rispetto al carbone, senza considerare il quasi totale abbattimento delle emissioni di ossidi di zolfo e ossidi di azoto.

Al di là della produzione di energia elettrica e dell'uso per il riscaldamento degli ambienti oltre che per gli utilizzi a livello industriale, in un'ottica di abbattimento delle emissioni inquinanti il GNL sta assumendo un ruolo fondamentale come carburante navale. Il trasporto marittimo, infatti, essendo responsabile del 90% circa della merce trasportata a livello globale, è responsabile della produzione di un enorme quantitativo di emissioni inquinanti. L'industria dei trasporti marittimi è infatti da anni sotto pressione per la riduzione delle emissioni inquinanti e per la garanzia di una maggiore sostenibilità della filiera. Sono diversi i combustibili candidati a sostituire i prodotti petroliferi nella propulsione navale come il metanolo, l'ammoniaca, l'idrogeno, ma al momento il GNL risulta essere il più conveniente sotto diversi aspetti. In primis ci sono risorse sufficienti per garantire un sicuro approvvigionamento, ha una elevata efficienza energetica grazie all'evoluzione della tecnologia esistente e infine, cosa non meno importante, i rifornimenti sono possibili nella maggior parte dei porti più importanti del mondo grazie agli importanti investimenti che sono stati fatti in tal senso negli ultimi anni da parte di molti player. Inoltre, proprio grazie alla rapida evoluzione della tecnologia che ha riguardato i sistemi di propulsione navali alimentati a gas naturale liquefatto e, alla conseguente più o meno rapida diffusione, i costi di costruzione delle unità alimentate con tali sistemi è via via in corso di diminuzione, incentivando ulteriormente gli armatori alla loro adozione.

In particolare, i moderni propulsori alimentati a GNL garantiscono una minimizzazione dell'impatto ambientale molto importante nel lungo termine, in quanto sono in grado di assicurare una riduzione delle emissioni inquinanti nella fase di

³ <https://www.isprambiente.gov.it/contentfiles/00009400/9486-rapporto-135-2011.pdf>

combustione di oltre il 23% per l'anidride carbonica, fino all'80% per gli ossidi di azoto e del 100% per ossidi di zolfo e particolato, rispetto ai combustibili tradizionali.⁴

Inoltre il fatto che una nave sia dotata di propulsione a gas naturale liquefatto, incide in maniera determinante su due indici, l'EEDI e l'EEXI, e sull'indicatore CII, ideati dall'International Maritime Organization proprio per monitorare l'impatto ambientale delle unità navali e ridurre le emissioni di gas serra del settore del trasporto via mare di circa il 40% entro il 2030, rispetto ai livelli registrati nei primi dieci anni del secondo millennio.⁵ Il primo, acronimo di Energy Efficiency Design Index, è un indice il cui calcolo comporta, per le navi di nuova costruzione con stazza lorda pari o superiore alle 400 tonnellate, l'attribuzione di un rating basato su una serie di elementi di design di costruzione della nave che possono influire sulle emissioni inquinanti dell'unità stessa quando operativa, come le caratteristiche dello scafo e dell'apparato di propulsione. Il fatto che la nave sia dotata di un sistema di propulsione alimentato a GNL può comportare un miglioramento dell'indice fino al 20%⁶ e, lo stesso vale per l'Energy Efficiency Existing Ship Index (EEXI), equivalente dell'EEDI per le navi già esistenti. Tale impatto dei propulsori a GNL risulta poi ancor più rilevante se si fa riferimento al Carbon Intensity Indicator (CII), che prevede una misura di carattere operativo per le unità di stazza lorda o superiore alle 5000 tonnellate, in base alla quale ogni singola nave riceve un rating compreso tra A ed E (in cui A è il migliore ed E è il peggiore). Ciò che risulta più importante dal punto di vista economico è quindi il fatto che con l'entrata in vigore in Europa dell'Emission Trading System, a partire dal 1° gennaio 2024, gli armatori dovranno pagare all'Unione Europea un certo valore per ogni tonnellata di CO₂ emessa durante viaggi che prevedono il transito all'interno delle acque comunitarie. Nel caso la nave sia spinta da propulsori a GNL naturalmente tali costi risultano essere molto minori a parità di impiego della nave, essendo inferiori i quantitativi di gas serra emessi. Dunque, il fatto di impiegare una nave alimentata a GNL può risultare a questo punto anche un incentivo di carattere economico per i noleggiatori che, essendo i soggetti in base alle cui necessità vengono pianificati i diversi viaggi della nave, sono coloro sui quali gli armatori ribaltano i costi relativi alle emissioni.

⁴ <https://www.dnv.com/maritime/insights/topics/lng-as-marine-fuel/index.html>

⁵ <https://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/Pages/EEXI-CII-FAQ.aspx>

⁶ <https://www.dnv.com/maritime/insights/topics/lng-as-marine-fuel/index.html>

Nonostante però ci siano una serie di importanti vantaggi derivanti dall'impiego della propulsione navale a GNL, bisogna considerare anche alcuni aspetti di carattere economico che rappresentano degli importanti svantaggi rispetto alle navi dotate di sistemi di propulsione tradizionali, quali principalmente i costi di realizzazione (CAPEX) ed il costo del bunker a parità di distanza percorsa, che risultano essere maggiori, ma che possono essere comunque affrontati grazie ad una serie di incentivi, anche di carattere economico, che in molti Paesi sono messi a disposizione per la costruzione di navi alimentate a GNL, in modo da accelerare la transizione.

Come anticipato, il GNL non rappresenta la fonte di energia più ecologica esistente, né se si parla di utilizzi a livello industriale, commerciale, per il riscaldamento o per la produzione di energia elettrica, né se si fa riferimento alla propulsione navale. Esistono infatti molte alternative molto meno inquinanti dal punto di vista delle emissioni, come l'energia eolica, quella solare e quella idroelettrica, oppure il metanolo, l'ammoniaca e l'idrogeno se si parla di combustibili navali, ma il gas naturale ed il gas naturale liquefatto continuano ad essere comunque i protagonisti della transizione, in quanto bisogna tenere in considerazione diversi fattori, tra cui quello dello stato attuale della tecnologia oltre che gli effetti collaterali negativi dell'uso di altre risorse sull'ambiente.

