



Politecnico di Milano

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA CIVILE, AMBIENTALE E TERRITORIALE

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA CIVILE

**Vulnerabilità del trasporto di greggio
attraverso lo Stretto di Hormuz:
sviluppo di un sistema di supporto alle decisioni
per la valutazione di soluzioni alternative**

RELATORE

Prof. Ing. Roberto Maja

CANDIDATO

Luca Picasso

Matricola 251990

ANNO ACCADEMICO 2025/2026

Sommario

Il tema dell'approvvigionamento di petrolio greggio e di materie prime strategiche rappresenta un elemento cardine per il corretto sviluppo economico di ogni Paese.

Alla luce delle attuali dinamiche internazionali, assume particolare rilevanza la valutazione e il confronto tra differenti soluzioni di trasporto di tali materie, al fine di garantire la continuità degli approvvigionamenti. Il presente lavoro si pone l'obiettivo di definire un sistema di supporto alle decisioni per il confronto di soluzioni alternative di trasporto del greggio, che sarà applicato nel dettaglio alle soluzioni considerate. Tale sistema viene sviluppato attraverso l'applicazione di metodologie di ricerca operativa multi-criteria, in grado di integrare criteri eterogenei e non direttamente confrontabili tra loro; in particolare, verranno analizzati i costi di trasporto, le emissioni ambientali e le vulnerabilità geopolitiche e intrinseche associate alle alternative di trasporto considerate.

Nella prime sezioni verranno individuati i dati riferiti alla domanda di trasporto, ai rischi associati all'attuale catena di approvvigionamento di greggio e alle grandezze necessarie per il confronto tra le diverse alternative sulla base dei macro-criteri e sotto-criteri ritenuti significativi.

Il sistema di supporto alle decisioni verrà successivamente implementato facendo ricorso all'applicazione dei metodi AHP e PROMETHEE II, rispettivamente utilizzati per la definizione dei pesi attribuiti ai vari criteri e per la costruzione della graduatoria finale. Partendo dai pesi definiti, verrà quindi stilata una classifica delle soluzioni considerate.

Verranno, infine, svolte alcune analisi di sensibilità utili a valutare la robustezza dei risultati al variare di alcuni parametri significativi.

Parole chiave: confronto alternative trasporto, oleodotto, crisi geopolitica, Golfo Persico, PROMETHEE II, AHP

Abstract

The issue of crude oil and strategic raw material supply represents a key element for the proper economic development of every country.

In light of current international dynamics, the assessment and comparison of different transportation solutions for such commodities becomes particularly relevant in order to ensure the continuity of supply.

This thesis aims to define a decision support system for the comparison of alternative crude oil transportation solutions, which will be applied in detail to the considered alternatives. The proposed system is developed through the application of multi-criteria operational research methodologies, capable of integrating heterogeneous criteria that cannot be directly compared with each other; in particular, transportation costs, environmental emissions and geopolitical and intrinsic vulnerabilities associated with the considered transportation alternatives will be analysed.

In the initial sections, data concerning transportation demand, the risks associated with the current crude oil supply chain and the parameters required for the comparison of the different alternatives will be identified, based on the macro-criteria and sub-criteria considered significant. The decision support system will subsequently be implemented through the application of the AHP and PROMETHEE II methods, respectively used to define the weights assigned to the different criteria and to construct the final ranking. Starting from the defined weights, a ranking of the considered solutions will therefore be established.

Finally, several sensitivity analyses will be conducted in order to evaluate the robustness of the results with respect to variations in selected significant parameters.

Keywords: transportation alternatives assessment, pipeline, geopolitical crisis, Persian Gulf, PROMETHEE II, AHP

Indice

Sommario	i
Abstract	iii
1 Introduzione	1
1.1 Obiettivi della tesi	1
1.2 Contesto geopolitico e catena di approvvigionamento . . .	2
1.3 Metodi consolidati per il confronto tra le alternative . . .	5
1.4 Metodologia adottata e struttura della tesi	14
2 Quadro geopolitico e geografico	16
2.1 Rotte marittime e vulnerabilità strategiche	16
2.2 Rotte marittime alternative	24
2.3 Altre soluzioni: realizzazione di un oleodotto	28
2.3.1 Soluzioni di sbocco dell'oleodotto: Mar Rosso, Mar Mediterraneo o Italia?	29
2.3.2 Principali ostacoli orografici e normativi	32
3 Analisi della domanda europea di greggio	38
3.1 Flussi e caratteristiche del mercato europeo del petrolio . .	38
3.2 Dati di importazione di greggio dai Paesi del Golfo	42
3.3 Trend storici e scenari	49
4 Stato dell'arte delle infrastrutture esistenti	53
4.1 Oleodotti esistenti nell'area del Golfo	54

4.2	Infrastrutture in Nord Africa e Mediterraneo	64
4.3	Ruolo centrale dell'Italia come hub verso l'Europa	67
5	Modalità di trasporto attuale: petroliere	70
5.1	Tipologia del naviglio impiegato	71
5.2	Numero stimato di viaggi/anno per la rotta Golfo → Europa	74
5.3	Emissioni di CO ₂ eq del trasporto marittimo	78
5.4	Rischi e vulnerabilità operativa	96
6	Proposte di scenari alternativi di trasporto	98
6.1	Descrizione alternativa "0" - scenario attuale	100
6.2	Descrizione alternativa A	100
6.3	Descrizione alternativa B	103
6.4	Descrizione alternativa C	108
6.5	Parametri di progetto	112
6.5.1	Portata di progetto	113
6.5.2	Lunghezze stimate	118
6.5.3	Velocità del flusso	121
6.5.4	Calcolo del diametro minimo di progetto	123
7	Stima dei costi e dei tempi per le soluzioni proposte	132
7.1	CAPEX	132
7.2	OPEX	148
7.3	Ammortamento dei costi capitali	154
7.4	Tempi di realizzazione dell'opera	156
8	Analisi ambientale	158
8.1	Confini e limiti dell'analisi	158
8.2	Fattori e indicatori di emissione utilizzati	161
8.3	Calcolo emissioni in ciascuno scenario	163

9 Formulazione del modello di supporto alle decisioni	174
9.1 Definizione dell'obiettivo e alternative considerate	174
9.2 Criteri di valutazione	175
9.3 Struttura gerarchica AHP	179
9.4 Definizione della matrice AHP e calcolo dei pesi	180
9.5 Verifica di coerenza	183
10 Implementazione e dati input del modello	186
10.1 Fonti dei dati e ipotesi	186
10.2 Matrice di performance	190
10.3 Implementazione del metodo PROMETHEE II	191
10.4 Ambiente di calcolo	201
11 Risultati dell'ottimizzazione e analisi dei trade-off	202
11.1 Risultati AHP	202
11.2 Ranking PROMETHEE II	206
11.3 Analisi di sensibilità	208
11.4 Discussione dei trade-off	214
12 Conclusioni	216
12.1 Sintesi dei principali risultati	216
12.2 Implicazioni per le politiche e impatti sull'industria	219
12.3 Considerazioni finali e possibili sviluppi	220
Bibliografia	224
A Appendici	234
A.1 Calcolo emissioni A380 sulla rotta MXP → JFK	234
A.2 Calcoli dettagliati per stima CAPEX	236
A.2.1 Alternativa A	236
A.2.2 Alternativa B	239

A.2.3 Alternativa C	241
A.3 Scenario di emissioni nulle della condotta	243
A.4 Definizione dei punteggi di vulnerabilità	250
A.4.1 Vulnerabilità Geopolitica	250
A.4.2 Vulnerabilità Intrinseca	253
A.5 Matrici dei confronti del metodo PROMETHEE	256
A.6 Fogli di calcolo	257
A.6.1 Metodo AHP	257
A.6.2 Metodo PROMETHEE	258

Elenco delle figure

1.1	<i>Principali rotte marittime globali e "choke points"</i>	4
2.1	<i>Suddivisione percentuale dei giacimenti petroliferi nell'area medio-orientale</i>	16
2.2	<i>Le due principali linee di oleodotti attualmente esistenti</i> . .	18
2.3	<i>Rotte marittime nel Golfo con checkpoints dei flussi mondiali di petrolio</i>	20
2.4	<i>Nave portacontainer Ever Given arenata nel Canale di Suez il 23 marzo 2021 che bloccò il passaggio per 6 giorni</i> . . .	23
2.5	<i>Suddivisione percentuale dei giacimenti petroliferi nell'area medio-orientale</i>	25
2.6	<i>Cartina orografica dell'area medio-orientale</i>	33
2.7	<i>Principali riserve naturali e aree protette in Arabia Saudita</i>	35
2.8	<i>Mappa della profondità del Mar Mediterraneo</i>	37
3.1	<i>Suddivisione percentuale tra forniture greggio intra-UE ed extra-UE</i>	40
3.2	<i>Percentuali di utilizzo di petrolio per settore nell'UE</i> . . .	41
3.3	<i>Dati di produzione di greggio nei Paesi UE</i>	50
3.4	<i>Volumi di fornitura annua di greggio da parte di Paesi extra-UE</i>	51
4.1	<i>Sviluppo dell'oleodotto East-West</i>	55
4.2	<i>Sviluppo dell'oleodotto Habshan-Fujairah (ADCOP)</i>	57

4.3	<i>Sviluppi dei principali oleodotti Kirkuk-Ceyhan e Kirkuk-Baniyas</i>	58
4.4	<i>Sviluppi dei principali oleodotti presenti nell'area del Golfo Persico</i>	61
4.5	<i>Sviluppo dei principali gasdotti che collegano il nord Africa con l'Europa</i>	65
4.6	<i>Sviluppo dei principali oleodotti operativi nell'Unione Europea</i>	68
5.1	<i>Classificazione AFRA delle navi petroliere</i>	72
5.2	<i>Numero di viaggi necessari Golfo Persico $\rightarrow$ Europa</i>	77
5.3	<i>Variazione dell'indicatore delle emissioni al variare della velocità</i>	93
5.4	<i>Variazione dell'indicatore delle emissioni al variare del coefficiente K_a</i>	95
6.1	<i>Mappa dello sviluppo della condotta secondo la soluzione A</i>	102
6.2	<i>Ubicazione dei due principali porti considerati sul Mar Mediterraneo</i>	105
6.3	<i>Mappa dello sviluppo della condotta secondo la soluzione B</i>	107
6.4	<i>Mappa dello sviluppo della condotta secondo la soluzione C</i>	111
6.5	<i>Volumi di importazione di petrolio greggio dai Paesi del Golfo (dati OPEC)</i>	113
8.1	<i>Rappresentazione schematica delle fasi caratterizzanti la filiera di approvvigionamento del greggio</i>	159
8.2	<i>Variazione dell'indicatore delle emissioni al variare del fattore di emissione per le varie alternative</i>	169
8.3	<i>Emissioni di CO_2 equivalente al variare del fattore di emissione nelle varie alternative</i>	170

8.4	<i>Emissioni di CO₂eq totali nelle varie alternative tenendo conto delle perdite di carico concentrate come percentuale di quelle distribuite</i>	171
10.1	<i>Principali funzioni di preferenza utilizzate nel metodo PROMETHEE</i>	194
11.1	<i>Variazione del valore del flusso netto al variare dei pesi attribuiti ai sotto-criteri della vulnerabilità</i>	209
11.2	<i>Variazione del valore del flusso netto al variare del nolo marittimo</i>	211
11.3	<i>Variazione del valore del flusso netto al variare dell'errore percentuale del costo annuo equivalente dell'oleodotto . . .</i>	213
A.1	<i>Foglio di calcolo Excel per la definizione dei pesi associati ai criteri</i>	257
A.2	<i>Fogli di calcolo Excel utili alla definizione della graduatoria secondo il metodo PROMETHEE</i>	259

Elenco delle tabelle

3.1	<i>Quantità di petrolio greggio esportata mondialmente dai Paesi del Golfo</i>	45
3.2	<i>Quantità di petrolio greggio esportata dai Paesi OPEC verso mercato UE</i>	46
3.3	<i>Quantità di petrolio greggio esportata dai Paesi non-OPEC verso mercato UE</i>	47
4.1	<i>Caratteristiche delle principali infrastrutture petrolifere nell'area del Golfo</i>	62
5.1	<i>Caratteristiche di portata della nave di progetto</i>	75
5.2	<i>Numero annuo di viaggi necessari a soddisfare la domanda europea</i>	76
5.3	<i>Sintesi dei principali dati e risultati ottenuti</i>	90
6.1	<i>Riassunto delle principali alternative analizzate Paesi del Golfo → Europa</i>	112
6.2	<i>Portata di progetto associata alla condotta principale considerata</i>	115
6.3	<i>Contribuzione percentuale dei singoli Paesi sul totale delle esportazioni dal Golfo verso l'Unione Europea</i>	116
6.4	<i>Suddivisione percentuale tra Stati delle importazioni europee di greggio</i>	116
6.5	<i>Portate di progetto per le varie condotte della rete</i>	117

6.6	<i>Sviluppo dei singoli tratti costituenti le reti infrastrutturali nelle tre alternative considerate</i>	120
6.7	<i>Diametri interni minimi per le varie condotte della rete . .</i>	124
6.8	<i>Caratteristiche dimensionali dei diametri delle varie condotte</i>	129
6.9	<i>Velocità reali nelle condotte della rete</i>	130
7.1	<i>Voci di costo dei CAPEX per le varie soluzioni analizzate</i>	139
7.2	<i>Perdite di carico complessive distribuite nelle varie soluzioni</i>	145
7.3	<i>Potenze complessive installate per il sistema di pompaggio nelle varie alternative</i>	146
7.4	<i>Costi CAPEX per sistemi di pompaggio per le varie soluzioni analizzate</i>	147
7.5	<i>Costi OPEX legati al consumo di energia elettrica per il pompaggio</i>	151
7.6	<i>Costi OPEX legati all'operatività e alla manutenzione dell'infrastruttura</i>	153
7.7	<i>Costi operativi (OPEX) annui per le varie alternative . . .</i>	153
7.8	<i>Calcolo del costo annuo equivalente considerando CAPEX e OPEX</i>	155
8.1	<i>Calcolo dei tempi di navigazione nelle alternative A e B .</i>	164
8.2	<i>Calcolo delle emissioni di CO_{2eq} annue della parte marittima nelle alternative A e B</i>	165
8.3	<i>Calcolo delle emissioni di CO_{2eq} annue legate al trasporto via condotta nelle alternative A, B e C</i>	166
8.4	<i>Calcolo dell'indicatore di emissioni g_{CO_{2eq}} / t · km per le alternative di trasporto A, B e C</i>	167
8.5	<i>Riepilogo della quantità di emissioni annue per le varie alternative di trasporto</i>	168

9.1	<i>Principali alternative di trasporto considerate nell'analisi .</i>	174
9.2	<i>Scala di punteggi associati alla vulnerabilità geopolitica . .</i>	177
9.3	<i>Scala di punteggi associati alla vulnerabilità intrinseca del sistema di trasporto</i>	178
9.4	<i>Interpretazione dei punteggi presenti nella Scala di Saaty per due alternative a e b</i>	181
9.5	<i>Valori del Random Consistency Index (RCI) per matrici di ordine crescente</i>	185
10.1	<i>Matrice di performance delle diverse alternative di trasporto</i>	190
10.2	<i>Parametri ed equazioni delle funzioni di preferenza adottate</i>	197
11.1	<i>Flussi associati alle varie alternative di trasporto considerate</i>	207
11.2	<i>Flussi netti associati alle varie alternative di trasporto con- siderate nel caso di pesatura uniforme dei criteri</i>	208
A.1	<i>Dimensionamento dell'impianto fotovoltaico in grado di sod- disfare il fabbisogno elettrico nelle varie soluzioni</i>	245
A.2	<i>Costi di realizzazione e gestione dell'eventuale impianto fo- tovoltaico a supporto dell'infrastruttura</i>	247
A.3	<i>Calcolo del costo marginale associato alla riduzione di emis- sione di gas serra</i>	248
A.4	<i>Punteggi relativi al criterio "vulnerabilità geopolitica" asso- ciati a ciascun Paese</i>	250
A.5	<i>Punteggi relativi al criterio "vulnerabilità geopolitica" asso- ciati alle rotte navali</i>	252
A.6	<i>Punteggi complessivi relativi al criterio "vulnerabilità geo- politica" per le varie alternative</i>	253
A.7	<i>Punteggi complessivi relativi al criterio "vulnerabilità in- trinseca" per le varie alternative</i>	255

Introduzione

1.1 Obiettivi della tesi

L'obiettivo del presente lavoro è analizzare le attuali criticità e vulnerabilità che caratterizzano la catena di approvvigionamento del greggio diretto verso l'Europa e proveniente dai Paesi del Golfo, con il fine di sviluppare un sistema di supporto alle decisioni (*Decision Support System* o DSS) in grado di valutare, sulla base dei criteri e dei relativi pesi forniti in input, la migliore tra le soluzioni di trasporto alternative che un organo decisore può prendere in considerazione.

Nel presente lavoro, il DSS sviluppato sarà poi applicato per definire una graduatoria, basata su pesi ritenuti coerenti con l'attuale contesto geopolitico, fra tre diverse soluzioni logistiche alternative meno sensibili ai conflitti territoriali e che possano garantire un approvvigionamento più stabile e sicuro nel medio-lungo termine.

In particolare, lo studio consiste nell'affrontare un problema multi-criteria, finalizzato alla minimizzazione dei costi di trasporto, delle emissioni e delle vulnerabilità che caratterizzano le singole alternative di trasporto considerate. A tal fine, mediante strumenti di ricerca operativa, il DSS sviluppato individua, all'interno dell'insieme delle soluzioni possibili, la configurazione che meglio soddisfa il criterio di ottimalità multi-criteria.

1.2 Contesto geopolitico e problema nella catena di approvvigionamento del greggio

Il quadro geopolitico mondiale è, purtroppo, oggi sempre maggiormente caratterizzato da tensioni e conflitti armati che, oltre a ripercuotersi ovviamente sulle popolazioni civili coinvolte, esercitano un impatto significativo anche sull'economia e sui mercati globali. In questo contesto, accanto ai conflitti militari tradizionali, si assiste con sempre maggiore frequenza all'emergere di vere e proprie guerre commerciali, finalizzate a danneggiare l'avversario sul fronte della crescita economica, della stabilità finanziaria e dell'accesso alle risorse strategiche, piuttosto che su quello meramente militare.

Per comprendere meglio tale dinamica, è sufficiente considerare gli eventi verificatisi durante gli ultimi anni. In particolare, a partire dai mesi successivi al febbraio 2022, quando la Federazione Russa ha invaso l'Ucraina, dando inizio ad un conflitto tuttora in corso, si è reso evidente come le guerre del XXI secolo si estendano anche alla sfera economica-commerciale, incidendo in particolar modo sui mercati delle materie prime e dell'energia.

A seguito dello scoppio del conflitto, l'Unione Europea ha adottato una serie di misure volte a ridurre la dipendenza energetica dalla Russia e a limitarne gli introiti derivanti dalle esportazioni di risorse energetiche. Più nel dettaglio, sono stati ridotti i flussi di gas naturale provenienti da tale Paese attraverso una vasta rete di metanodotti, che per quasi cinque decenni aveva rappresentato una delle principali fonti di approvvigionamento di gas per l'Unione Europea. Questa decisione, sebbene sia stata seguita da un pressoché immediato ribilanciamento tra i diversi fornitori di gas naturale, ha comunque impattato in modo significativo sui mer-

1.2. CONTESTO GEOPOLITICO E CATENA DI APPROVVIGIONAMENTO

cati energetici. La riduzione delle forniture russe ha così contribuito a una forte volatilità dei prezzi delle materie prime e si è tradotta in un aumento dei costi dell'energia per il settore industriale e per i consumatori finali.

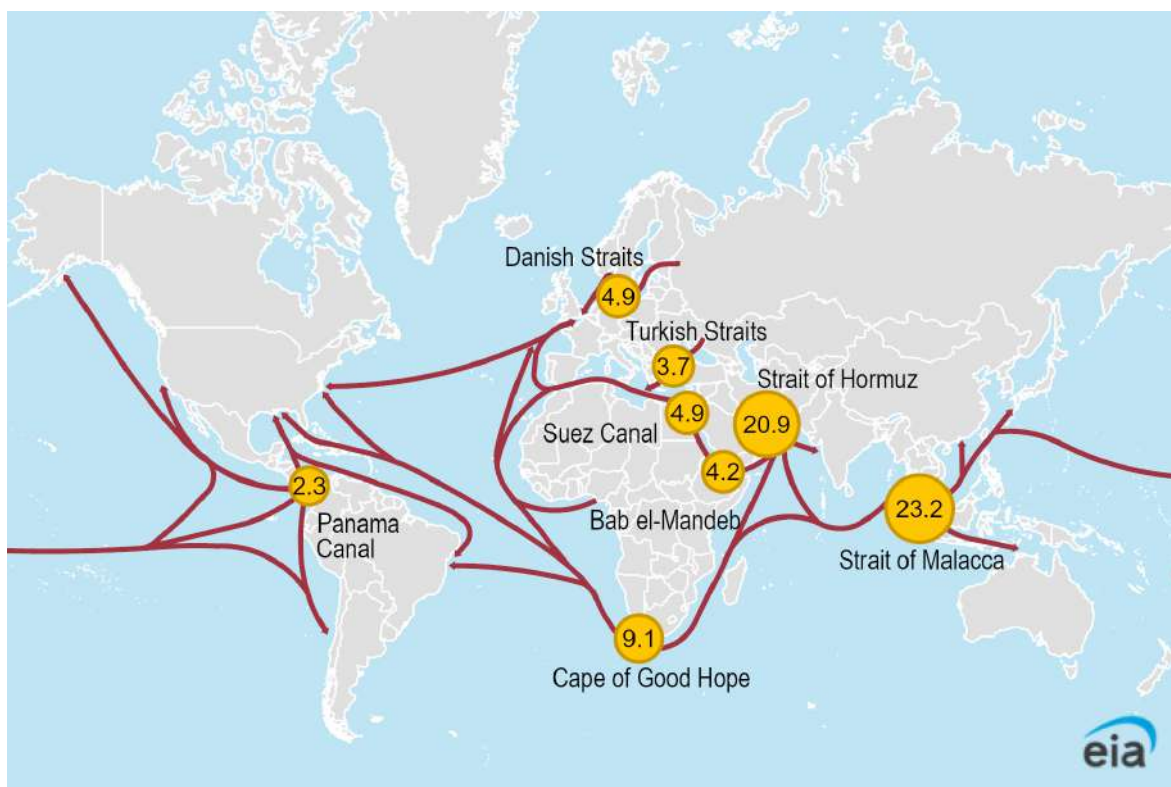
A distanza di soli quattro anni uno scenario analogo, pur con le dovute differenze, si ripresenta tra l'Europa e i Paesi del Golfo, che si posizionano tra i principali produttori di petrolio e combustibili fossili. A seguito dell'operazione militare israelo-statunitense "*Epic Fury*" contro il regime islamico iraniano, Teheran, in risposta agli attacchi missilistici, ha trasformato lo Stretto di Hormuz in uno strumento di ritorsione militare e commerciale, chiudendolo al transito delle petroliere. Questa porzione di mare, con larghezza minima di 39 km, divide le coste iraniane dalla Penisola Arabica e rappresenta uno snodo nevralgico di transito di petrolio e gas naturale liquefatto: in condizioni ordinarie, vi passano giornalmente circa 58 petroliere (su una media giornaliera di circa 138 navi), per un totale di trasporto di 20,3 milioni di barili, come riportato dalla U.S. Energy Information Administration, che equivale a un quinto del fabbisogno energetico mondiale.

Questo blocco si ripercuote nuovamente sull'economia europea, dal momento che l'Unione Europea rappresenta un grande importatore di petrolio e, in misura minore ma non trascurabile, di gas naturale liquefatto, soprattutto dal Qatar. Tali risorse energetiche svolgono pertanto un ruolo rilevante nella sicurezza energetica dei Paesi membri.

La vulnerabilità dell'offerta mondiale di materie prime e prodotti petroliferi è infatti strettamente legata a pochi corridoi e nodi strategici, conosciuti anche come "*choke points*", ovvero "punti di strozzatura" all'interno della catena di trasporto marittimo globale. Quest'ultimo, secondo

1.2. CONTESTO GEOPOLITICO E CATENA DI APPROVVIGIONAMENTO

dati della US Conference on Trade and Development (UNCTAD) [1], interessa ad oggi oltre l'80% del commercio mondiale in termini di volume di merci trasportate. Tali passaggi obbligati rappresentano veri e propri "colli di bottiglia" della rete logistica marittima in grado di influenzare il flusso di beni, energia e materie prime, impattando indirettamente sulle economie nazionali e sulle supply chain globali.



Fonte: U.S. Energy Information Administration, basato sul tracciamento svolto da Vortexa delle petroliere

Figura 1.1: Principali rotte marittime globali e "choke points"

1.3. METODI CONSOLIDATI PER IL CONFRONTO TRA LE ALTERNATIVE

I choke points che rivestono un ruolo strategicamente primario all'interno delle rotte marittime commerciali, come mostrato in *Figura 1.1*, sono otto:

- Stretto di Malacca
- Stretto di Hormuz
- Stretto di Gibilterra
- Stretto di Bab el-Mandeb
- Canale di Panama
- Canale di Suez
- Stretti del Bosforo e Dardanelli
- Capo di Buona Speranza

Come mostrano le indagini pubblicate dall'Agenzia Internazionale per l'Energia (IAE) in termini di dinamiche di domanda e offerta, gli equilibri di mercato e gli scenari di medio termine sono tanto legati alle caratteristiche della domanda stessa quanto a shock geopolitici; si rende pertanto necessario valutare con attenzione sia la resilienza delle rotte esistenti sia la possibilità di creare corridoi di approvvigionamento alternativi, che possano garantire una continuità di fornitura anche in caso di guerre in aree politicamente instabili.

1.3 Metodi consolidati per il confronto e la selezione delle alternative di tracciato

Per determinare una possibile soluzione del problema decisionale in esame, considerata la presenza di molti obiettivi da perseguire, è necessario ricorrere a metodologie di analisi in grado di supportare il decisore nell'affrontare scelte caratterizzate da svariati attributi, spesso tra loro contraddittori.

Nel caso specifico, siccome l'insieme delle alternative considerate è noto a priori ed è costituito da un numero finito e limitato di opzioni (le so-

1.3. METODI CONSOLIDATI PER IL CONFRONTO TRA LE ALTERNATIVE

luzioni di trasporto possibili sono molteplici, ma nel presente lavoro si confrontano tre soluzioni specifiche individuate), il problema rientra nell'ambito della programmazione "multi-criteria" o, analogamente, "multi-attributo", indicata generalmente con l'acronimo MCDM (Multi Criteria Decision Making).

Occorre sottolineare che problemi di tale natura, in generale, non consentono sempre di trovare la soluzione che sia contemporaneamente la migliore sotto tutti i punti di vista; pertanto, l'obiettivo dei metodi utilizzati sarà quello di selezionare la soluzione maggiormente giustificabile sulla base dei criteri di valutazione adottati.

Secondo quanto anche indicato nelle dispense del corso di metodi numerici presenti sulla piattaforma open-source *Moodle Units* [2], nell'ambito dell'analisi multi-criteria, esistono svariati metodi di confronto che, in letteratura, seppur mediante una classificazione da considerarsi labile, vengono raggruppati tipicamente in tre classi:

- metodi MAUT (Multi-Attribute Utility Theory, "Teoria dell'Utilità Multi-Attributo");
- metodi Outranking;
- metodi Interattivi.

In particolare, il primo gruppo, di derivazione americana, comprende tutte le metodologie che mirano ad ottenere l'ottimizzazione di una singola equazione di utilità che descriva nel complesso l'intero sistema.

I metodi del secondo gruppo, di origine francese, a differenza di quelli del primo, non mirano ad ottenere una funzione di utilità univoca, ma consentono di confrontare le varie alternative a coppie, definendo

1.3. METODI CONSOLIDATI PER IL CONFRONTO TRA LE ALTERNATIVE

relazioni di preferenza e risultando particolarmente utili quando occorre valutare criteri multipli e spesso in conflitto tra loro.

I metodi ricompresi nel terzo gruppo rappresentano invece gli approcci più recenti, sebbene, generalmente, risultino più complessi a livello computazionale. Essi prevedono infatti l'alternanza di fasi di calcolo a fasi di interazione con il decisore, con l'obiettivo di affinare progressivamente la soluzione proposta mediante un processo iterativo. Durante tale processo vengono richieste al decisore ulteriori informazioni, in modo tale da orientare la ricerca verso soluzioni maggiormente soddisfacenti.

A prescindere dalla metodologia adottata, ogni metodo di analisi multi-criteria prevede una fase preliminare di definizione dei criteri di valutazione e di calcolo, per ogni alternativa, delle grandezze necessarie a permettere il confronto. Ogni metodo differisce poi in termini di procedure seguite per la valutazione dell'alternativa "migliore" nell'insieme di quelle possibili.

Tra i principali metodi di analisi è possibile citare:

- metodi MAUT:
 - **MAVT / MAUT** (Multi-Attribute Value/Utility Theory): rappresentano i principali metodi di questa famiglia. Entrambi prevedono la definizione di una funzione di utilità, definita come $U(x) = \sum_i w_i \cdot v_i(x_i)$ dove w_i rappresenta il peso dell'i-esimo criterio e $v_i(x_i)$ è la corrispondente funzione di valore. MAVT si applica in contesti deterministici, mentre MAUT incorpora l'incertezza facendo a riferimento a termini probabilistici. Questi metodi richiedono però una base rigorosa di definizione degli attributi.

1.3. METODI CONSOLIDATI PER IL CONFRONTO TRA LE ALTERNATIVE

- **UTA** (Utilités Additives, 1982): prevede la partenza dalla definizione di un ordinamento di riferimento fornito dal decisore. Mediante programmazione lineare, il metodo stima in autonomia il peso associato ad ogni criterio e calcola l'utilità di ciascun nuovo scenario, ordinando le alternative in modo coerente con le preferenze espresse dal decisore.
- **SMART** (Simple Multi-Attribute Rating Technique): rappresenta una versione semplificata del metodo MAUT. Definiti i criteri e i punteggi per ogni alternativa, si procede con la definizione dei pesi attribuiti ai vari criteri chiedendo al decisore di ordinare questi ultimi o di valutare quanto un miglioramento relativo a ciascun criterio incida sul giudizio complessivo. Si calcola dunque il punteggio totale come somma tra i prodotti di ogni punteggio per il relativo peso.

Questo metodo risulta rapido ma può risultare eccessivamente semplificativo in contesti decisionali più complessi.
- **AHP** (Analytic Hierarchy Process, fine anni '70): il problema viene scomposto secondo una scala gerarchica e si procede con un confronto a coppie tra le alternative rispetto a ciascun criterio; dal confronto si ricavano i pesi dei criteri e il punteggio di ogni alternativa.

Questo metodo, pur non essendo propriamente ricompreso all'interno di nessuna delle tre classi indicate, condivide con il MAUT l'obiettivo di aggregare la valutazione in un'unica equazione. Tale metodo è particolarmente usato quando occorre confrontare sia criteri quantitativi che qualitativi e quando è necessario rendere trasparente il processo decisionale di definizione dei pesi.

1.3. METODI CONSOLIDATI PER IL CONFRONTO TRA LE ALTERNATIVE

- metodi Outranking:
 - **ELECTRE** (ELimination Et Choix Traduisant la REalité, a partire da metà anni '60): è una famiglia di metodi che si basano sul confronto a coppie di alternative per ogni criterio considerato. Da tale confronto si ricavano principalmente due indici, detti rispettivamente "di concordanza" (definisce il grado con cui i criteri prediligono un'alternativa piuttosto che un'altra) e "di discordanza" (definisce l'eventuale presenza di qualche criterio che si oppone fortemente al surclassamento di un'alternativa da parte di un'altra). Sulla base di tali indici e della definizione di soglie di indifferenza, preferenza e veto, il metodo definisce relazioni di surclassamento (un'alternativa surclassa l'altra se la concordanza è sufficientemente alta e la discordanza non supera una certa soglia) e ne stila una classifica. Questo metodo è in grado di gestire problemi con più criteri in conflitto ma risulta meno intuitivo di altri approcci; inoltre la definizione delle soglie è un'operazione delicata che incide sui risultati ottenuti.
 - **PROMETHEE** (Preference Ranking Organisation METHod for Enrichment Evaluations, 1982): per ogni criterio vengono definite specifiche funzioni di preferenza; successivamente, le alternative vengono confrontate a coppie rispetto ad ogni criterio, calcolando per ognuna il valore della funzione di preferenza. Le preferenze così ottenute vengono combinate con i pesi per definire un indice di preferenza globale. La caratteristica principale del metodo consiste nel calcolo dei cosiddetti "flussi" positivo, negativo e netto che permettono di definire le relazioni di surclassamento tra le varie alternative.

