

ENI e il gas del Congo: cronaca di un fallimento

Di: Unità Investigativa Greenpeace - Thomas Simon Mattia

Giugno 2024



PUNTI SALIENTI:

- ENI in Congo ha un grosso problema con il *flaring*: i volumi di gas bruciato in torcia nei giacimenti congolese costituiscono il 16% del totale imputabile all'azienda a livello globale;
- Il progetto Congo LNG, proposto da ENI tra le fonti di approvvigionamento per rimpiazzare parte delle forniture venute meno dalla Russia, voluto dal governo Draghi e rilanciato dal governo Meloni con il Piano Mattei per l'Africa, secondo l'azienda è un'opportunità anche per "valorizzare" il gas che veniva bruciato in torcia;
- Finora l'impianto Congo LNG ha esportato solo 150 milioni di metri cubi di GNL a fronte di 1 miliardo di metri cubi previsti dall'azienda per l'inverno 2023-2024. Con solamente due carichi spediti in cinque mesi di esercizio e ritardi nella fabbricazione degli impianti necessari per la seconda fase;
- Le difficoltà affrontate dal primo carico nel viaggio dall'Africa all'Italia hanno portato parte del gas sottratto al *flaring* a essere comunque sprecato durante il trasporto per mare, con conseguenze proporzionalmente ancora più impattanti sul clima;
- Mentre trasportava il primo carico dal Congo verso Piombino, la nave utilizzata da ENI - la Gaslog Savannah - ha infatti navigato a vuoto nel Mediterraneo per 27 giorni, coprendo una distanza pari alla metà del giro del mondo, sprecando 800 mila euro di gas (pari al consumo annuo di 3243 famiglie italiane) e rilasciando invano in atmosfera 8 mila tonnellate di CO₂ equivalenti;
- Il progetto Congo LNG di ENI (nella sua prima fase) è ancora lontano dal rispettare le tabelle di produzione ed esportazione previste da ENI. Il secondo carico di LNG congolese deve infatti essere integrato per un terzo con del GNL proveniente dagli Stati Uniti e prelevato in Spagna;
- Con il progetto Congo LNG, ENI cancella dai propri bilanci parte delle sue emissioni da flaring, guadagnando nei rating ESG. Le emissioni in realtà sono solamente "spostate" lungo la filiera, ma il progetto giustifica la proliferazione di ulteriori infrastrutture fossili mentre la domanda globale di gas si riduce e la crisi climatica accelera.

ENI e il gas del Congo: cronaca di un fallimento

<i>Introduzione</i>	3
Come funziona il progetto Congo LNG	3
Perchè le navi Floating Liquefied Natural Gas (FLNG)	5
Le promesse (disattese) sul flaring	7
Come funzionano le metaniere	9
<i>L'indagine</i>	11
Il viaggio della Gaslog Savannah	11
Gas dalla Spagna per completare il giro del mondo	14
Le cause della congestione	15
<i>Conclusioni</i>	17
Eni Incassa sui Target di Decarbonizzazione	17
Allegato #1 - Replica di ENI ai finding di Greenpeace	19
Allegato #2 - Formule	24

Introduzione

Nel 2022, con la brutale invasione dell'Ucraina da parte della Russia, l'Europa ha dovuto fronteggiare il venir meno delle forniture sino ad allora provenienti dal Paese governato da Vladimir Putin. L'Italia, con la perdita delle forniture russe, si è ritrovata con un [buco di 30 miliardi di metri cubi di gas](#) e da allora ha cercato di diversificare le fonti di approvvigionamento in tempi rapidi. Anziché provare a puntare convintamente su soluzioni alternative al gas fossile che non peggiorino la crisi climatica, come il risparmio energetico e le rinnovabili, il nostro Paese ha scelto di affidarsi nuovamente proprio a chi ha reso per anni l'Italia energeticamente dipendente dalla Russia, ovvero ENI. Una volta decisa la progressiva riduzione dell'import di gas russo, [il Cane a sei zampe ha sin da subito assicurato di essere in grado, entro l'inverno 2024-2025, di poter colmare gran parte del buco creatosi](#), anche ricorrendo a una [nuova fonte: il GNL africano](#). Un'iniziativa che viene subito sposata dal [governo Draghi](#): nell'aprile del 2022, i ministri Di Maio (Affari Esteri) e Cingolani (Transizione Ecologica) affiancano [ENI](#) nella firma di [una lettera di intenti](#) con il governo della Repubblica del Congo per l'aumento della produzione e l'export di gas naturale. Una scelta immediatamente adottata anche dal successivo governo Meloni che inserisce il progetto nell'ambito del Piano Mattei: è [«esattamente il modello di partenariato che \[l'Italia, ndr\] vuole rafforzare»](#) con l'Africa. Ma quanto gas ENI conta di importare in Italia dal Congo per contribuire a colmare il buco lasciato dallo stop all'import del gas dalla Russia? Secondo gli annunci, il Cane a sei zampe punta a trasferire complessivamente dal Paese africano all'Italia circa 4,5 miliardi di metri cubi di gas. Di questi, [uno sarebbe già dovuto essere stato esportato dal Congo nell'inverno tra il 2023 e il 2024](#). Secondo fonti [Kpler](#) invece finora sono stati esportati dal Congo soltanto 150 milioni di metri cubi di gas, nessuno dei quali è arrivato in tempo per l'inverno 2023-2024, che comunque avrebbero costituito solamente il 15% di quanto previsto da ENI. Da questo quantitativo vanno sottratti 2,7 milioni di metri cubi di gas andati andati in fumo durante un trasporto senza fine lungo mezzo giro del mondo, con 8848 tonnellate di CO₂ rilasciate in atmosfera inutilmente, di cui però Eni non dovrà rendere conto nei propri bilanci di sostenibilità.

Come funziona il progetto Congo LNG

Il gas naturale viene tradizionalmente esportato allo stato gassoso tramite gasdotti, ma il progetto di ENI prevede invece che sia trasportato via nave, così da poter garantire una commercializzazione globale in tempi rapidi. Per questo scopo il gas deve essere liquefatto, in un processo che lo porta ad una temperatura di -160°C circa, sotto la quale si condensa e si comprime per 1/600 del volume originario. Così compresso il Gas

Naturale Liquefatto (GNL) che ne risulta ha una [densità energetica vicina a quella della benzina](#), e può essere spedito tramite navi apposite ad altri Paesi importatori che lo dovranno riportare allo stato gassoso tramite appositi impianti di rigassificazione.

ENI attualmente ha [dieci licenze per la coltivazione di idrocarburi in concessione](#) dal governo congolese, di cui la maggior parte è destinata allo sfruttamento di giacimenti in cui il gas naturale è dissolto nel petrolio. Fino a pochi decenni fa questo "gas associato" è stato considerato uno scarto del processo di estrazione del petrolio che, in assenza di incentivi economici per conservarlo, veniva incendiato tramite un'operazione [inquinante e climalterante](#) detta "*flaring*". Oggi ENI propone il progetto Congo LNG anche come potenziale spinta alla "valorizzazione" di questo gas in eccesso, considerata l'elevata domanda da parte di Paesi più energivori del Congo, specie dopo i tagli agli approvvigionamenti europei causati dall'invasione russa dell'Ucraina.