Per quanto concerne la propulsione navale, si può dire che la primaria alternativa al GNL potrebbe essere rappresentata dal metanolo, considerando l'avanzato livello di sviluppo tecnologico a disposizione. In questo caso però, l'abbattimento delle emissioni inquinanti viene garantito solamente in caso di utilizzo di metanolo verde, ossia prodotto da fonti rinnovabili come la biomassa, ma la produzione al momento è minima e assolutamente insufficiente per garantire un approvvigionamento sicuro del settore marittimo.

Anche per quanto concerne gli altri utilizzi, bisogna considerare delle possibili alternative al gas naturale di origine fossile, rappresentate dal gas metano prodotto da fonti rinnovabili, che consente la completa eliminazione delle emissioni di gas serra nella fase di estrazione e nella fase di utilizzo, pur corrispondendo esattamente al prodotto estratto dal sottosuolo per le caratteristiche da considerare ai fini del trasporto e dell'utilizzo.

Il cosiddetto biometano deriva infatti dalla raffinazione del biogas, a sua volta prodotto dalla decomposizione controllata di materiale organico, da cui si ricava fino ad

oltre l'80% di metano e fino al 50% di anidride carbonica, attraverso degli appositi impianti di decomposizione come quello rappresentato in figura 2.5.⁷

Fig. 2.5 Impianto di produzione di biometano in Francia



Fonte: <https://gibunkering.com/es/what-to-look-out-for-when-buying-biofuel-bunkers-generation-certifications/>

Una volta stoccato il biogas allo stato grezzo, questo può essere trattato al fine di isolare quasi totalmente il metano da cui è costituito che, può poi essere immesso nella rete ed essere utilizzato al pari del gas naturale estratto dal sottosuolo, oppure inviato a degli impianti di liquefazione per poi essere trasportato come gas naturale liquefatto. Al 2023 però, gli impianti di produzione di biogas sono davvero molto pochi; nei prossimi anni però, qualora un miglioramento della tecnologia esistente e, soprattutto, un incremento delle economie di scala sfruttabili dovessero contribuire a garantire un'offerta di biometano in quantitativi sufficienti a soddisfare la domanda di gas naturale ad un costo moderato, questo prodotto potrebbe affermarsi come il diretto successore del gas naturale di origine fossile, contribuendo alla decarbonizzazione in maniera determinante ed incentivando un importante principio di efficienza nella cosiddetta “economia circolare”.

⁷ <https://www.europeanbiogas.eu/about-biogas-and-biomethane/>

Un aspetto molto importante da considerare se si pensa alla semplice sostituzione, negli impianti in cui il gas naturale viene utilizzato, del combustibile di origine fossile con lo stesso combustibile prodotto non rilasciando gas serra nell'atmosfera, sta nel fatto che tali impianti non necessitano di nessuna modifica, dunque non può esserci nessun ostacolo alla transizione da parte degli utilizzatori, ma solamente un incentivo a livello di sostenibilità. Questo vale anche nel caso del GNL utilizzato come combustibile navale, in quanto oltre alla riduzione delle emissioni nella fase di combustione, l'utilizzo di questa tipologia di metano liquido consente un abbattimento delle emissioni di gas serra lungo tutta la filiera, contribuendo ad una drastica riduzione delle emissioni generate dal settore del trasporto marittimo su base "well to wake", ossia di quelle prodotte dalla fase di estrazione della risorsa fino a quella di utilizzo per la propulsione navale.

Alla luce di quanto analizzato finora si può dire che il gas naturale liquefatto è stato scelto come protagonista della transizione ecologica perché rappresenta la scelta più equilibrata sotto tutti i punti di vista, a prescindere che sia o meno prodotto da fonti rinnovabili e, questo ha naturalmente un impatto importante sui mercati del trasporto della commodity stessa, soprattutto se si considerano gli sforzi degli armatori per adattarsi alla crescente e differente domanda nelle aree interessate dal fenomeno. A sua volta bisogna considerare la spinta data dall'affidabilità di tutta la filiera alla crescita dell'importanza di questa risorsa nell'ambito della transizione energetica, che rappresenta dunque un ulteriore vantaggio alla scelta del GNL.

Un altro aspetto rilevante riguarda l'impatto delle problematiche geopolitiche in atto sulla rilevanza del gas naturale nella transizione energetica. In effetti la guerra russo-ucraina ha portato alla luce tutta una serie di problematiche connesse agli approvvigionamenti di gas naturale e questo, pur decretando una minor fiducia nei confronti delle forniture di gas naturale, ha dato una maggiore spinta alla transizione verso il GNL, in quanto ha reso ancor più evidenti i benefici derivanti dalla scelta di forniture flessibili della stessa commodity, mettendo in mostra la resilienza e l'adattabilità della filiera in maniera determinante.

Dunque, dopo aver accertato il fatto che il gas naturale liquefatto sia la risorsa protagonista della transizione energetica e, averne spiegato le motivazioni, risulta ora interessante andare a quantificarne gli effetti sul mercato del trasporto della commodity

stessa, facendo un'analisi sia di quelli già visibili nel momento in cui la presente tesi viene redatta, che una previsione dei possibili scenari che potrebbero verificarsi nel futuro.

5.3 GLI IMPATTI DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA SUL MERCATO DEL TRASPORTO MARITTIMO DEL GNL E SUL DESIGN DELLE ROTTE GLOBALI

Come anticipato nel paragrafo precedente, il GNL è destinato a traghettare la transizione energetica. Questa fase di transizione potrebbe durare molti anni e soprattutto potrebbe caratterizzare le diverse aree del mondo in maniera differente. In particolare, si può dire che il continente europeo e tutto il sud est asiatico siano le aree che al momento risultano già investite da questo fenomeno e, sono le aree che, sotto il punto di vista della domanda di gas naturale liquefatto, sono destinate ad essere protagoniste dei maggiori cambiamenti. Specialmente in questo periodo storico risulta molto difficile comprendere quanta parte della variazione della domanda sia da attribuire ad ognuna delle diverse cause, in quanto tra il 2020 ed il 2023 si sono verificati degli eventi di enorme entità che hanno determinato degli impatti sull'economia e sulla società di grandissima rilevanza e che, hanno messo in seria discussione diversi piani. Ad ogni modo, al momento esistono delle stime più che altro di carattere qualitativo, che possono essere utilizzate al fine di fare una previsione che possa essere utile agli operatori del settore per agire di conseguenza in tempo utile, mentre quelle di carattere quantitativo bisogna considerare in maniera molto prudentiale.