1.3. METODI CONSOLIDATI PER IL CONFRONTO TRA LE ALTERNATIVE

PROMETHEE I fornisce un ordinamento parziale, mentre PROMETHEE II è in grado di definire un ordinamento completo sulla base del flusso netto.

Questo metodo risulta più intuitivo di ELECTRE e consente una rappresentazione grafica dei risultati ottenuti attraverso lo strumento di supporto denominato "GAIA plane" (Geometric Analysis for Interactive Aid).

- **TOPSIS** (Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution, 1981): questo metodo identifica l'alternativa migliore come quella che, simultaneamente, è caratterizzata dalla minore distanza dalla soluzione ideale positiva (la migliore) e dalla maggiore distanza da quella ideale negativa (la peggiore). La logica di base è di tipo compensativo: un basso punteggio rispetto ad un criterio può essere compensato da un buon risultato rispetto ad un altro. Infatti, operativamente, dopo aver normalizzato i valori dei vari punteggi e ponderato la matrice delle valutazioni, il metodo individua le due soluzioni ideali (migliore e peggiore) e calcola la distanza geometrica di ogni alternativa da entrambi i punti. Per via della sua logica geometrica, in letteratura, è spesso considerato come un "metodo a distanza".
- **NAIADE** (Novel Approach to Imprecise Assessment and Decision Environments): metodo outranking utilizzato soprattutto nei processi decisionali caratterizzati dalla presenza di informazioni incerte e di conflitti tra i diversi gruppi di stakeholder. Definiti i criteri di valutazione e le alternative, il metodo si basa sempre su confronti a coppie tra le varie alternative al fine di definire il grado di preferenza e l'intensità della preferenza associata a ciascun criterio. La particolarità di NAIADÉ riguarda

1.3. METODI CONSOLIDATI PER IL CONFRONTO TRA LE ALTERNATIVE

la considerazione della dimensione sociale: le alternative non sono solo valutate tecnicamente, bensì viene anche analizzato il grado di consenso o conflitto tra i vari portori di interesse.

Esso rappresenta dunque un modello di ricerca operativa avanzato che richiede però procedure di confronto complesse e non di immediata applicazione.

- metodi Interattivi:

- **STEM** (Step Method, 1971): rappresenta uno dei primi metodi interattivi.

Il primo step prevede il calcolo dei punti di riferimento iniziali, in particolare il vettore ideale e quello nadir. Viene dunque presentata al decisore una prima soluzione, in genere debolmente Pareto-ottima. Al decisore viene dunque chiesto di valutare quali obiettivi della soluzione presentata risultano ammissibili e quali invece non sono soddisfacenti. Ad ogni iterazione il processo presenta al decisore una soluzione, se possibile, più efficiente, ottenuta sulla base delle preferenze espresse al passaggio precedente. Il processo termina quando il decisore non vuole più modificare alcuna componente del vettore obiettivo.

- **NIMBUS** (Nondifferentiable Interactive Multiobjective Bundle-based optimisation System, anni '90): il metodo parte presentando una soluzione appartenente all'insieme iniziale di soluzioni ottime (soluzioni di Pareto). Il decisore classifica ogni obiettivo in una delle cinque possibili categorie (che vanno da "da migliorare" a "da peggiorare"); sulla base delle informazioni ricavate, il metodo ricerca altre soluzioni Pareto-ottime ed itera il procedimento fino al raggiungimento della soluzione ritenuta più soddisfacente per il decisore.

1.3. METODI CONSOLIDATI PER IL CONFRONTO TRA LE ALTERNATIVE

I metodi sopra indicati rappresentano solo alcuni dei moltissimi metodi di ricerca operativa che sono stati proposti nel tempo da diversi autori. Occorre specificare che, in ogni problema decisionale, non esiste a priori un metodo universalmente corretto o errato ma, in base ai dati a disposizione e alle caratteristiche del problema è possibile utilizzare strumenti che siano più o meno efficienti in funzione dell'obiettivo perseguito.

Nella letteratura scientifica è possibile infatti osservare l'impiego di molti approcci diversi, anche se, come mostra uno studio redatto dai ricercatori delle Università ungheresi di Budapest e Nyíregyháza e da quella indonesiana di Jember [3], il metodo AHP risulta, nelle ultime due decadi, sempre più spesso utilizzato nel settore dei trasporti e della mobilità. Lo stesso report riporta come, in molti casi, per risolvere alcune delle limitazioni che affliggono il metodo AHP base, quest'ultimo venga poi utilizzato in modo combinato insieme a metodi outranking, come TOPSIS.

A conferma dell'ampia diffusione di tale metodo è possibile fare riferimento al report dell'Università della Nigeria [4], che riporta un esempio di applicazione del metodo AHP per il confronto tra soluzioni di trasporto marittimo o via condotta di gas liquefatto dalla Nigeria verso i mercati europeo ed americano.

In letteratura sono presenti numerosi altri contributi che utilizzano metodologie diverse di analisi multi-criteria; ad esempio, il lavoro descritto nel report universitario [5] utilizza il metodo AHP per per determinazione dei pesi associati ai criteri decisionali e quello TOPSIS per la selezione e l'ordinamento dei fornitori nell'ambito della catena logistica del settore petrolifero e del gas.

Oltre alla combinazione tra AHP e TOPSIS è ricorrente riscontrare in report scientifici applicazioni che combinano il metodo AHP, per la definizione dei pesi, con quello PROMETHEE per la determinazione dell'or-

1.3. METODI CONSOLIDATI PER IL CONFRONTO TRA LE ALTERNATIVE

dinamento delle alternative nei problemi di natura trasportistica, come chiaramente evidenziato in [6].

Altri contributi fanno invece esclusivamente ricorso al metodo PROMETHEE II, come nel caso dello studio brasiliano riportato in [?], che affronta il tema della selezione dei fornitori di prodotti e servizi per un'azienda petrolifera brasiliana.

Nonostante l'ampia diffusione dei metodi multi-criteria nell'ambito della scelta tra diverse alternative di trasporto, non sono stati individuati in letteratura studi che affrontino la tematica di trasporto affrontata nel presente lavoro, ossia il confronto tra differenti alternative di trasporto del petrolio greggio tra gli Stati medio-orientali e il mercato europeo.

1.4 Metodologia adottata e struttura della tesi

Tra i metodi consolidati presenti in letteratura e citati in precedenza, nel presente lavoro si farà riferimento in particolare ai metodi AHP e PROMETHEE II, che saranno impiegati nello specifico in due momenti ben distinti dell'analisi.

In particolare, il metodo AHP sarà utilizzato per la definizione dei pesi da attribuire ai singoli criteri considerati. Tale metodo non sarà dunque utilizzato come metodo di ordinamento e scelta dell'alternativa migliore, bensì come tecnica per la definizione delle preferenze del decisore, che saranno tradotte nei rispettivi pesi associati ai vari criteri. Tale tecnica permette inoltre il calcolo dell'Indice di Consistenza, noto anche come indice CI (Consistency Index), che consente di misurare il livello di coerenza logica dei giudizi espressi dal decisore durante i confronti a coppie.

Come metodo di ordinamento dei risultati si ritiene invece di selezionare la tecnica PROMETHEE II, appartenente alla famiglia dei metodi outranking. La scelta è motivata dalla capacità di tale metodo di gestire criteri di diversa natura tramite funzioni di preferenza specifiche e di garantire trasparenza nel processo di valutazione complessiva.

Il fatto dunque di utilizzare congiuntamente un metodo che condivide alcune caratteristiche con i metodi della famiglia MAUT ed uno perfettamente compreso all'interno dei metodi outranking non costituisce alcuna incongruenza in quanto il primo dei due è usato esclusivamente durante la fase di ponderazione dei criteri. L'ordinamento finale delle alternative è infatti poi demandato a PROMETHEE II, sulla base dei pesi calcolati in precedenza.

1.4. METODOLOGIA ADOTTATA E STRUTTURA DELLA TESI

L'uso combinato dei metodi AHP e PROMETHEE risulta già consolidato in letteratura per problemi di valutazione multi-criteria nell'ambito dei trasporti e della sostenibilità, come sottolineato anche nel report [6], ma la sua applicazione al confronto tra le differenti alternative di trasporto del greggio dai Paesi medio-orientali all'Europa rappresenta un contributo applicativo originale.

L'analisi condotta è riferita alla valutazione del mercato di approvvigionamento dell'Europa intesa come Comunità Europea, composta attualmente da 27 Stati membri.

Il presente lavoro sarà dunque strutturato secondo un ordine logico articolato nelle seguenti fasi:

- 1) definizione delle principali criticità attuali che caratterizzano la catena di approvvigionamento di greggio tra Paesi del Golfo e l'Europa;
- 2) individuazione di soluzioni di trasporto alternative che possano prevedere l'utilizzo di infrastrutture;
- 3) calcolo e determinazione delle principali caratteristiche di ciascuna soluzione, che rappresenteranno i dati di input per le successive analisi comparative;
- 4) implementazione dei modelli di ricerca selezionati per il confronto tra le alternative, con lo scopo di individuare la soluzione maggiormente efficiente;
- 5) analisi critica dei risultati e proposte di possibili ulteriori sviluppi futuri.

Quadro geopolitico e geografico dell'area del Golfo

2.1 Rotte marittime Paesi del Golfo → Europa e vulnerabilità strategiche

Due terzi delle riserve petrolifere mondiali, economicamente sfruttabili, si trovano nel Golfo Persico. Più nel dettaglio, in accordo con quanto indicato dall'OPEC nel Bollettino Annuale 2025 [7], l'Arabia Saudita dispone delle maggiori riserve accertate del mondo, con un totale di circa 267 miliardi di barili. Al secondo posto si posiziona l'Iran, che conta su giacimenti per un totale di circa 208 miliardi di barili. Segue l'Iraq, con 145 miliardi, e successivamente gli Emirati Arabi Uniti e il Kuwait, quasi a pari merito, con riserve rispettivamente di 113 e 101 miliardi di barili. Inoltre, seppur molto minori, non sono in alcun modo trascurabili le riserve del Qatar, dell'Oman e dello Yemen.

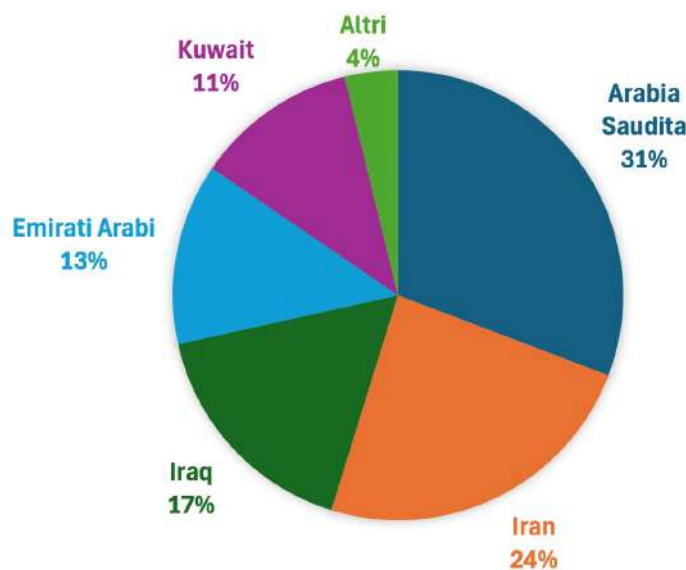


Figura 2.1: *Suddivisione percentuale dei giacimenti petroliferi nell'area medio-orientale*

2.1. ROTTE MARITTIME E VULNERABILITÀ STRATEGICHE

Come già anticipato in precedenza, dal petrolio dei Paesi del Golfo dipendono in notevole misura quasi tutti i Paesi industrializzati del mondo, dagli Stati Uniti al Giappone, seppur in misure differenti.

Attualmente, la totalità di greggio proveniente dai Paesi del Golfo e destinato al mercato europeo viene inevitabilmente trasportata ricorrendo all'uso di petroliere, in quanto non sono presenti al momento infrastrutture, quali oleodotti, che colleghino direttamente e in modo continuo le aree di estrazione al continente europeo.

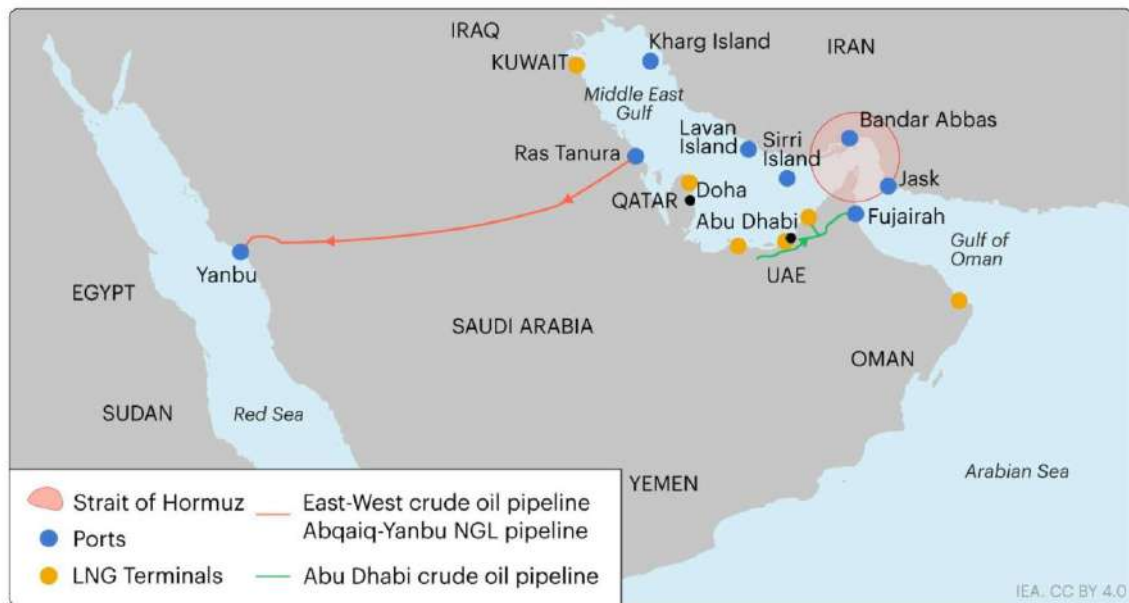
Al momento la rotta navale tradizionale prevede le seguenti tappe:

- 1) carico del greggio nell'area del Golfo Persico;
- 2) passaggio attraverso lo Stretto di Hormuz;
- 3) navigazione lungo le coste dell'Oman e dello Yemen, con successivo ingresso nel Mar Rosso attraverso lo Stretto di Bab al-Mandab;
- 4) navigazione verso nord nel Mar Rosso con ingresso nel Canale di Suez;
- 5) arrivo nel Mar Mediterraneo e prosecuzione del tragitto sino al porto di destinazione (se la merce è destinata ai Paesi del nord Europa, la rotta marittima tradizionale prevede il proseguimento attraverso lo Stretto di Gibilterra e successiva navigazione sino ai porti situati nel Mare del Nord).

Per completezza, è doveroso sottolineare che attualmente esistono due linee principali di oleodotti, note con i nomi di "Oleodotto East-West" e "Oleodotto Habshan-Fujairah", che collegano rispettivamente l'area del Golfo Persico al Mar Rosso e l'area degli Emirati Arabi Uniti al Golfo dell'Oman. La prima soluzione permette il by-pass degli Stretti di Hormuz e di Bab al-Mandab, mentre la seconda garantisce il by-pass del solo Stretto di Hormuz.

2.1. ROTTE MARITTIME E VULNERABILITÀ STRATEGICHE

In ogni caso, al momento, entrambe le soluzioni hanno un ruolo marginale nel trasporto di greggio in quanto sono caratterizzate da una capacità limitata. Le caratteristiche e le limitazioni attuali delle suddette infrastrutture, nonché dell'intera rete di oleodotti presenti, verranno trattati nel dettaglio nel *Capitolo 4*.



Fonte: IEA (*International Energy Agency*)

Figura 2.2: Le due principali linee di oleodotti attualmente esistenti

In riferimento alla rotta marittima tradizionale, il primo elemento che rappresenta un punto particolarmente strategico lungo il percorso è sicuramente lo Stretto di Hormuz, attraverso il quale transita circa il 20% del petrolio mondiale. Tale corridoio è caratterizzato da una larghezza minima di 39 km ma, nel tratto più stretto, per ragioni di profondità del fondale, la porzione navigabile risulta di appena 3,5 chilometri. Nonostante la conformazione orografica complessa, questo stretto, rappresentando l'unico collegamento via mare tra il Golfo Persico e le principali rotte marittime mondiali, in periodi geopoliticamente stabili è percorso giornalmente da oltre 50 petroliere.

2.1. ROTTE MARITTIME E VULNERABILITÀ STRATEGICHE

Esso mette infatti in comunicazione il Golfo dell'Oman, compreso fra la costa omanita e la porzione più meridionale dell'Iran, con il Golfo Persico, nel quale si affacciano i principali Paesi produttori di petrolio. Il Golfo Persico, dal punto di vista geopolitico, assume un'importanza estremamente elevata in quanto rappresenta il confine che separa l'Iran dalle monarchie del Golfo e dalle basi statunitensi presenti sul loro territorio.

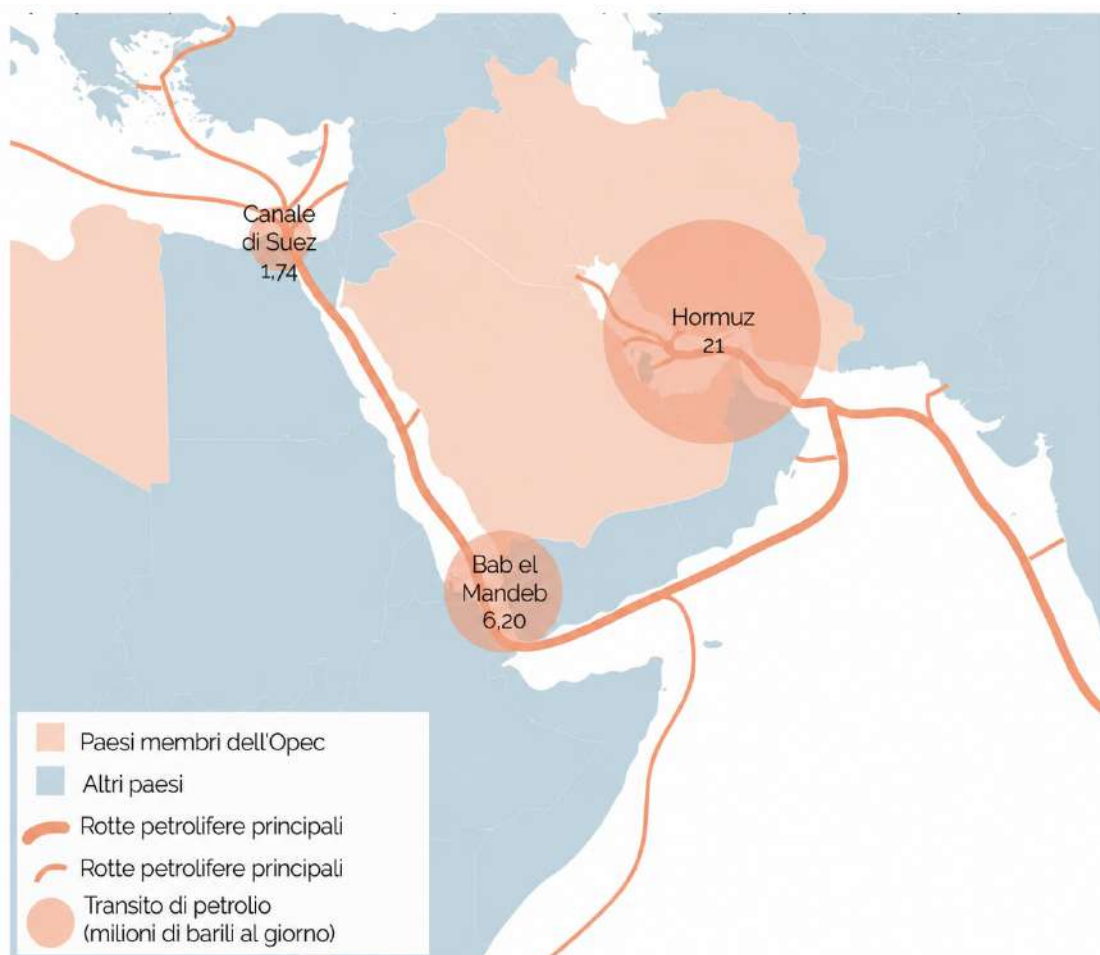
Lo Stretto di Hormuz non rappresenta esclusivamente il crocevia mondiale del petrolio via nave, ma riveste un ruolo primario anche nel commercio di altri idrocarburi, quali GNL, che dal Qatar è trasportato verso l'Europa, il Middle East asiatico e la Cina.

Considerando l'importanza che gli idrocarburi rivestono ancora nello sviluppo economico mondiale, è chiaro come il controllo di un passaggio che rappresenta un collo di bottiglia per il transito di greggio e altre materie prime costituisca una potente "arma economica" a livello globale. Attraverso un simile controllo, diventa infatti possibile esercitare una forma di influenza passiva su un flusso economico caratterizzato da un valore strategico estremamente elevato.

Tale aspetto delinea esattamente una delle principali vulnerabilità delle rotte commerciali attuali tra i Paesi del Medio Oriente e l'Europa: il blocco militare dello Stretto di Hormuz imposto dal regime iraniano mira a danneggiare gli Stati europei, e non solo, che sull'approvvigionamento di idrocarburi fondano ancora inevitabilmente il loro sostentamento economico.

2.1. ROTTE MARITTIME E VULNERABILITÀ STRATEGICHE

Come chiaramente riportato in un articolo pubblicato da Unimpresa [8], associazione italiana di imprese, è possibile affermare che *"lo Stretto di Hormuz non è solo una rotta fisica, ma una vera e propria leva psicologica e strategica per i mercati. Lo Stretto di Hormuz è il termometro della fragilità energetica globale. La sua importanza non si limita al mero trasporto di idrocarburi ma è il simbolo di un equilibrio precario tra domanda globale, produzione concentrata in pochi Paesi e instabilità politica permanente"*.



Nota: il dato sui barili di petrolio fa riferimento al 2019

Fonte: Energy Information Administration (EIA)

Figura 2.3: Rotte marittime nel Golfo con checkpoints dei flussi mondiali di petrolio

2.1. ROTTE MARITTIME E VULNERABILITÀ STRATEGICHE

Parallelamente alle problematiche geopolitiche che caratterizzano lo Stretto di Hormuz, lungo la rotta marittima di collegamento più veloce tra i Paesi del Golfo e il Mar Mediterraneo, si registrano negli ultimi anni fattori di instabilità per il traffico navale anche nella zona antistante alle coste dello Yemen. Più precisamente, gruppi armati e forze non statali hanno dimostrato di essere in grado di colpire navi mercantili e petroliere transitanti con atti di pirateria o facendo uso di armamenti bellici quali missili e droni. Questi attacchi, diventati sempre meno sporadici a seguito dello scoppio della guerra in Palestina nell'ottobre 2023, sono principalmente portati avanti dal gruppo "*Houthi*", che fa parte del cosiddetto "*Asse della Resistenza*" un movimento fortemente anti-americano ed anti-israeliano, guidato dall'Iran che include organizzazioni terroristiche quali Hamas e Hezbollah.

Questo gruppo armato conduce principalmente i suoi attacchi nei confronti delle navi occidentali in prossimità di uno dei punti più vulnerabili delle rotte marittime: lo Stretto di Bab-el-Mandeb. Si tratta di uno stretto largo circa 30 chilometri, che rappresenta l'unico punto di accesso meridionale al Mar Rosso. Questa porzione di mare mette in comunicazione l'Oceano Indiano, attraverso il Golfo di Aden, con il Mar Rosso e separa l'Eritrea e il Gibuti, ad ovest, dallo Yemen ad est.

Le continue minacce di possibili attacchi terroristici nei confronti delle navi spingono gli armatori e gli operatori del settore a rivedere sempre più frequentemente le rotte, arrivando talvolta a prediligere percorsi più lunghi ma più sicuri dal punto di vista terroristico. Questo fatto, come riporta l'Agenzia EIA del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti, si traduce in un minore transito di volumi attraverso questo stretto, con evidente allungamento dei tempi di viaggio e dei costi. La suddetta Agenzia nel 2024 evidenzia infatti un calo di oltre il 50% dei volumi

2.1. ROTTE MARITTIME E VULNERABILITÀ STRATEGICHE

di petrolio trasportati attraverso lo Stretto di Bab-el-Mandeb rispetto all'anno 2023 (circa 4 milioni di barili giornalieri contro gli 8,7 milioni del 2023).

La più alta percezione del rischio si traduce inoltre in un incremento dei premi assicurativi che gli armatori devono sostenere e la combinazione di tutti i fattori contribuisce all'aumento del prezzo del bene per l'utente finale.

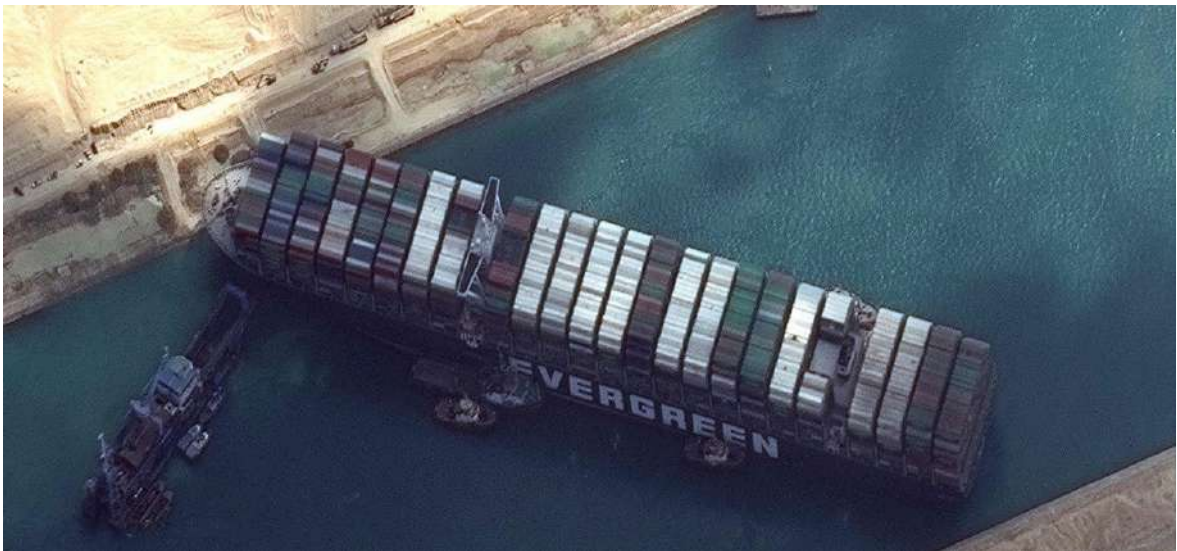
Il terzo punto più vulnerabile della tradizionale rotta marittima commerciale tra i Paesi del Golfo e il continente europeo è rappresentato dal Canale di Suez, l'elemento di connessione tra il Mar Mediterraneo ed il Mar Rosso. Questo canale artificiale rappresenta un ulteriore collo di bottiglia nel percorso complessivo che le navi di approvvigionamento per l'Europa devono affrontare. A differenza delle prime due vulnerabilità riscontrate rispettivamente negli Stretti di Hormuz e Bab-el-Mandeb, sebbene anche nel canale di Suez si siano già registrati attacchi di natura geopolitica, la vulnerabilità che più lo caratterizza può essere definita "*operativo/funzionale*" in quanto risulta principalmente legata alla tradizionale operatività del canale stesso e non tanto alla situazione geopolitica dell'area. A parità di altre condizioni operative, la probabilità che si verifichi un incidente lungo il Canale di Suez è attesa essere superiore rispetto agli Stretti di Hormuz e Bab-el-Mandeb. Questa valutazione si basa sulla maggiore lunghezza del "collo di bottiglia" (quasi 200 chilometri, dei quali circa 120 a canale singolo) che rappresenta un fattore che accresce l'esposizione a eventi di collisione tra l'imbarcazione e sezione laterale del canale.

Eventuali ostruzioni del canale si traducono infatti in un incremento significativo dei costi per tutte le altre imbarcazioni in attesa del proprio

2.1. ROTTE MARITTIME E VULNERABILITÀ STRATEGICHE

turno di passaggio e in un potenziale danneggiamento dell'infrastruttura stessa. Secondo i dati di Lloyd's List Intelligence riportati sulla rivista italiana "Wall Street Italia" [9], il blocco del canale costerebbe circa 400 milioni di dollari all'ora (9,6 miliardi al giorno) e questo dato evidenzia quanto una disfunzionalità dell'infrastruttura in questione possa tradursi in danni economici di livello mondiale.

La dimensione economica e psicologica derivante dall'insicurezza dei traffici marittimi può inoltre determinare, oltre a un incremento dei costi diretti (come ritardi, danni e premi assicurativi), anche un effetto di riallocazione e diversificazione degli investimenti da parte dei principali operatori marittimi, che tendono a prediligere la scelta di rotte caratterizzate da una maggiore "resilienza operativa" anche a scapito dell'ottimizzazione dei costi.



Fonte: *La Stampa*

Figura 2.4: Nave portacontainer *Ever Given* arenata nel Canale di Suez il 23 marzo 2021 che bloccò il passaggio per 6 giorni

Complessivamente, dunque, nella tradizionale rotta marittima seguita dalle petroliere che dai Paesi del Golfo sono dirette verso i mercati europei, i punti geograficamente e geopoliticamente più vulnerabili sono tre:

- **Stretto di Hormuz** (motivo: geopolitico)
- **Stretto di Bab-el-Mandeb** (motivo: geopolitico)
- **Canale di Suez** (motivo: operativo / funzionale)

Definite le principali vulnerabilità della rotta tradizionale, nei prossimi capitoli si analizzeranno possibili soluzioni di trasporto che possano risolvere, anche parzialmente, le problematiche descritte.