Il progetto Congo LNG si articola in due fasi distinte. La prima e unica attualmente operativa è fondata su una piccola nave di tipo *Floating Liquefied Natural Gas* (FLNG), la Tango, in grado di liquefare il gas naturale tramite appositi impianti a bordo. La Tango è ormeggiata accanto alla Excalibur, una nave di tipo *Floating Storage Unit* (FSU), in grado di stoccare il GNL per poterlo poi caricare a bordo di altre navi metaniere per il trasporto. La prima delle due navi [è stata acquistata da ENI nell'agosto 2022, mentre la seconda è stata "noleggiata" tramite un charter agreement](#) della durata di dieci anni. La seconda fase prevede invece la costruzione *ex novo* di una seconda nave di tipo FLNG con una capacità di liquefazione quasi sei volte superiore a quella della Tango, vicino alla quale sarà ancorata contribuendo alla produzione complessiva del progetto Congo LNG. La nuova nave verrà fabbricata in Cina, dove a marzo del 2023 è stato inaugurato un cantiere a Nantong per la costruzione dello scafo, e ad agosto dello stesso anno un secondo cantiere a Zhoushan, per la costruzione degli impianti da installare sullo scafo (moduli del *topside*). Con l'entrata in funzione del secondo impianto prevista da ENI [in tempo utile per l'export annuale di 4,5 miliardi di metri cubi di gas a partire dall'inverno 2024-2025](#), la costruzione della seconda FLNG è un elemento critico della tabella di marcia del Cane a sei zampe. Ma mentre il primo cantiere [ha quasi ultimato lo scafo](#) e procede spedito, gli ingegneri del secondo cantiere a Zhoushan [dichiarano che i moduli del topside non saranno pronti prima del settembre 2025](#), mentre secondo [alcuni documenti della Wison](#), la società cinese appaltatrice incaricata della costruzione della nave, la fabbricazione potrebbe protrarsi addirittura fino a giugno del 2026.

Perchè le navi *Floating Liquefied Natural Gas* (FLNG)

Per garantire il rimpiazzo delle forniture russe più rapidamente possibile, occorrerebbe una soluzione tecnologica in grado di consentire l'esportazione di gas da Paesi lontani in tempi da record. Dopo aver scartato [una proposta dalla New Fortress Energy per un impianto "Fast LNG"](#) che prevedeva infrastrutture modulari per la liquefazione del gas su piattaforme offshore, ENI ha messo nel mirino le due imbarcazioni FLNG (la Tango e quella attualmente in costruzione in Cina) per perseguire una [strategia che ha definito "fast track"](#).

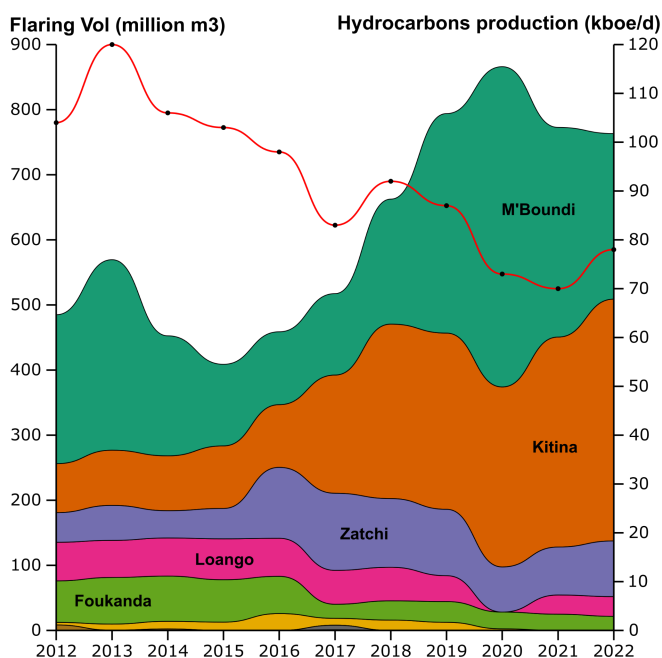
A differenza delle piattaforme marine convenzionali, che operano generalmente alla periferia del processo *upstream*, i sistemi di produzione galleggianti, come le FLNG, pongono l'infrastruttura marina al centro del sistema produttivo, accentrando potenzialmente tutte le esigenze di estrazione, trattamento, eventuale liquefazione e stoccaggio in una o poche imbarcazioni autonome. Le unità di produzione galleggianti come FLNG (per il GNL) e FPSO (per il petrolio) si caratterizzano per una rigida integrazione verticale di tutti gli elementi dell'intero processo *upstream*, e sono solitamente in grado di esportare la produzione direttamente senza passaggi intermedi. L'intero ciclo vitale di queste imbarcazioni è nelle mani dell'impresa fossile che la controlla: sono fabbricate in Paesi provvisti di manodopera specializzata ed economica spesso diversi dallo Stato in cui è ubicato il giacimento, possono essere ricollocate da un giacimento all'altro non appena uno presenti un maggior margine di profitto rispetto al precedente, e possono battere bandiere diverse a seconda della convenienza.

Con le FLNG quindi ENI potrebbe godere di diversi vantaggi: le unità possono essere oggetto di [ammortamento al fine di ottenere detrazioni dalle imposte sulle rendite da risorse naturali](#), e possono essere [classificate come costo recuperabile](#) nei contratti di concessione nonostante la loro utilità per la concessionaria si estenda oltre l'adempimento di un singolo contratto. Inoltre, in quanto imbarcazioni, queste unità consentono sostanzialmente a chi le opera di [scegliere lo Stato le cui leggi applicare a bordo](#) (purché [ancorate a più di 12 miglia nautiche dalla costa](#)), tramite l'assegnazione della bandiera, spesso di Stati che adottano [standard meno restrittivi sulla sicurezza, sulla prevenzione dell'inquinamento e sulle condizioni dell'equipaggio](#). Una volta obsolete o danneggiate, possono poi essere smaltite a basso costo in cantieri di demolizione di Paesi con controlli blandi o assenti, in cui si registrano [elevati tassi di incidenti e decessi o fenomeni di inquinamento costiero, esposizione dei lavoratori all'amianto e ad altre sostanze tossiche, cattiva gestione dei rifiuti pericolosi](#), pratica a cui ENI [\(tramite le sue controllate\)](#) non è estranea, come dimostrano alcuni [episodi di](#)

elusione di regolamenti UE e trattati internazionali. Con il completamento del progetto Congo LNG dunque, agli *asset* di ENI si aggiungeranno altre 3 infrastrutture completamente mobili che, a differenza degli *asset* offshore convenzionali, beneficeranno dei vantaggi accennati lungo l'intera catena di produzione.