In prima istanza si può considerare l'impatto sulla domanda di GNL nei prossimi anni, dell'incremento della flotta mondiale di navi alimentate tramite questo carburante.

Come anticipato nel corso di questa tesi, le restrizioni alla navigazione in determinate aree del mondo dovute alla presenza di normative che in qualche modo regolano le emissioni inquinanti delle navi, stanno spingendo gli armatori a varare sempre più navi dotate di propulsori alimentati a gas naturale liquefatto. Nonostante fossero state

già create da qualche anno alcune aree cosiddette NECA⁸ e SECA⁹, ossia aree in cui sono limitate le emissioni concesse rispettivamente di ossidi di azoto e ossidi di zolfo, nei prossimi anni tali restrizioni si estenderanno ad altre aree, e si aggiungeranno agli effetti dell'entrata in vigore dell'ETS in Europa a partire dal 1° gennaio 2024. In particolare, al 2023 le aree SECA risultano essere il Nord America, il Mare del Nord, l'area americana dei Caraibi e la Manica; mentre le aree NECA sono il Nord America, il Mar Baltico ed il Mare del Nord. Questo è il motivo per cui le navi alimentate a GNL sono per la quasi totalità impiegate in queste aree dagli armatori. In particolare, nelle zone di mare in cui è attivo il controllo delle emissioni di ossidi di azoto infatti, gli armatori sono obbligati ad utilizzare i cosiddetti "scrubbers" (se utilizzano impianti di propulsione alimentati con carburanti tradizionali) oppure degli impianti di propulsione alimentati con carburanti alternativi, come il GNL, al fine di rispettare le limitazioni imposte in termini di emissioni. Inoltre, a partire dal 1° gennaio 2024, gli armatori che desiderano far transitare le loro navi nelle acque europee saranno ancora più incentivati ad utilizzare l'alimentazione a GNL per non incorrere in costi aggiuntivi dovuti, appunto, al pagamento del costo delle emissioni inquinanti. Ciò vuol dire che con buona probabilità nel breve termine la maggior parte delle navi alimentate a gas naturale liquefatto verrà impiegata proprio in queste aree, determinandovi molto probabilmente una maggiore richiesta di bunker. Il fatto che non tutti i porti siano dotati di strutture per il rifornimento del GNL, genererà la necessità di un maggior numero di bettoline da utilizzare per i rifornimenti, in modo tale da dare la possibilità di fare bunker anche nei porti non dotati delle infrastrutture necessarie.

Fig. 2.5 Infrastrutture per il rifornimento di GNL nel mondo e numero di navi alimentate a GNL operative ed in orderbook a gennaio 2023

⁸ Nitrogen Emission Control Area

⁹ Sulphur Emission Control Area



Fonte: <https://sea-lng.org/2023/01/lng-delivering-decarbonisation/>

Nella figura 2.5 si possono infatti notare quelle che sono le infrastrutture portuali per il rifornimento del GNL operative a gennaio 2023 (in verde sulla mappa) e, quelle la cui realizzazione è già stata programmata (in azzurro sulla mappa). Coerentemente con quanto anticipato in riferimento alle aree assoggettate al controllo delle emissioni delle navi, si può notare che proprio in queste sono concentrate la maggior parte delle infrastrutture esistenti, ma anche quelle in programma. In particolare, sulle coste del Mar Baltico e del Mare del Nord si possono notare la maggioranza delle infrastrutture già operative e ciò fa subito comprendere cosa potrebbe succedere nei prossimi anni alle altre aree del mondo che verranno assoggettate a tali politiche o, che sono influenzate in qualche modo dai traffici provenienti o diretti verso tali aree. In particolare, le strutture destinate al rifornimento delle navi alimentate a GNL che diverranno operative nei prossimi anni saranno localizzate in maggior numero nel Mediterraneo, sulla costa atlantica degli Stati Uniti, in corrispondenza dei due canali più importanti del mondo (il canale di Suez e quello di Panama) e in alcuni Paesi Asiatici, oltre che in Australia e Sud Africa, ossia in corrispondenza delle aree caratterizzate da una particolare rilevanza per i traffici marittimi.

Nella stessa figura si può inoltre notare sia il numero delle navi alimentate a GNL operative (cerchiate in verde) che quelle in orderbook ai cantieri (cerchiate in azzurro), divise per tipologia. In particolare, all'inizio del 2023 risultavano operative con alimentazione a GNL: 13 navi da crociera, 32 unità tra ro-ro e ro-pax, 43 portacontainer, 100 navi per il trasporto di prodotti liquidi alla rinfusa, 18 per il trasporto di prodotti secchi alla rinfusa e 10 per il trasporto di automobili. Per quanto concerne quelle in ordine invece, le portacontainer detengono il primato di 175 unità, seguite dalle car carrier con 119 e dalle navi cisterna con 92; meno invece sono le bulk carrier (50), le navi da crociera (26) e le ro-ro e ro-pax (16). Se la flotta di navi alimentate con questa tipologia di carburante è destinata ad aumentare a raggiungere quasi le 850 unità nel 2025¹⁰, ci sarà sempre maggiore domanda di prodotto per garantire i rifornimenti, ma ci sarà inoltre bisogno di un numero adeguato di bettoline per fare in modo che i rifornimenti siano possibili in tal senso. Le bettoline, infatti, dopo aver caricato a bordo il GNL da navi metaniere di maggiori dimensioni tramite operazioni di transhipment o, da appositi terminali di stoccaggio, provvederanno a raggiungere le navi che necessitano di bunker in qualsiasi porto il rifornimento sia stato richiesto, senza la necessità che tutti i porti siano dotati di stoccaggi per tale finalità.

Perché ciò possa accadere è assolutamente necessario che ci sia disponibilità di navi metaniere di piccole dimensioni destinate a tale utilizzo, quindi nei prossimi anni con buona probabilità l'orderbook ai cantieri di bettoline per il trasporto del GNL aumenterà.