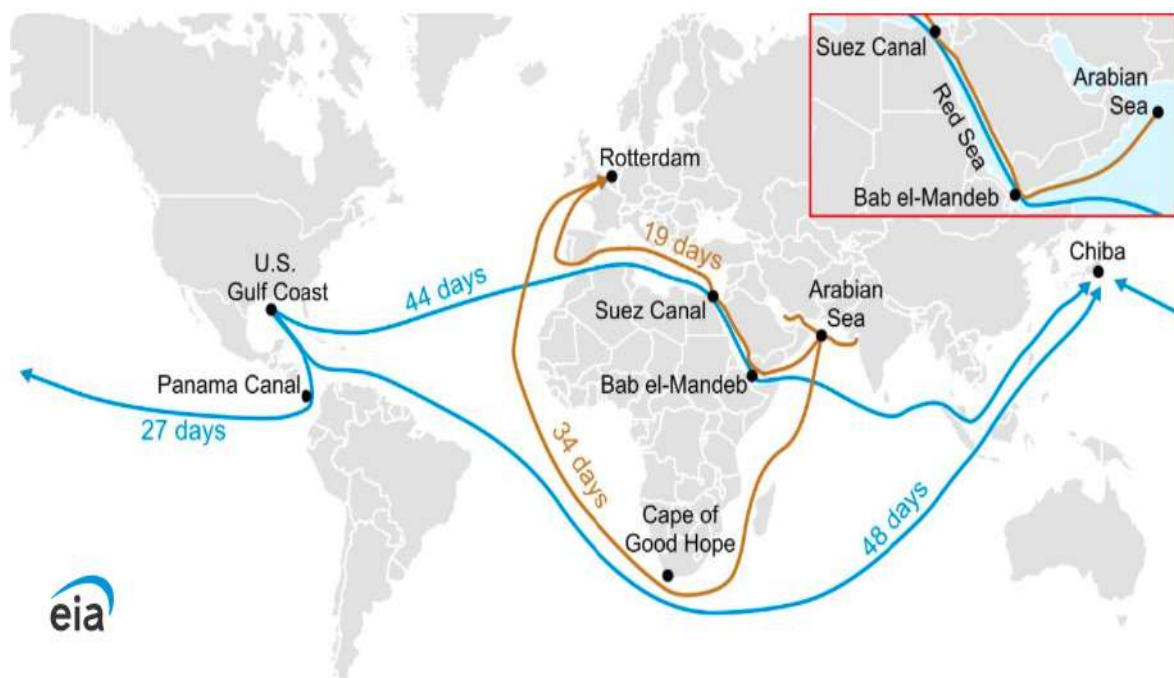
2.2 Rotte marittime alternative

Per risolvere totalmente, o anche solo parzialmente, le principali vulnerabilità che caratterizzano le rotte marittime di approvvigionamento di greggio tra Paesi del Golfo e area mediterranea è possibile valutare la presenza di eventuali percorsi marittimi alternativi, in grado di rendere il sistema di trasporto maggiormente "robusto" e meno condizionabile da parte di eventi esterni allo stesso.

Purtroppo, a causa della conformazione geografica del globo terrestre, non esistono rotte marittime che possano escludere tutte le vulnerabilità descritte al capitolo precedente. Tuttavia, come alcune compagnie di navigazione hanno iniziato a fare a seguito della crisi geopolitica del Mar Rosso, è possibile eliminare le vulnerabilità associate allo Stretto di Bab-el-Mandeb e al Canale di Suez circumnavigando il continente africano e passando per il Capo di Buona Speranza, come indicato in *Figura 2.5*.

2.2. ROTTE MARITTIME ALTERNATIVE

Occorre ricordare che quest'ultimo rappresenta uno degli otto principali choke points marittimi; tuttavia, al momento, la situazione geopolitica dell'area geografica in cui tale collo di bottiglia sorge viene considerata più stabile e sicura rispetto alla situazione nel Mar Rosso e questo aspetto porta diversi armatori a prediligere tale soluzione.



Nota: il tempo di percorrenza è calcolato per petroliere Suezmax a pieno carico che viaggiano a 14 nodi senza ritardi prolungati nei punti critici.

Fonte: U.S. Energy Information Administration, utilizzando i calcoli di Vortexa

Figura 2.5: Suddivisione percentuale dei giacimenti petroliferi nell'area medio-orientale

Il percorso alternativo non risolve però la vulnerabilità dello Stretto di Hormuz, che al momento della stesura del lavoro rappresenta la problematica principale. Inoltre, la rotta alternativa descritta prevede la copertura di una distanza molto superiore rispetto alla rotta più breve e questo si traduce in un aumento di costi, tempo ed emissioni.

Considerando come punto di origine il Golfo Persico e come punto di destinazione il principale porto europeo, il porto di Rotterdam, uno stu-

2.2. ROTTE MARITTIME ALTERNATIVE

dio dell'US Energy Information Administration (EIA) suggerisce come il tempo di viaggio arrivi quasi a raddoppiare, passando da un tempo medio di 19 giorni per la rotta tradizionale, tramite il Canale di Suez, a circa 34 per quella che prevede la circumnavigazione dell'Africa. È inoltre da sottolineare come, oltre ad aumentare i costi del carburante, a parità di idrocarburi da trasportare, un viaggio più lungo richiede necessariamente un maggior numero di navi per rispettare i tempi consegna e la minore disponibilità di navi contribuisce all'aumento delle tariffe e dei costi delle petroliere.

In alternativa, come già accennato, esistono nell'area del Golfo Persico due oleodotti principali che, in base al mercato di destinazione del greggio, possono permettere di risolvere alcune delle vulnerabilità descritte in precedenza.

Più in particolare, per la rotta di principale interesse nel presente lavoro, ovvero quella Paesi del Golfo → Europa, mediante l'oleodotto East-West, che collega la Penisola Arabica con il porto di Yanbu nel Mar Rosso è possibile superare le vulnerabilità dello Stretto di Hormuz e, almeno parzialmente, quella legata allo Stretto di Bab-el-Mandeb. È infatti da sottolineare che le azioni militari portate avanti dai gruppi Houthi, sebbene si concentrino principalmente nello Stretto di Bab-el-Mandeb, tendono ad interessare spesso l'intero Mar Rosso.

In caso di blocco dello Stretto di Hormuz, può essere conveniente sfruttare tale soluzione di trasporto anche per le rotte dirette verso i mercati asiatici. Occorre però sottolineare che il ricorso a questa alternativa per il rifornimento dei mercati orientali implica un allungamento del tragitto, senza un'eliminazione totale delle vulnerabilità in precedenza descritte.

La capacità di trasporto dell'oleodotto in questione, come verrà indicato

più nel dettaglio nel *Capitolo 4*, non è tuttavia sufficiente a soddisfare la domanda europea giornaliera di greggio.

Tale alternativa, allo stato attuale, non costituisce pertanto una soluzione definitiva ed efficace al problema affrontato.

Per quanto concerne invece la rotta Paesi del Golfo → mercati asiatici, può essere maggiormente conveniente sfruttare il secondo oleodotto presente nell'area, che collega gli Emirati Arabi Uniti al Golfo dell'Oman, aggirando lo Stretto di Hormuz.

Tale infrastruttura, analogamente alla prima, è però caratterizzata da una capacità eccessivamente limitata (circa 1,5 milioni di barili/giorno) rispetto alla tradizionale quantità di greggio che transita giornalmente attraverso lo Stretto di Hormuz (circa 20 milioni di barili/giorno). Inoltre questo oleodotto risulta particolarmente vulnerabile nei confronti di attacchi bellici: considerando infatti le attività militari condotte nell'area del Golfo Persico legate alla situazione geopolitica, lo sviluppo lineare di questo oleodotto ricade esattamente in una zona facilmente attaccabile ricorrendo all'utilizzo di droni da parte del regime islamico iraniano.

Alla luce di quanto evidenziato, anche la seconda soluzione non risolve completamente il problema alla base dei traffici commerciali di greggio con l'Europa.

Occorre pertanto proporre soluzioni di approvvigionamento più efficaci, partendo dalle infrastrutture presenti, con l'intento di minimizzare le vulnerabilità. Questo obiettivo rappresenta il cuore principale del lavoro di tesi condotto.

2.3 Altre soluzioni: realizzazione di un oleodotto

Considerata l'impossibilità di collegamento tra le zone di origine e destinazione del greggio esclusivamente mediante rotte marittime alternative, si possono prendere in considerazione soluzioni di trasporto multimodali, che affianchino un tratto di trasporto via condotta a uno che preveda l'utilizzo di navi petroliere.

In particolare, per sopperire al problema di approvvigionamento del greggio lunga la tratta Paesi del Golfo → Europa, una possibile soluzione multimodale, che potrebbe eventualmente sfruttare parte delle infrastrutture già presenti, potrebbe prevedere un primo tratto di trasporto del greggio via condotta, dai luoghi di produzione sino a un porto marittimo non vincolato a problematiche geopolitiche e geograficamente funzionale a servire il mercato europeo, dal quale avrebbe poi origine la seconda modalità di trasporto via mare sino alla destinazione finale (mercato europeo). Questa opzione mirerebbe a limitare le vulnerabilità associate al passaggio di merci attraverso "colli di bottiglia", facendo ricorso al trasporto via condotta nel tratto maggiormente esposto alle vulnerabilità geopolitiche.

In alternativa, è anche possibile considerare come soluzione la realizzazione di un oleodotto che colleghi direttamente l'area del Golfo Persico al continente europeo. Tale soluzione, seppur sicuramente più complessa in fase di realizzazione, garantirebbe la minimizzazione delle vulnerabilità, non prevedendo passaggi di vettori navali o terrestri attraverso "choke points" ed assicurerebbe, ad eccezione di manomissioni o attacchi terroristici all'infrastruttura, un flusso di greggio continuo per l'Europa.

2.3. ALTRE SOLUZIONI: REALIZZAZIONE DI UN OLEODOTTO

Una simile opera entrerebbe a far parte delle infrastrutture strategiche di approvvigionamento energetico dell'Europa e contribuirebbe a rafforzare la sicurezza energetica e la resilienza economica dell'Unione Europea. Si potrebbe pertanto valutare una possibile realizzazione di tale opera sulla base degli stessi principi e motivazioni che hanno spinto alla posa in opera del gasdotto "*Nord Stream*", che collega la Russia all'Europa attraverso il Mar Baltico e che da solo, in tempi precedenti alla guerra in Ucraina, ha garantito forniture pari a circa il 15% delle importazioni europee totali di gas e GNL nel 2021 (secondo "*The Oxford Institute for Energy Studies*" [\[10\]](#)).

A comprova della valenza strategica di tale infrastruttura, tra il 2018 ed il 2021 è stato costruito un secondo gasdotto parallelo (denominato "*Nord Stream 2*") che avrebbe dovuto raddoppiare le importazioni di gas dalla Russia. Purtroppo, ad oggi, tale opera non è mai entrata in funzione a causa dell'embargo europeo nei confronti della Russia, derivante dall'invasione dell'Ucraina del 2022.

2.3.1 Soluzioni di sbocco dell'oleodotto: Mar Rosso, Mar Mediterraneo o Italia?

Prendendo in considerazione la possibilità di realizzare o, qualora possibile, adattare gli oleodotti esistenti al soddisfacimento della domanda di trasporto, una delle principali variabili decisionali riguarda certamente il punto di arrivo della condotta principale.

Infatti, nonostante anche il punto di origine dell'oleodotto possa essere identificato in diversi luoghi, esso è ragionevolmente ubicato in prossimità dei principali giacimenti o stoccaggi petroliferi nelle regioni della

2.3. ALTRE SOLUZIONI: REALIZZAZIONE DI UN OLEODOTTO

Penisola Arabica che si affacciano sul Golfo Persico.

Il medesimo ragionamento non si applica però al punto di sbocco della condotta considerata: esistono infatti svariate possibilità, che differiscono in base ai costi di realizzazione, ai successivi costi di esercizio e al fatto di voler massimizzare o meno il trasporto via condotta piuttosto che quello navale.

In altre parole, sulla base della modalità di trasporto che si intende prediligere e sulle vulnerabilità che si vuole gestire, è possibile progettare nuove infrastrutture o sfruttare oleodotti esistenti che si estendano in termini di sviluppo geografico più o meno significativamente verso il mercato di destinazione considerato, ovvero quello europeo.

In tutti i casi, a valle dello sbocco di uscita dell'oleodotto, per la tratta di trasporto sino alla destinazione finale, si farebbe uso di navi cisterna.

Nel presente lavoro, ci si vuole concentrare sullo studio di 3 diverse alternative di possibili tracciati dell'oleodotto. Più nel dettaglio, si prenderanno in considerazione le seguenti soluzioni:

- 1) oleodotto che sfoci nel Mar Rosso, aggirando lo Stretto di Hormuz;
- 2) oleodotto che sfoci direttamente nel Mar Mediterraneo e, più precisamente, sulle coste settentrionali del continente africano;
- 3) oleodotto che colleghi direttamente la regione del Golfo Persico a uno degli Stati membri dell'Unione Europea, che diventerebbe il primo hub di smistamento del greggio verso tutti gli altri Stati.

È evidente che le tre soluzioni indicate sopra possono rappresentare le macro-soluzioni possibili utili alla risoluzione del problema di trasporto riscontrato, ma ognuna di esse può a sua volta racchiudere una moltitudine di soluzioni particolari, che differiscono per percorso, capacità, efficienza e moltissimi altri parametri.

2.3. ALTRE SOLUZIONI: REALIZZAZIONE DI UN OLEODOTTO

La soluzione 1) rappresenta sicuramente l'opzione di più fattibile realizzazione nel medio periodo, anche se non garantirebbe l'eliminazione della vulnerabilità legata al passaggio attraverso il Canale di Suez.

Tuttavia, essendo già presente l'oleodotto East-West, che non garantisce però la capacità di trasporto necessaria, potrebbe essere conveniente la realizzazione di una nuova condotta parallela alla rete esistente; in tal modo, grazie alla presenza della condotta esistente, in fase progettuale sarebbe possibile sfruttare le informazioni geotecniche già note e conoscere a priori i vincoli operativi presenti lungo la tratta. Ciò comporta una riduzione dei tempi e dei costi necessari per studi integrativi (quali indagini geotecniche, prove in sito, rilievi di vincolo) e permette di concentrare le risorse sull'ottimizzazione progettuale.

Di contro la soluzione 2), pur implicando costi realizzativi maggiori a causa del più lungo sviluppo dell'infrastruttura, permetterebbe di eliminare le tre vulnerabilità legate al passaggio attraverso i "choke points" individuati nella tradizionale rotta marittima di collegamento.

Al tempo stesso, però, tale soluzione prevede necessariamente il ricorso ad un sistema di trasporto multimodale e questo aspetto determina inevitabilmente uno studio approfondito per la coordinazione delle operazioni di handling della merce tra modi di trasporti differenti (in questo caso rappresentati rispettivamente dalla condotta e dal vettore navale).

La soluzione 3) rappresenta l'alternativa maggiormente onerosa in termini di costi di realizzazione ma assicura il superamento delle vulnerabilità associate ai tre choke points marittimi della rotta tradizionale. Occorre in ogni caso difendere e rendere poco vulnerabile da eventuali attacchi bellici e malfunzionamenti una simile infrastruttura, che diventerebbe una fonte di approvvigionamento di primaria importanza nel garantire gli equilibri energetici ed economici dell'Europa.

2.3.2 *Principali ostacoli orografici e normativi*

Prima ancora di passare ad un livello di dettaglio superiore, occorre avere, almeno a grandi linee, idea dei principali ostacoli orografici e normativi delle aree interessate dalla progettazione delle eventuali infrastrutture. Dalla conoscenza di tali vincoli è infatti possibile adattare il tracciato delle infrastrutture stesse con il fine di ridurre il più possibile le interferenze tra le esigenze progettuali e i vincoli naturali.

Più nel dettaglio, con riferimento all'Arabia Saudita, regione inevitabilmente interessata dal tracciato di qualsiasi infrastruttura presa in considerazione, il principale ostacolo orografico è rappresentato dal sistema montuoso di Hegiaz, facente parte della catena più ampia dei Monti Sarat. Questa catena montuosa si estende in direzione nord-sud nella parte occidentale dell'Arabia Saudita e crea una sorta di "muraglia montuosa" che scende a picco sul Mar Rosso.

La catena dei Monti Sarat è composta a nord dai Monti Hegiaz (che significa proprio "barriera") e a sud, al confine con lo Yemen, dai Monti Asir. I primi si elevano fino a quote che raggiungono i 2200 m slm, mentre i secondi includono vette che superano i 3000 m slm.

Più a est rispetto a queste due catene montuose si estende l'altopiano del Najd, caratterizzato da altitudini di circa 1.400 m s.l.m. nella porzione occidentale, che degradano progressivamente fino a circa 750 m s.l.m. nella parte orientale. La regione di questo altopiano risulta pressoché disabitata.

La parte più orientale verso il Golfo Persico risulta sabbiosa e completamente pianeggiante ed è in questa regione che si concentrano le principali attività legate all'estrazione di idrocarburi.

Infine, nella porzione meridionale si estende il più vasto deserto di sabbia

2.3. ALTRE SOLUZIONI: REALIZZAZIONE DI UN OLEODOTTO



Figura 2.6: *Cartina orografica dell'area medio-orientale*

al mondo, conosciuto come "Quarto Vuoto"; quest'area risulta completamente disabitata ed è attraversata solo saltuariamente dai beduini.

Sulla base di quanto finora evidenziato, il principale ostacolo all'alternativa indicata con il numero 1 nel paragrafo precedente è rappresentato dai Monti Hegiaz: dovendo l'oleodotto raggiungere il Mar Rosso, si rende necessario il superamento di tale catena montuosa. In ogni caso, allo stato attuale, questa criticità può essere affrontata efficacemente mediante le moderne tecniche ingegneristiche.

Inoltre, la presenza di una condotta già esistente di collegamento con il Mar Rosso, descritta nel *Capitolo 4*, consentirebbe, in caso di suo potenziamento, di disporre fin da subito di una conoscenza approfondita delle formazioni rocciose e dei potenziali ostacoli individuabili lungo il tracciato.

2.3. ALTRE SOLUZIONI: REALIZZAZIONE DI UN OLEODOTTO

Per quanto invece concerne l'alternativa 2, i vincoli orografici sono sostanzialmente analoghi a quelli della prima opzione. Nell'ipotesi in cui l'oleodotto di progetto raggiunga le coste nord-africane, si rende necessario l'attraversamento della catena montuosa dei Monti Hegiaz in almeno un punto del tracciato.

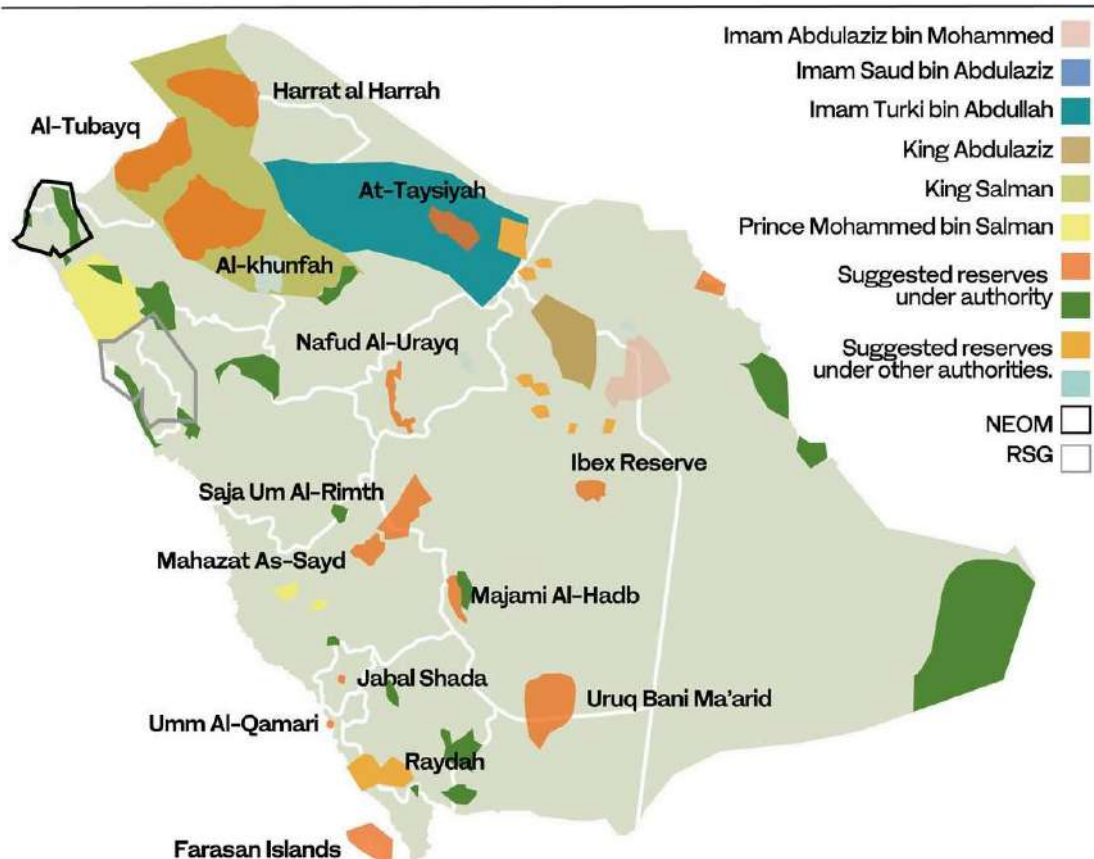
Inoltre, per questa seconda soluzione progettuale occorre prestare attenzione anche ai vincoli normativi presenti nella regione centro-settentrionale dell'Arabia Saudita: in tale area si concentrano infatti numerose ed estese riserve naturali e zone protette, finalizzate alla conservazione degli ecosistemi desertici e della fauna autoctona.

Sulla base di tali considerazioni, sebbene la normativa ambientale saudita miri fortemente a proteggere gli habitat naturali, il passaggio attraverso tali aree di infrastrutture energetiche strategiche non risulta necessariamente vietato in via assoluta, ma può prevedere deroghe o autorizzazioni particolari, previo rispetto di uno specifico iter autorizzativo. Ad ogni modo, se possibile, sarebbe opportuno prediligere un tracciato che minimizzi l'interferenza con tali aree soggette a tutela, prediligendo zone già antropizzate e non sottoposte a particolari vincoli normativi.

Negli altri Paesi potenzialmente interessati dal tracciato dell'oleodotto (quali Giordania, Israele, Egitto, Libia ed Iraq) non si evidenziano invece aree sottoposte a vincoli di tutela particolarmente estese, come in Arabia Saudita. Pertanto, nonostante la presenza di piccole porzioni di territorio soggette a vincoli più restrittivi, tali interferenze con il tracciato di progetto possono essere risolte, almeno in linea teorica, mediante limitate deviazioni del percorso.

2.3. ALTRE SOLUZIONI: REALIZZAZIONE DI UN OLEODOTTO

NATURE RESERVES IN SAUDI ARABIA



Fonte: *National Center for Wildlife (NCW)*

Figura 2.7: *Principali riserve naturali e aree protette in Arabia Saudita*

A differenza della prima soluzione, un ulteriore ostacolo è rappresentato dall'inevitabile superamento di una porzione di Mar Rosso, che separa l'Arabia Saudita dall'Egitto e, più in generale, dal continente africano. Ragionevolmente, per evitare attraversamenti in acque profonde e su lunghe distanze, la porzione più favorevole al passaggio è rappresentata dal settore settentrionale del Mar Rosso, in prossimità del Golfo di Aqaba. Tuttavia, il passaggio della condotta a nord implica anche un sottopasso del canale di Suez al fine di raggiungere l'area del delta del Nilo, in prossimità di Alessandria d'Egitto. Tale porzione di territorio

2.3. ALTRE SOLUZIONI: REALIZZAZIONE DI UN OLEODOTTO

non presenta particolari vincoli di natura orografica; tuttavia, trattandosi di un'area di origine alluvionale, risulta necessario considerare le caratteristiche dei sedimenti e gli aspetti geotecnici del terreno.

Ad ogni modo, non rappresentando tali aspetti il focus principale di questo lavoro, ci si limita ad evidenziare le principali criticità potenzialmente riscontrabili, concentrando maggiormente l'attenzione sugli aspetti legati alla catena di trasporto del petrolio greggio.

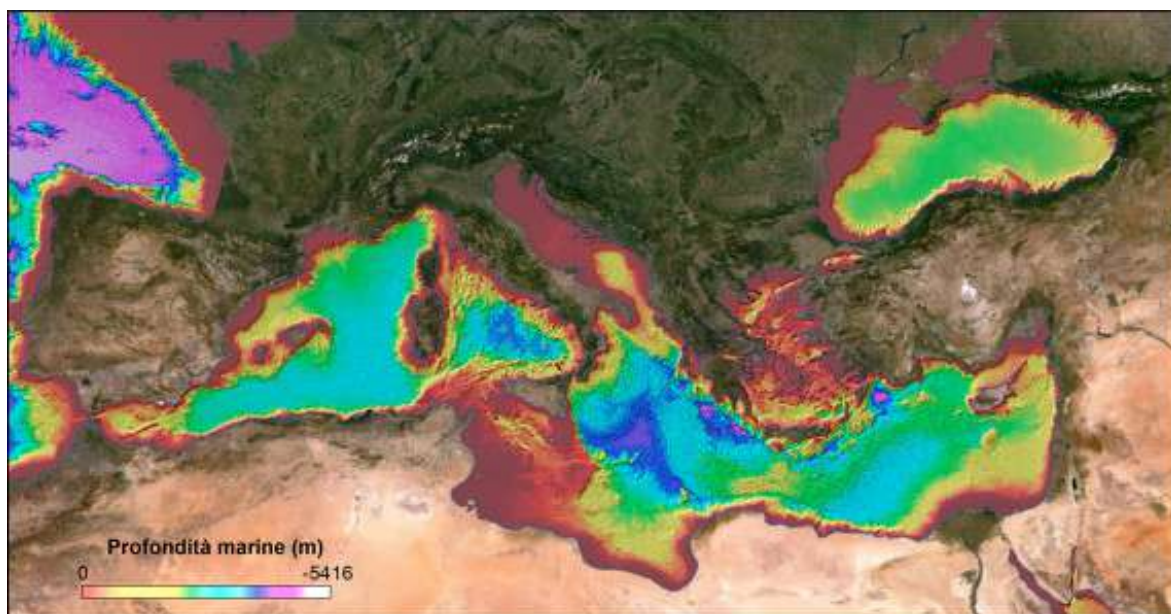
In aggiunta ai vincoli delle alternative 1 e 2, l'opzione 3 presenta un'ulteriore criticità legata al percorso sottomarino dell'infrastruttura, necessario a garantire il collegamento tra le coste nord-africane e il continente europeo.

Non esiste attualmente un limite ben stabilito per quanto concerne la profondità massima di posa di un oleodotto sottomarino; tuttavia, secondo quanto indicato nel documento tecnico [11], le navi posatubi ad oggi disponibili possono lavorare fino ad una profondità massima di circa 3000 m.

La profondità media del Mar Mediterraneo è pari a circa 1500 m, anche se presenta regioni molto variabili in termini di profondità: in prossimità delle coste del Peloponneso si raggiungono oltre 5000 m, mentre, ad esempio, in prossimità del Canale di Sicilia la profondità è limitata a qualche centinaio di metri a causa della presenza di banchi di sabbia.

Assumendo, per il momento, l'area del delta del Nilo come punto di partenza dell'oleodotto, sulla base delle informazioni riportate in *Figura 2.8*, è possibile ipotizzare che, al fine di raggiungere l'Europa, il tracciato dell'infrastruttura possa seguire il litorale nord-africano, fino alle coste libiche, in corrispondenza delle quali è presente un tratto di mare meno profondo, noto come "Stretto di Sicilia", maggiormente idoneo alla posa

2.3. ALTRE SOLUZIONI: REALIZZAZIONE DI UN OLEODOTTO



Fonte: *EMODnet Bathymetry Consortium*

Figura 2.8: *Mappa della profondità del Mar Mediterraneo*

di un oleodotto. In tal modo sarebbe possibile raggiungere dapprima la Sicilia per proseguire o lungo la dorsale appenninica, eventualmente costeggiando la rete nazionale principale di gasdotti, o attraverso il Mar Adriatico sino a Trieste.

Analisi della domanda europea di greggio

3.1 Flussi e caratteristiche del mercato europeo del petrolio

Il mercato di approvvigionamento del greggio riveste certamente un ruolo centrale all'interno dell'economia della Comunità Europea. Considerata l'importanza e la strategicità della suddetta catena logistica di rifornimento, l'Unione Europea ha da sempre cercato di differenziare le forniture tra molteplici produttori di materie prime al fine poter far fronte ad eventuali vulnerabilità legate a problemi geopolitici che interessino uno o più fornitori contemporaneamente.

Il tema della diversificazione delle forniture di greggio e di derivati idrocarburi rappresenta un aspetto delicato ed estremamente importante dal momento che larga parte delle forniture energetiche dell'Unione Europea proviene da Paesi considerati politicamente instabili o non democratici, nonostante la drastica riduzione delle importazioni dalla Russia a seguito dell'invasione dell'Ucraina nel 2022.

Così come indicato nel rapporto “*Europas energikvadrilemma*” [12], pubblicato da Offshore Norge, un'associazione di settore norvegese rappresentante le aziende operanti nel settore di estrazione di idrocarburi, circa il 42% del gas ed il 47% del petrolio importati dall'UE provengono ad oggi da regimi autoritari. Questa significativa quantità di risorse primarie proveniente da Paesi politicamente instabili sottolinea dunque la sottile vulnerabilità strategica intrinseca del sistema di approvvigio-

3.1. FLUSSI E CARATTERISTICHE DEL MERCATO EUROPEO DEL PETROLIO

namento energetico europeo.

Per poter dimensionare eventuali nuovi oleodotti di collegamento e analizzare sia i punti di forza che le criticità delle possibili soluzioni al problema di approvvigionamento è doveroso conoscere dall'inizio i volumi di greggio rispettivamente prodotto all'interno dell'UE e importato da Paesi extra-UE e, più nel dettaglio, da quelli del Golfo Persico.

Nonostante la diminuzione della produzione e le fluttuazioni dei consumi nel corso degli anni, per definire la domanda annua europea di greggio si può fare riferimento a fonti consolidate quali Eurostat e dati rilasciati dall'OPEC, l'associazione internazionale dei principali Paesi esportatori di petrolio.

Facendo riferimento ai dati dell'anno 2023 [13] (per il quale è disponibile il dato di produzione completo più aggiornato rilasciato al momento da Eurostat), si registra che la produzione di greggio interna all'Unione Europea sia pari a circa 15,5 milioni di tonnellate.

Fra i tre principali produttori europei di greggio nel 2023 si individuano l'Italia, la Danimarca e la Romania, caratterizzate rispettivamente da produzioni annue di greggio di 4.2 Mt, 2.9 Mt e 2.9 Mt.

Per quanto concerne invece la quota di importazione, secondo gli stessi dati, nel 2023 la quantità di greggio importata nell'UE si attesta intorno a 471,5 milioni di tonnellate. Tra i principali fornitori si individuano:

- **Stati Uniti**;
- **Norvegia**, che non ha aderito al programma dell'UE;
- alcuni tra i **Paesi del Golfo**;
- **Kazakistan**;
- **Federazione Russa** (prima dello scoppio della guerra in Ucraina.)

3.1. FLUSSI E CARATTERISTICHE DEL MERCATO EUROPEO DEL PETROLIO

Complessivamente, dunque, facendo riferimento ai dati dell'ultimo anno disponibile, la quantità totale di greggio necessaria all'UE a garantire il corretto funzionamento del sistema economico e industriale risulta pari a circa 487 milioni di tonnellate.

Sulla base dei dati, risulta dunque evidente come l'UE dipenda ancora al 97% dalle importazioni di greggio da Paesi al di fuori dell'Unione stessa.