Le promesse (disattese) sul flaring

Secondo le [stime della banca mondiale](#) sul flaring, nel 2022 nei giacimenti gestiti da ENI a livello globale sono stati bruciati in torcia 4,5 miliardi di metri cubi di gas^[1], per un valore di circa 6,2 miliardi di euro^[2], rilasciando in atmosfera 8,7 milioni di tonnellate di CO₂^[3]. Secondo le stesse stime, il 16% di questi volumi, pari a 763 milioni di metri cubi^[4], sarebbero stati bruciati proprio nelle torce dei giacimenti congolesi. ENI, tra le realtà che [sostiene l'iniziativa Zero Routine Flaring by 2030](#), insieme al governo del Congo ha promosso nel corso degli anni diverse iniziative per ridurre il *flaring* nei suoi giacimenti in questo Paese, tra cui la [costruzione della Centrale Électrique du Congo nel 2010](#), dove il gas associato viene utilizzato per generare energia elettrica. Tuttavia, non è chiaro come mai nonostante gli sforzi dichiarati dall'azienda, dal 2012 la [produzione di idrocarburi nel Paese stia calando](#) mentre i [volumi bruciati in torcia seguono un trend positivo](#) (si veda il grafico). Quello che sembra evidente è che in Congo ENI ha ancora molta strada da fare per azzerare il flaring, ed è con il progetto Congo LNG che intende fare un ulteriore tentativo per provare a “valorizzare” il gas associato che tutt'oggi finisce bruciato in atmosfera in così grandi quantità.



La linea in rosso si riferisce ai volumi di idrocarburi prodotti da ENI in Congo, mentre le aree a colori si riferiscono ai volumi di gas bruciati in torcia dall'azienda nello Stato africano, divisi per giacimento. Fonte produzione di idrocarburi: ENI - Bilanci d'esercizio Annuali. Fonte volumi di gas bruciati: Flare gas volumes: NOAA, The Payne Institute for Public Policy, the Colorado School of Mines, GFMR pubblicati da World Bank.

ENI dichiara infatti che Congo LNG «è un progetto *zero-flaring*, quindi maggiormente sostenibile anche dal punto di vista ambientale», e che è in linea con l'obiettivo *Net Zero Upstream al 2030*. Secondo l'azienda, inoltre, l'utilità ambientale del progetto avrebbe anche una sorta di valore retroattivo dato che nella prima fase del progetto i volumi esportati verrebbero attinti da "*ingenti quantità di gas*" che, in surplus rispetto alla domanda interna, sono state stoccate nel corso degli anni passati per evitare che fossero "*bruciate danneggiando il clima*". Tuttavia non risultano giacimenti esauriti in concessione a ENI nel Paese (senza i quali non è possibile realizzare un sito di stoccaggio) né la compagnia accenna ad alcuna infrastruttura simile nei propri documenti.

Lo "stoccaggio" a cui accenna ENI è più probabilmente invece una pratica di re-iniezione del gas associato in un pozzo di petrolio attivo, volta ad incrementarne la pressione interna, accelerandone la produzione. Il gas viene così risparmiato dal *flaring* ma una volta re-iniettato si può considerare "sequestrato" più che "stoccato", proprio perché poi non è più facilmente accessibile finché il petrolio del giacimento non si esaurisce. Eni si era riferita a questa pratica in precedenza come "*flaring down*", mentre oggi sembra promuoverla come una forma di stoccaggio.

Come funzionano le metaniere

Per trasportare il GNL per mare, occorrono navi in grado di mantenerlo a -160°C lungo tutta la durata del viaggio, per evitare che riscaldandosi si espanda causando un aumento pericoloso della pressione interna ai serbatoi. Nonostante i serbatoi siano dotati di un sistema di isolamento termico estremamente robusto, una piccola porzione del carico inevitabilmente evapora, formando un cosiddetto "*boil-off gas*" che, se non controllato, rischia di mettere in pericolo la nave. Questo perché il *boil-off gas* non solo aumenta la pressione interna del serbatoio, ma anche la sua conduzione termica interna, riducendone la capacità isolante e innescando un circolo vizioso.

Per questo motivo le navi metaniere [sono equipaggiate con motori alimentati proprio da questo boil-off gas](#), anziché da carburanti più comunemente usati nei trasporti marittimi. Questo combustibile quindi è sottratto ai serbatoi e iniettato nei motori per spingere la nave, fin tanto che è in movimento. Dal momento che la nave si ferma però, il fenomeno di evaporazione del carico continua, ma il gas evaporato non viene consumato perché i motori sono fermi, e la pressione così come la conduzione termica interna ai serbatoi riprendono a salire. Per questo motivo le navi metaniere cariche non sostano mai per periodi prolungati di tempo, tanto che [gli armatori stessi riconoscono che il boil-off gas è una delle cause dell'inflessibilità dei traffici commerciali di GNL](#).

Con la volatilità dei prezzi del GNL, dal 2006 molte delle nuove metaniere sono state equipaggiate con un motore *dual-fuel* e un impianto di re-liquefazione. [Nei momenti in cui i prezzi del GNL salgono oltre il prezzo di altri carburanti](#), le navi provviste di questi nuovi impianti hanno la possibilità di cambiare all'occorrenza il combustibile che alimenta il motore, scegliendo in ogni dato momento quello più economico, con la possibilità di re-liquefare il *boil-off gas* direttamente a bordo in caso questo non fosse consumato per la propulsione della nave.

Tuttavia re-liquefare il carico a bordo è un processo incredibilmente dispendioso in termini energetici, capace di erodere l'economicità dell'utilizzo di combustibili alternativi in quanto i generatori utilizzati per la liquefazione [consumano solitamente circa il 23% dell'intero fabbisogno energetico della nave](#), aumentando le esigenze di potenza complessive. Per tanto, finché la differenza di prezzo tra il GNL e gli altri carburanti rimane sottile, il *boil-off gas* rimarrà sempre il combustibile più utilizzato e gli impianti di re-liquefazione saranno adoperati solo in casi eccezionali.