A fine aprile 2023 le bettoline operative per il rifornimento di GNL sono in totale 35, con una capacità compresa tra 1000 e 20.000 metri cubi ed una capacità media di poco più di 8000 m³. Le prime navi di questa tipologia e dimensione risalgono alla fine degli anni Novanta del Novecento, ma sono state per lo più dedicate alle operazioni di transhipment di piccoli quantitativi di prodotto. La prima bettolina per il gas naturale liquefatto dedicata quasi esclusivamente ai rifornimenti è stata invece varata solamente nel 2013 ed è la "LNGF Seagas", impiegata principalmente nel porto di Stoccolma.

Ma una crescita esponenziale vera e propria della flotta di questa tipologia di navi si registra tra il 2017 e l'inizio del 2023, quando la flotta passa da 7 bettoline a 35, con la previsione di superare le 40 unità entro la fine dello stesso anno.¹¹ Inoltre, sembra che ci

¹⁰ https://sea-lng.org/wp-content/uploads/2023/01/2023_A-view-from-the-bridge_SINGLE-PAGES_APRIL-2023.pdf

¹¹ INTERNATIONAL GAS UNION, World LNG Report, London, 2023

sia una continua tendenza all'incremento della dimensione media di questa tipologia di metaniere, come adeguamento alla crescente domanda di bunker nei diversi porti, tanto che nel 2022 è stata varata la Hai Yang Shi You 301 che, con una capacità di circa 30.000 m³ è divenuta la più grande bettolina esistente.

Per quanto concerne l'orderbook, tra il 2023 ed il 2025 è previsto il varo di ben 14 bettoline, destinate ad operare per oltre il 50% in Asia e per il resto tra Europa e Nord America. Questo dimostra il fatto che i mercati del bunkeraggio di GNL asiatici e americani, si stanno adeguando agli standard che il Nord Europa ha portato avanti, volendo così divenire mercati di spicco per tali operazioni.

Prendendo in considerazione alcune stime, entro il 2030 la domanda globale di GNL per la propulsione navale dovrebbe arrivare a rappresentare circa l'8% della domanda totale della stessa commodity, contribuendo in maniera determinante alla riduzione delle emissioni di gas serra nel settore dei trasporti marittimi.¹²

Al di là della crescita della domanda di trasporto a livello quantitativo però, in base a quanto analizzato finora si può dire che questo non avrà un impatto determinante in termini di design delle rotte. Le tre aree del mondo riportate sopra, in cui il mercato del bunkeraggio si svilupperà maggiormente nei prossimi anni, rientrano infatti tra le aree che negli ultimi 20 anni sono risultate tra i maggiori importatori o esportatori di gas naturale liquefatto. Mentre il Nord America è tra i maggiori esportatori, l'Europa e l'Asia Pacifica sono le aree del mondo che importano più GNL in assoluto, rappresentando dunque la maggior parte della domanda mondiale. Una importante evoluzione invece ci sarà sotto il punto di vista della gestione di questo mercato, in quanto quello del bunkeraggio è un mercato molto particolare che, al di là dei noleggi, comporta l'attenta valutazione di una serie di elementi di fondamentale rilevanza sia di carattere economico-finanziario che commerciale, perché possa essere gestito in maniera idonea.

Per quanto concerne invece il caso della sostituzione del carbone con il gas naturale al fine della produzione di energia in quei Paesi in cui, come anticipato nel paragrafo precedente questa risorsa molto inquinante viene ancora utilizzata a tal fine, proprio come spinta alla decarbonizzazione la domanda di GNL da parte di questi Paesi è destinata ad un fortissimo incremento nei prossimi anni. Soprattutto l'Asia si sta preparando, tramite

¹² <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/121422-eus-methane-inclusion-in-ets-likely-to-not-dampen-lng-bunker-demand>

l'incremento della capacità di rigassificazione, a ricevere dei quantitativi di gas naturale via mare sempre maggiori, per fare in modo che questa risorsa divenga la più utilizzata in assoluto sia a livello industriale che non. In particolare la Cina sta portando avanti una forte politica che ha l'obiettivo di eliminare l'utilizzo del carbone nel Paese, per cui sarà proprio lo stesso Paese a trainare l'incremento della domanda asiatica di GNL nei prossimi anni, che già nel 2023 dovrebbe attestarsi intorno al 15% rispetto ai valori di consumo del 2022 del Paese stesso.¹³

Quindi, nonostante alcuni Paesi asiatici come la Corea, puntando maggiormente su un maggior utilizzo delle rinnovabili nei prossimi anni tenderanno a ridurre lentamente i quantitativi di gas naturale consumati e dunque quelli di gas naturale liquefatto importati, la forte crescita di Paesi come la Cina, che dopo aver attraversato un periodo di moderata decrescita a causa di diverse problematiche precedentemente analizzate come la pandemia da Covid-19, sarà in grado non solo di compensare la riduzione della domanda da parte di altri Paesi dello stesso continente, ma contribuirà alla crescita della stessa.

Nel momento in cui dunque, la domanda asiatica cresce per effetto della spinta alla decarbonizzazione e, anche la domanda europea cresce almeno nel breve periodo per effetto della sostituzione delle importazioni via gasdotto con quelle via mare, potrebbe venire a crearsi una competizione importante sui carichi tra l'Europa ed il Sud-Est asiatico, determinando peraltro un impatto importante sui flussi via mare e accentuando ancora di più la rilevanza delle principali direttrici aventi come destinazione queste aree.

Nonostante questi siano i principali effetti della decarbonizzazione sul trasporto di GNL nel breve periodo, nel lungo termine, con la riduzione della domanda prevista di tutte le fonti fossili e la spinta alla sostituzione delle stesse con fonti rinnovabili, la situazione potrebbe cambiare.

Nel paragrafo precedente si è parlato del metano derivato da fonti non fossili, che può essere usato alternativamente al posto del prodotto estratto dal sottosuolo, al fine di eliminare quasi completamente le emissioni di gas serra del prodotto lungo tutta la sua filiera, dalla fase di produzione a quella di consumo. Come anticipato, nel momento in cui la presente tesi viene redatta la disponibilità di biometano sul mercato è davvero esigua; dunque, non si può parlare di un vero e proprio mercato esistente del trasporto del

¹³ <https://energytracker.asia/natural-gas-forecast/#:~:text=According%20to%20the%20IEA%2C%20the%20natural%20gas%20demand,the%20natural%20gas%20demand%20growth%20by%20over%206%25.>

biometano. Nel lungo periodo però, qualora la produzione di biometano dovesse svilupparsi, ciò potrebbe generare un impatto sul mercato del trasporto tramite navi metaniere qualora i Paesi produttori dovessero decidere di esportare il prodotto. La decisione di esportarne un quantitativo maggiore piuttosto che utilizzarlo esclusivamente nei Paesi di produzione potrebbe infatti essere spinta proprio dalla domanda di combustibili caratterizzati da una filiera a basse emissioni imposta dalle normative, oltre che da un quasi completo abbandono dell'utilizzo delle risorse fossili a livello globale.