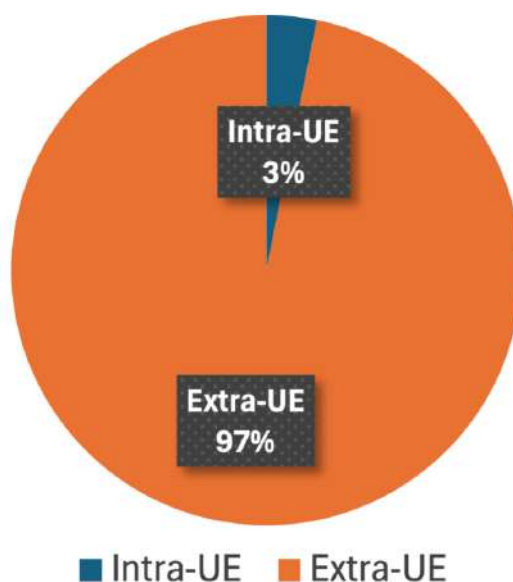


Figura 3.1: *Suddivisione percentuale tra forniture greggio intra-UE ed extra-UE*

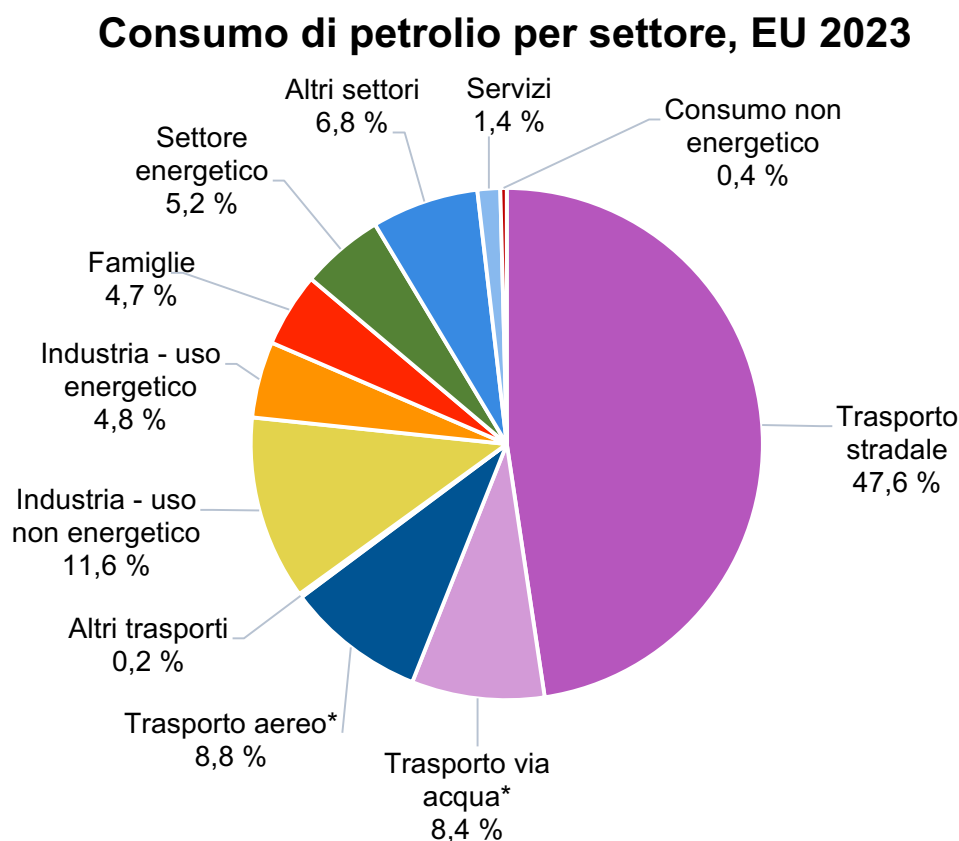
Analizzando i principali settori che determinano la domanda di petrolio nell'Unione Europea, emerge come il trasporto su strada rappresenti il comparto dominante, assorbendo circa il 47,6% del consumo totale di prodotti petroliferi. Seguono quindi il trasporto aereo e quello marittimo, rispettivamente con percentuali pari a 8,8% e 8,4%.

Questi dati trovano ulteriore riscontro anche nelle statistiche rilasciate dall'IEA (Agenzia Internazionale dell'Energia), che riporta che nel 2023 il trasporto rappresentava circa il 66% del consumo totale di prodotti petroliferi in Europa.

3.1. FLUSSI E CARATTERISTICHE DEL MERCATO EUROPEO DEL PETROLIO

Il settore industriale si posiziona al secondo posto, con una quota complessiva pari al 16,4%. Limitando invece l'analisi agli usi non energetici del comparto industriale, il consumo di prodotti petroliferi si attesta intorno all'11,6%. In questi casi i derivati petroliferi non vengono bruciati per produrre energia, bensì vengono utilizzati per produrre beni, quali plastica e pneumatici.

Tra i settori più importanti, in fondo alla classifica, si citano ancora l'ambito familiare ed il settore energetico, con consumi pari rispettivamente al 4,7% ed al 5,3% del totale della domanda di prodotti petroliferi.



Nota: i dati escludono la parte relativa ai biocarburanti;

(*) inclusi viaggi domestici ed internazionali

Fonte: Eurostat

Figura 3.2: Percentuali di utilizzo di petrolio per settore nell'UE

3.2 Dati di importazione di greggio dai Paesi del Golfo

Dopo aver presentato una panoramica generale sulla domanda di greggio dell'Unione Europea, è ora necessario affrontare nel dettaglio la tematica inerente ai volumi di greggio destinati all'Europa e provenienti dai Paesi del Golfo Persico, perseguendo in questo modo l'obiettivo cardine del presente lavoro.

In primis, risulta necessario definire chiaramente quali Stati medio-orientali fanno effettivamente parte del gruppo di "Paesi del Golfo". Nell'accezione più classica, quando si parla di "Paesi del Golfo" si fa riferimento alle sei monarchie arabe che hanno aderito all'organizzazione regionale nota con il nome di *"Consiglio di Cooperazione del Golfo"* (GCC), ovvero:

- Arabia Saudita
- Bahrein
- Emirati Arabi Uniti
- Kuwait
- Oman
- Qatar

Occorre però precisare che, pur non aderendo al GCC, anche l'Iraq e l'Iran, per ragioni geografiche, sono comunemente inclusi nel gruppo dei "Paesi del Golfo". Tuttavia, alla luce dell'attuale contesto geopolitico che vede nell'Iran uno degli principali attori delle tensioni regionali e una potenziale minaccia per la sicurezza dello Stretto di Hormuz, si ritiene opportuno escluderlo dalla presente analisi. Di conseguenza, saranno considerati esclusivamente i flussi di greggio destinati all'Europa aventi origine nei Paesi membri del GCC, con l'aggiunta dell'Iraq.

3.2. DATI DI IMPORTAZIONE DI GREGGIO DAI PAESI DEL GOLFO

Per la definizione dei suddetti flussi, è possibile fare riferimento ai dati rilasciati annualmente dall'OPEC, un'associazione petrolifera alla quale aderiscono buona parte degli Stati compresi nel gruppo dei "Paesi del Golfo", ad eccezione di Bahrein, Qatar ed Oman.¹

Per coerenza con i dati di importazione totale, riportati nel *Paragrafo 3.1* e aggiornati all'anno 2023, anche per i dati di importazione dai Paesi del Golfo si fa riferimento al bollettino riferito all'anno 2023, nonostante sia al momento già consultabile lo stesso documento riferito all'anno 2024 (nel quale però non si evidenziano scostamenti significativi in termini di produzione ed esportazione verso gli Stati europei rispetto all'anno 2023).

È opportuno precisare che i dati di esportazione diffusi dall'OPEC non si riferiscono esclusivamente ai flussi diretti verso l'Unione Europea, ma sono aggregati secondo la classificazione "OECD Europe", la quale include anche Paesi europei non appartenenti all'Unione Europea.

OECD rappresenta l'acronimo inglese di OCSE, ovvero "Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico"; questa organizzazione internazionale ha sede a Parigi e riunisce diversi Paesi sviluppati con l'obiettivo di promuovere politiche che migliorino il benessere economico e sociale.

Più in dettaglio, i Paesi europei aderenti all'organizzazione OCSE ma non facenti parte dell'Unione Europea sono cinque:

- Islanda
- Norvegia
- Regno Unito
- Svizzera
- Turchia

¹In data 28 aprile 2026 gli Emirati Arabi Uniti hanno annunciato la loro uscita dall'OPEC a partire dal 1 maggio 2026. Questo cambiamento nell'organizzazione non inficia tuttavia la presente analisi, mirata a studiare i flussi complessivi di greggio dai principali Paesi produttori del Golfo Persico all'Unione Europea.

3.2. DATI DI IMPORTAZIONE DI GREGGIO DAI PAESI DEL GOLFO

Non essendo possibile ricavare un dato affidabile delle importazioni di greggio dai Paesi del Golfo per ognuno dei suddetti Stati, si procede con valutazioni critiche considerando alcune caratteristiche intrinseche dei Paesi sopra indicati.

Per quanto concerne la Norvegia, essa rappresenta uno dei principali Paesi produttori ed esportatori di greggio all'interno dell'Europa; pertanto, risulta difficile immaginare che la stessa importi greggio dai Paesi del Golfo; di conseguenza, la quota destinata alla Norvegia all'interno della voce "OECD Europe" può essere facilmente assunta trascurabile rispetto al totale delle importazioni della Comunità Europea.

In modo analogo, seppur in misura inferiore al Paese precedente, anche il Regno Unito si colloca tra i primi 25 produttori mondiali di greggio e pertanto la quota di importazione può nuovamente essere considerata marginale sul totale.

L'Islanda, caratterizzata da una popolazione di circa 400.000 abitanti, è ragionevole che richieda un fabbisogno energetico complessivamente limitato; di conseguenza, il suo contributo alle importazioni di greggio risulta verosimilmente marginale rispetto ai volumi complessivi dell'Unione Europea.

Infine, per quanto concerne la Svizzera, che non dispone di sbocchi a mare, è possibile assumere che la quota di importazione di greggio dai Paesi del Golfo raggiunga la destinazione finale facendo uso di infrastrutture europee, che possano connettere i porti sul Mar Mediterraneo con il territorio elvetico. Sulla base di tale considerazione, è possibile immaginare che la quota di greggio destinata alla Svizzera interessi inevitabilmente, in un primo passaggio, il territorio dell'Unione Europea e pertanto non si ritiene necessario escludere la quota di importazioni elvetiche dal totale di importazioni europee.

3.2. DATI DI IMPORTAZIONE DI GREGGIO DAI PAESI DEL GOLFO

Con riferimento alla Turchia, non risulta possibile reperire alcun dato circa le importazioni di greggio e sulla sola base di considerazioni generali non si può stimare a priori una quantità di greggio destinata a tale Paese. Pertanto, coscienti dell'approssimazione adottata in questo lavoro, si considererà il flusso di greggio destinato al mercato "OECD Europe" quale flusso totale verso il mercato dell'Unione Europea.

Relativamente all'anno 2023, per i Paesi del Golfo considerati, le produzioni totali giornaliere estratte dal bollettino rilasciato dall'OPEC [14] sono riportate in *Tabella 3.1*.

Paese	Produzione (1.000 b/d)				
	2019	2020	2021	2022	2023
Arabia Saudita *	7.038	6.659	6.227	7.364	6.659
Bahrein	156	151	152	152	148
Emirati Arabi Uniti *	2.414	2.418	2.305	2.717	2.651
Iraq *	3.968	3.428	3.440	3.712	3.467
Kuwait *	1.986	1.826	1.740	1.879	1.568
Oman	839	860	897	922	919
Qatar	485	464	474	475	472
Totale	16.886	15.806	15.235	17.221	15.884

* Paese aderente all'associazione OPEC

Tabella 3.1: *Quantità di petrolio greggio esportata mondialmente dai Paesi del Golfo*

Dalla consultazione del medesimo documento è possibile reperire il dato di esportazione di petrolio greggio verso il mercato "OECD Europe" per i soli Paesi aderenti all'associazione OPEC ²; pertanto, i dati

²facendo riferimento alla composizione dell'OPEC precedentemente alla recente uscita degli Emirati Arabi Uniti

3.2. DATI DI IMPORTAZIONE DI GREGGIO DAI PAESI DEL GOLFO

relativi a Bahrein, Oman e Qatar saranno nel seguito ricavati mediante la consultazione di altre risorse.

In *Tabella 3.2*, sono indicate le esportazioni di petrolio greggio verso il mercato europeo dal 2019 al 2023 per i Paesi aderenti all'organizzazione OPEC.

Paese	Export verso "OECD Europe" (1.000 b/d)				
	2019	2020	2021	2022	2023
Arabia Saudita	797	756	517	759	678
Emirati Arabi Uniti	0	3	17	85	75
Iraq	1.052	756	844	914	795
Kuwait	16	32	0	0	3
Totale	1.865	1.547	1.378	1.758	1.551

Tabella 3.2: *Quantità di petrolio greggio esportata dai Paesi OPEC verso mercato UE*

Per i tre Paesi mancanti nella tabella precedente, i dati di esportazione di petrolio greggio verso il mercato europeo sono ricavati dal portale interattivo di Eurostat.

Il suddetto strumento restituisce i valori delle importazioni europee su base annua e indicati in tonnellate; al contrario, OPEC riporta i dati di esportazione su base giornaliera ed espressi in barili.

Per rendere dunque confrontabili i volumi di esportazione per i vari Paesi del Golfo, i volumi annui in tonnellate sono convertiti in barili e su base giornaliera. Per la definizione del fattore di conversione, si fa riferimento al valore indicato nel bollettino annuale 2025 rilasciato da OPEC, che indica un coefficiente medio pari a 7,33 barili per tonnellata metrica di greggio.

3.2. DATI DI IMPORTAZIONE DI GREGGIO DAI PAESI DEL GOLFO

Sulla base delle considerazioni sopra riportate, i risultati ottenuti relativamente alle esportazioni verso il mercato europeo dei Paesi non inclusi nell'OPEC sono indicati in *Tabella 3.2*.

	Export verso mercato europeo (1.000 t/y)				
Paese	2019	2020	2021	2022	2023
Bahrein	0	0	0	0	0
Oman	0	0	0	0	129,44
Qatar	0	0	0	0	0

	Export verso mercato europeo (1.000 b/d)				
Bahrein	0	0	0	0	0
Oman	0	0	0	0	3
Qatar	0	0	0	0	0

Totale	0	0	0	0	3
---------------	----------	----------	----------	----------	----------

Tabella 3.3: *Quantità di petrolio greggio esportata dai Paesi non-OPEC verso mercato UE*

Con riferimento alla *Tabella 3.3*, si evince come, per l'Unione Europea, le forniture di petrolio greggio provenienti dai mercati extra-OPEC rappresentino soltanto una parte estremamente marginale delle forniture totali.

Analizzando più in dettaglio il periodo considerato, si può osservare che l'unico Paese a registrare forniture non nulle è l'Oman, e solo nell'anno 2023. Tuttavia, una media di circa 3.000 barili giornalieri, a fronte di una quota media di approvvigionamento dai Paesi del Golfo pari a 1,551 milioni di barili giornalieri totali rappresenta una quota del tutto trascurabile sul totale (per il 2023 $\simeq 0.19\%$).

3.2. DATI DI IMPORTAZIONE DI GREGGIO DAI PAESI DEL GOLFO

Sulla base delle precedenti considerazioni, nel prosieguo del lavoro si ritiene ragionevole trascurare, nel calcolo della domanda europea di greggio proveniente dai Paesi del Golfo, la quota relativa agli Stati non aderenti all'organizzazione OPEC.

Dall'analisi dei dati emerge dunque che al mercato comunitario europeo è associata una quota compresa tra il 9 e l'11% delle esportazioni totali di petrolio greggio dei Paesi del Golfo Persico.

Pertanto, sebbene per l'Unione Europea l'approvvigionamento di greggio dai Paesi medio-orientali rappresenti una componente strategica e rilevante per il corretto funzionamento del sistema economico, i volumi importati rappresentano soltanto una frazione limitata della produzione complessiva della regione del Golfo Persico. Quest'ultima risulta infatti destinata in prevalenza al mercato asiatico, che assorbe, secondo dati OPEC, oltre il 70% della produzione totale, trainato da Cina ed India. Si evidenzia dunque il ruolo secondario, seppur energeticamente rilevante, del mercato europeo all'interno della struttura complessiva della domanda mondiale di greggio proveniente dall'area del Golfo Persico.

Come già anticipato nel *Capitolo 2*, a causa della mancanza di infrastrutture di collegamento diretto dotate di capacità sufficiente a soddisfare la domanda, attualmente la totalità degli approvvigionamenti europei di greggio dai Paesi del Golfo avvengono esclusivamente per via marittima, mediante l'impiego di navi petroliere.

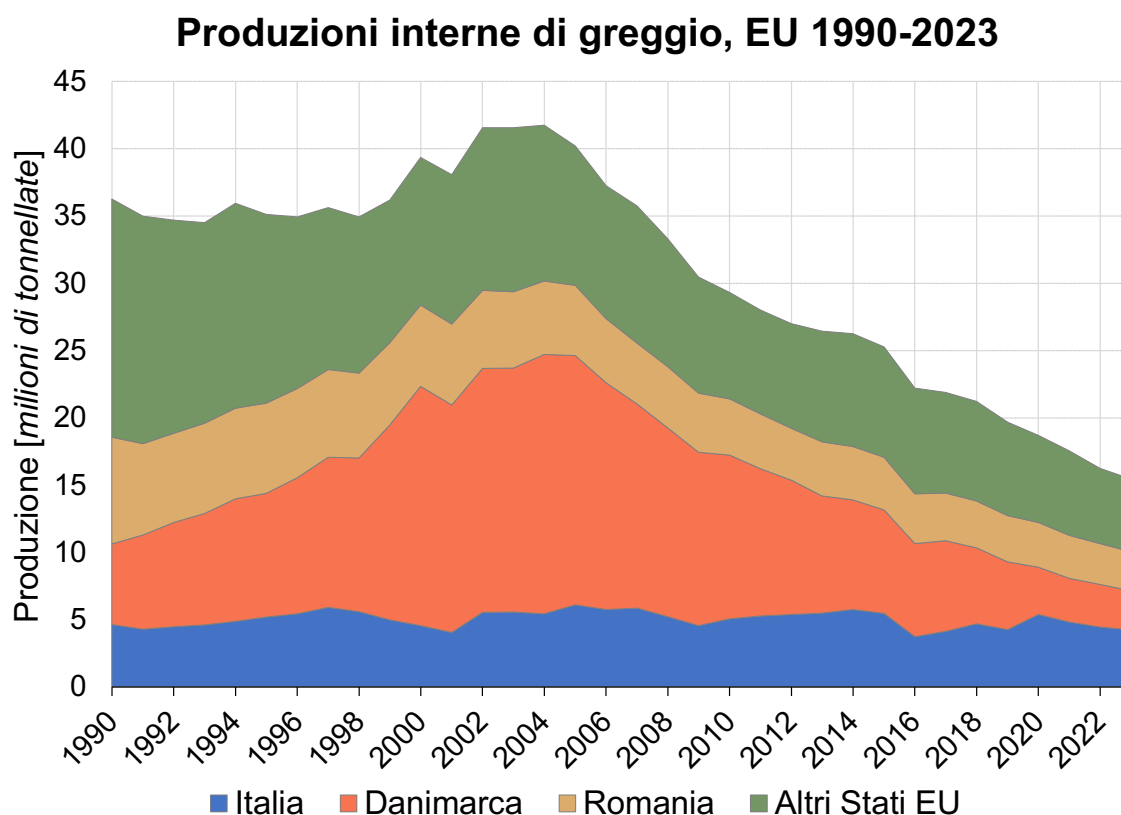
3.3 Trend storici e scenari

Per quanto concerne la produzione di greggio interna ai 27 Paesi membri dell'UE, in accordo con le analisi di Eurostat [13], il principale trend a cui si assiste è ben descritto da una normalizzazione dei dati di produzione, con un riallineamento al trend storico di lungo periodo a seguito del forte ed improvviso impatto legato alle restrizioni dovute alla pandemia di Covid-19.

Dal grafico riportato in *Figura 3.3* risulta inoltre che la produzione di greggio dell'UE è tendenzialmente in diminuzione e si evidenzia un calo strutturale di lungo periodo che prosegue a partire dall'anno 2004, durante il quale si registrò il picco di produzione di 41,7 Mt.

Consultando i dati di importazione di greggio, ciò a cui si assiste è un importante ribilanciamento delle forniture a seguito dello scoppio della guerra in Ucraina: attraverso il piano noto come "*REPowerEU*", la Commissione Europea mira infatti a ridurre la dipendenza dai combustibili fossili russi. Complessivamente, nel 2023 si assiste ad una riduzione pari a 83,75 punti percentuali delle forniture russe di greggio rispetto al periodo precedente al 2022.

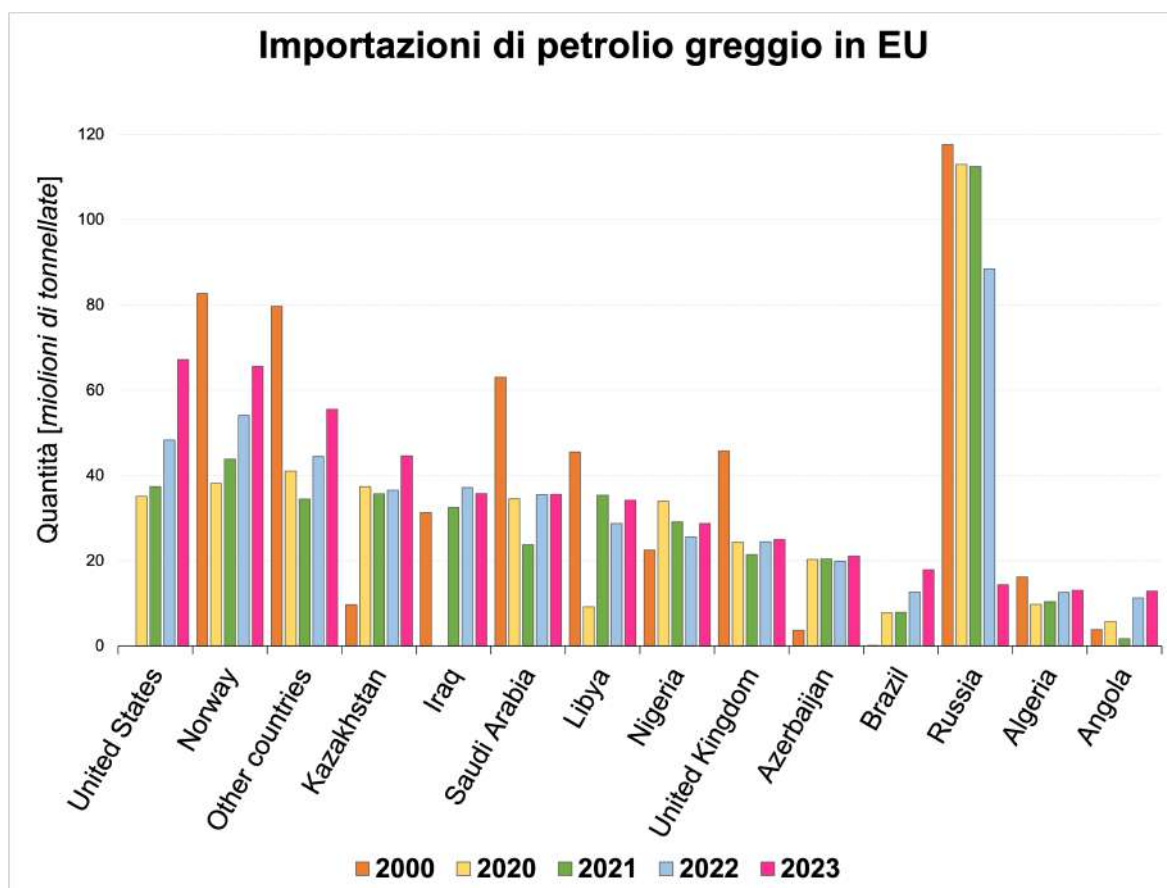
Per far fronte alla diminuzione delle forniture di greggio russo, l'Unione Europea ha intrapreso un piano di aumento delle importazioni di greggio proveniente principalmente da Stati Uniti, Norvegia e Kazakistan. Complessivamente, negli ultimi anni, si assiste inoltre ad una volontà nel prediligere aumenti nelle importazioni di greggio norvegese; infatti, sebbene la Norvegia sia geograficamente ubicata in Europa, non ha aderito al programma di Comunità Europea e pertanto viene considerata come Paese estero all'interno delle statistiche riportate da Eurostat.



Fonte: Eurostat

Figura 3.3: Dati di produzione di greggio nei Paesi UE

In ogni caso, la Norvegia non rappresenta al momento il principale fornitore di greggio dell'UE. Infatti, sebbene storicamente non abbiano mai rivestito un ruolo importante nelle importazioni di greggio, gli Stati Uniti a seguito della guerra in Ucraina sono diventati i principali fornitori di petrolio dell'Unione Europea. Queste forniture avvengono inevitabilmente facendo ricorso a navi petroliere, vista la difficile possibilità di realizzazione di una condotta di approvvigionamento diretto tra i due continenti. Inoltre, una dipendenza così marcata da un unico Stato fornitore, pur in un contesto di apparente stabilità, mantiene l'Unione Europea esposta alle decisioni dell'amministrazione statunitense e alle possibili evoluzioni della politica interna degli Stati Uniti.



Fonte: Eurostat

Figura 3.4: Volumi di fornitura annua di greggio da parte di Paesi extra-UE

Complessivamente, così come per i dati di produzione, anche per le importazioni di greggio, nonostante si assista ad un aumento di 5,6 punti percentuali rispetto all'anno 2020 (anno durante il quale si era registrato il valore più basso nei 31 anni di serie storica analizzata), nel 2023 si registra un calo rispetto al periodo pre-Covid (nel 2019 le importazioni totali si attestavano infatti a 507,2 Mt).

Quindi, in accordo anche con quanto indicato nel report dell'Unione Europea con proiezione al 2050 [15], grazie alla diminuzione della quota di combustibili fossili nella domanda finale di energia, si potrà assistere a un leggero calo delle importazioni di petrolio greggio, che sarà però com-

pensato da un incremento delle importazioni di gas naturale e prodotti petroliferi. In ogni caso, nonostante le risorse interne all'UE si stiano esaurendo, il livello assoluto delle importazioni risulta in lieve calo.

Tuttavia, non sono disponibili in letteratura e nei documenti di scenario né previsioni quantitative sufficientemente robuste sulla reale entità del calo né, soprattutto, indicazioni univoche circa la sua distribuzione tra i diversi Paesi fornitori di risorse strategiche.

Inoltre, nonostante l'avanzare dei progetti di transizione energetica verso fonti maggiormente sostenibili e rinnovabili, l'idea di un possibile abbandono del petrolio e dei derivati idrocarburici quale fonte di energia risulta, nel breve periodo, ancora una visione piuttosto ideologica e spesso addirittura irrealistica.

Occorre infatti ricordare come i combustibili fossili non rappresentino esclusivamente carburanti per auto e fonti energetiche per le centrali elettriche, ma costituiscono la base di intere filiere industriali. Tali materiali trovano infatti applicazione nella realizzazione di infrastrutture stradali, in cui si fa uso di bitume, un derivato della raffinazione del petrolio, nel settore petrolchimico e di produzione di materie plastiche, nonché nell'industria chimica, dove il petrolio ed i suoi derivati sono usati per produrre lubrificanti, cere, fertilizzanti, pesticidi e persino prodotti farmaceutici.

Il processo di transizione verso l'abbandono dei combustibili fossili sarà dunque inevitabilmente lungo e complesso e, pertanto, nel breve termine non è possibile prendere in considerazione una sostituzione rapida del petrolio greggio senza accettare al contempo ingenti danni sullo sviluppo economico mondiale.

Stato dell'arte delle infrastrutture esistenti

Prima di proporre soluzioni di trasporto alternative rispetto a quelle attuali, nel presente capitolo si approfondisce il tema dei sistemi di condotte petrolifere che attualmente collegano porzioni della Penisola Arabica con porti di carico di navi petroliere o altri Stati acquirenti di greggio.

Si farà inoltre riferimento alle infrastrutture petrolifere che attualmente collegano l'Italia e, più in generale, l'Europa con Stati del Nord Africa. La mappatura delle reti di oleodotti attualmente esistenti permetterà di valutare la possibilità di un eventuale collegamento con le reti dell'area medio-orientale, qualora possibile, al fine di garantire un trasporto di greggio via condotta diretto dalle aree di produzioni sino al continente europeo.

Inoltre, la conoscenza delle caratteristiche e delle criticità delle infrastrutture già esistenti permetterà di verificare la fattibilità tecnica di un loro utilizzo come soluzione alternativa, parziale o totale, al problema dell'approvvigionamento europeo di petrolio greggio.

4.1 Oleodotti esistenti nell'area del Golfo

Con riferimento alla rete di oleodotti presenti nell'area del Golfo Persico, le due principali infrastrutture, note con i nomi di "*Oleodotto East-West*" e "*Oleodotto Habshan-Fujairah*", collegano rispettivamente l'area del Golfo Persico al Mar Rosso e l'area degli Emirati Arabi Uniti al Golfo dell'Oman. La prima soluzione permette il by-pass degli Stretti di Hormuz e di Bab el-Mandeb, mentre la seconda garantisce il by-pass del solo Stretto di Hormuz.

Oleodotto East-West

Più in dettaglio, la prima infrastruttura, nota anche con il nome di "*Petroline*," si estende per circa 750 miglia terrestri, ovvero 1200 km, e collega i giacimenti di Abqaiq, nella provincia orientale dell'Arabia Saudita, al porto di Yanbu, a circa 300 km a nord di Jeddah, sul Mar Rosso. L'infrastruttura è di proprietà di Saudi Aramco, una compagnia nazionale saudita di idrocarburi che rappresenta il più grande produttore di petrolio al mondo.

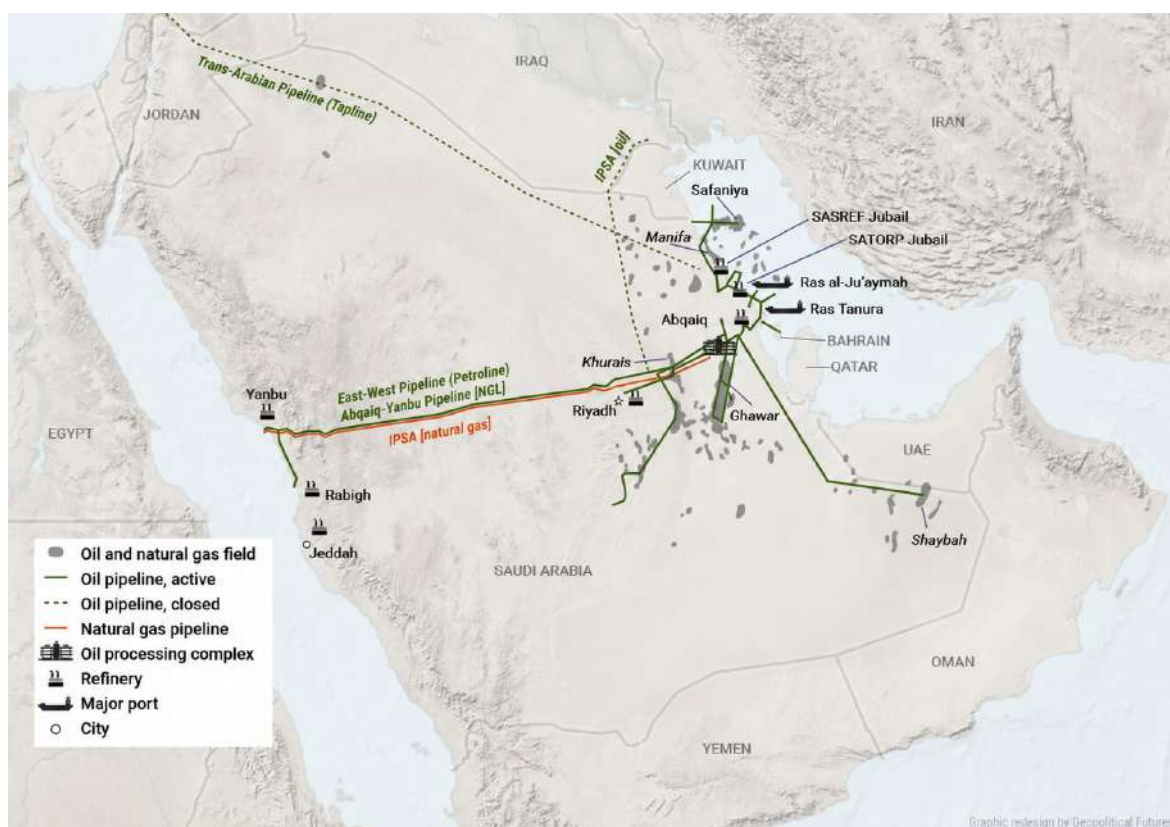
La realizzazione dell'opera risale al 1981 quando, durante la guerra tra Iran ed Iraq, l'Arabia Saudita avvertì il problema legato alla vulnerabilità strategica del passaggio attraverso lo Stretto di Hormuz.