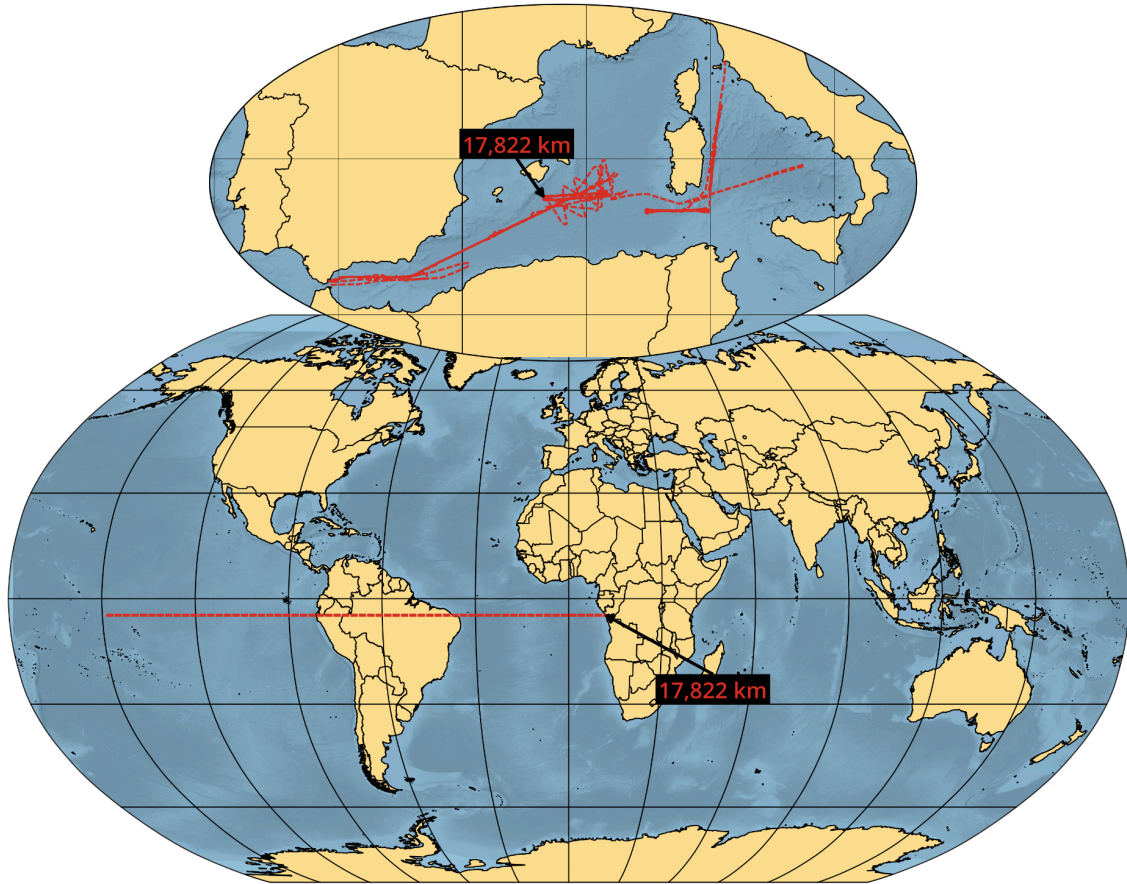
Tuttavia, se alimentati a GNL, i motori *dual-fuel* possono causare impatti ambientali significativamente più gravi rispetto alle tradizionali turbine a vapore, che invece

possono essere alimentate solo a gas. Nel caso di un motore dual-fuel a quattro tempi a bassa pressione e velocità media, come il Wärtsilä 12V50DF molto comune a bordo delle metaniere, [il metano che "perde" dal motore, detto "methane slip", può essere 137 volte maggiore rispetto alle turbine a vapore](#), a parità di potenza. Va ricordato che il metano è un gas che provoca [un effetto serra circa 36 volte più potente rispetto alla CO₂ lungo un periodo di 100 anni](#), e pertanto le emissioni di questo gas in atmosfera hanno effetti devastanti per il clima. L'introduzione dei motori *dual-fuel* serve quindi a tutelare gli armatori e gli esportatori contro la volatilità dei prezzi del GNL: le nuove metaniere rimangono incapaci di effettuare soste, ma al contempo inquinano di più rispetto alle loro controparti più vecchie.

L'indagine

Il viaggio della Gaslog Savannah

Il 2 marzo la nave Gaslog Savannah parte dal terminal LNG Congo di ENI, dove carica il primo GNL prodotto dall'impianto. Il 12 marzo si trova allo stretto di Gibilterra ed è diretta al rigassificatore di Piombino. Dalla partenza, lungo la costa atlantica dell'Africa settentrionale fino allo stretto, il suo viaggio si svolge secondo la routine, ma dopo essere entrata nel Mediterraneo la nave non riesce a proseguire regolarmente il suo viaggio. La Golar Tundra, il terminale di rigassificazione stanziato a Piombino, è infatti impegnato nello scarico di un'altra nave, la Lalla Fatma N'Soumer, e pertanto non può accogliere il carico della nave in arrivo dal Congo. Con la pressione nei serbatoi in aumento per via del *boil-off gas*, la Gaslog Savannah inverte la rotta, presumibilmente per evitare di fermare la marcia. Torna prima indietro fino a Gibilterra, poi si dirige verso le isole Baleari dove gira a vuoto per quattro giorni per poi tornare ancora a Gibilterra. Dopo la terza visita a Gibilterra ritorna alle Baleari, al largo delle quali gira a vuoto senza sosta per altri sette ulteriori giorni, finché la Golar Tundra si libera, e la nave con il gas di ENI può dirigersi finalmente verso l'Italia. Ma, nello stesso giorno, ad attraccare al rigassificatore di Piombino è un'altra nave, la Traiano Knutsen. Così la Gaslog Savannah è costretta nuovamente a temporeggiare, prima navigando verso le coste cilentane, poi invertendo nuovamente la rotta e dirigendosi verso la Sardegna, infine ancora virando per Piombino. Il 29 marzo è a 80 miglia nautiche di distanza da Piombino, quando per l'ennesima volta inverte la rotta e si dirige a sud della Sardegna, dove gira a vuoto ancora una settimana. Nel frattempo la Golar Tundra a Piombino rigassifica il carico della Traiano Knutsen e accoglie quello della Wilpride, un'altra metaniera che resta in porto fino al 6 aprile. Così finalmente il 7 aprile la Gaslog Savannah può finalmente dirigersi verso Piombino dove attracca alle 23 del giorno successivo. Per arrivare in Toscana da Gibilterra, un viaggio che di norma richiede due giorni e mezzo, la Gaslog Savannah ha impiegato 27 giorni e mezzo, invertendo la rotta 54 volte e percorrendo quasi 18 mila chilometri, una distanza pari a poco meno della metà della circonferenza terrestre.



Tracciato del percorso della Gaslog Savannah tra il 12 marzo e l'8 aprile e l'equivalente distanza in rettilineo. Fonte: [Kpler](#)

Secondo le stime elaborate da Greenpeace Italia, navigando a vuoto in attesa di uno slot di scarico al rigassificatore di Piombino, la Gaslog Savannah ha inutilmente bruciato, in 27 giorni, circa 2,5 milioni di metri cubi di gas^[5], sprecando quindi anche i **274 mila metri cubi di gas circa** che sono stati usati per alimentare il processo che li ha liquefatti in principio. Per un totale di circa 2,7 milioni di metri cubi di gas, la Gaslog Savannah ha sprecato nel mediterraneo tanto gas quanto **3243 famiglie italiane consumano in un anno intero**.

Sempre secondo le nostre stime, spinta proprio da **motori Wärtsilä 12V50DF** (che come **accennato in precedenza** hanno tra i **più alti tassi di methane slip**), nel medesimo lasso di tempo la Gaslog Savannah ha emesso in atmosfera circa 67 tonnellate di metano^[6], equivalenti a 2439 tonnellate di CO₂ lungo un periodo di 100 anni (**CO₂e 100-year GWP**). A questo valore vanno aggiunte ulteriori emissioni per circa 5753 tonnellate di CO₂e^[7] (CO₂ equivalenti) provocate dalla combustione del gas nei motori, e 655 tonnellate di CO₂e^[8] circa rilasciate in atmosfera nel processo di liquefazione del

gas che è poi andato sprecato, per un totale di circa 8848 tonnellate di CO₂e emesse in atmosfera invano, paragonabili alle emissioni della città di Piombino per una settimana intera^[9]. Se i 2,7 milioni di metri cubi di gas sprecati per far girare la nave a vuoto fossero stati bruciati in torcia alla fonte, questo avrebbe paradossalmente comportato un risparmio in termini di emissioni di circa 1511 tonnellate di CO₂e^[10], il che evidenzia quanto il progetto Congo LNG sia una falsa soluzione al grave problema del *flaring*, che si dimostra ancora una volta ineradicabile se non smettendo di estrarre combustibili fossili.