Al 2023 l'Europa risulta essere il maggior produttore al mondo di biometano, con circa 3,5 miliardi di m³ prodotti nel 2022¹⁴ tramite oltre 1300 impianti, collegati per oltre il 70% alla rete di distribuzione ed alle infrastrutture di terra per il trasporto in forma liquida. Nell'ottica di un incremento esponenziale della produzione con un obiettivo intermedio di raggiungimento dei 35 miliardi di tonnellate entro il 2030, il realizzarsi di uno scenario che prevede la nascita di un importante mercato dell'esportazione di biometano trasportato in forma liquida via mare è sempre più reale e questo potrebbe avere un importante impatto più che sui quantitativi trasportati (ancora poco rilevanti), sul design delle rotte. L'Europa, infatti, è da sempre uno dei maggiori importatori di gas naturale liquefatto e, il fatto che divenga un esportatore a livelli importanti determinerà una sempre maggiore richiesta di navi per la carica, con tutte le conseguenze che ne derivano dal punto di vista degli effetti sulle decisioni degli armatori. Lo scenario presentato però rappresenta una previsione molto "futuristica", con delle proxy importanti ed una forte dipendenza da tanti elementi che potrebbero favorirne o meno il realizzarsi.

Per concludere si può dunque dire che, in base alle analisi effettuate nel corso del presente capitolo, al momento il GNL deve essere considerato come una risorsa simbolo della transizione energetica, capace di garantire una elevata riduzione delle emissioni inquinanti nella fase di utilizzo, ma un importare equilibrio nei mercati e nella sicurezza degli approvvigionamenti, fondamentale in una fase delicatissima come questa per una corretta e sostenibile transizione. Le possibilità di utilizzo di questo prodotto per il miglioramento della qualità dell'aria sono molte e, talune ancora in fase di evoluzione, come nel caso dell'utilizzo per la propulsione navale. Ciò che si può affermare con certezza è quindi che, tale rilevanza nell'ambito dell'incentivo alla decarbonizzazione da parte del gas naturale liquefatto comporta per il mercato del trasporto via mare della

¹⁴ <https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2023/05/PR-EBA-GIE-Biomethane-Map-2023.pdf>

commodity stessa un importante vantaggio, che nei prossimi anni contribuirà in maniera importante alla crescita del mercato stesso. Dunque, nonostante a primo impatto il concetto di decarbonizzazione possa sembrare una minaccia per tutte le risorse di origine fossile, nella realtà l'analisi appena conclusa mostra le motivazioni per cui deve invece essere considerata come una importante opportunità per alcune di queste risorse e, in particolare per il gas naturale liquefatto, a prescindere da quale sia la sua origine, dando così ancora maggiore rilevanza e vitalità al mercato del trasporto via mare di questa commodity.

CONCLUSIONI

Nel corso della presente tesi è stato trattato sotto diversi punti di vista ed in maniera molto trasversale il tema del trasporto via mare di gas naturale liquefatto. Essendo la modalità di trasporto via mare una alternativa a quella via gasdotto, più volte nel corso dell'elaborato è stato inevitabile fare un confronto tra le due modalità che, essendo le uniche alternative, costituiscono degli andamenti di mercato talvolta molto differenti e facenti capo a delle tematiche d'impatto che nel periodo storico preso in considerazione favoriscono la modalità di trasporto via mare.

Il trasporto via mare del GNL è un mercato abbastanza giovane e, nel corso dell'analisi effettuata ciò si è potuto riscontrare sotto diversi aspetti, soprattutto dal lato dell'offerta di trasporto. Dal primo trasporto di GNL però, realizzato tramite la nave Methane Pioneer nel 1959, il mercato è cresciuto abbastanza in fretta e, almeno fino al 2040 si prevede una crescita molto elevata sia dal lato della domanda che da quello dell'offerta, al contrario della domanda di trasporto via gasdotto, che ha sempre una tendenza decrescente data la mancanza di sostenibilità di questa tipologia di trasporto sotto diversi punti di vista, tra cui anche quella economica per certi aspetti.

Dall'analisi effettuata si evince che la domanda negli ultimi 15 anni è cresciuta davvero molto, ma soprattutto la crescita programmata della capacità dei terminali di liquefazione e rigassificazione ha subito un incremento importante e, ciò significa che sia i Paesi importatori che quelli esportatori si preparano ad incrementare i flussi di questa commodity nei prossimi anni.

La pandemia mondiale da Covid-19 ha per un attimo rallentato il processo di sviluppo della domanda, ma a differenza di altri sub-settori del trasporto marittimo, quello del trasporto di GNL ha saputo resistere abbastanza bene, non comportando danni insostenibili per gli armatori, nonostante il calo della domanda registrato durante il periodo di riferimento abbia comportato una importante perdita di profitti per le compagnie stesse. La resistenza delle compagnie a questo periodo è stata dovuta principalmente alla conformazione dell'offerta globale di questa tipologia di navi, caratterizzata da una flotta abbastanza contenuta in termini numerici oltre che giovane, che nonostante tutto non ha subito un totale annullamento della domanda di trasporto. L'impatto nel sud-est asiatico è stato certamente peggiore di quello registrato nel resto

del mondo, ma comunque sopportabile dalle compagnie rispetto ai danni subiti da altri comparti.

Ad ogni modo, la spinta alla domanda ed il valore dei noli incassati in particolare per i noleggi spot a partire dalla fine del 2021, hanno fatto in modo che le stesse compagnie recuperassero con moltissimo margine i profitti persi durante il periodo della pandemia e, contribuissero ad una ulteriore spinta alla costruzione di nuove navi. Lo scoppio della guerra in suolo ucraino, infatti, ha determinato un incremento della domanda di GNL e, soprattutto un aumento dei noli, che indirettamente ha portato gli armatori a saturare la capacità di tutti i cantieri che costruiscono navi metaniere almeno fino al 2025, grazie alla importante liquidità ricavata dai noleggi.