La capacità iniziale dell'oleodotto era pari a 1,85 milioni di barili al giorno, espandibili a 3,7 milioni. Tale opera, nel corso degli anni, ha successivamente subito lavori di ampliamento mirati ad aumentarne la capacità di trasporto, sino a raggiungere una capacità di 5 milioni di barili.

Nel 2019, a seguito di attacchi all'infrastruttura da parte dei gruppi Houthi, seguiti da lavori di riparazione, Saudi Aramco ha convertito la condotta parallela destinata al trasporto di gas naturale in condotta per

4.1. OLEODOTTI ESISTENTI NELL'AREA DEL GOLFO

il trasporto di petrolio greggio, aumentando la capacità di emergenza a 7 milioni di barili al giorno. Quest'ultima portata, la cui sostenibilità nel tempo non è ancora stata testata, sta attualmente interessando l'infrastruttura, che lavora a pieno regime a partire dal marzo 2026 per aggirare il blocco imposto dal regime iraniano sullo Stretto di Hormuz.



Fonte: *Energy Information Administration (EIA)*

Figura 4.1: *Sviluppo dell'oleodotto East-West*

Attualmente l'oleodotto si compone di due condotte parallele, caratterizzate rispettivamente da diametri di 56 e 48 pollici (142 e 122 cm) e dispone di 11 stazioni di pompaggio e 11 serbatoi di stoccaggio da 1 milione di barili ciascuno.

Nonostante l'elevata capacità dell'oleodotto, Aramco ha però dichiarato che circa 2 dei 7 milioni di barili giornalieri sono destinati a raffinerie

4.1. OLEODOTTI ESISTENTI NELL'AREA DEL GOLFO

domestiche ubicate sulla costa occidentale dell'Arabia Saudita.

Dunque, la capacità realmente disponibile al trasporto di petrolio greggio destinato all'export risulta intorno ai 5 milioni di barili al giorno.

Oleodotto Habshan-Fujairah

L'oleodotto Habshan-Fujairah, noto anche con il nome di "*Abu Dhabi Crude Oil Pipeline*" (ADCOP), si estende invece per circa 380 km, dei quali 14 km si sviluppano off-shore. Tale condotta, molto meno estesa rispetto alla prima soluzione, collega il campo petrolifero onshore di Habshan, nella parte sud-occidentale dell'emirato di Abu Dhabi, con il terminale portuale di Fujairah, nel Golfo dell'Oman.

La realizzazione di tale infrastruttura iniziò nel marzo del 2008, su commissione dell'International Petroleum Investment Company (società controllata dal governo di Abu Dhabi), ed entrò in funzione nel luglio del 2012.

La principale motivazione che spinse alla realizzazione di una simile opera risiedeva nell'esigenza di individuare una via di trasporto alternativa in grado di ridurre la dipendenza strategica del passaggio di petrolio greggio attraverso lo Stretto di Hormuz.

L'oleodotto è caratterizzato da una capacità attuale di 1,5 milioni di barili al giorno e dispone di una condotta principale da 48 pollici (circa 122 cm). Esso rappresenta dunque una valida soluzione per aggirare lo Stretto di Hormuz senza incorrere direttamente nelle vulnerabilità ad esso associate; tuttavia, la sua capacità risulta estremamente ridotta rispetto alla domanda di trasporto giornaliera che caratterizza lo stretto.

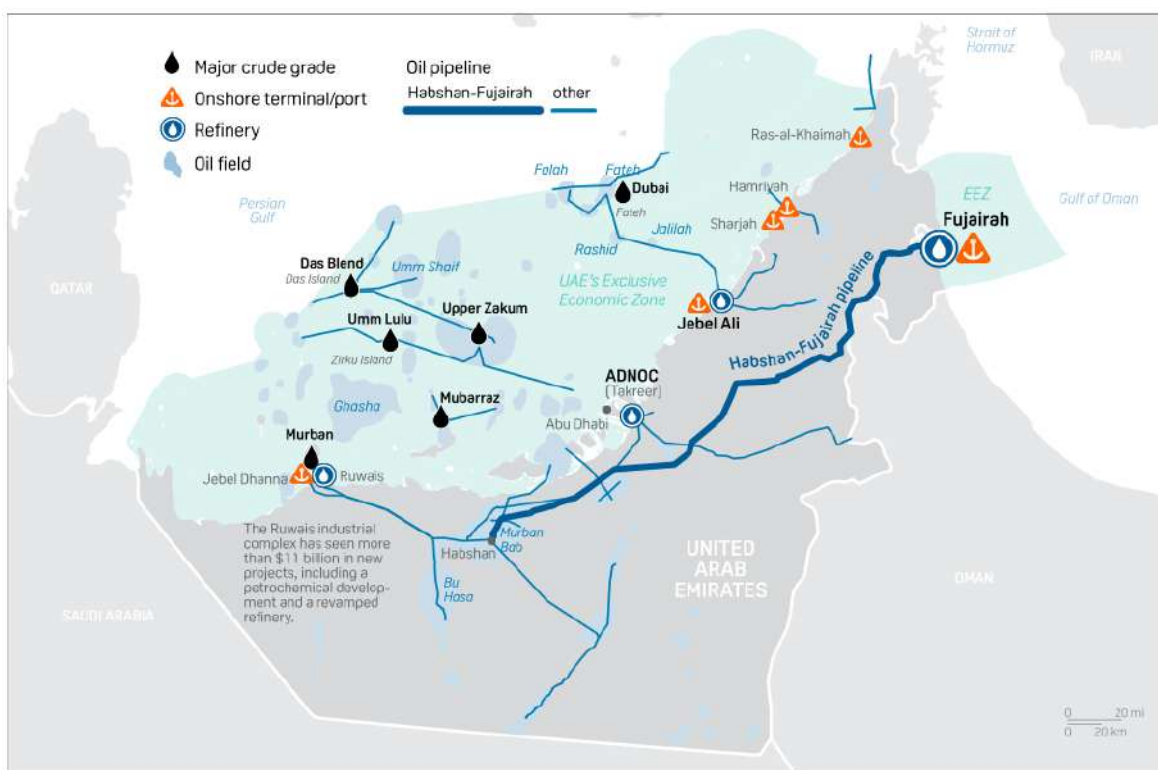
4.1. OLEODOTTI ESISTENTI NELL'AREA DEL GOLFO

Per garantire il corretto funzionamento della condotta sono presenti due stazioni di pompaggio:

- una stazione di pompaggio principale a Habshan, dotata di serbatoi di accumulo e di sicurezza, pompe principali e pompe di sovralimentazione a comando elettrico;
- una stazione di pompaggio intermedia a Sweihen, dotata di serbatoi di sicurezza, pompe principali a comando elettrico e bypass della stazione.

Il terminale petrolifero, che non rappresenta però una stazione di pompaggio, è ubicato a Fujairah ed è dotato di serbatoi di stoccaggio e di sicurezza, pompe di trasferimento a comando elettrico, sistemi di controllo della pressione e vari sistemi ausiliari.

Si contano, infine, 10 stazioni di valvole di linea.



Fonte: S&P Global Commodity Insights

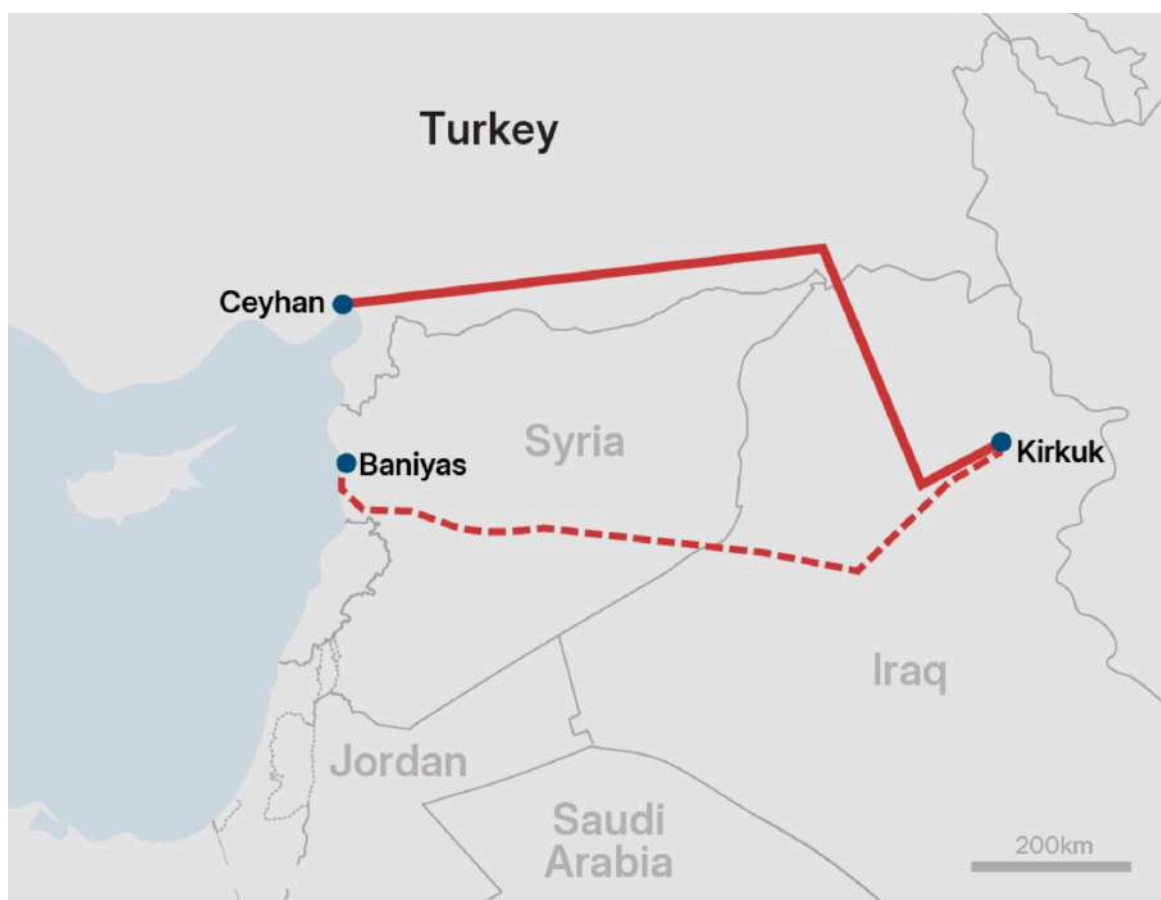
Figura 4.2: Sviluppo dell'oleodotto Habshan-Fujairah (ADCOP)

4.1. OLEODOTTI ESISTENTI NELL'AREA DEL GOLFO

Oleodotti secondari

A lato dei due oleodotti principali, si contano inoltre altri due oleodotti secondari, conosciuti rispettivamente con i nomi di "*Oleodotto Kirkuk-Ceyhan*" e "*Oleodotto Kirkuk-Baniyas*". Entrambi hanno origine nel nord dell'Iraq e connettono l'enorme giacimento di Kirkuk con porti sul Mar Mediterraneo; più in particolare l'oleodotto Kirkuk-Ceyhan si estende fino al porto di Ceyhan, sulle coste turche, e ha una capacità pari a circa 500.000 barili/giorno.

Tale infrastruttura risulta tuttavia caratterizzata da una cronica fragilità ed è spesso oggetto di interruzioni legate a dispute politiche e problemi di sicurezza.



Fonte: *The National News*

Figura 4.3: *Sviluppi dei principali oleodotti Kirkuk-Ceyhan e Kirkuk-Baniyas*

4.1. OLEODOTTI ESISTENTI NELL'AREA DEL GOLFO

L'oleodotto Kirkuk-Baniyas connette invece il giacimento di Kirkuk con la città portuale Baniyas, in Siria. Tale infrastruttura è andata però in contro a un parziale abbandono a partire dalla prima guerra del Golfo, seguito poi da una totale dismissione a seguito della seconda guerra del Golfo e Primavera Araba. Pertanto, attualmente, tale opera risulta in rovina e necessiterebbe di importanti investimenti per poter tornare operativa. È però doveroso rimarcare come il Paese di arrivo di questo oleodotto, la Siria, sia anch'esso ciclicamente interessato da terremoti geopolitici.

Infine, è importante citare un altro oleodotto ormai dismesso che ha però ricoperto in passato un ruolo fondamentale: il *Trans-Arabian Pipeline*, noto anche con il nome di TAP.

Tale infrastruttura rappresentava l'oleodotto più grande al mondo ai tempi della sua inaugurazione, avvenuta nel 1950, ed era proprio stata pensata per il trasporto di petrolio greggio verso i mercati europei.

L'oleodotto attraversava il Regno dell'Arabia Saudita procedendo da est verso nord, fino a raggiungere la città di Sidone, in Libano; più precisamente, l'infrastruttura raccoglieva il petrolio estratto da diversi giacimenti sauditi, attraversava i deserti dell'Arabia Saudita settentrionale sino a raggiungere la Giordania; da qui proseguiva in direzione nord-ovest, attraverso la Siria meridionale, per terminare infine in Libano.

Il TAP si sviluppava per circa 1200 km e raggiungeva un'altitudine di 907 m slm in Arabia Saudita; era inoltre collegato ad una condotta secondaria di circa 500 km che connetteva i vari giacimenti petroliferi sauditi di proprietà di Saudi Aramco, azienda proprietaria anche dell'oleodotto.

Il sistema, formato da due condotte parallele, raggiungeva una capacità pari a circa 500.000 barili al giorno. Tuttavia, ancora prima della sua dismissione, avvenuta nel 1990, il TAP fu fermato più volte: nei primi

4.1. OLEODOTTI ESISTENTI NELL'AREA DEL GOLFO

anni '70, durante la guerra civile libanese, fu sabotato e rimase in funzione solo ad intermittenza.

Successivamente, anche a causa dell'aumento dei costi operativi e della crescente concorrenza di trasporto svolta dalle superpetroliere, l'oleodotto cadde gradualmente in disuso, sino alla completa dismissione nel 1990, in concomitanza dell'inizio della Guerra del Golfo.

Tale infrastruttura, considerando le problematiche geopolitiche attuali, avrebbe sicuramente potuto rappresentare una valida alternativa di trasporto del greggio direttamente verso il Mar Mediterraneo e, di conseguenza, verso i Paesi europei. Purtroppo, però, l'ipotesi di un ripristino della funzionalità nel breve periodo risulta alquanto irrealistica dal momento che l'infrastruttura appare ormai obsoleta e risulta in parte smantellata.

Inoltre, tale oleodotto, anche funzionante, passerebbe attraverso Paesi potenzialmente molto instabili geopoliticamente, come la Siria e il Libano, e sarebbe pertanto esposto ad altre rilevanti vulnerabilità di natura politica e di sicurezza.

Complessivamente, le principali caratteristiche e le relative criticità delle infrastrutture petrolifere attualmente presenti nell'area del Golfo Persico, utilizzabili come percorsi alternativi nella catena di approvvigionamento di greggio verso il continente europeo, sono riassunte in *Tabella 4.1*.

4.1. OLEODOTTI ESISTENTI NELL'AREA DEL GOLFO



Figura 4.4: *Sviluppi dei principali oleodotti presenti nell'area del Golfo Persico*

In ogni caso, al momento, se anche tutte le condotte di aggiramento lavorassero alla massima capacità operativa, il volume complessivo movimentato sarebbe comunque inferiore alla quantità di greggio che attraversa lo Stretto di Hormuz quotidianamente (circa 20 milioni di barili/giorno).

Inoltre, non tutti gli oleodotti esistenti risultano efficaci a servire l'interessa dei mercati globali: come già accennato, ad esempio, per il rifornimento del mercato asiatico, che rappresenta il principale mercato di

4.1. OLEODOTTI ESISTENTI NELL'AREA DEL GOLFO

Rotta/Oleodotto	Capacità [barili/giorno]	Caratteristiche	Stato attuale e Criticità
Stretto di Hormuz	~20.000.000	-	Bloccato per motivi geopolitici, rischio mine e droni
East-West Petrolina (Arabia Saudita)	~7.000.000	2 condotte parallele (diametri: 142 e 122 cm)	Operativo, ma capacità insufficiente e sfocia nel Mar Rosso (vulnerabilità non completamente eliminate)
Habshan-Fujaira (Emirati Arabi Uniti)	~1.500.000	1 condotta (diametro: 122 cm)	Operativo, ma capacità bassa e facilmente soggetto ad attacchi terroristici
Kirkuk-Ceyhan (Iraq-Turchia)	~500.000	-	Operatività discontinua, facile bersaglio di attacchi e capacità estremamente bassa
Kirkuk-Baniyas (Iraq-Siria)	ND (in disuso)	-	Inutilizzabile, necessità di ricostruzione totale
Trans-Arabian Pipeline (Arabia Saudita-Libano)	ND (in disuso)	2 condotte parallele (diametri: 76 e 79 cm)	In disuso dal 1990, necessita di importanti interventi di ricostruzione; passaggio attraverso Paesi politicamente instabili

Tabella 4.1: *Caratteristiche delle principali infrastrutture petrolifere nell'area del Golfo*

esportazione del petrolio greggio, le uniche infrastrutture utilizzabili per sviluppo spaziale sarebbero gli oleodotti East-West e Habshan-Fujairah, i quali, oltre a non risolvere completamente tutte le vulnerabilità, risultano caratterizzati da una capacità complessiva insufficiente a soddisfare la domanda totale.

Facendo riferimento al mercato europeo che, come illustrato nel *Paragrafo 3.2*, rappresenta circa il 10% delle esportazioni totali, è ragionevole ritenere che la capacità degli oleodotti ad esso destinata sia proporzio-

4.1. OLEODOTTI ESISTENTI NELL'AREA DEL GOLFO

nale a tale incidenza. In prima approssimazione, la capacità di trasporto riservata al continente europeo può dunque essere assunta pari al 10% della capacità totale delle infrastrutture esistenti.

Con tale ipotesi, considerando le due infrastrutture maggiormente predisposte per sviluppo geografico a servire il mercato europeo, ovvero gli oleodotti East-West e Kirkuk-Ceyhan, si evince come la capacità complessiva delle due infrastrutture destinata al soddisfacimento della domanda europea risulti insufficiente: considerando infatti il 10% della capacità complessiva dei due oleodotti, pari a 7,5 milioni di barili al giorno, si ricava un valore per l'offerta di trasporto di circa 750.000 barili al giorno, valore che si discosta di circa il 50% dai dati di domanda del mercato europeo riportati nel *Paragrafo 3.2*.

4.2 Infrastrutture in Nord Africa e Mediterraneo

Nonostante una quota significativa delle importazioni europee di petrolio greggio provenga da Paesi africani quali Libia, Nigeria e Algeria, il trasporto verso l'Europa avviene esclusivamente per mezzo di navi petroliere in partenza dai principali porti nord africani e dirette verso le diverse destinazioni europee.

Allo stato attuale, non esistono infatti oleodotti di collegamento diretto tra i due continenti.

Il Nord Africa rappresenta inoltre un importante fornitore di gas naturale per l'Europa; in particolare, a seguito della guerra in Ucraina, il suo contributo nelle forniture è aumentato sino a raggiungere circa il 12,8% delle importazioni complessive, secondo quanto indicato dal Consiglio dell'Unione Europea [16].

Per quanto concerne il settore del gas naturale, a differenza della catena di approvvigionamento del greggio, le principali forniture avvengono tramite gasdotti che collegano in modo diretto il Nord Africa ad alcuni dei Paesi europei (tipicamente Italia e Spagna).

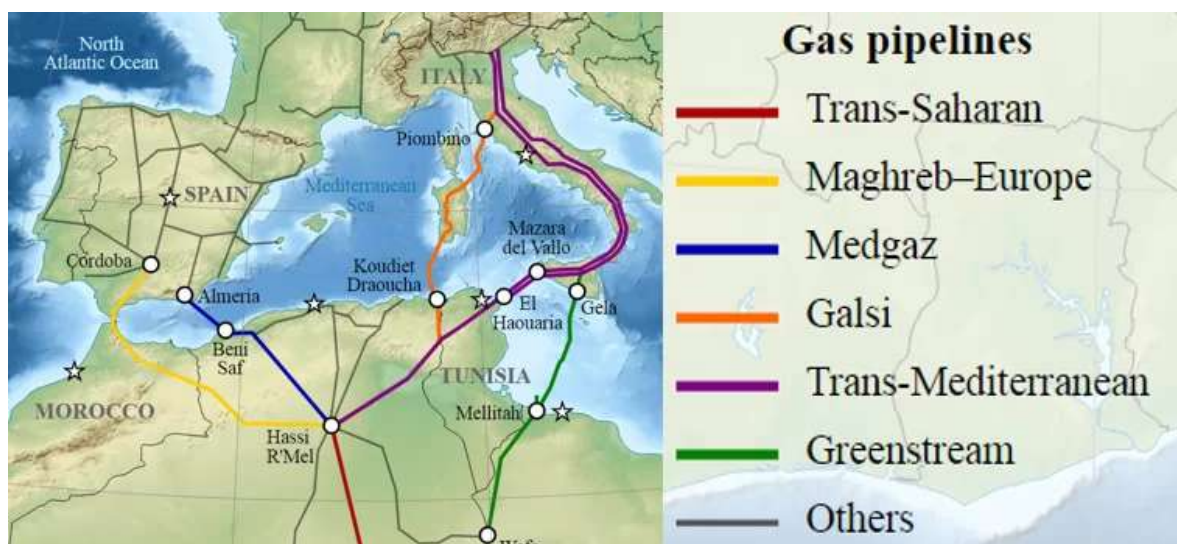
Come mostrato in *Figura 4.5*, esiste infatti una fitta rete di gasdotti sottomarini che attraversano il Mar Mediterraneo e consentono il trasporto diretto del gas naturale dai principali Paesi produttori nordafricani ai mercati europei, garantendo continuità e sicurezza degli approvvigionamenti.

Più nel dettaglio, è possibile individuare tre gasdotti di collegamento con l'Italia e due con la Spagna.

Per il collegamento con l'Italia, l'attraversamento del Mar Mediterraneo avviene prevalentemente in corrispondenza dello "Stretto di Sicilia", ov-

4.2. INFRASTRUTTURE IN NORD AFRICA E MEDITERRANEO

vero un braccio di mare lungo circa 145 km che separa la Sicilia dalla Tunisia; non è casuale che la maggior parte dei gasdotti di collegamento con l'Italia passino per tale area: questo tracciato consente infatti di minimizzare la distanza tra le coste nordafricane e il territorio italiano, riducendo di conseguenza la lunghezza del tratto sottomarino dell'infrastruttura. Inoltre lo Stretto di Sicilia risulta caratterizzato da profondità più contenute e morfologie più favorevoli per la posa e la successiva gestione delle infrastrutture sottomarine rispetto alle altre porzioni del Mar Mediterraneo.



Fonte: Istituto Analisi Relazioni Internazionali (IARI)

Figura 4.5: Sviluppo dei principali gasdotti che collegano il nord Africa con l'Europa

Complessivamente, considerando sia i gasdotti operativi che quelli in fase progettuale, le infrastrutture di collegamento con l'Europa sono 5; più in particolare, prendono il nome di:

- **Trans-Mediterraneo** (noto anche come "*TransMed*"): collega l'Algeria con l'Italia, passando per la Tunisia e approdando a Mazara

4.2. INFRASTRUTTURE IN NORD AFRICA E MEDITERRANEO

del Vallo, in Sicilia; da questo punto, il gasdotto si collega alla rete nazionale di trasporto del gas naturale, raggiungendo un'estensione complessiva superiore ai 2.000 km. La sua realizzazione risale alla seconda metà degli anni '70; con interventi di potenziamento successivi, la capacità di trasporto annua risulta, ad oggi, pari a circa 30–33 miliardi di metri cubi.

- **Greenstream:** collega la Libia all'Italia e rappresenta una tra le più importanti fonti di approvvigionamento di gas naturale. Tale gasdotto si estende per circa 520 km, approdando a Gela, in Sicilia, dove poi si connette alla rete di trasporto nazionale. Si compone di una sola condotta e la sua entrata in servizio risale al 2004. La capacità attuale si attesta intorno a 8 miliardi di metri cubi annui, eventualmente incrementabili fino a 11 miliardi.
- **Galsi** (acronimo di "Gasdotto Algeria Sardegna Italia"): è un progetto infrastrutturale destinato all'importazione di gas naturale dall'Algeria all'Italia, attraverso la Sardegna. La prima bozza di progetto risale al 2003 ma, allo stato attuale, nonostante diverse volte sia stato preso nuovamente in considerazione, il progetto risulta ancora fermo. Il gasdotto si svilupperebbe per circa 830 km, fino a raggiungere Piombino, e dovrebbe essere caratterizzato da una capacità di trasporto di circa 8 miliardi di metri cubi annui.
- **Medgaz:** è un gasdotto che collega direttamente l'Algeria alla Spagna; si estende per circa 757 km ed è caratterizzato da una capacità di trasporto pari a circa 10 miliardi di metri cubi annui. Il progetto risale al 2001, ma l'opera fu poi inaugurata nel 2008. Nel corso degli anni, tale oleodotto è stato oggetto di interventi di ampliamento.

4.3. RUOLO CENTRALE DELL'ITALIA COME HUB VERSO L'EUROPA

- **Maghreb-Europa:** con un'estensione di circa 1400 km, questo oleodotto connette l'Algeria alla Spagna, passando attraverso il Marocco. L'infrastruttura è stata realizzata nel 1996 ed è rimasta attiva fino al 2021, trasportando circa 10 miliardi di metri cubi all'anno. A seguito della rescissione del contratto tra autorità algerine e marocchine, l'Algeria esporta il naturale verso la Spagna solo attraverso il gasdotto Medgaz.

La panoramica sulle principali infrastrutture di approvvigionamento esistenti permette di individuare quali possano essere i corridoi di attraversamento maggiormente predisposti alla posa di nuove infrastrutture, considerando ad esempio le caratteristiche morfologiche e batimetriche del Mar Mediterraneo.

Nel caso di realizzazione di un oleodotto di collegamento dell'Europa con i Paesi del Golfo è possibile prendere in considerazione un affiancamento ad infrastrutture esistenti, quali il gasdotto Greenstream al fine di poter effettuare l'attraversamento del Mar Mediterraneo in corrispondenza dello Stretto di Sicilia, come già descritto nel *Sotto-paragrafo 2.3.2.*

4.3 Ruolo centrale dell'Italia come hub verso l'Europa

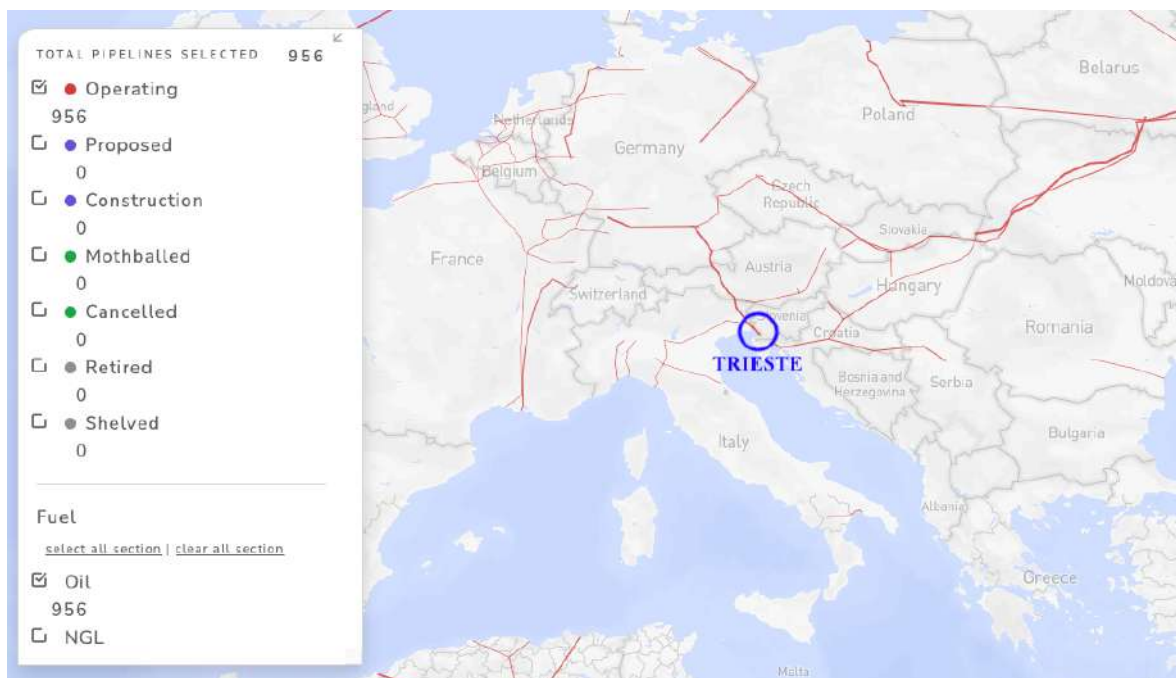
Nell'ipotesi di collegamento diretto del continente europeo con i Paesi fornitori di petrolio greggio ubicati nell'area medio-orientale, diventa di rilevante importanza il ruolo che l'Italia potrebbe ricoprire all'interno della catena di distribuzione del greggio verso gli altri Stati europei.

Più precisamente, prendendo in considerazione sia un collegamento per

4.3. RUOLO CENTRALE DELL'ITALIA COME HUB VERSO L'EUROPA

mezzo di navi petroliere in grado di percorrere la tradizionale rotta attraverso lo stretto di Suez sia valutando il possibile tracciato di un oleodotto di collegamento diretto, l'Italia, insieme alla Grecia, potrebbero ragionevolmente rappresentare i "porti" di ingresso verso tutti gli altri Stati dell'Unione Europea.

Allo stato attuale delle infrastrutture petrolifere europee, la città portuale maggiormente predisposta alla ricezione di forniture dirette di petrolio risulta essere Trieste. Da tale città ha infatti origine l'oleodotto "Transalpino", conosciuto anche con l'acronimo "TAL" ("Transalpine Pipeline"), che rappresenta un'infrastruttura energetica di primaria importanza all'interno dell'economia europea; quest'opera conta un'estensione di 753 km e collega il porto di Trieste con l'Europa centrale, provvedendo al fabbisogno petrolifero di Austria (90%), Repubblica Ceca (50%) e Germania meridionale (100%).



Fonte: *Global Energy* (Monitor interattivo)

Figura 4.6: *Sviluppo dei principali oleodotti operativi nell'Unione Europea*

4.3. RUOLO CENTRALE DELL'ITALIA COME HUB VERSO L'EUROPA

Attualmente il porto di Trieste viene già sfruttato come punto di approdo di petroliere e, come riportato sul sito ufficiale dell'azienda che gestisce il TAL, nel 2024 le navi petroliere accolte hanno superato un nuovo record, raggiungendo il valore di 423.

Al contrario, la Grecia non rappresenta un valido punto di ingresso di greggio destinato alla Comunità Europea in quanto non dispone di infrastrutture di collegamento con altri Stati e con l'area centrale dell'Europa.

Quindi, nel caso di implementazione di una condotta petrolifera diretta dall'area del Golfo Persico, il porto di Trieste risulta al momento il più organizzato sul Mar Mediterraneo a gestire un simile flusso di greggio.

In ogni caso, qualora si intendesse sfruttare il suddetto porto come principale via di ingresso del petrolio greggio verso l'Unione Europea, risulta necessario valutare l'implementazione e la realizzazione di ulteriori sistemi di trasporto all'interno dell'Unione stessa. Attualmente, infatti, come mostrato in *Figura 4.6*, non esistono infrastrutture di collegamento sufficientemente estese in grado di connettere tra loro i principali Stati membri.

Dal momento tuttavia che tale valutazione esula dai principali obiettivi del presente lavoro, ci si limita a considerare come destinazione del trasporto di greggio il primo Paese membro di attracco delle petroliere o arrivo di un eventuale oleodotto, senza addentrarsi nei dettagli del successivo smistamento delle materie prime all'interno dei vari Stati aderenti all'Unione Europea.

Modalità di trasporto attuale: petroliere

Facendo riferimento alle modalità di trasporto del greggio destinato al mercato europeo nel periodo precedente allo scoppio del conflitto in Iran nel marzo 2026 e al conseguente blocco dello Stretto di Hormuz, il presente capitolo analizza le principali caratteristiche e le emissioni associate al trasporto marittimo.