Gas dalla Spagna per completare il giro del mondo

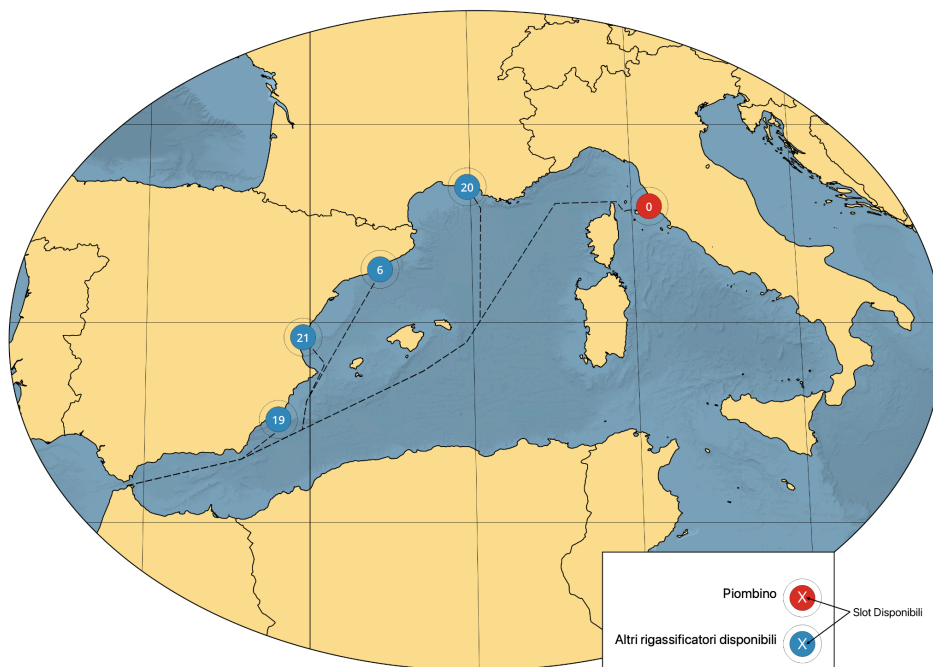
Il 30 maggio la Gaslog Savannah è ripartita dal Congo dopo aver prelevato il secondo carico di GNL prodotto dall'impianto Congo LNG di Eni. Mentre il primo carico ha impiegato 66 giorni per essere preparato ed era pari a 150 mila m³, il secondo ne ha impiegati 89. Nonostante ci sia stato più tempo a disposizione, il carico che è stato caricato il 30 maggio è pari a sole 101 mila m³, secondo le stime di Kpler. La Gaslog Savannah infatti, prima di tornare in Congo, il 9 maggio si è recata in Spagna, presso il terminale import-export di GNL di El Musel, per effettuare un "cool-down", un'operazione che consente di raffreddare i serbatoi della nave in maniera controllata così da evitare uno shock termico quando verrà introdotto il GNL a -160°C. Tuttavia a El Musel, la Gaslog Savannah ha sostato ben 26 ore, tempo sufficiente per effettuare oltre al cool-down anche un carico parziale. E infatti dati Kpler confermano che a El Musel la Gaslog Savannah ha caricato 50 mila m³ di GNL (circa 1/3 della sua capacità di carico). Tutto questo gas non serviva certo solo per alimentare i motori della nave sulla rotta tra El Musel e il Congo: l'impressione è che si sia caricato un bel quantitativo di GNL per sopperire le carenze della produzione in Congo. Con il risultato che un carico di GNL scaricato il 9 maggio a El Musel dalla nave Adriano Knutsen proveniente da Corpus Christi (Texas), sarà riportato di nuovo in Spagna (a Huelva) per essere rigassificato solo dopo aver viaggiato fino in Congo e ritorno in Spagna con una deviazione di almeno 15 mila chilometri, per dare uno "strappo" al gas Congolese.

Con un rallentamento della produzione osservabile tra i due carichi e una apparente necessità di integrare i volumi di gas congolese evidentemente carenti, sorgono dubbi sullo stato di funzionamento degli impianti di ENI in Congo, a cui si aggiungono anche i ritardi nella fabbricazione degli impianti necessari per la seconda fase.

Le cause della congestione

Il trasporto per mare del GNL raggiunge la massima efficienza quando il carico e lo scarico sono effettuati a una distanza temporale equivalente alla durata del viaggio, data la tendenza naturale del GNL all'evaporazione e i problemi che ciò comporta. I terminali che hanno una capacità sufficiente per esportare o importare carichi con un'elevata frequenza massimizzano per natura la probabilità che un dato viaggio abbia una durata compatibile con gli slot disponibili per il carico e lo scarico nei rispettivi terminali. Al contrario i terminali con una capacità esigua (ad esempio le navi rigassificatrici galleggianti come quella di Piombino) faticano a garantire una frequenza di esportazione o importazione tale da garantire l'efficienza del trasporto, penalizzando il tratto *midstream* della catena di approvvigionamento del GNL.

Per raggiungere la quota di produzione prevista, tra l'altro **già dimezzata rispetto alle iniziali previsioni**, la prima fase del progetto Congo LNG prevederebbe l'esportazione di un carico al massimo ogni 48 giorni. Con l'attuale ritmo di produzione in calo, la flessibilità logistica del trasporto per mare ne risente inevitabilmente. Ovvio poi che ogni incertezza in merito alla data in cui il prossimo carico sarebbe stato pronto escluderebbe la possibilità di prenotare uno slot di scarico presso il rigassificatore di Piombino con sufficiente anticipo.



Rigassificatori e relativi slot di scarico disponibili nel percorso della Gaslog Savannah da Gibilterra a Piombino nel periodo 12 marzo - 8 aprile. Fonte: [Enagás](#), [Elengy](#).