Lo scoppio della guerra-russo ucraina ha avuto un impatto sul mercato del trasporto di questa tipologia di commodity assolutamente importantissimo, che, oltre a permettere agli armatori di realizzare grandi profitti soprattutto nel caso di noleggi spot, ha portato al centro dell'attenzione un punto di forza di questa modalità di trasporto del GNL che l'ha resa ancora più importante di quanto non lo sia già, ossia la possibilità di rendere le forniture affidabili ed allo stesso tempo flessibili. Dal momento in cui la dipendenza europea dal gas russo è divenuto un elemento di debolezza sotto ogni punto di vista, sia l'opinione pubblica che le istituzioni hanno subito iniziato a parlare di GNL, contribuendo in qualche modo a favorirne ancora di più lo sviluppo. Con questo evento infatti, il mondo intero ha compreso l'importanza di una diversificazione degli approvvigionamenti energetici e soprattutto la loro flessibilità oltre che affidabilità, date le difficoltà reali nate dal momento dell'inizio della crisi energetica e i rischi corsi.

La caratteristica che rende importante il GNL durante e dopo la pandemia da covid-19, durante la guerra russo-ucraina e nell'ambito della transizione energetica è risultata dunque essere proprio la flessibilità di questa modalità di approvvigionamento del gas naturale. Proprio in queste situazioni difficili, infatti, il mercato del trasporto via mare di GNL ha dimostrato di possedere le qualità più importanti per garantire un sicuro approvvigionamento energetico ai Paesi importatori, al di là dei picchi dei noli dovuti alla crescita improvvisa del mercato dei noleggi spot come conseguenza di situazioni imprevedibili.

Sia nel caso della pandemia globale che ha colpito il mondo intero principalmente tra il 2020 ed il 2021, sia nel caso dello scoppio della guerra in suolo ucraino, infatti, gli

armatori hanno dimostrato di riuscire in qualche modo a garantire una certa stabilità ed affidabilità delle forniture, con una capacità di adattamento molto rapida sia nel caso di riduzione che di incremento della domanda, al di là delle ovvie variazioni del costo del trasporto dovute all'incrocio tra la domanda e l'offerta.

Proprio la flessibilità è una delle caratteristiche per le quali il gas naturale liquefatto viene posto al centro della transizione energetica, in quanto al di là della maggiore sostenibilità ambientale rispetto ad altre fonti energetiche di origine fossile o della minore sostenibilità rispetto ad altre fonti meno inquinanti, è in grado in ogni caso di fornire al mondo l'energia necessaria ad un costo moderato rimanendo in un'ottica di riduzione delle emissioni di gas serra.

Nonostante inizialmente le problematiche di carattere geopolitico sembrava potessero aver messo in cattiva luce il gas naturale, in realtà ciò ha portato ad una distinzione ancora più rilevante tra la considerazione del prodotto trasportato via gasdotto e di quello trasportato via mare in forma liquida, determinando un interesse ancora maggiore verso il ruolo del secondo e spingendo l'industria del trasporto marittimo a puntare in maniera ancora più decisa su questa commodity.

Ciò che quindi si può desumere da questa tesi è che il GNL si può considerare ormai da qualche anno un mercato molto importante a livello di trasporto marittimo e, i tre eventi su cui la presente tesi si è basata hanno contribuito e stanno contribuendo ancor di più alla crescita della rilevanza di questo mercato, per cui sia dal lato della domanda che dal lato dell'offerta di trasporto il mondo si sta preparando a supportare tale evoluzione in maniera effettiva. Quando si fa riferimento al futuro è sempre difficile e rischioso parlare di certezze, ma in questo caso si può dire quasi con certezza che la domanda crescerà e, tale crescita sarà supportata da una flotta molto giovane, caratterizzata da una ancora maggiore affidabilità. Come si evolverà la gestione delle flotte nel momento in cui ciò avverrà è ancora da definire, in quanto questo dipende in ogni caso da una molteplicità di specifiche condizioni che possono verificarsi e che, al momento è difficile prevedere con certezza. L'unica certezza è che il gas naturale liquefatto sarà una delle commodity protagoniste dei prossimi anni ed il perché si può riassumere in una unica parola: "flessibilità".

BIBLIOGRAFIA

- ENERGY INSTITUTE, Statistical Review of World Energy, London, June 2023
- EUROPEAN CONSUMPTION, EU-US LNG Trade, Bruxelles, 2022
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, Gas Market Report Q2, 2023
- GOZZI A., SCARSI R., Bulk shipping, II ed., Giappichelli editore, Torino, 2013
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, World Energy Report, Paris, 2022
- INTERNATIONAL GAS UNION, World LNG Report, London, 2023
- McKinsey Energy Insights' Global Perspective, January 2019
- Saeid Mokhatab, John Y. Mak, Jaleel V. Valappil, David A. Wood, Handbook of liquefied natural gas, Elsevier, 2014
- SILVIO GAI, La conquista del petrolio, Editrice "Trasporti e Lavori Pubblici", Roma, 1939
- STOPFORD M., Maritime economics, 3rd ed., Routledge, London, 2009
- UNCTAD, Review of maritime transport, Genève, 2022

SITOGRAFIA

- <http://naturalgas.org/overview/uses-commercial/>
- http://www.gruppo-hera.it/documenti/note_tecniche/METANO.pdf
- <https://alessandrovolta.it/scoperte-e-strumenti/il-metano/>
- <https://atlas.eia.gov/>
- <https://atlas.eia.gov/maps/e2e0a3828d3548b29aa03b7a53a4efb5>
- <https://cheniere.com/where-we-work/ccl>
- https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowerEU-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en
- <https://energytracker.asia/natural-gas-forecast/#:~:text=According%20to%20the%20IEA%2C%20the%20natural%20gas%20demand,the%20natural%20gas%20demand%20growth%20by%20over%206%25.>

<https://fathom.world/analysis-shows-man-es-has-reduced-its-methane-slip-from-me-gi-engine-range/>