Come già accennato, si può ragionevolmente assumere che la quota prevalente del greggio esportato dai Paesi del Golfo Persico verso l'Europa venga trasportata via mare mediante petroliere.

Per mancanza di fonti affidabili che riportino percentuali consolidate di utilizzo delle infrastrutture alternative di trasporto terrestre, caratterizzate in ogni caso da capacità limitate, si ritiene opportuno trascurare la parte di greggio trasportata facendo uso delle suddette infrastrutture.

Per il calcolo delle emissioni legate al mero trasporto marittimo, si assume che la tratta di trasporto del greggio abbia origine dall'area del Golfo Persico ed abbia fine in prossimità del porto di Trieste.

Al fine di garantire condizioni omogenee di confronto tra le alternative di trasporto marittimo e via condotta, si assume come punto di arrivo un porto situato nel Mar Mediterraneo e si trascurano le maggiori distanze percorse da alcune petroliere dirette verso i porti del Nord Europa.

Tale semplificazione metodologica risulta comunque coerente con una prospettiva di medio-lungo periodo, nella quale il bacino del Mediterraneo potrebbe assumere un ruolo sempre più rilevante come punto di ingresso per materie prime ed energia all'interno del contesto europeo.

5.1 Tipologia del naviglio impiegato

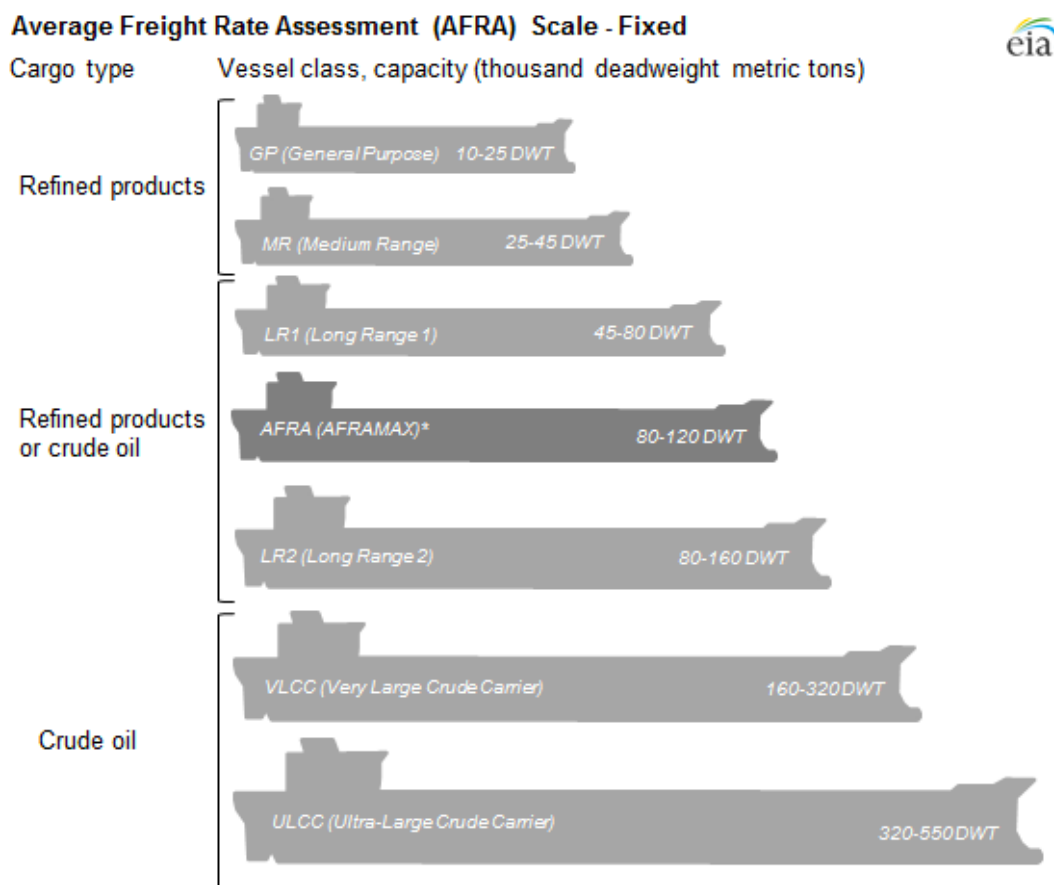
Il naviglio marittimo globale è composto da una varietà molto estesa di tipologie di navi; le diverse imbarcazioni si differenziano in base alle caratteristiche della merce trasportata, ai volumi, al pescaggio, alla possibilità di attracco nei vari porti mondiali e a molteplici altri fattori.

Più nel dettaglio, per quanto concerne l'ambito delle navi petroliere, ovvero delle imbarcazioni cisterna adibite al trasporto di petrolio greggio (propriamente dette "petroliere" o "tanker") o di prodotti derivati, vige una particolare classificazione che permette di standardizzare i costi dei noli e di determinare la capacità delle navi di accedere ai porti o di attraversare determinati stretti e canali.

Questa classificazione del naviglio destinato al trasporto petrolifero è stato istituito nel 1954 dalla Royal Dutch Shell, una delle più grandi multinazionali energetiche e petrolifere al mondo, ed è supervisionato dal London Tanker Brokers' Panel (LTBP), un gruppo indipendente di broker marittimi.

Il suddetto sistema di classificazione prende il nome di "AFRA" ("Average Freight Rate Assessment") e prevede una suddivisione delle petroliere in base alla loro capacità di carico, espressa in tonnellate metriche (DWT), inclusiva di carburante ed equipaggio.

5.1. TIPOLOGIA DEL NAVIGLIO IMPIEGATO



Nota: AFRAMAX non è una classificazione ufficiale sulla scala AFRA ma è qui mostrata per comparazione

Fonte: U.S. Energy Information Administration, London Tanker Brokers' Panel

Figura 5.1: Classificazione AFRA delle navi petroliere

Come indicato in *Figura 5.1*, alla base della scala AFRA si individuano le petroliere "General Purpose" (GP) e "Medium Range" (MR), che sono utilizzate generalmente per il trasporto di soli prodotti petroliferi raffinati su distanze relativamente brevi. Tali tipologie di petroliere non sono invece utilizzate per il trasporto di petrolio greggio principalmente per ragioni economiche e strutturali.

A queste due prime tipologie seguono le navi "Long Range" (LR), che rappresentano le imbarcazioni più diffuse al mondo, spesso utilizzate sia per il trasporto di prodotti raffinati che di petrolio greggio.

5.1. TIPOLOGIA DEL NAVIGLIO IMPIEGATO

Poiché la tipologia LR include tutte le navi da 45.000 sino 160.000 tonnellate metriche di portata lorda, essa comprende tipologie di naviglio molto eterogenee. Per riferirsi più precisamente ad una parte consistente del naviglio generalmente usato per il trasporto di greggio, si fa spesso riferimento ad una sotto-categoria, non propriamente appartenente alla classificazione AFRA, nota con il nome di "AFRAMAX". Questa categoria comprende le navi Long Range con capacità comprese tra 80.000 e 120.000 tonnellate.

Tra la fine degli anni '60 e l'inizio degli anni '70, con il dilagare del fenomeno noto con il nome di "*gigantismo navale*", la classificazione AFRA è stata estesa e sono state aggiunte due nuove categorie: le classi VLCC e ULCC.

Le Very Large Crude Carrier (VLCC) sono superpetroliere che possono anche raggiungere valori di portata pari a 2,2 milioni di barili di greggio. Considerando ad oggi (Aprile 2026) un prezzo del Brent pari a circa 110 dollari/barile, si evince come il controvalore della merce trasportata da una VLCC si attesti intorno ai 240 milioni di dollari. Esse sono utilizzate principalmente per il trasporto di greggio su lunghe distanze ma, data la loro stazza, non transitano nei canali di Suez e Panama.

Infine, le ULCC sono petroliere di dimensioni e portata ancora superiori alle VLCC che, date le loro dimensioni, richiedono strutture e porti di attracco specializzati.

Con riferimento alle tipologie di navi cisterna utilizzate tipicamente lungo la rotta Paesi del Golfo → Mar Mediterraneo, è possibile assumere che la tipologia maggiormente utilizzata sia quella denominata "Suezmax", come indicato dalla corporazione inglese di assicurazione Lloyd's [17].

Le navi cisterna Suezmax sono petroliere di dimensioni medio-grandi,

5.2. NUMERO STIMATO DI VIAGGI/ANNO PER LA ROTTA GOLFO → EUROPA

che si collocano tra le classi Aframax e le VLCC. Esse sono caratterizzate da una portata compresa tra 120.000 e 200.000 DWT e la loro denominazione deriva dal fatto che esse rappresentano le navi più grandi in grado di transitare attraverso il Canale di Suez.

Tuttavia, sebbene la categoria "Suezmax" possa essere collocata dimensionalmente tra le fasce della classificazione AFRA, essa non rappresenta una voce distinta all'interno di tale classificazione. La scala AFRA adotta infatti una suddivisione basata su classi tariffarie dei noli marittimi, che non coincide esattamente con le classificazioni dimensionali comunemente utilizzate nel settore delle navi cisterna.

5.2 Numero stimato di viaggi/anno per la rotta Golfo → Europa

Definite le tipologie di navi cisterna nel paragrafo precedente, si passa ora ad analizzare il numero di viaggi annui necessari a garantire il soddisfacimento della domanda europea di greggio.

In particolare, per il calcolo in questione si fa riferimento a navi Suezmax, che rappresentano le imbarcazioni più utilizzate lungo la rotta considerata.

Poiché la capacità di tali navi varia in un intervallo compreso tra 120.000 e 200.000 DWT, non risulta realistico assumere che vengano impiegate esclusivamente petroliere caratterizzate dalla massima portata disponibile. Inoltre, diversi contributi presenti in letteratura indicano un valore di capacità pari a circa 160.000 DWT come rappresentativo della categoria. Per tali ragioni, nel presente lavoro si assume una portata media di progetto pari a 165.000 DWT, ottenuta incrementando di 5.000 DWT

5.2. NUMERO STIMATO DI VIAGGI/ANNO PER LA ROTTA GOLFO → EUROPA

il valore sopra citato, al fine di tenere conto dell'impiego di unità di più recente concezione e caratterizzate da capacità leggermente superiori.

Come indicato nell'articolo presente sul sito di EIA (U.S. Energy Information Administration) [18], siccome la capacità di trasporto di una nave include anche una quota di carico non pagante (come carburante ed equipaggio), l'effettivo carico utile si stima in genere pari al 90% della portata totale.

La portata utile in DWT viene inoltre convertita in barili utilizzando il fattore di conversione indicato nel bollettino annuale 2025 di OPEC, che indica un coefficiente medio pari a 7,33 barili per tonnellata metrica di greggio estratto.

Sulla base delle considerazioni precedenti, la tipologia e le caratteristiche in termini di carico utile della nave di progetto utilizzata per i calcoli successivi sono riportate in *Tabella 5.1*.

Tipologia	Portata lorda [DWT]	Portata utile [DWT]	Portata utile [barili]
SUEZMAX	165.000	148.500	1.088.505

Tabella 5.1: *Caratteristiche di portata della nave di progetto*

Dai report rilasciati annualmente dall'OPEC, è possibile ricostruire la serie storica delle esportazioni di greggio dai Paesi del Golfo verso l'Europa. Anche in questo caso si applicano le stesse limitazioni già evidenziate nel *Paragrafo 3.2*, per le quali vengono trascurati i contributi, quantitativamente marginali, di Bahrein, Oman e Qatar.

Il dato più aggiornato risale al 2025 e si riferisce all'esercizio del 2024. Pertanto, l'analisi della serie storica è condotta con riferimento al periodo 2014–2024 (inclusi).

5.2. NUMERO STIMATO DI VIAGGI/ANNO PER LA ROTTA GOLFO → EUROPA

Noti i volumi esportati e la capacità di trasporto media delle petroliere utilizzate, è possibile calcolare annualmente il numero di viaggi necessari a soddisfare la domanda. Tali risultati sono indicati in *Tabella 5.2*.

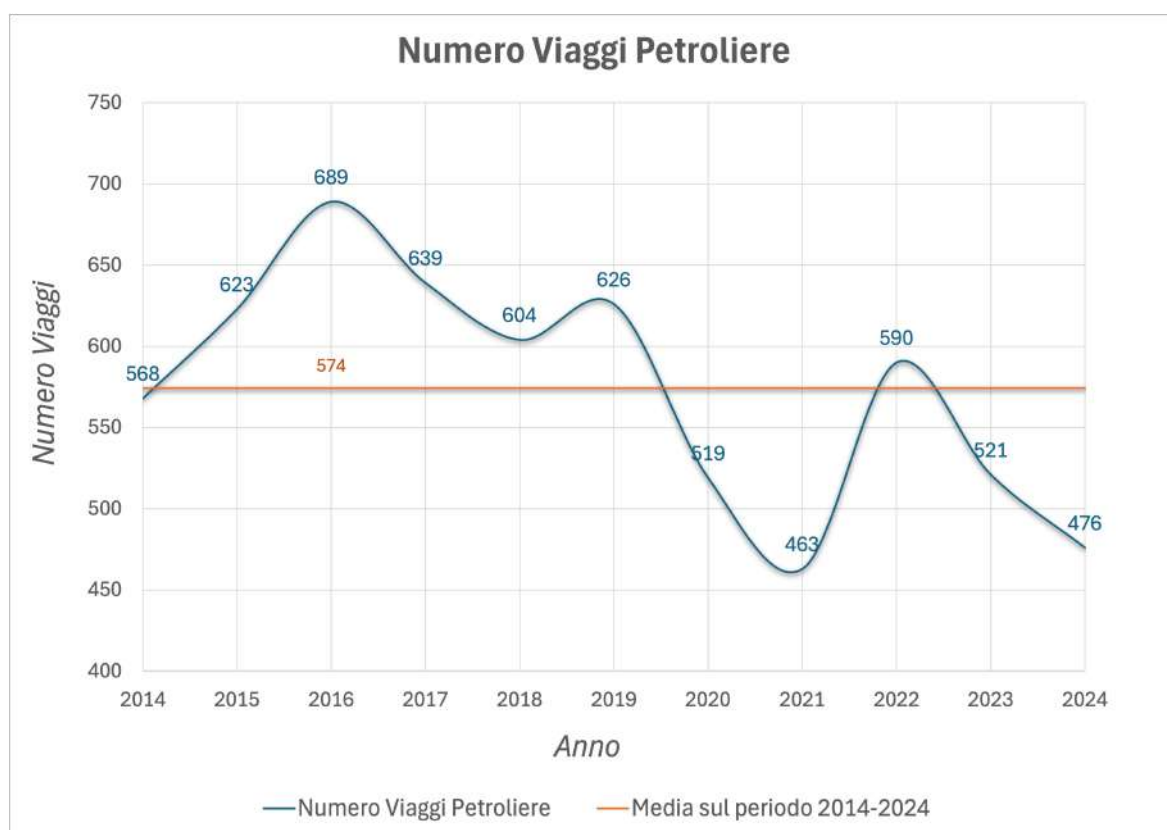
Anno	Export verso UE [10 ⁶ b/d]	Export verso UE [10 ⁶ b/y]	Viaggi petroliere [N/anno]
2014	1,7	617,9	568
2015	1,9	677,8	623
2016	2,1	749,0	689
2017	1,9	694,6	639
2018	1,8	657,4	604
2019	1,9	680,7	626
2020	1,5	564,7	519
2021	1,4	503,0	463
2022	1,8	641,7	590
2023	1,6	566,1	521
2024	1,4	517,9	476

Nota: il numero di viaggi necessari è calcolato facendo riferimento a navi Suezmax con capacità utile di carico pari a 1.088.505 barili di greggio. Il numero di giorni annuali è considerato pari a 365.

Tabella 5.2: Numero annuo di viaggi necessari a soddisfare la domanda europea

5.2. NUMERO STIMATO DI VIAGGI/ANNO PER LA ROTTA GOLFO → EUROPA

Dai dati riportati in forma tabellare, ma soprattutto dal grafico che mostra la variazione del numero di viaggi necessari, legati alla domanda di greggio, si evince come il trend generale delle importazioni di petrolio risulti tendenzialmente in calo. Tuttavia, come già evidenziato nel *Capitolo 3*, nel breve-medio termine non si prevede un ulteriore drastico calo delle importazioni di petrolio greggio in Europa in quanto non sono ancora disponibili, su larga scala, alternative in grado di sostituire efficacemente i derivati petroliferi.



Nota: il numero di viaggi necessari è calcolato facendo riferimento a navi Suezmax con capacità utile di carico pari a 1.187.460 barili di greggio.

Figura 5.2: Numero di viaggi necessari Golfo Persico → Europa

5.3. EMISSIONI DI CO₂EQ DEL TRASPORTO MARITTIMO

Dal grafico si può inoltre osservare il marcato calo delle importazioni negli anni 2020 e 2021, legato principalmente alla diffusione della pandemia di COVID-19. I provvedimenti restrittivi in termini di mobilità adottati dai vari Stati europei per fronteggiare l'emergenza sanitaria hanno infatti determinato un significativo decremento, seppur localizzato nel tempo, delle importazioni di petrolio greggio. Terminata l'emergenza COVID, si osserva infatti come i livelli di importazione registrino una rapida ripresa già nel 2022 e in un solo anno raggiungono nuovamente valori assolutamente confrontabili con quelli del 2019.

Il successivo calo del numero di viaggi necessari, e dunque della domanda di greggio, negli anni 2022 e 2023 può essere spiegato alla luce delle politiche europee atte alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento, con l'obiettivo di garantire la sicurezza energetica anche in caso di shock geopolitici. Come infatti riportato anche da Eurostat, nel 2023 e 2024 l'Unione Europea ha aumentato significativamente le importazioni di greggio soprattutto dagli Stati Uniti, Norvegia e Kazakistan, riducendo la quota di importazione di greggio medio-orientale.

5.3 Emissioni di CO₂eq del trasporto marittimo

Nota la domanda annua europea di greggio da soddisfare e il conseguente numero di viaggi richiesti e assunta come nave di progetto una petroliera appartenente alla categoria Suezmax, è possibile effettuare una stima preliminare delle emissioni di gas serra generate da tale tipo di trasporto. Più in particolare, si farà riferimento alle emissioni dei principali gas serra responsabili del riscaldamento globale, ovvero diossido di carbonio (CO₂), metano (CH₄) e protossido di azoto (N₂O); le emissioni di tali gas verranno ricondotte, mediante fattori di equivalenza, a emissioni

5.3. EMISSIONI DI CO_2EQ DEL TRASPORTO MARITTIMO

equivalenti di CO_2 , indicate rispettivamente come CO_{2eq} .

Per effettuare tale valutazione, l'iter metodologico è il seguente:

- 1) partendo dalle caratteristiche navali, mediante formule empiriche ampiamente consolidate, si ricavano la potenza massima e quella di esercizio necessarie a garantire l'avanzamento della nave di progetto;
- 2) ricavata la potenza e il relativo consumo specifico tipico dei motori marini, si calcola il consumo medio giornaliero di carburante;
- 3) nota la distanza della rotta tradizionale Golfo Persico → Mar Mediterraneo (attraverso il Mar Rosso), si calcola il numero approssimato di giorni di navigazione;
- 4) calcolato il consumo complessivo per la navigazione completa, mediante l'applicazione di fattori di emissione, si ricavano le emissioni di CO_{2eq} per singolo viaggio.

Sulla base di quanto riportato nel report di MAN Energy Solutions [19], leader globale nella fornitura di soluzioni per la propulsione marina, le petroliere Suezmax dispongono generalmente di sistemi di propulsione costituiti da motori diesel lenti a due tempi, con trasmissione diretta a un'elica a passo fisso (FPP - "*Fixed Pitch Propeller*"). L'impiego di eliche a passo variabile non rappresenta invece la configurazione tradizionalmente adottata per tale tipologia di navi.

Per quanto riguarda invece la velocità di progetto della categoria di navi in esame, si assume un valore dell'ordine di 15 nodi (≈ 28 km/h), pienamente compreso nell'intervallo 15 - 15,5 nodi tipicamente usato per navi petroliere di grandi dimensioni, quali le Suezmax.

Definita la velocità di progetto della nave, in architettura navale per stimare preliminarmente la potenza massima richiesta dal motore prin-

5.3. EMISSIONI DI CO₂EQ DEL TRASPORTO MARITTIMO

cipale (*main engine*) si ricorre alla formula empirica nota con il nome di "Formula dell'Ammiragliato", così denominata in quanto sviluppata e impiegata dall'Ammiragliato britannico a partire dalla metà del XIX secolo.

Più in particolare, tale formula permette di ricavare la potenza in chilowatt moltiplicando il dislocamento in tonnellate della nave elevato a $2/3$ per il cubo della velocità in nodi e dividendolo per una costante K_a propria della carena, che in prima formulazione può essere assunta invariante rispetto alla velocità.

$$P = \frac{D^{2/3} \cdot V^3}{K_a} \quad (5.1)$$

dove:

- P = Potenza richiesta [kW]
- D = Dislocamento della nave [t]
- V = Velocità della nave [kn]
- K_a = Coefficiente dell'Ammiragliato [$t^{2/3} \cdot kn^3/kW$]

Il termine D nella formula non fa riferimento alla portata lorda dell'imbarcazione, pari nel presente lavoro a 165.000 DWT, bensì al dislocamento della stessa, che corrisponde al peso totale in tonnellate dell'imbarcazione e rappresenta esattamente il peso del volume d'acqua spostato dallo scafo.

Nella presente analisi, il dislocamento della nave di progetto è assunto pari 190.000 DWT. Tale valore è ricavato da schede tecniche di navi cisterna con capacità pari a circa 165.000 DWT, come la nave MT Sanchi, caratterizzata da portata lorda e dislocamento pari rispettivamente a 164.000 DWT e 189.500 DWT.

5.3. EMISSIONI DI CO₂EQ DEL TRASPORTO MARITTIMO

Per quanto concerne il coefficiente dell'Ammiragliato, esso dipende dalla forma della carena dell'imbarcazione: quanto più questa risulta efficiente dal punto di vista idrodinamico, tanto maggiore è il valore del coefficiente.

In base alle indicazioni riportate da Wärtsilä [20], azienda leader globale nelle tecnologie innovative e soluzioni nell'ambito marino ed energetico, e da IMO [21], il coefficiente dell'Ammiragliato per navi cisterna di grandi dimensioni risulta generalmente compreso nell'intervallo $400 - 600 \text{ t}^{2/3} \cdot \text{kn}^3/\text{kW}$.

Più in particolare, nella presente analisi, in accordo con i valori medi riportati da IMO per la categoria delle navi tanker, si assume per il coefficiente K_a un valore pari a $520 \text{ t}^{2/3} \cdot \text{kn}^3/\text{kW}$.

$$P = \frac{190.000^{2/3} \cdot 15^3}{520} \approx 21.450 \text{ kW}$$

Sostituendo i dati nella formula dell'Ammiragliato si ricava dunque un valore di potenza necessaria all'avanzamento della petroliera pari a circa 21.450 kW.

Questa potenza sopra ricavata rappresenta la potenza di progetto, ovvero la potenza associata alla velocità massima costante che la nave deve raggiungere, garantendo il rispetto delle condizioni di sicurezza.

Prevedendo tuttavia che la nave non operi continuamente alla velocità di progetto, bensì a una velocità di esercizio inferiore e tale da garantire un maggiore comfort operativo e minori sollecitazioni dell'apparato motore, è necessario scalare opportunamente la potenza di progetto in una potenza di esercizio, da impiegare per la stima dei consumi di carburante.

5.3. EMISSIONI DI CO₂EQ DEL TRASPORTO MARITTIMO

Per il calcolo della suddetta potenza è possibile fare riferimento alla cosiddetta "*Propeller Law*", applicabile in prima approssimazione alle navi dotate di elica a passo fisso.

In particolare, come indicato da IMO [22], essendo le resistenze d'onda e viscosa approssimativamente proporzionali al quadrato della velocità ed essendo la potenza definita come prodotto tra la forza resistente da vincere e la velocità di avanzamento, la potenza propulsiva richiesta può essere assunta, in prima approssimazione, come proporzionale al cubo della velocità della nave.

$$Resistenze_{moto} = c_1 \cdot V^2 \quad (5.2)$$

$$Potenza = Resistenze \cdot V \quad (5.3)$$

$$Potenza = c_1 \cdot V^3 \quad (5.4)$$

Dunque si può considerare che: $Potenza \propto V^3$.

Assumendo dunque una velocità media di esercizio pari a 13 nodi (≈ 24 km/h), valore prudenziale ma in linea con le reali velocità medie di esercizio delle grandi navi petroliere, la potenza richiesta si calcola come segue:

$$\frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^3 \Rightarrow P_2 = P_1 \cdot \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^3 \quad (5.5)$$

$$P_2 = (21.450 \text{ kW}) \cdot \left(\frac{13 \text{ kn}}{15 \text{ kn}}\right)^3 \approx 14.000 \text{ kW}$$

Per una velocità di esercizio di 13 nodi si ricava dunque una potenza

5.3. EMISSIONI DI CO₂EQ DEL TRASPORTO MARITTIMO

necessaria pari a quasi 14.000 kW. Tale valore corrisponde a circa il 65% della massima potenza continuativa di esercizio, comunemente indicata con l'acronimo NCR, "*Normal Continuous Rating*". Tale percentuale risulta perfettamente in linea con i normali intervalli operativi riportati nelle schede tecniche di diversi costruttori di motori marini, come l'azienda MAN Energy Solutions.

Ipotizzando una navigazione ininterrotta sulle 24 ore, si ricava un fabbisogno energetico giornaliero pari a circa 336.000 kWh.

Assumendo inoltre un consumo specifico medio del motore principale pari a $175 \text{ g}_{fuel}/kWh$, valore coerente con quanto indicato nel report tecnico dell'Agenzia americana EIA per navi cisterna varate a partire dal 2001 [23], è possibile procedere con il calcolo dei consumi giornalieri medi di combustibile.

Il valore del consumo specifico assunto risulta inoltre perfettamente compreso all'interno dell'intervallo $155\text{-}225 \text{ g}_{fuel}/kWh$ indicato dall'organizzazione "Sustainable Ships" [24], che supporta l'industria marittima nella sostenibilità e decarbonizzazione mettendo a disposizione tools per il calcolo dei fattori di emissioni delle imbarcazioni.

$$Consumo_{giorno} = C \cdot c_s \quad (5.6)$$

dove:

- C = fabbisogno energetico [kWh]
- c_s = consumo specifico [kg/kWh]

$$Consumo_{giornaliero} = 336.000 \text{ kWh} \cdot 0,175 \frac{\text{kg}}{\text{kWh}} \approx 58.800 \text{ kg} \approx 58,8 \text{ t}$$

5.3. EMISSIONI DI CO₂EQ DEL TRASPORTO MARITTIMO

Il consumo giornaliero di carburante così stimato, sebbene derivante dall'applicazione di relazioni empiriche soggette a ipotesi semplificative, risulta sostanzialmente coerente con i valori indicati nelle schede tecniche di navi Suezmax caratterizzate da portate simili a quelle della nave in esame [25].

La lieve sovrastima che interessa i risultati ottenuti tramite la formula dell'Ammiragliato è attribuibile alla natura empirica del metodo stesso, che risulta inevitabilmente caratterizzato da una serie di limitazioni intrinseche; le più rilevanti possono essere così riassunte:

- non si tiene conto della reale forma dello scafo: il coefficiente K_a è infatti un valore medio aggregato riferito a una categoria piuttosto ampia di navi;
- non si fa alcun riferimento al numero di Froude, un valore adimensionale di rilevante importanza nel calcolo delle resistenze d'onda;
- la formula ingloba tutte le resistenze (attrito viscoso e resistenza d'onda) in un unico coefficiente empirico, senza possibilità di distinguere quale delle componenti domini;
- la formula permette di stimare un valore di potenza, senza però definire i rendimenti dell'elica, dell'albero motore e di tutti gli elementi di cui si compone il sistema di propulsione;
- non si considerano resistenze addizionali, legate allo stato del mare, al vento e a tutti gli altri fattori influenti sul moto.

Nonostante tali limitazioni, la formula dell'Ammiragliato costituisce comunque un utile punto di partenza per una stima preliminare della potenza propulsiva richiesta in ambito navale.

5.3. EMISSIONI DI CO₂EQ DEL TRASPORTO MARITTIMO

In ambito marittimo, le petroliere in navigazione a pieno carico operano in "condizioni laden", mentre quando effettuano il viaggio di ritorno scariche si parla di "condizioni ballast" (in questo caso si dice anche che le navi "navigano in zavorra"). Nel caso di nave scarica, la stabilità e l'assetto sono garantiti mediante l'impiego di acqua di zavorra ("ballast water") stoccata in apposite casse.

Ai fini della presente stima preliminare, dal momento che le navi petroliere, dopo la fase di scarico, effettuano il viaggio di ritorno sino al porto di carico inevitabilmente vuote, si fa riferimento ad un indicatore di emissioni di tipo round-trip, che tenga conto sia della tratta di andata che di quella di ritorno.

Tuttavia, dal momento che durante il viaggio di ritorno il dislocamento della nave risulta minore in quanto operante in condizioni ballast, a parità di altre condizioni il consumo di combustibile sarà inferiore rispetto a quello del viaggio di andata. Non disponendo tuttavia di dati sufficienti a calcolare l'effettivo consumo in condizioni ballast, nella presente analisi tale valore viene stimato come quota percentuale del consumo in condizioni laden. Più in particolare, secondo quanto indicato in report presenti in letteratura [26], a parità di velocità, la differenza tra i consumi in condizioni laden e ballast è compresa tra il 25 ed il 30%. In questa analisi si assume pertanto un consumo in ballast pari dunque al 75% del consumo in laden e corrispondente a circa 44,1 t/giorno.

Definiti i consumi, è quindi necessario definire la distanza tra l'origine e la destinazione del trasporto e i relativi tempi di viaggio.

Come punto medio rappresentativo per l'origine del trasporto marittimo dal Golfo Persico si sceglie il porto di Ad-Dammam, in Arabia Saudita. Tale scelta è motivata dalla vicinanza al terminal petrolifero di Ras Tanura, che rappresenta uno dei principali hub di esportazione gestiti da

5.3. EMISSIONI DI CO₂EQ DEL TRASPORTO MARITTIMO

Saudi Aramco destinato all'invio di greggio verso le varie destinazioni mondiali.

Inoltre la scelta di Ad-Dammam come porto di riferimento è ben rappresentativa dei principali flussi di greggio destinati all'Europa; una quota significativa di tali flussi ha infatti origine nella regione orientale dell'Arabia Saudita, nella quale si concentrano i principali siti estrattivi.

Sulla base delle precedenti considerazioni, dalla consultazione del documento riportante le distanze marittime tra i vari porti mondiali dell'Agenzia Nazionale di Intelligence Geospaziale statunitense [27], è possibile ricavare la distanza marittima lungo la rotta Golfo Persico → Europa. In particolare, la distanza tra il porto di Ad-Dammam e Port Said, situato in prossimità dello sbocco del Canale di Suez sul Mar Mediterraneo, risulta pari a 3.142 miglia nautiche. Dallo stesso documento, si ricava una distanza di 1.310 miglia nautiche tra Port Said e il porto di Trieste.

La distanza marittima complessiva lungo la rotta considerata risulta dunque pari a 4.452 nm, corrispondenti a circa 8.250 chilometri.

Considerando la velocità di crociera di 13 nodi, il minimo tempo necessario risulta pari a:

$$tempo_{viaggio} = \frac{distanza}{velocita'} = \frac{4.452 \text{ nm}}{13 \text{ nm/h}} \approx 342,5 \text{ h} \quad (5.7)$$

$$tempo_{viaggio} \approx 342,5 \text{ h} \rightarrow 14 \text{ giorni e } 6,5 \text{ h}$$

Siccome il tempo di viaggio sopra calcolato non tiene conto di eventuali tempi di attesa per l'attraversamento del Canale di Suez è necessario introdurre un opportuno margine correttivo. In particolare, come

5.3. EMISSIONI DI CO₂EQ DEL TRASPORTO MARITTIMO

riportato dall'Autorità di gestione del canale stesso, a seguito dell'ampliamento del canale nel 2015, il tempo di attesa è stato ridotto fino a circa 3 ore in condizioni operative standard. Prima dell'intervento, o in condizioni di traffico più intenso, il tempo di attesa risultava invece tipicamente compreso tra 8 e 11 ore.