Tuttavia, nel Mediterraneo occidentale sono presenti altri quattro [rigassificatori che avrebbero potuto accogliere il carico della Gaslog Savannah](#), con una capacità di rigassificazione annuale complessiva di 35 milioni di tonnellate di gas. Considerato che [gli stoccaggi di gas italiani sono pieni da aprile](#), e che il carico era ritenuto da ENI funzionale alla [«sicurezza energetica dell'Europa»](#) in generale, la Gaslog Savannah avrebbe potuto scaricare in uno degli altri rigassificatori che ha incontrato sul rotta per Piombino, che tra il 12 marzo e l'8 aprile avevano ben 66 slot liberi (si veda la mappa), molti [allocabili in condizioni di libero accesso](#). In considerazione delle alternative, e del fatto che al secondo carico Eni abbia effettivamente scelto come destinazione un rigassificatore Spagnolo, emergono quindi sospetti che l'obiettivo di consegnare il gas proprio in Italia per ENI fosse più mediatico che necessario, anche a discapito dell'efficienza economica ed ecologica. L'approdo "forzato" a Piombino della Gaslog Savannah sembra quindi più una mossa propagandistica che operativa, connessa all'impegno di ENI e del governo italiano che considera il progetto Congo LNG [«esattamente il modello di partenariato che vuole rafforzare»](#) con i Paesi africani tramite il Piano Mattei, al quale [vuole dedicare il 70% del fondo italiano per il clima](#). Ostinarsi a portare il gas proprio a Piombino pare una mossa finalizzata a presentare il progetto Congo LNG come la pietra fondante del Piano Mattei, e favorire quindi gli investimenti pubblici nei combustibili fossili, giustificando anche l'installazione di nuovi rigassificatori (considerando che per proporre di nuovi in maniera credibile quelli esistenti devono risultare saturi).

Conclusioni

Eni Incassa sui Target di Decarbonizzazione

La vicenda della Gaslog Savannah incarna perfettamente [la legge di Goodhart](#) secondo la quale dal momento in cui una misura diventa un target cessa di essere una buona misura. Con gli impegni di decarbonizzazione, ENI si è posta come obiettivo l'azzeramento del *flaring*, ma da questa vicenda l'azienda sembra piuttosto orientata a ottimizzare le proprie decisioni per ridurre il solo indicatore nei propri bilanci così come formulato, anziché adoperarsi per ridurre efficacemente il sostanziale volume di gas che viene sprecato lungo l'intera catena di approvvigionamento a spese dell'ambiente. Con il progetto Congo LNG, come eseguito fino ad ora, ENI riesce a spostare nei propri bilanci enormi quantità di gas dalla tabella dei volumi bruciati in torcia alla tabella dei volumi prodotti, guadagnando punti nei rating di sostenibilità delle proprie azioni e agli occhi dell'opinione pubblica. Emissioni che dovrebbero essere evitate alla fonte sono invece meramente traslate in un altro luogo dove la loro responsabilità può essere scaricata sulle spalle di terzi, nascoste dai bilanci di sostenibilità grazie a una strategia miope di un'impresa che non sembra disposta a ridurre i propri margini di profitto di fronte a esigenze superiori come la lotta ai cambiamenti climatici.

Il progetto Congo LNG parrebbe essere quindi un vicolo cieco: anche ammettendo di raggiungere la quota di esportazione di 4,5 miliardi di metri cubi l'anno e un raddoppio dell'attuale capacità di stoccaggio, probabilmente gli impianti richiederebbero almeno 20 giorni per riempire i serbatoi^[11], rimanendo incapaci di effettuare un carico nel frattempo. Ridurre la capacità di stoccaggio e quindi effettuare carichi più piccoli non è d'altronde una prospettiva realistica in quanto ENI dovrebbe rinunciare all'economia di scala a discapito dei propri margini di profitto. Ancora: aumentare la flessibilità *downstream* incrementando la capacità di rigassificazione e quella *midstream* aumentando le metaniere in circolazione contrasta con l'attuale trend negativo della domanda per il gas naturale. Con il [GNL sempre meno richiesto sul mercato energetico in Europa e persino in Paesi come il Giappone e la Corea del Sud](#), espandere l'offerta di gas sarà possibile per le società energetiche come l'ENI solo se consentirà loro di mantenere l'Italia e l'Europa ancorate alle fonti fossili, attraverso un effetto ["lock-in" sulle infrastrutture del Gas, che aumenterebbe i costi della transizione energetica assicurandogli un vantaggio competitivo ingiusto](#) verso le energie alternative. In questa dinamica gli aspetti mediatici e politici giocano un ruolo fondamentale per ENI, che deve giustificare la propria rilevanza nel contesto della (mancata) transizione energetica. Trascurando l'inefficienza economica ed ecologica del trasporto del GNL dal Congo all'Italia, l'azienda si

guadagna un ruolo chiave negli sforzi italiani sul tema dei cambiamenti climatici che, secondo la premier Giorgia Meloni, vengono così «[affrontati con serietà, e non con un approccio ideologico](#)».

Allegato #1 - Replica di ENI ai finding di Greenpeace

Da: [REDACTED]@eni.com>

Date: Mer 12 Giu 2024, 22:20

Subject: R: [EXTERNAL] Diritto di replica inchiesta Greenpeace Italia a tema GNL congolese

To: Ufficio Stampa Greenpeace <ufficio.stampa.it@greenpeace.org>

Cc: [REDACTED]@eni.com>

Domanda Greenpeace: ENI in Congo ha un grosso problema con il flaring: i volumi di gas bruciato in torcia nei giacimenti congolese (riferiti all'anno 2022) costituiscono il 16% (0.763 bcm) del totale imputabile all'azienda a livello globale (4.5 bcm) (Fonte: Dati Banca Mondiale, NOAA, Payne Institute for Public Policy, Colorado School of Mines e GFMR). Qual è il motivo della discrepanza tra i volumi stimati dalla Banca Mondiale e i volumi riportati da ENI nel suo bilancio annuale per il 2022?

Commento ENI: I volumi dichiarati da Eni sono misurati e verificabili. Mentre Eni misura i volumi, altri osservatori come quelli da voi indicati li deducono da misure indirette, talvolta non riconducibili ad asset Eni (erronea posizione geografica del flaring).

Nello specifico, il valore riportato da GGFR corrisponde ad un perimetro errato in quanto include siti produttivi non Eni in Congo, nonché siti Eni non in Congo.

L'accuratezza del nostro sistema di monitoraggio e misurazione delle emissioni di metano è stato riconosciuto con il raggiungimento del Gold Standard OGMP 2.0 coordinato da UNEP.

Eni ha intrapreso una trasformazione industriale basata su un mix di leve e tecnologie volte a raggiungere il Net Zero al 2050, in coerenza con quanto suggerito dagli obiettivi climatici internazionali definiti su scala globale. A tal fine, Eni persegue una strategia che massimizza il valore e le competenze dei business energetici tradizionali, riducendone le emissioni, e, allo stesso tempo, accelera lo sviluppo di nuove attività a elevato rendimento e crescita legate alla transizione energetica. Il percorso che porterà Eni alla Neutralità carbonica nel 2050 si compone di una serie di obiettivi che prevedono prima l'azzeramento delle emissioni nette (Scope 1+2) del business Upstream al 2030 e di tutta Eni al 2035, per poi raggiungere l'azzeramento netto al 2050 di tutte le Emissioni GHG scope 1, 2 e 3 associate al ciclo di vita dei prodotti energetici venduti, sia in termini assoluti che di intensità. Per quanto riguarda il flaring di routine, Eni si è data l'obiettivo di azzerarlo al 2025. Inoltre, Eni aderisce a numerose

iniziative internazionali, tra cui il fondo Global Flaring and Methane Reduction della Banca Mondiale per aiutare Governi e operatori nei Paesi in via di sviluppo ad eliminare il routine flaring e a ridurre a near zero le emissioni di metano entro il 2030.