<https://fearnpulse.com/>

<https://fsruitalia.it/>

<https://fsruitalia.it/obiettivi/>

<https://gazpromitalia.it/about-natural-gas/>

<https://gcaptain.com/q-max-lng-tankers/>

<https://gibunkering.com/es/what-to-look-out-for-when-buying-biofuel-bunkers-generation-certifications/>

https://giignl.org/wp-content/uploads/2022/05/GIIGNL2022_Annual_Report_May24.pdf

<https://group.met.com/en/media/energy-insight/how-is-natural-gas-stored>

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/52f66a88-0b63-4ad2-94a5-29d36e864b82/KeyWorldEnergyStatistics2021.pdf>

<https://iqpc.com/media/5796/2214.pdf>

<https://magazine.a2aenergia.eu/mobilita-elettrica/produzione-energia-elettrica-italia-il-mix-energetico-e-il-peso-delle-rinnovabili>

https://www.treccani.it/enciclopedia/rigassificazione_%28Dizionario-di-Economia-e-Finanza%29/#:~:text=Il%20processo%20di%20r.%20%C3%A8%20svolto%20immettendo%20il,%20gas%20liquefatto%20e%20riportarlo%20allo%20stato%20precedente.

<https://marine-offshore.bureauveritas.com/insight/future-marine-fuels-pathways-decarbonization>

<https://ourworldindata.org/electricity-mix>

<https://ourworldindata.org/grapher/electricity-gas>

<https://ourworldindata.org/grapher/global-primary-energy>
<http://naturalgas.org/overview/background/>

<https://sea-lng.org/2023/01/lng-delivering-decarbonisation/>

https://sea-lng.org/wp-content/uploads/2023/01/2023_A-view-from-the-bridge_SINGLE-PAGES_APRIL-2023.pdf

<https://tg24.sky.it/economia/2022/02/26/gas-russo-italia#03>

<https://ventureglobalng.com/project-plaquemines/>

<https://www.acer.europa.eu/gas-factsheet>

<https://www.adriaticlng.it/en/the-terminal/why-lng/lng-history>

<https://www.adriaticlng.it/en/the-terminal/why-lng/lng-history>

https://www.ansa.it/canale_ambiente/notizie/focus_energia/2022/09/02/germania-arriva-il-sesto-rigassificatore_b2021c65-33a2-4e2e-b5a0-bca154679cdd.html

<https://www.arera.it/allegati/docs/16/487-16all.pdf>

<https://www.argusmedia.com/en/hubs/lng>

<https://www.balticexchange.com/en/data-services/routes.html>

<https://www.balticexchange.com/en/my-baltic/market-data/indices.html?indexId=81b4f515-df12-4b60-81b8-1b5a24772f35&dataSetId=708dd033-5d53-41bc-a90a-91d28d0109d8> (visitato 28/10/2023)

<https://www.balticexchange.com/en/my-baltic/market-data/indices.html?indexId=70c39776-99be-48ea-9fc8-c79fa384889b&dataSetId=3f8b4497-45f4-4eec-b6ba-821220434043>

<https://www.bbc.com/news/business-51706225>

<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>

<https://www.bp.com/content/dam/bp/businesssites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>

<https://www.bp.com/content/dam/bp/businesssites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>

<https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>

<https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>

<https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>

<https://www.caixinglobal.com/2018-10-01/china-backed-lng-projects-power-ahead-in-canada-philippines-101331813.html>

<https://www.chimicaindustrialeessenziale.org/prodotti-chimici-di-base/ammoniaca/>

<https://www.clarksons.com/glossary/what-is-an-lng-ship/#:~:text=The%20amount%20of%20LNG%20a%20ship%20can%20carry,%281.4%20million%20ft%C2%B3%29%20to%2080%2C000m%C2%B3%20%282.8%20million%20ft%C2%B3%29>

<https://www.cmegroup.com/education/courses/introduction-to-natural-gas/introduction-to-natural-gas-seasonality.html>

<https://www.consilium.europa.eu/it/infographics/where-does-the-eu-s-energy-come-from/>

<https://www.dailynautica.com/shipping/lng-combustibile-del-futuro/29009/>

<https://www.dnv.com/maritime/insights/topics/lng-as-marine-fuel/index.html>

<https://www.econnectenergy.com/articles/how-do-lng-ships-work>

https://www.edison.it/sites/default/files/documents/Appr_Come_funziona_la_rigassificazione_Edison_0_0.pdf

<https://www.efficienzaenergetica.enea.it/>

<https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/use-of-natural-gas.php>

<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=40853>

<https://www.eni.com/en-IT/media/diversification-energy-sources.html>

<https://www.eni.com/it-IT/attivita/gnl-rigassificazione.html>

<https://www.eni.com/it-IT/attivita/metanolo.html>

<https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2021/10/eni-gazprom-sigllano-accordi-gas.html>

<https://www.epicentro.iss.it/coronavirus/sars-cov-2>

<https://www.europeanbiogas.eu/about-biogas-and-biomethane/>

<https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2023/05/PR-EBA-GIE-Biomethane-Map-2023.pdf>

<https://www.freightwaves.com/news/maritime-history-notes-pioneering-lng-carriers>

<https://www.ft.com/content/ada3fc2b-c845-4c0a-92c7-984498812fc4>

<https://www.ft.com/content/d89b4b3d-1503-4d6f-b83a-9a17b0ec318f>

<https://www.gard.no/web/updates/content/52745/the-worlds-largest-lng-vessels-the-q-flex-design>

<https://www.iea.org/news/the-covid-19-crisis-highlights-lng-s-key-role-in-global-natural-gas-security>

https://www.ihl.co.jp/offshore/spbmenu_e.htm

<https://www.ilsole24ore.com/art/in-italia-boom-gnl-rivenduto-spagna-da-barcellona-export-moltiplicato-17-AExNvMCD>

<https://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/Pages/EEXI-CII-FAQ.aspx>

<https://www.isprambiente.gov.it/contentfiles/00009400/9486-rapporto-135-2011.pdf>

<https://www.manifoldtimes.com/news/dnv-lng-fueled-ships-led-total-2022-orders-for-ships-with-alternative-bunker-fuels/>

<https://www.manifoldtimes.com/news/sea-lng-publishes-overview-of-lng-as-bunker-fuel-for-2022-to-2023/>

<https://www.marineinsight.com/types-of-ships/q-max-ships-the-largest-lng-ships-in-the-world/>

https://www.marinetraffic.com/en/ais/details/ships/shipid:3668741/mmsi:538004982/imo:9655808/vessel:GOLAR_TUNDRA

<https://www.marinetraffic.com/en/ais/details/ships/shipid:712524/mmsi:538003212/imo:9337755/vessel:MOZAH>

<https://www.maritime-executive.com/article/shipowners-ordered-record-number-of-lng-fueled-vessels-in-2021>

https://www.mckinsey.com/~media/mckinsey/industries/oil%20and%20gas/our%20insights/global%20gas%20outlook%20to%202050/global%20gas%20outlook%202050_final.pdf#:~:text=Gas%20will%20be%20the%20strongest-growing%20fossil%20fuel%20and,2050%2C%20gas%20demand%20will%20decline%20by%200.4%20percent.