Con l'aggiunta di altri piccoli ritardi dovuti a condizioni operative si assume un tempo complessivo di percorrenza pari a 15 giorni per la tratta Golfo Persico → Trieste.

Tale valore risulta in linea con quanto indicato dall'agenzia EIA (*Capitolo 2, Figura 2.5*), secondo cui la rotta Golfo Persico → Rotterdam richiede circa 19 giorni di navigazione ad una velocità media di 14 nodi (1 nodo in più rispetto alla velocità qui considerata). Tenendo conto sia della maggiore distanza della rotta verso Rotterdam che della diversa velocità di riferimento, un tempo di 15 giorni per giungere a Trieste può essere ritenuto una stima plausibile in un contesto operativo reale.

Considerando dunque un consumo giornaliero pari a 58,8 tonnellate di HFO in laden e 44,1 in ballast ed assumendo un tempo di viaggio di 15 giorni in entrambe le modalità, si ricava un consumo complessivo per viaggio pari a circa 1.544 tonnellate di combustibile.

Il carburante utilizzato per navi di grandi stazza è tipicamente compreso all'interno della categoria degli HFO (Heavy Fuel Oil). Tale carburante, prodotto dal petrolio, è caratterizzato da un'alta viscosità e da un elevato contenuto energetico; quest'ultimo aspetto lo rende adatto all'impiego in motori di navi ad elevata potenza, come le petroliere Suezmax.

Noti i consumi, per poter procedere con il calcolo delle emissioni atmosferiche associate al singolo viaggio, è necessario in primis introdurre un fattore di emissione che metta in relazione la quantità di combustibile utilizzato con quella di gas serra emessi in atmosfera.

5.3. EMISSIONI DI CO₂EQ DEL TRASPORTO MARITTIMO

In particolare, facendo riferimento all'Annesso 10 pubblicato dall'IMO [28], si calcolano le emissioni associate ai tre principali gas serra considerati: CO₂, CH₄ ed N₂O.

Sono dunque escluse dall'analisi le emissioni di composti organici volatili (COV), di ossidi di zolfo (SO_x), di monossido di carbonio (CO) e di particolato sottile (PM). L'analisi fa inoltre riferimento esclusivamente alle emissioni generate durante le fasi di trasporto marittimo, escludendo quelle legate alle fasi di carico e scarico della nave.

Nel dettaglio, i fattori di emissione associati ai tre gas serra nel caso di nave alimentata con carburante HFO a basso contenuto di zolfo (come da normativa IMO in vigore dal 1 gennaio 2020) valgono rispettivamente:

- CO₂ = 3,11400 [gCO₂ / g_{fuel}]
- CH₄ = 0,00005 [gCO₂ / g_{fuel}]
- N₂O = 0,00018 [gCO₂ / g_{fuel}]

Inoltre, sempre in accordo alle linee guida fornite da IMO nell'Annesso numero 10 [28], per convertire le emissioni di gas diversi dalla CO₂ in emissioni equivalenti di diossido di carbonio si utilizzano fattori di conversione, noti come "potenziali di riscaldamento globale" (*Global Warming Potential* - GWP).

Su un orizzonte temporale di 20 anni, la quantità equivalente di CO₂ prodotta dal contributo combinato dei tre principali gas serra considerati (CO₂, CH₄ ed N₂O) può essere calcolata mediante la seguente formula:

$$\begin{aligned}
 gCO_2 \text{ eq } (20y) = & GWP_{CO_2} (20y) \cdot gCO_2 + \\
 & GWP_{CH_4} (20y) \cdot gCH_4 + \\
 & GWP_{N_2O} (20y) \cdot gN_2O
 \end{aligned} \tag{5.8}$$

5.3. EMISSIONI DI CO_2EQ DEL TRASPORTO MARITTIMO

Secondo quanto indicato nello stesso documento, i potenziali di riscaldamento globale per i gas valgono rispettivamente:

- $GW P_{CO_2 (20y)} = 1$
- $GW P_{CH_4 (20y)} = 84$
- $GW P_{N_2O (20y)} = 264$

L'equazione sopra riportata può dunque essere riscritta come:

$$gCO_2 eq(20y) = 1 \cdot gCO_2 + 84 \cdot gCH_4 + 264 \cdot gN_2O$$

I suddetti coefficienti definiscono, per ciascun gas, il relativo potenziale in termini di riscaldamento globale in rapporto a quello del diossido di carbonio. Con riferimento al metano (CH_4), il relativo potenziale di riscaldamento globale fornisce l'informazione che l'emissione di 1 g di tale gas corrisponde, in termini di effetto sul riscaldamento climatico, ad un'emissione pari a circa 84 g di diossido di carbonio. Analogamente, per il protossido di azoto (N_2O), l'emissione di 1 g di tale gas risulta equivalente ad un'emissione di 264 g di CO_2 .

Mediante tali coefficienti è possibile adottare come base comune di misura le emissioni di CO_2 , convertendo le emissioni degli altri gas serra in emissioni equivalenti di diossido di carbonio.

Tenendo dunque conto dei potenziali di riscaldamento globale, il fattore di emissione complessivo in termini di CO_2 equivalente risulta essere pari a circa $3,16572 \text{ } gCO_2eq / g_{fuel}$.

$$\frac{gCO_2 eq}{g_{fuel}} = 1 \cdot 3,11400 + 84 \cdot 0,00005 + 264 \cdot 0,00018 = 3,16572$$

5.3. EMISSIONI DI CO₂EQ DEL TRASPORTO MARITTIMO

Il medesimo fattore di emissione può anche essere espresso in tonnellate, mantenendo invariato il valore numerico, purché siano adottate unità coerenti al numeratore e al denominatore.

È dunque possibile calcolare le emissioni legate al trasporto marittimo come:

$$emissioni_{viaggio} = consumo \cdot fattore_{emissione} \quad (5.8)$$

$$emissioni_{viaggio} = 1.544 \, t_{fuel} \cdot 3,16572 \frac{t_{CO_2 \, eq}}{t_{fuel}} \approx 4.890 \, t_{CO_2 \, eq}$$

I risultati ottenuti e i dati di progetto sono riassunti in *Tabella 5.3*.

Nave di progetto	Petroliera Suezmax
Capacità di trasporto	165.000 DWT
Dislocamento	190.000 DWT
Velocità di crociera	13 kn
Consumo giornaliero di HFO	58,8 t (laden) 44,1 t (ballast)
Distanza Golfo Persico → Trieste	4.452 nm
Giorni di navigazione	15
Consumi totali per viaggio	1.544 t
Fattore di emissione	3,166 CO ₂ eq / t _{fuel}
CO ₂ eq emessa per viaggio	4.890 t

Tabella 5.3: *Sintesi dei principali dati e risultati ottenuti*

Per disporre di un indicatore che permetta il confronto con altre soluzioni di trasporto, si fa riferimento ai *gCO₂eq* emessi per ogni tonnellata di greggio trasportata e per ogni chilometro percorso.

5.3. EMISSIONI DI CO₂EQ DEL TRASPORTO MARITTIMO

$$\text{indicatore}_{\text{emissioni}} = \frac{(4.890 \cdot 10^6) \text{ g}}{(148.500) \text{ t} \cdot (8.250) \text{ km}} \approx \mathbf{3,991} \frac{\mathbf{g}}{\mathbf{t} \cdot \mathbf{km}}$$

L'indicatore così calcolato fa riferimento alle sole emissioni legate alla fase di trasporto, senza considerare le emissioni associate alle fasi di attesa della nave in porto e alle operazioni di upstream (fase riferita all'estrazione del greggio) e downstream (fase riferita alla raffinazione e successiva lavorazione del petrolio).

L'indicatore ottenuto rappresenta dunque un indicatore TTW (*Tank to Wake*, "dal serbatoio alla scia") e si riferisce alle emissioni generate dall'uso del combustibile a bordo della nave durante la navigazione.

Trattandosi di un indicatore parziale, riferito esclusivamente a una specifica fase del trasporto complessivo e a una ben definita categoria di imbarcazioni, risulta complicato individuare in letteratura intervalli di valori pienamente confrontabili.

In ogni caso, è possibile affermare che il valore trovato per il suddetto indicatore ($\approx 3,991 \text{ g} / (\text{t} \cdot \text{km})$) risulta inferiore a quanto riportato nel report dell'European Investment Bank (EIB) inerente alle metodologie per la valutazione delle emissioni di gas serra [29], nel quale viene indicato un valore di circa $5,9 \text{ g} / (\text{t} \cdot \text{km})$ per navi con portata compresa tra 120.000 e 200.000 DWT; il suddetto report, a differenza dell'analisi qui condotta, considera però l'intera classe delle navi Suezmax ed inoltre non specifica la velocità media di esercizio assunta per la stima delle emissioni. Ne consegue un valore superiore a quello ottenuto che non risulta però totalmente confrontabile con lo stesso.

Un altro termine di paragone è dato anche dalla piattaforma Clima-

5.3. EMISSIONI DI CO_2EQ DEL TRASPORTO MARITTIMO

tiq [30], che indica circa $5,26 \text{ g} / (\text{t} \cdot \text{km})$ per una nave Suezmax; il valore della suddetta piattaforma, che consente il calcolo ed il monitoraggio delle emissioni di gas serra, include tuttavia anche le emissioni legate alle fasi di upstream e non viene nuovamente specificata la velocità di esercizio adottata.

Sulla base di tali considerazioni si ritiene pertanto che il valore preliminare ricavato attraverso formule empiriche possa comunque rappresentare realisticamente e con sufficiente approssimazione la quantità delle emissioni di CO_2 equivalente del tipo di trasporto considerato.

Con riferimento all'arco temporale dal 2014 al 2024, sulla base delle ipotesi fatte, il numero medio annuo di petroliere necessarie a soddisfare la domanda europea dai Paesi del Golfo è circa 574, come indicato nel *Paragrafo 5.2*.

Dai risultati ottenuti, la quantità annua di CO_2 equivalente emessa risulta poco superiore a 2,8 milioni di tonnellate, valore comparabile alle emissioni generate da circa 8.163 voli di sola andata operati da Airbus A380 su una tratta di lunghezza analoga alla rotta diretta Milano Malpensa $\rightarrow$ New York (JFK). Per il calcolo più dettagliato si rimanda all'*Appendice A.1*.

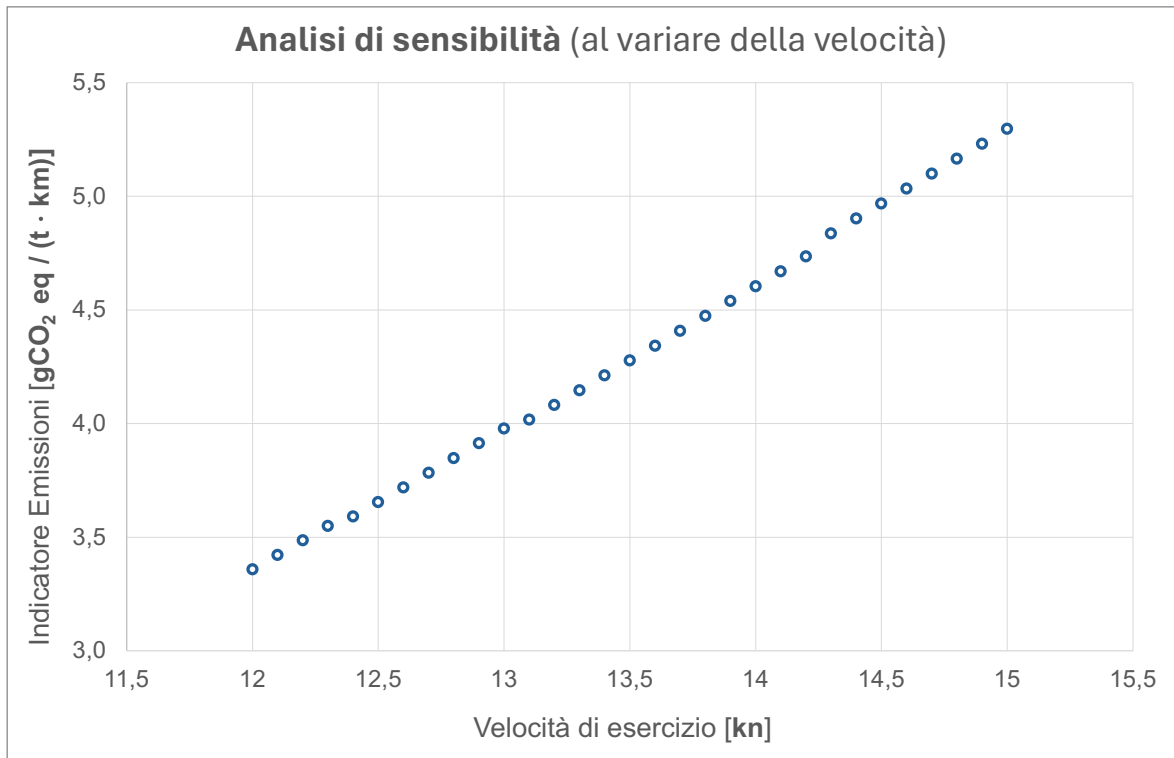
Infine, essendosi l'analisi precedente concentrata su condizioni operative caratterizzate da velocità ben stabilite, può essere utile comprendere, a parità delle altre condizioni, come varino i consumi all'aumentare o al diminuire della velocità media di viaggio.

Più in particolare, si effettua un'analisi di sensibilità facendo variare la velocità in un intervallo compreso tra 12 e 15 nodi, range che ben descrive la variabilità operativa di una nave petroliera. La velocità pari a 13 nodi assunta in precedenza risulta infatti associata ad una condizione

5.3. EMISSIONI DI CO₂EQ DEL TRASPORTO MARITTIMO

di "economicità del viaggio", mirata a ridurre i consumi a fronte di un aumento dei tempi di percorrenza. Le moderne petroliere possono infatti navigare anche a velocità di circa 15 nodi, riducendo così il tempo di viaggio ma richiedendo potenze maggiori che determinano, di conseguenza, consumi giornalieri più alti.

I risultati dell'analisi, in termini di gCO_2eq / t_{fuel} , sono riportati in *Figura 5.3*.



Nota: coefficiente dell'Ammiragliato K_a assunto pari a $520 t^{2/3} \cdot kn^3/kW$

Figura 5.3: *Variazione dell'indicatore delle emissioni al variare della velocità*

Dai dati è possibile evincere come, nonostante la diminuzione dei giorni di navigazione, l'incremento delle potenze necessarie per navigare a velocità più sostenute non si traduca in una riduzione dell'indicatore di emissione considerato. Si osserva inoltre che la variazione di tale indica-

5.3. EMISSIONI DI CO₂EQ DEL TRASPORTO MARITTIMO

tore rispetto alla velocità media di viaggio ha un andamento pressoché lineare e crescente verso velocità più sostenute.

Più nel dettaglio, sulla base dei valori riportati nel grafico, il polinomio di terzo grado che approssima i dati secondo il miglior adattamento risulta caratterizzato da un coefficiente di determinazione R^2 pari a 0,9998.

L'equazione che descrive tale polinomio ($y = -0,0009x^3 + 0,0628x^2 - 0,5416x + 2,4179$) evidenzia inoltre la netta prevalenza del termine lineare, coerentemente con l'andamento osservato nel grafico.

Analogamente a quanto effettuato per la velocità, risulta opportuno condurre un'analisi di sensibilità anche rispetto alla variazione del coefficiente dell'Ammiragliato K_a .

Più in particolare, come riportato in documenti presenti in letteratura, per grandi navi cargo (sia bulk carrier che tanker), tale coefficiente assume generalmente valori compresi nell'intervallo $400-600 \text{ t}^{2/3} \cdot \text{kn}^3/\text{kW}$. Tanto più efficiente risulta l'imbarcazione dal punto di vista idrodinamico, opponendo in tal modo una minore resistenza all'avanzamento, e tanto maggiore risulta essere il valore di K_a . Coefficienti elevati si traducono infatti in potenze più basse a parità di dislocamento della nave e velocità di esercizio.

Facendo riferimento al report di IMO [21] riferito agli anni 2009-2015, per navi cisterna l'intervallo di variabilità del suddetto coefficiente risulta circa definito tra gli estremi 450 e 520; considerando inoltre un incremento delle prestazioni e delle tecnologie navali nell'arco dei dieci anni dal 2015 ai giorni attuali, si effettua un'analisi di sensibilità al variare del coefficiente K_a nell'intervallo $450-550 \text{ t}^{2/3} \cdot \text{kn}^3/\text{kW}$.

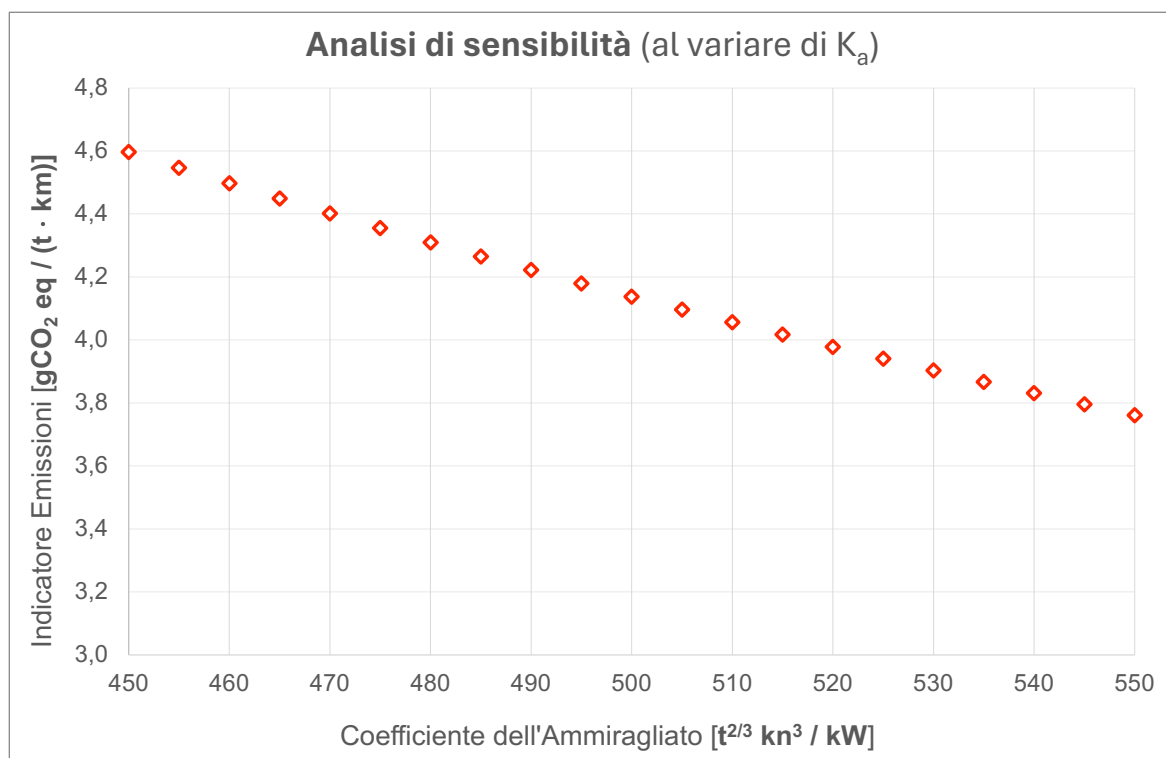
I risultati ottenuti da questa seconda analisi evidenziano nuovamente una dipendenza pressoché lineare tra le variazioni del coefficiente dell'Ammiragliato e dell'indicatore di emissione considerato.

5.3. EMISSIONI DI CO₂EQ DEL TRASPORTO MARITTIMO

In particolare, la minor resistenza imposta da uno scafo con valori di K_a più alti determina infatti, a parità di condizioni operative, una riduzione dei consumi e, di conseguenza, una diminuzione delle emissioni di gas serra.

In questo caso il polinomio di terzo grado che meglio interpola i dati sperimentali risulta caratterizzato da un coefficiente di determinazione R^2 addirittura pari all'unità, a conferma di una perfetta aderenza dell'equazione analitica ai valori osservati.

Inoltre, anche in questo caso, l'equazione di tale polinomio suggerisce nuovamente una marcata prevalenza del termine lineare rispetto agli altri contributi.



Nota: velocità media di navigazione assunta pari a 13 kn

Figura 5.4: Variazione dell'indicatore delle emissioni al variare del coefficiente K_a

5.4 Rischi e vulnerabilità operativa

L'attuale rotta marittima, oltre alle già citate vulnerabilità di natura geopolitica, è anche caratterizzata da criticità di tipo operativo, legate al corretto funzionamento del sistema che regola il transito delle navi attraverso punti strategici, come il Canale di Suez.

L'adozione della tradizionale rotta marittima, che prevede necessariamente il transito attraverso tale canale, espone infatti le imbarcazioni anche ad eventuali ritardi e inefficienze operative dovute alla gestione di un canale artificiale, la cui sezione trasversale accoglie soltanto una nave per volta.

Mentre il transito attraverso gli Stretti di Hormuz e di Bab el-Mandeb è regolato dal tradizionale codice della navigazione, il passaggio attraverso il Canale di Suez è invece regolato da un sistema di gestione che prevede il raggruppamento di più navi per formare convogli che attraversano il canale in precisi slot orari.

Per garantire un maggior flusso, dal 1947 la navigazione avviene infatti attraverso un "sistema a carovane", ovvero grandi gruppi di navi tutte in fila. I convogli così formati partono ad orari stabiliti in modo tale da incrociarsi nei tratti a doppio canale.

In base alla documentazione ufficiale della Suez Canal Authority, come indicato in precedenza, il tempo medio di attesa per l'inserimento in un convoglio è stato ridotto fino a 3 ore in condizioni di operatività standard. Tuttavia, questo valore va interpretato come un valore obiettivo e non come un tempo di attesa garantito per ogni nave: le imbarcazioni che non rientrano infatti all'interno della finestra temporale di presentazione per l'inserimento all'interno del convoglio possono dover attendere sino alla formazione del convoglio successivo, con tempi di attesa sensi-

5.4. RISCHI E VULNERABILITÀ OPERATIVA

bilmente maggiori.

È doveroso sottolineare che i tempi di attesa effettivi possono in ogni caso variare in funzione del traffico e delle condizioni operative del canale. I tempi qui indicati devono pertanto essere interpretati come una grandezza di massima dei tempi medi di attesa che l'Autorità di gestione del canale si impone di rispettare.

La stessa Autorità indica inoltre che il tempo di attraversamento medio per l'intero canale risulta compreso tra le 12 e le 16 ore e varia in funzione della composizione del convoglio: la velocità massima consentita risulta infatti pari a 14 km/h per navi cisterna e 16 km/h per navi tradizionali. Durante il percorso di circa 193 km attraverso il canale, per ogni nave è prevista inoltre la presenza di almeno un pilota in plancia che possa fornire supporto all'equipaggio durante le manovre più critiche.

Oltre alle tradizionali criticità connesse agli aspetti organizzativi inerenti al regolare transito attraverso il Canale di Suez, si aggiungono ulteriori vulnerabilità legate a possibili interruzioni straordinarie della navigazione, riconducibili tipicamente ad eventi incidentali, come il caso della *Ever Given* nel 2021. Sebbene eventi di tale gravità risultino piuttosto rari anche grazie all'osservanza delle procedure stabilite, non è tuttavia possibile escludere a priori il verificarsi di nuove interruzioni del canale dovute ad eventi eccezionali non previsti.

Proposte di scenari alternativi di trasporto

A seguito dell'analisi dell'attuale modalità di trasporto del petrolio greggio verso il mercato europeo, il presente capitolo è dedicato alla proposta di alcune possibili alternative di trasporto. In particolare, verranno descritte alcune tra le molteplici soluzioni individuabili, evidenziandone le caratteristiche principali e i relativi limiti. Tali alternative, nei capitoli seguenti, saranno poste a confronto in termini di costi, emissioni e vulnerabilità, al fine di valutarne le prestazioni complessive.

In particolare, verrà posta particolare attenzione al possibile collegamento mediante condotta dei principali Stati fornitori di greggio per l'Unione Europa, ovvero in ordine Iraq, Arabia Saudita ed Emirati Arabi Uniti.

Mentre per gli ultimi due Stati i principali giacimenti risultano all'incirca ubicati in un'area più o meno circoscritta del territorio nazionale, l'Iraq dispone di giacimenti distribuiti sia nel parte settentrionale che in quella meridionale del Paese.

Più precisamente, il principale campo petrolifero dell'Arabia Saudita è rappresentato dal giacimento di Ghawar, noto per essere il più grande giacimento convenzionale del pianeta, situato ad est della capitale Riyadh. Relativamente agli Emirati Arabi Uniti, i principali pozzi di estrazione sono invece localizzati su piattaforme offshore nella porzione di Golfo Persico compreso tra la capitale Abu Dhabi ed il Qatar; sono inoltre presenti giacimenti nella porzione a sud-ovest di Abu Dhabi, più prossima al confine con l'Arabia Saudita.

Nel caso dell'Iraq si distinguono invece due campi petroliferi principali: il primo è ubicato nella parte settentrionale del Paese, in prossimità della città Kirkuk, più a nord di Bagdad; il secondo molto esteso è invece localizzato nella parte meridionale del Paese, in prossimità di Basra, la città più vicina all'unico sbocco sul Golfo Persico dell'Iraq.

Nel caso dell'Iraq, così come riportato nel report dell'EIA [31], nel corso del 2024 l'intera quota di esportazioni marittime di greggio iracheno è partita dai terminal meridionali affacciati sul Golfo Persico. Nello stesso periodo, la produzione proveniente dai giacimenti settentrionali è stata destinata prevalentemente al mercato interno e alle raffinerie locali, anche a causa della prolungata inattività dell'oleodotto Kirkuk-Ceyhan.

È pertanto possibile considerare, come ipotesi progettuale del presente lavoro, che l'intera quota destinata al mercato europeo provenga prevalentemente dai giacimenti del sud del Paese, dal momento che non è attualmente presente una via di collegamento efficace tra i giacimenti del nord e i terminali portuali. Per la progettazione di un'eventuale condotta si assume pertanto che l'offerta di petrolio iracheno sia concentrata nella città di Bassora ("Basra" in lingua locale), nella quale è presente il "Basra Oil Terminal", da cui transitano tutti i flussi destinati alle piattaforme di carico delle petroliere.

6.1 Descrizione alternativa "0" - scenario attuale

L'alternativa "zero" è rappresentata dal mantenimento dell'attuale sistema di approvvigionamento di petrolio greggio, basato esclusivamente sul trasporto marittimo per mezzo di navi petroliere.

Tale alternativa risulta tuttavia esposta a tutte le vulnerabilità descritte in precedenza e, valutata l'attuale condizione geopolitica nel Golfo Persico, presenta al momento significative criticità, che si ripercuotono sulla disponibilità di petrolio e derivati idrocarburici in Europa e, più in generale, in gran parte del resto del mondo.

6.2 Descrizione alternativa A

Una prima soluzione alternativa multimodale, che permette di risolvere le vulnerabilità legate al passaggio attraverso gli Stretti di Hormuz e di Bab el-Mandeb, è rappresentata dal trasporto mediante condotta sino a un porto di carico di navi petroliere ubicato sul Mar Rosso, dal quale avrebbe origine la seconda parte del trasporto per mezzo di vettori navali.

Attualmente, come descritto nel *Capitolo 4*, è operativo l'oleodotto East-West, che connette i giacimenti dell'Arabia Saudita con il porto di Yanbu, che rappresenta il principale hub petrolifero sulla costa del Mar Rosso.

Tuttavia, considerata la domanda giornaliera media europea, l'utilizzo di tale infrastruttura permetterebbe di coprire solo una quota limitata del fabbisogno. Sulla base della domanda, della capacità di trasporto e delle considerazioni riportate nel *Capitolo 4*, si evince come l'oleodotto East-West riesca a garantire solamente circa un terzo delle forniture totali.

6.2. DESCRIZIONE ALTERNATIVA A

Pertanto, come ipotesi progettuale del presente lavoro, si assume trascurabile il contributo alle esportazioni verso il mercato europeo fornito dall'oleodotto "Petroline" e si valuta la realizzazione di una condotta parallela allo stesso, opportunamente dimensionata per il soddisfacimento della domanda europea.

A supporto di questa tale progettuale, è possibile osservare come attraverso lo Stretto di Hormuz transiti giornalmente un volume di greggio pari a circa 20 milioni di barili, valore significativamente superiore alla capacità dell'oleodotto East-West. Si ritiene pertanto più opportuno destinare l'intera capacità disponibile dell'oleodotto esistente al soddisfacimento della domanda di mercati alternativi, in particolare asiatici, contribuendo sia alla diversificazione delle rotte di esportazione sia alla riduzione dell'esposizione a un nodo logistico particolarmente vulnerabile, come lo Stretto di Hormuz.

Rispetto al tracciato della condotta esistente, l'alternativa considerata prevede collegamenti mediante condotte secondarie con i principali giacimenti degli Emirati e dell'Iraq, al fine di poter gestire con un'unica infrastruttura l'intera quota di export di greggio verso l'Europa.

In particolare, dal punto di inizio dell'oleodotto East-West, in prossimità del campo petrolifero Ghawar, si prevede la realizzazione di due condotte secondarie dirette rispettivamente verso il polo petrolifero di Bassora, in Iraq, e verso il giacimento Habshan, negli Emirati Arabi Uniti, che riveste un ruolo centrale nel trasporto del greggio emiratino e rappresenta attualmente il punto di partenza dell'oleodotto "Abu-Dhabi Pipeline".

6.2. DESCRIZIONE ALTERNATIVA A



Figura 6.1: Mappa dello sviluppo della condotta secondo la soluzione A

L'alternativa A destinata al soddisfacimento della domanda europea si articola dunque come segue:

- trasporto via condotta mediante oleodotto dedicato dai principali giacimenti dei Paesi del Golfo fino al porto di Yanbu, sul Mar Rosso;
- successivo trasporto marittimo fino al porto di Trieste mediante navi petroliere.

6.3 Descrizione alternativa B

La seconda alternativa di trasporto mira a mitigare la vulnerabilità residua associata alla prima opzione, rappresentata dal transito navale attraverso il Canale di Suez.

Nel dettaglio, l'alternativa B prevede il trasporto diretto tramite condotta sino a un porto che si affacci sul Mar Mediterraneo, evitando in questo modo il passaggio attraverso qualsiasi dei tre choke points marittimi che caratterizzano la tradizionale rotta di collegamento tra Paesi del Golfo ed Europa.

L'alternativa B si configura in ogni caso come una soluzione di trasporto multimodale, in quanto prevede la copertura della distanza totale mediante l'impiego combinato del trasporto via condotta e del trasporto marittimo.

Non essendo al momento presenti infrastrutture in grado di soddisfare la domanda giornaliera europea di greggio, diventa essenziale individuare un punto di sbocco della nuova condotta di progetto che sia funzionale e localizzato sul Mar Mediterraneo. Una scelta studiata e mirata del punto di termine della condotta consente infatti di garantire la regolare operatività dell'opera, migliorandone al contempo la resilienza e l'affidabilità nel lungo periodo.

Tra i principali porti petroliferi ubicati nell'area meridionale del Mar Mediterraneo e sulla linea d'aria che collega i Paesi del Golfo con l'Europa si identificano:

- **porto di Ashkelon**, in Israele;
- **porto di Sidi Kerir**, in Egitto.

6.3. DESCRIZIONE ALTERNATIVA B

Il porto di Ashkelon è situato lungo la costa mediterranea di Israele, a circa 10 km dalla Striscia di Gaza, e rappresenta un importante terminal petrolifero, nel quale vengono movimentati greggio, prodotti petroliferi, GPL e carbone.