Domanda Greenpeace: Il progetto Congo LNG di ENI (nella sua prima fase) è ancora lontano dal rispettare le tabelle di produzione ed esportazione previste da ENI con un miliardo di metri cubi previsti per l'inverno 2023-2024. Ad oggi, solo due carichi di GNL congolese esportati di cui uno (il secondo) integrato per un terzo con del GNL proveniente dagli Stati Uniti e prelevato in Spagna. Con soli due carichi spediti in cinque mesi di esercizio di cui uno integrato per $\frac{1}{3}$ da gas reperito a El Musel (SP), qual è il motivo di questo scarso rendimento?

Commento ENI: Il miliardo di metri cubi annuale della prima fase si riferisce alla capacità di trattamento e liquefazione di LNG dell'impianto Congo LNG, non al volume da produrre nel 2024. Confermiamo capacità di 1 BCMA della prima fase del progetto. Il commissioning della fase 1 ha avuto delle performance top industria.

Domanda Greenpeace: Secondo ENI l'utilità ambientale del progetto Congo LNG avrebbe anche una sorta di valore retroattivo dato che nella prima fase del progetto i volumi esportati verrebbero attinti da "ingenti quantità di gas" che, in surplus rispetto alla domanda interna, sono state stoccate nel corso degli anni passati per evitare che fossero "bruciate danneggiando il clima" (C. Descalzi, Sky TG 24, 25 Apr 2023). Tuttavia non risultano giacimenti esauriti in concessione a ENI nel Paese né la compagnia accenna ad alcuna infrastruttura di stoccaggio simile nei propri documenti. Lo "stoccaggio" a cui accenna ENI è più probabilmente la pratica di re-iniezione del gas associato in un pozzo di petrolio attivo, volta ad incrementarne la pressione interna, accelerandone la produzione e pertanto questo gas è da considerarsi "sequestrato" piuttosto che "stoccato". Come commenta ENI queste considerazioni ed evidenze? A quali "ingenti quantità di gas" che possono essere esportate nella prima fase del progetto si fa riferimento? Esistono tali strutture di stoccaggio?"

Commento ENI: Tecnicamente, lo stoccaggio di gas identifica la pratica di immagazzinare gas in adeguati siti per poi essere utilizzato nel momento opportuno, in base alle dinamiche del mercato. Non necessariamente lo stoccaggio deve avere cicli annuali, stagionali, o settimanali di iniezione/produzione. Le strutture di stoccaggio sono semplicemente pozzi e compressori, considerando che il gas è comunque trattato negli impianti di produzione. Eni in Congo ha utilizzato alcuni reservoir di Mbundi (onshore) e

Kitina (offshore) per conservare, nel tempo, il gas evitando il flaring: il progetto LNG è una delle opportunità di utilizzo di questo gas.

Domanda Greenpeace: Congo FLNG II: mentre il primo cantiere a Nantong ha quasi ultimato lo scafo, gli ingegneri del secondo cantiere (Wison) a Zhoushan dichiarano che i moduli del topside non saranno pronti prima di settembre 2025 (Fonte: comunicato del Governo Popolare della Contea di Daishan pubblicato tramite la piattaforma online NetEase). Come si concilia questa data con le previsioni di ENI di avere la Congo FLNG II pronta in tempo utile per l'export di 4,5 miliardi di metri cubi di gas a partire dall'inverno 2024-2025?

Commento ENI: I lavori di realizzazione della Congo FLNG proseguono in linea con i piani di progetto.

I moduli delle topsides sono in fase di erection presso il cantiere di Zhoushan e se ne prevede il sollevamento sullo scafo a partire dal Q4 2024. Lo scafo arriverà a Zhoushan a ottobre 2024 dal cantiere di Nantong, dove è in fase di completamento. Una volta sollevati i moduli sullo scafo, si passerà alla fase di integrazione, commissioning e gas trials, e nel Q3 2025 la FLNG salperà per il Congo per le fasi di start previsto nel Q4 2025.

Domanda Greenpeace: Mentre trasportava il primo carico dal Congo verso Piombino, la nave utilizzata da ENI - la Gaslog Savannah - ha navigato a vuoto nel Mediterraneo per 27 giorni, coprendo una distanza pari alla metà del giro del mondo, sprecando 800 mila euro di gas (2,7 milioni di metri cubi) - pari al consumo annuo di 3.243 famiglie italiane - e rilasciando in atmosfera 8 mila tonnellate di CO2 equivalenti. La Gaslog Savannah avrebbe potuto scaricare in uno degli altri rigassificatori (Cartagena, Sagunto, Barcellona, Fos Cavaou) che ha incontrato sul rotta per Piombino, che tra il 12 marzo e l'8 aprile avevano ben 66 slot liberi (Fonte: Enagás, Elengy), molti allocabili in condizioni di libero accesso. 1. Quali sono le ragioni per cui ENI ha deciso di destinare il primo carico di GNL al terminale di Piombino nonostante non fossero disponibili slot di scarico in tempi ragionevoli, considerando inoltre che il secondo carico è stato destinato al terminal di Huelva (SP)? 2. Qual è la logica per cui è preferibile, da parte di ENI, bruciare 2,7 milioni smc (standard metro cubo) di gas per una consegna in Italia, piuttosto che destinare questo gas ad altri impianti nell'Unione Europea? 3. Qual è il motivo di questa mancata coordinazione tra il terminale di esportazione in Congo e quello di importazione a Piombino? 4. Gli altri

rigassificatori sottoutilizzati nel resto del Mediterraneo occidentale sono stati considerati come misura di contingency?

Commento ENI: Ai fini del calcolo delle emissioni della nave, è rilevante considerare la distanza tra due cariche successive e non quella tra carica e successiva scarica. Infatti una nave che trasporta LNG emette quantità simili di CO₂ sia quando è carica sia quando ha scaricato e rimane pronta in attesa della carica successiva. Quindi l'attesa della scarica a Piombino non ha sostanzialmente impattato le emissioni complessive perché la nave avrebbe emesso quantità analoghe di CO₂ nell'attesa della successiva carica in Congo.

Inoltre, in fase di commissioning di un progetto e in particolare per la gestione della prima carica, Eni ha adottato la soluzione più efficace dal punto di vista operativo considerando l'intera supply chain. Già per la seconda carica è stato possibile scaricare dopo circa 10 giorni dalla carica.

La decisione di destinare il primo carico all'Italia è in linea con la strategia di assicurare la security of supply e ottimizzare il portafoglio integrato, fin dalle prime fasi di commissioning del progetto Congo LNG. La scelta di utilizzare Gaslog Savannah è stata determinata dal fatto che la nave stava rientrando in Italia dall'Asia passando, per ragioni di sicurezza, dal Capo di Buona Speranza. Non avendo mobilitato un ulteriore vessel ad hoc, si sono ottenuti significativi benefici in termini di minori consumi ed emissioni, nonché costi minori. Inoltre la nave è stata fatta viaggiare al minimo della velocità proprio per ridurre ulteriormente i consumi, emissioni e costi.