<https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/how-covid-19-and-market-changes-are-shaping-lng-buyer-preferences>

<https://www.mdpi.com/1996-1073/15/14/5263>

<https://www.mining.com/covid-19-impact-on-the-iron-ore-market-report/>

<https://www.mobil.com/en>

<https://www.newfortressenergy.com/stories/altamira-fast-lng-1-brings-positive-energy-mexico>

<https://www.nytimes.com/2022/03/15/business/covid-china-economy.html>

<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/08/Developments-in-the-%E2%80%98LNG-to-Power-market-and-the-growing-importance-of-floating-facilities-NG-172.pdf>

<https://www.petronas.com/media/media-releases/first-gas-petronas-first-floating-lng-facility-pflng-satu>

<https://www.petronas.com/media/media-releases/petronas-floating-lng-satu-delivers-milestone-50th-lng-cargo>

<https://www.polfuel.com/gas-ad-uso-industriale-i-settori-che-lo-impiegano/>

<https://www.q88.com/>

<https://www.qocsolutions.com/la-storia-del-gas-naturale/>

<https://www.reuters.com/article/global-lng-idUSL8N37G36T>

<https://www.reuters.com/business/china-shipyards-feast-record-lng-tanker-orders-skorea-builders-are-full-up-2022-12-12/>

<https://www.reuters.com/business/energy/how-dependent-is-germany-russian-gas-2022-03-08/>

<https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/global-lng-fleet-to-eclipse-1000-vessels-by-2026-75118#:~:text=By%202026%2C%20the%20global%20LNG%20fleet%20is%20forecast,a%20capacity%20of%20174%2C000%20to%20200%2C000%20m%203.>

<https://www.rystadenergy.com/services/gas-market-solution>

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780444634283503969>

<https://www.seatrade-maritime.com/tankers/record-orderbook-set-drive-unprecedented-lng-fleet-growth>

<https://www.shaledirectories.com/>

<https://www.shaledirectories.com/blog-1/wet-natural-gas-vs-dry-natural-gas-whats-the-difference/>

<https://www.shell.com/business-customers/trading-and-supply/shell-shipping-and-maritime/our-shipping-fleet.html>

https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2023/_jcr_content/root/main/section_599628081_co/promo_copy_copy/links/item0.stream/1676487838925/410880176bce66136fc24a70866f941295eb70e7/lng-outlook-2023.pdf

<https://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2021/2020-lng-demand-holds-steady-despite-covid-19-set-for-growth-as-global-economies-recover.html>

<https://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2021/2020-lng-demand-holds-steady-despite-covid-19-set-for-growth-as-global-economies-recover.html>

<https://www.ship-technology.com/projects/christophe-de-margerie-class-icebreaking-lng-carriers/#:~:text=Worth%20%244.8bn%2C%20the%20icebreaking%20LNG%20carrier%20fleet%20is,the%20year%20and%20eastward%20from%20July%20to%20December.>

<https://www.ship-technology.com/projects/petronas-floating-lng-facility-pflng-1/>

<https://www.sick.com/it/it/settori/metallo-e-acciaio/acciaio/altiforni/stato-della-valvola-del-bruciatore-nellaltoforno/consumo-di-gas-naturale-nellaltoforno/c/p370176>

<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/products/global-lng-predictive-analytics.html>

<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/121422-eus-methane-inclusion-in-ets-likely-to-not-dampen-lng-bunker-demand>

<https://www.statista.com/statistics/1263948/largest-operational-lng-terminals-by-capacity-in-china/>

<https://www.statista.com/statistics/282717/global-natural-gas-consumption/>
<https://www.tecnologiaduepuntozero.it/2018/04/06/centrali-termoelettriche/>

<https://www.theguardian.com/world/2022/nov/24/china-imposes-new-lockdowns-as-local-covid-cases-hit-record-high>

<https://www.tradewindsnews.com/gas/2021-shaping-up-as-record-year-for-lng-carrier-demolition-sales/2-1-1062902>

[https://www.treccani.it/enciclopedia/gas-di-sintesi_\(Enciclopedia-della-Scienza-e-della-Tecnica\)/#:~:text=gas%20di%20sintesi%20Miscela%20di%20idrogeno%20e%20monossido,metano.%20Costituisce%20inoltre%20una%20fonte%20per%20l%E2%80%99ottenimento%20dell%E2%80%99idrogeno.](https://www.treccani.it/enciclopedia/gas-di-sintesi_(Enciclopedia-della-Scienza-e-della-Tecnica)/#:~:text=gas%20di%20sintesi%20Miscela%20di%20idrogeno%20e%20monossido,metano.%20Costituisce%20inoltre%20una%20fonte%20per%20l%E2%80%99ottenimento%20dell%E2%80%99idrogeno.)

<https://www.trioplantbased.com/the-different-types-of-gas-based-power-plants/>

<https://www.uniper.energy/solutions/energy-transformation-hubs/energy-transformation-hub-northwest/lng-terminal-wilhelmshaven> (visitato 29/10/2023)

<https://www.weforum.org/agenda/2020/09/an-economist-explains-what-covid-19-has-done-to-the-global-economy/>

<https://www.woodmac.com/reports/lng-global-lng-shipping-orders-and-deliveries-58425985/> visitato 1/09/2023

<https://www.wsj.com/livecoverage/russia-ukraine-latest-news/card/what-is-the-nord-stream-2-pipeline--0AU1wDRPbeps3RfHyDs0>