Domanda Greenpeace: Nei motori Wärtsilä 12V50DF (a bordo della Gaslog Savannah), il metano che "perde" dal motore, detto "methane slip", può essere 137 volte maggiore rispetto alle turbine a vapore (Fonte: ICCT), a parità di potenza. ENI valuta l'efficienza dei motori e i livelli di methane slip di una nave prima di stipulare un charter agreement? Se no, intende farlo in futuro?

Commento ENI: L'emissione di gas serra da parte di una nave che trasporta GNL deve essere valutata complessivamente. I motori di navi come la Gaslog Savannah emettono molta meno CO₂, perché sono molto più efficienti nell'utilizzare l'energia liberata dalla combustione del metano. Se si valutano complessivamente le emissioni di CO₂ equivalenti, risulta che le emissioni di gas serra di motori come quelli della Gaslog Savannah sono decisamente inferiori a quelli di un'analogo turbina a vapore.

Eni valuta l'efficienza e rispetta in maniera rigorosa tutti gli standard in materia di consumi emissivi relativi al trasporto di LNG via mare. Inoltre favorisce pratiche atte a contenere ulteriormente detti consumi come ad esempio l'ottimizzazione delle rotte e la riduzione delle velocità di navigazione per le navi meno efficienti.

Allegato #2 - Formule

[1]
$$\sum_{i=1}^N I(y_i = 2022 \wedge "Eni" \in c_i) \cdot v_i$$
 dove N è il numero di **stime pubblicate dalla banca mondiale**, y_i è l'anno di riferimento della stima, c_i è la lista degli operatori che gestiscono il giacimento di riferimento della stima, v_i è la stima del volume di gas bruciato in milioni di m^3 .

[2]
$$\frac{x \times EC}{\mu} \times \frac{\sum_{i=1}^D p_i}{D}$$
 dove x indica il volume di gas in m^3 , $EC = 37$ e indica il **potere calorifero in MJ/m³**, $\mu = 3600$ e indica il fattore di conversione tra MJ e MWh, $D = 365$ e indica il numero di giorni nel 2022, p_i indica il **prezzo del gas in MWh al giorno i** .

[3] $x \times E$ dove x indica il volume di gas in metri cubi, $E = 1.9$ e indica il **fattore di emissioni per il gas naturale** in $kg\ CO_2/m^3$.

[4]
$$\sum_{i=1}^N I(y_i = 2022 \wedge "Eni" \in c_i \wedge l_i = "Republic of the Congo") \cdot v_i$$
 dove N è il numero di **stime pubblicate dalla banca mondiale**, y_i è l'anno di riferimento della stima, c_i è la lista degli operatori che gestiscono il giacimento di riferimento della stima, l_i è lo stato in cui è localizzato il giacimento di riferimento della stima, v_i è la stima del volume di gas bruciato in milioni di m^3 .

[5]
$$\sum_{i=1}^N \left(\frac{S_i}{S_{max}} \right)^3 \times P_{max} \times (D_i - D_{i-1}) \times SFC - \left(\frac{S_{avg}}{S_{max}} \right)^3 \times P_{max} \times \Delta t_{std} \times SFC$$

dove N è il numero di messaggi AIS inviati dalla nave tra il 12 marzo e l'8 aprile, S_i indica la velocità in nodi della nave trasmessa nel messaggio AIS i , S_{max} è la **velocità massima della nave** in nodi, $S_{avg} = 14.9$ e indica la velocità media in nodi, P_{max} è la **potenza massima della nave** in kW, $(S_i/S_{max})^3 \times P_{max}$ deriva dalla **legge del cubo** e descrive una stima approssimativa della potenza della

nave in relazione alla sua velocità attraverso l'acqua, $D_i - D_{i-1}$ è la distanza in ore tra il messaggio AIS i e il messaggio AIS $i - 1$, $\Delta t_{std} = 63.12$ e indica le ore necessarie per effettuare il viaggio standard tra Gibilterra e Piombino, $SFC = 149$ e indica il **consumo specifico di GNL per i motori a quattro tempi, bassa pressione, velocità media e dual-fuel**, come i Wärtsilä 12V50DF, in g/kWh.

$$[6] \quad \sum_{i=1}^N \left(\frac{S_i}{S_{max}} \right)^3 \times P_{max} \times (D_i - D_{i-1}) \times MS$$

dove N è il numero di messaggi AIS inviati dalla nave tra il 12 marzo e l'8 aprile, S_i indica la velocità della nave trasmessa nel messaggio AIS i , S_{max} è la **velocità massima della nave** in nodi, P_{max} è la **potenza massima della nave** in kW, $(S_i/S_{max})^3 \times P_{max}$ deriva dalla **legge del cubo** e descrive una stima approssimativa della potenza della nave in relazione alla sua velocità attraverso l'acqua, $D_i - D_{i-1}$ è la distanza in ore tra il messaggio AIS i e il messaggio AIS $i - 1$, e $MS = 5.5$ e indica il methane slip specifico **per i motori a quattro tempi, bassa pressione, velocità media e dual-fuel**, come i Wärtsilä 12V50DF, in g/kWh.

$$[7] \quad \frac{F \times \mu \times U \times EF_{HtW}}{10^6}$$

dove: $F = 4,119.86$ e indica il GNL sprecato in m^3 , $\mu = 600$ e indica il fattore di compressione del GNL, $U = 37.3$ e indica il **potere calorifico del gas naturale** in MJ/m^3 , $EF_{HtW} = 57.5$ e indica il **fattore di emissioni "Hull-to-Wake" della combustione del GNL** in gCO_2e/MJ (100-year GWP).

$$[8] \quad \frac{F \times \mu \times U \times EF_{liq}}{10^6}$$

dove: $F = 4,119.86$ e indica il GNL sprecato in m^3 , $\mu = 600$ e indica il fattore di compressione del GNL, $U = 37.3$ e indica il **potere calorifico del gas naturale** in MJ/m^3 , $EF_{liq} = 6.55$ e indica il **fattore di emissioni del processo di liquefazione** in gCO_2e/MJ (100-year GWP).

[9] $\frac{E_{pp} \times P}{365} \times 7$ dove $E_{pp} = 6.5$ e indica le **emissioni pro-capite in Toscana** in tonnellate di CO₂e, $P = 32,254$ e indica il numero di **abitanti della città di Piombino**.

[10] $(CE \times FG \times E) + ((1 - CE) \times FG \times \gamma \times GWP_f)$ dove $CE = 0.98$ e indica l'**efficienza della combustione**, $FG = 2,746,573.33$ e indica il volume di gas introdotto nella torcia in m³, $E = 1.9$ e indica il **fattore di emissioni per il gas naturale** in kg CO₂/m³, $\gamma = 0.716$ e indica il **peso al metro cubo del metano** in kg, $GWP_f = 36$ e indica il **fattore di conversione in CO₂e per un periodo di 100 anni**.

[11] $\frac{C}{S \times \mu}$ dove $C = 4,500,000,000$ e indica la capacità di produzione in m³ di gas, $S = 360,000$ e indica la capacità di produzione in m³ di GNL, $\mu = 600$ e indica il **fattore di compressione del GNL**.