Esso è dotato di banchine per il carico di navi petroliere e dispone di 24 cisterne per lo stoccaggio di greggio, con una capacità complessiva di 1,9 milioni di metri cubi (circa 11,95 milioni di barili).

Tuttavia, come indicato da [32], la posizione geografica in cui sorge questo porto ne determina anche una significativa vulnerabilità agli attacchi terroristici: a seguito dello scoppio del conflitto in Israele nel 2023, questa infrastruttura è stata infatti bersaglio di attacchi e manomissioni che ne hanno momentaneamente bloccato l'operatività. Nonostante la successiva ripresa delle attività, l'area geografica in cui il porto sorge risulta ciclicamente esposta ad attacchi terroristici e missilistici; pertanto, la scelta di tale porto quale punto di sbocco dell'oleodotto per l'approvvigionamento europeo del greggio potrebbe comportare interruzioni delle forniture a causa di tensioni geopolitiche dell'area all'interno della quale l'opera progettata dovrebbe necessariamente svilupparsi.

Il porto di Sidi Kerir è invece ubicato sulla costa settentrionale dell'Egitto e affaccia direttamente sul Mar Mediterraneo. Il terminal portuale si trova a circa 27 km a ovest della città di Alessandria d'Egitto e riveste un ruolo importante nello smistamento di petrolio greggio verso altri mercati mediante l'uso di navi petroliere. Questo porto dispone di 6 boe di ormeggio per il carico di petroliere fino a 500.000 DWT (Deadweight Tonnage) [33], ubicate offshore a una distanza superiore ai 5 km dalla linea di costa.



Figura 6.2: Ubicazione dei due principali porti considerati sul Mar Mediterraneo

Il terminale di Sidi Kerir dispone di 28 serbatoi a tetto galleggiante per lo stoccaggio del greggio, che garantiscono una capacità totale di deposito pari a circa 3,1 milioni di metri cubi (19,5 milioni di barili). Inoltre, a differenza del porto di Ashkelon, risulta meno esposto a ritor- sioni di natura geopolitica, in quanto situato in un contesto territoriale relativamente più stabile e distante dai teatri di conflitto attivo.

Sulla base delle considerazioni precedenti, si ritiene pertanto mag- giormente conveniente considerare come punto di sbocco della condotta progettata il porto di Sidi Kerir in Egitto, che risulta meno esposto ad eventi legati a tensioni geopolitiche.

Come ipotesi progettuale, tenendo anche conto dei vincoli normativi e delle aree sottoposte a tutela citati nel *Sotto-Paragrafo 2.3.2*, si ritiene che il tracciato meno impattante in termini ambientali risulti quello avente origine nell'area del giacimento di Ghawar (ad est della capitale Riyadh). Da tale punto la condotta potrebbe proseguire verso nord costeggiando il confine tra Arabia Saudita e Iraq, ricalcando in parte l'antico tracciato dello storico oleodotto "Tapline".

Questo tracciamento garantirebbe inoltre la possibilità di realizzazione di una diramazione secondaria in grado di collegare anche i depositi petroliferi di Bassora, in Iraq, alla condotta principale di trasporto. Un'ulteriore condotta secondaria potrebbe inoltre estendersi verso i giacimenti degli Emirati Arabi Uniti.

Dal confine settentrionale dell'Arabia Saudita, il tracciato ipotizzato dovrebbe proseguire attraverso la Giordania, per deviare subito verso ovest, passando prima in Israele ed entrando successivamente in Egitto; da qui, seguendo uno sviluppo in direzione est-ovest, potrebbe raggiungere il porto di Sidi Kerir.

Il tracciato della condotta, così immaginato con l'intento di rispettare le aree di salvaguardia naturalistica saudite, richiedere pertanto l'inevitabile passaggio attraverso la Giordania e Israele. Tale attraversamento non pone ulteriori sfide costruttive di natura ingegneristica, bensì espone l'intero progetto a un iter autorizzativo e diplomatico maggiormente complesso, rendendo necessaria la stipula di contratti di passaggio con le autorità competenti dei singoli Paesi interessati.

Occorre sottolineare che uno degli aspetti più delicati dell'intera configurazione progettuale dell'opera così pensata riguarda l'attraversamento obbligatorio del Canale di Suez: per poter giungere al porto di Sidi Kerir, ubicato a ovest del canale, è necessario realizzare un sottopassaggio

6.3. DESCRIZIONE ALTERNATIVA B

dell'infrastruttura navigabile. Sebbene tale aspetto rappresenti sicuramente uno dei punti di maggior complessità tecnica, esso risulta del tutto affrontabile mediante pratiche ingegneristiche ampiamente consolidate, tra le quali si possono citare il "pipe-jacking" ("spingi-tubo") o il "micro-tunneling". Inoltre, come riportato dall'Autorità di gestione del Canale, già attualmente sono operativi quattro tunnel di collegamento stradale e due di collegamento ferroviario, inaugurati tra il 2019 e il 2021, il cui tracciato passa esattamente sotto l'alveo navigabile. Pertanto, qualora necessario, si ritiene possibile la realizzazione di un sottopassaggio dedicato alla condotta petrolifera, garantendo al contempo la continuità del traffico marittimo in superficie.



Figura 6.3: Mappa dello sviluppo della condotta secondo la soluzione B

Complessivamente, nonostante la sua notevole estensione, una tale infrastruttura consentirebbe di realizzare un collegamento diretto, tramite un unico oleodotto, con i tre principali Paesi del Golfo fornitori dell'Unione Europea: Arabia Saudita, Iraq ed Emirati Arabi Uniti.

L'alternativa B qui considerata è destinata al soddisfacimento della domanda europea si articola dunque come segue:

- trasporto via condotta mediante oleodotto dedicato dal principale giacimento dell'Arabia Saudita (Ghawar) fino al porto di Sidi Kerir (Egitto), sul Mar Mediterraneo, passando attraverso la Giordania e Israele; collegamento con condotte secondarie ai giacimenti degli Emirati Arabi Uniti (giacimento di Habsha) e al terminale petrolifero di Bassora, in Iraq;
- successivo trasporto marittimo fino al porto di Trieste mediante navi petroliere.

6.4 Descrizione alternativa C

La terza alternativa di trasporto prevede infine il collegamento diretto mediante condotta con uno dei porti europei predisposti all'accoglimento e allo scarico di navi petroliere.

Questa soluzione di natura monomodale garantisce il trasporto diretto dall'origine alla destinazione, eliminando le criticità legate al trasbordo delle merci tra differenti sistemi di trasporto.

Più nel dettaglio, si ipotizza che il tracciato della condotta si sviluppi in modo analogo a quanto già descritto nel paragrafo precedente, collegando i giacimenti dei tre principali Paesi fornitori di greggio nell'area

medio-orientale alla regione settentrionale delle coste egiziane, passando attraverso la Giordania e Israele e arrivando a nord del Cairo.

A differenza della soluzione precedente, dalle coste nord-africane la catena di approvvigionamento prosegue mediante condotta sino al porto italiano di Trieste, dando origine a un sistema di approvvigionamento interamente basato sul trasporto mediante condotta.

Per quanto concerne il punto di attraversamento del Mar Mediterraneo, non risulta possibile una connessione diretta tra le coste egiziane e la penisola italiana. Tale soluzione è infatti penalizzata dalle elevate profondità che caratterizzano l'area del Mediterraneo orientale e che impediscono la posa di condotte sottomarine. La suddetta area, essendo prossima alla zona di interazione tra le placche africana, eurasiatica e anatolica, è inoltre caratterizzata da un elevato grado di sismicità e una maggiore instabilità dei fondali, che porta a un aumento dei rischi tecnici e operativi associati alla realizzazione dell'infrastruttura.

Si ritiene pertanto che, nel caso di effettiva realizzazione di un'unica infrastruttura di collegamento diretto, possa essere necessario il coinvolgimento della Libia e l'ottenimento dei permessi di passaggio, al fine di garantire un tracciato dell'oleodotto di progetto compatibile con i vincoli orografici e naturali.

Pertanto, pur non escludendo altre possibili opzioni di tracciamento, ciascuna caratterizzata da specifici vincoli e sfide ingegneristiche di complessità differente, nel presente lavoro si considera esclusivamente una delle molteplici alternative di collegamento diretto possibili.

Più nel dettaglio, la soluzione valutata nella presente analisi prevede uno sviluppo analogo alla soluzione precedente fino all'area a nord del Cairo; successivamente, il tracciato della condotta prosegue in direzione

est-ovest, lungo il territorio costiero libico, sino all'arrivo in prossimità della capitale Tripoli, vicino alla quale si sviluppa il tracciato del metanodotto "Greenstream".

Da questo punto in avanti si prevede l'affiancamento della condotta petrolifera al gasdotto esistente in modo tale da consentire l'attraversamento del Mar Mediterraneo nella porzione caratterizzata da minori profondità e, di conseguenza, da più contenute sfide ingegneristiche. In tal modo viene garantito un attraversamento sicuro, con sbocco dell'oleodotto nella città di Gela, in Sicilia.

Al fine di consentire il collegamento con altre infrastrutture europee di approvvigionamento energetico, risulta poi naturale prevedere una prosecuzione della condotta verso nord, lungo la dorsale appenninica, in modo analogo a quanto fatto dal gasdotto Trans-Mediterraneo.

Occorre specificare che, per garantire pari condizioni di confronto tra le varie alternative indicate, si assume come punto di arrivo della condotta il porto di Trieste, dal quale ha origine l'oleodotto europeo TAL. Inoltre, nella presente analisi, non viene considerata l'ipotesi di posa della condotta sul fondale marino direttamente a partire dalle coste egiziane in quanto si vuole privilegiare la minimizzazione della porzione di tracciato sottomarino, riducendo l'esposizione al rischio di dover eseguire interventi manutentivi in un contesto maggiormente critico dal punto di vista lavorativo. Si considera pertanto l'opzione di posa della condotta su terraferma sino a Tripoli, al fine di rendere più agevoli le attività di ispezione e manutenzione durante il normale esercizio. Tale maggiore accessibilità si traduce tuttavia in una maggiore vulnerabilità ed esposizione a potenziali atti terroristici e di sabotaggio. È pertanto assolutamente necessario garantire adeguati livelli di protezione, sicurezza e resilienza dell'opera nei confronti di eventi esterni.



Figura 6.4: Mappa dello sviluppo della condotta secondo la soluzione C

Complessivamente, l'alternativa di trasporto C si articola come segue:

- sviluppo analogo a quanto descritto per l'alternativa di trasporto B, sino alla zona in prossimità della capitale egiziana Il Cairo;
- successivo sviluppo della condotta in direzione est-ovest, lungo le coste libiche, sino all'arrivo nell'area della capitale Tripoli;
- deviazione verso nord, con affiancamento al gasdotto "Greenstream" esistente e attraversamento del Mar Mediterraneo;
- arrivo in prossimità di Gela, in Sicilia, e prosecuzione verso nord lungo la dorsale appenninica, sino all'arrivo finale nel terminale petrolifero di Trieste.

6.5 Parametri di progetto

Le principali caratteristiche e i relativi superamenti delle vulnerabilità associate al passaggio attraverso i diversi choke points delle tre alternative analizzate, oltre all'opzione "0", sono riportate in *Tabella 6.1*.

Opzione	Caratteristiche	Risoluzione vulnerabilità		
		Hormuz	Bab el-Mandeb	Suez
"0"	Trasporto marittimo da origine a destinazione	no	no	no
A	Condotta: origine → Yanbu Petroliera: Yanbu → destinazione	sì	sì	no
B	Condotta: origine → Sidi Kerir Petroliera: Sidi Kerir → destinazione	sì	sì	sì
C	Oleodotto da origine a destinazione	sì	sì	sì

Tabella 6.1: *Riassunto delle principali alternative analizzate Paesi del Golfo → Europa*

Per poter proseguire con l'analisi quantitativa della convenienza tra le varie soluzioni proposte, occorre calcolare preliminarmente alcune grandezze fondamentali associate a ciascuna delle alternative. In particolare, è di necessaria importanza conoscere le caratteristiche di portata e l'estensione spaziale delle tratte nelle quali si prevede che il trasporto avvenga via condotta.

Tale modalità di trasporto, essendo dipendente dallo sviluppo dell'infrastruttura, risulta infatti meno flessibile rispetto al trasporto marittimo.

La conoscenza delle caratteristiche principali è essenziale per stimare i costi e le vulnerabilità operative, permettendo di confrontare in modo oggettivo l'efficacia delle diverse soluzioni.

6.5.1 Portata di progetto

Per quanto concerne la portata giornaliera di progetto, necessaria al dimensionamento della condotta, sarebbe opportuno fare riferimento a scenari attendibili di evoluzione della domanda di petrolio greggio dai Paesi del Golfo nei prossimi anni. Tale procedura permetterebbe di ridurre il rischio di sovradimensionare o sottodimensionare l'infrastruttura.

Tuttavia, come già anticipato nel *Paragrafo 3.3*, non essendo disponibili previsioni quantitative sufficientemente robuste sulla reale entità del calo di approvvigionamento da tali Paesi, nel presente lavoro si assume come riferimento l'andamento della domanda attualmente osservato, ritenendolo ragionevolmente rappresentativo anche degli scenari futuri.

Sulla base dei dati indicati da OPEC, i dati annui di importazione dai Paesi del Golfo sono riportati in *Figura 6.5*.

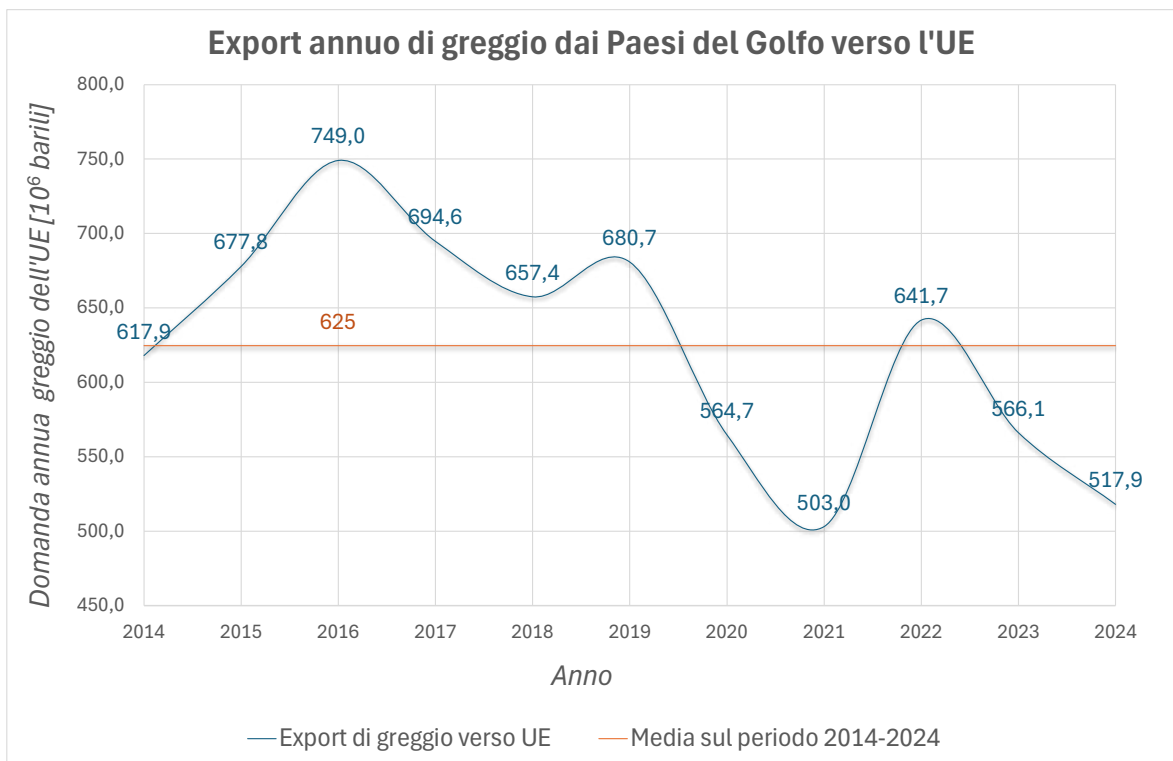


Figura 6.5: Volumi di importazione di petrolio greggio dai Paesi del Golfo (dati OPEC)

Sulla base dei dati di importazione a disposizione, oltre al calo registrato nel periodo 2019-2021, verosimilmente associato alla riduzione della domanda di greggio conseguente alle misure di lockdown adottate per contrastare la diffusione dell'epidemia di Covid-19, si osserva in generale una graduale discesa rispetto ai livelli delle importazioni antecedenti al 2019.

Tale aspetto risulta in parte legato al processo di ribilanciamento delle importazioni attuato dall'Unione Europea ma anche a un graduale tentativo di riduzione dell'uso di combustibili fossili, sebbene non sia comunque attuabile nel breve periodo.

Pertanto, dall'analisi di tale grafico, non si ritiene coerente dimensionare l'ipotetica condotta sulla base del massimo valore registrato.

Tenendo quindi conto della politica europea di progressiva riduzione della dipendenza dagli idrocarburi, si procede al dimensionamento della condotta principale assumendo una portata di progetto, in condizioni operative standard, pari a circa 510 milioni di barili all'anno, corrispondenti a circa 1,40 milioni di barili al giorno.

In ogni caso, anche qualora la domanda europea dovesse superare la capacità di trasporto di progetto risulta possibile ricorrere all'uso di un numero esiguo di navi petroliere che possano colmare il divario tra la domanda e la capacità di trasporto.

Altrimenti, qualora l'eccedenza della domanda rispetto alla capacità di progetto si verificasse per un periodo limitato, essa potrebbe essere gestita, previa opportuna valutazione tecnica, mediante l'incremento temporaneo della velocità del flusso. Tale soluzione consentirebbe di aumentare la portata trasportata a fronte di un maggiore consumo energetico delle stazioni di pompaggio, fino al raggiungimento di un limite massimo determinato dalle caratteristiche intrinseche delle pompe installate e della

struttura stessa della condotta.

In *Tabella 6.2* sono dunque riportati i valori di portata di progetto della condotta analizzata.

Portata di progetto [10 ³ b/y]	Portata di progetto [10 ³ b/d]	Portata di progetto [t/d]
510.000	1.400	190.600

Tabella 6.2: *Portata di progetto associata alla condotta principale considerata*

Occorre inoltre considerare che la domanda totale di progetto è soddisfatta dalle forniture di tre Paesi principali: Arabia Saudita, Iraq ed Emirati Arabi Uniti.

Il valore della portata di progetto sopra indicato risulta pertanto fondamentale nel dimensionamento della condotta principale, che raccoglie e convoglia insieme verso la destinazione finale le varie portate provenienti dalle condotte secondarie.

Per il dimensionamento di queste ultime è invece necessario definire con precisione la portata associata a ciascuna di esse. Per fare ciò, partendo dai dati di esportazione dell'OPEC, si calcola l'incidenza percentuale di ognuno dei suddetti Stati sul totale delle importazioni europee. Tale percentuale viene quindi utilizzata per ricavare le singole portate delle condotte secondarie, definite come quote della portata complessiva di progetto.

In *Tabella 6.3* sono riportati i valori delle percentuali sopra descritte riferite agli ultimi cinque anni di cui si dispongono i dati.

Eventuali scostamenti percentuali rispetto al totale delle esportazioni dai Paesi del Golfo verso il mercato europeo sono dovute al piccolo contributo, talvolta presente, delle esportazioni del Kuwait. Tale voce risulta

tuttavia trascurabile rispetto alla totalità delle esportazioni, attestandosi, nei casi in cui risulta presente, sull'ordine dell'1% del totale.

	Incidenza percentuale sul totale delle esportazioni verso UE				
Paese	2020	2021	2022	2023	2024
Arabia Saudita	49%	38%	43%	44%	51%
Emirati Arabi Uniti	0%	1%	5%	5%	2%
Iraq	49%	61%	52%	51%	47%

Tabella 6.3: *Contribuzione percentuale dei singoli Paesi sul totale delle esportazioni dal Golfo verso l'Unione Europea*

Dai dati si evince come l'Arabia Saudita e l'Iraq rappresentino i due principali fornitori mediorientali dell'Unione Europea.

Fatta eccezione per un'inversione registrata nel 2024, l'Iraq si conferma sempre al primo posto in termini di quota delle esportazioni, allineandosi su valori intorno al 50% del totale.

Segue, quasi a pari merito, l'Arabia Saudita, con percentuali che oscillano tra il 40 e il 50%.

Infine, la differenza residua al 100% è quasi sempre colmata dal contributo degli Emirati Arabi Uniti, che si attestano al massimo su percentuali pari al 5% del totale.

Sulla base di tali osservazioni, nel presente lavoro la ripartizione della domanda giornaliera complessiva tra i vari Stati fornitori, ai fini del corretto dimensionamento delle condotte principali e secondarie, è assunta pari a quanto indicato in *Tabella 6.4*.

Arabia Saudita	Emirati Arabi Uniti	Iraq
45%	5%	50%

Tabella 6.4: *Suddivisione percentuale tra Stati delle importazioni europee di greggio*

6.5. PARAMETRI DI PROGETTO

Sulla base di tali assunzioni, le condotte secondarie provenienti dall'Iraq e dagli Emirati Arabi Uniti saranno progettate rispettivamente per portate pari al 50% e al 5% della portata complessiva di progetto.

La condotta principale, con origine in Arabia Saudita e avente tracciato definito dalle diverse alternative considerate, dopo aver raccolto i flussi provenienti dai due suddetti Paesi, sarà dimensionata con un diametro tale da garantire il trasporto dell'intera quantità giornaliera di greggio prevista a progetto. Inoltre, dal momento che in tutte le alternative analizzate è previsto che il primo tratto della condotta principale interessi esclusivamente i flussi provenienti dall'Arabia Saudita e dagli Emirati Arabi Uniti, tale porzione sarà dimensionata esclusivamente sulla base delle suddette due portate.

Da ciò ne consegue che la condotta principale sarà inizialmente caratterizzata da un diametro inferiore, che aumenterà poi dal punto in cui confluirà nella stessa anche il flusso iracheno.

Più precisamente, avendo assunto una portata di progetto complessiva pari a circa 1,4 milioni di barili al giorno, le condotte della rete considerata saranno progettate sulla base delle portate parziali indicate in *Tabella 6.5*.

	Tratta della rete di oleodotti			
	Condotta Principale (tratto 1)	Condotta Secondaria (Iraq)	Condotta Secondaria (UAE)	Condotta Principale (tratto 2)
Portata [10^3 b/d]	700	700	70	1.400

Nota: il tratto 1 della condotta principale fa riferimento alla porzione di infrastruttura interessata esclusivamente dai volumi provenienti da Arabia Saudita ed Emirati Arabi Uniti; il tratto 2 della stessa condotta include invece anche il volume di greggio proveniente dall'Iraq.

Tabella 6.5: Portate di progetto per le varie condotte della rete

6.5.2 Lunghezze stimate

Definito nei paragrafi precedenti il tracciamento preliminare delle soluzioni di trasporto analizzate, è necessario procedere al calcolo dello sviluppo lineare delle varie condotte al fine di poter determinare successivamente i relativi costi di realizzazione.

Nel presente paragrafo si riportano quindi, per ogni soluzione, i relativi sviluppi delle tratte facenti parte dell'intera rete di trasporto.

Nel dettaglio, l'alternativa di trasporto A si compone dei seguenti tratti:

- ramo secondario di sviluppo pari a circa 524 km che connette i giacimenti emiratini dall'hub petrolifero di Habshan al punto di inizio della condotta principale, in prossimità della città di Buqayq, in Arabia Saudita;
- ramo secondario di sviluppo pari a circa 707 km che connette l'hub petrolifero di Bassora, in Iraq, alla condotta principale a ovest di Riyadh;
- primo tratto di condotta principale avente sviluppo di circa 500 km, che ha origine da Buqayq e termina in corrispondenza dell'innesto della condotta secondaria proveniente dall'Iraq;
- secondo tratto della condotta principale di sviluppo pari a 700 km e di diametro maggiore, che trasporta la totalità del greggio proveniente dai tre Paesi considerati sino al porto di Yambu.

Lo sviluppo complessivo della condotta principale è pertanto pari a circa 1200 km e tale valore risulta sostanzialmente in linea con l'estensione dell'attuale infrastruttura "*Petroline*".

L'alternativa di trasporto B si compone invece dei seguenti tratti:

- ramo secondario, analogo all'alternativa A, di sviluppo pari a circa 524 km che connette i giacimenti emiratini con la condotta principale;
- ramo secondario di sviluppo pari a circa 295 km che connette l'hub petrolifero di Bassora, in Iraq, alla condotta principale in prossimità della città saudita di Hafar Al Batin;
- primo tratto di condotta principale avente sviluppo di circa 475 km, che ha origine da Buqayq e termina in corrispondenza dell'innesto della condotta secondaria proveniente dall'Iraq;
- secondo tratto della condotta principale di sviluppo pari a 1770 km e di diametro maggiore, che trasporta la totalità del greggio proveniente dai tre Paesi considerati sino al porto di Sidi Kerir, in Egitto.

La tortuosità che caratterizza il tracciato B in corrispondenza del confine tra Israele e Giordania è legata alla ricerca di un miglior corridoio per il superamento della fascia collinare e montuosa che si estende in direzione nord-sud lungo il confine israelo-giordano.

In particolare, nella presente progettazione preliminare del tracciato, si decide di seguire un corridoio stradale attualmente esistente al fine di sfruttare un passaggio più agevole per la posa e successiva manutenzione della tubatura.

Occorre, tuttavia, sottolineare come tale ipotesi sia formulata esclusivamente sulla base dell'osservazione delle infrastrutture viarie attualmente esistenti nell'area. Non si esclude pertanto qualsiasi altra ipotesi di tracciamento, che possa prevedere interventi ingegneristici di livelli

differenti di complessità.

In ogni caso, l'eventuale diminuzione o incremento dello sviluppo totale dell'infrastruttura legato alla scelta del miglior passaggio in corrispondenza del confine israelo-giordano non influisce in maniera sostanziale sul totale sviluppo complessivo.

Infine, per quanto concerne l'alternativa di trasporto C, essa si differenzia dalla soluzione B unicamente per l'estensione del secondo tratto di condotta principale. Nell'alternativa C, infatti, tale elemento, estendendosi sino al porto di Trieste, risulta caratterizzato da uno sviluppo significativamente maggiore.

In particolare, la lunghezza del secondo tratto di condotta principale passa da circa 1.770 km nell'alternativa B a quasi 5.400 km nell'alternativa C, dal momento che la condotta deve estendersi fino alla Libia, attraversare il Mar Mediterraneo e risalire l'intera Italia.

Alternativa	Estensione lineare delle varie tratte della rete infrastrutturale			
	Condotta principale	Collegamento UAE	Collegamento Iraq	Totale
A	1° tr.: 500 km 2° tr.: 700 km	524 km	707 km	2.431 km
B	1° tr.: 475 km 2° tr.: 1.770 km	524 km	295 km	3.064 km
C	1° tr.: 475 km 2° tr.: 5.383 km	524 km	295 km	6.677 km

Tabella 6.6: *Sviluppo dei singoli tratti costituenti le reti infrastrutturali nelle tre alternative considerate*

6.5.3 *Velocità del flusso*

Al fine di poter definire le dimensioni del diametro interno delle condotte, è necessario stabilire a priori la velocità di scorrimento del greggio al loro interno.

La definizione della velocità del flusso rappresenta un'operazione piuttosto delicata in quanto, come anche indicato da Atmos International [34], azienda leader nello sviluppo di tecnologie per rilevazione di perdite e sviluppo di simulatori di condotte petrolifere, ogni tubazione è soggetta a limiti operativi di velocità del flusso. Il superamento di tali limiti potrebbe infatti dare origine a fenomeni indesiderati, quali perdite causate dall'attrito tra fluido e parete o fenomeni di erosione della condotta stessa.

Per condotte trasportanti liquidi, secondo la stessa fonte, tale limite si colloca nell'intervallo compreso tra circa 1 e 2 m/s. Considerando che il petrolio greggio è sostanzialmente un fluido viscoso ed oleoso, nel campo operativo è prassi comune miscelarlo con additivi in grado di migliorarne le caratteristiche reologiche, facilitandone in tal modo il pompaggio.

La velocità di pompaggio, oltre a dipendere dai limiti strutturali della condotta, risulta anche legata alla potenza erogata dalle pompe installate. In particolare, velocità più elevate, pur risultando ammissibili per l'infrastruttura, comportano un aumento dei costi operativi e del consumo elettrico.

Nel presente lavoro, si considera una velocità di progetto pari a circa 2,2 m/s. Considerando infatti che nel momento in cui si selezioneranno i diametri commerciali, dovendo questi ultimi essere necessariamente maggiori o uguali ai diametri minimi calcolati, la velocità reale del flusso

risulterà leggermente inferiore a quella di progetto.

Il valore di velocità del flusso adottato risulta perfettamente in linea con quanto riportato nei manuali dello U.S. Army Corps of Engineers [35], che indica un intervallo di velocità accettabili nelle tubazioni pari a $2,1 \pm 0,9$ m/s. Gli stessi manuali suggeriscono inoltre che la velocità massima ammissibile in prossimità di pompe e punti di scarico risulta pari a 2,1 m/s. Il valore di velocità di progetto adottato risulta pertanto perfettamente collocato all'interno del range operativo indicato.

Inoltre, come riportato nel report dell'Università cinese di Maoming [36], prove sul campo hanno dimostrato che per velocità del flusso di greggio superiori a 1,5 m/s si osserva una netta riduzione della quantità di depositi sedimentati nella condotta. Il problema della sedimentazione di materiale pesante nella tubazione, con successiva ostruzione, rappresenta infatti uno degli aspetti maggiormente delicati nell'ambito della progettazione degli oleodotti.

L'assunzione di una velocità di progetto pari a 2,2 m/s garantisce pertanto il rispetto dell'indicazione operativa fornita dal suddetto report.

6.5.4 Calcolo del diametro minimo di progetto

Definiti tutti i parametri necessari nei paragrafi precedenti, risulta ora possibile calcolare il diametro interno minimo di ogni condotta della rete infrastrutturale studiata.

Nel dettaglio, nota la velocità media imposta al flusso di greggio, è possibile calcolare la portata volumetrica della condotta come segue:

$$Q = A \cdot v \quad (6.1)$$

$$Q = \frac{d^2}{4} \cdot \pi \cdot v \quad (6.2)$$

dove:

- Q = Capacità [m^3/s]
- A = Area della sezione della condotta [m^2]
- d = Diametro della sezione della condotta [m]
- v = Velocità di scorrimento del flusso di greggio [m/s]

Per il dimensionamento del diametro interno risulta dunque necessario partire dalla portata giornaliera associata ad ogni tratto di condotta, indicata in *Tabella 6.5*, convertendola opportunamente in portata espressa in m^3/s . Per compiere tale passaggio, oltre al fattore di conversione tra barili e metri cubi, si fa l'assunzione che, in quanto infrastrutture strategiche progettate per il trasporto continuo, gli oleodotti operino 24 ore al giorno con un flusso approssimativamente costante durante tale arco temporale. Sulla base di tale assunzione, è possibile determinare la portata media al secondo dividendo la portata giornaliera per 86.400 (pari al numero di secondi in un giorno). Successivamente, invertendo

la formula (6.2) in modo tale da esplicitare il diametro in funzione della portata, è possibile ricavare il diametro minimo necessario al soddisfacimento della domanda giornaliera assegnata.

$$d = \sqrt{\frac{4Q}{\pi \cdot v}} \quad (6.3)$$

Applicando dunque la formula (6.3) alle portate di progetto dei vari tratti considerati, si ricavano le dimensioni dei diametri riportate in *Tabella 6.7*.

	Tratta della rete di oleodotti			
	Condotta Principale (tratto 1)	Condotta Secondaria (Iraq)	Condotta Secondaria (UAE)	Condotta Principale (tratto 2)
Diametro interno minimo	86,3 cm 34,0 in	86,3 cm 34,0 in	27,3 cm 10,7 in	122,1 cm 48,1 in

Nota: *il tratto 1 della condotta principale fa riferimento alla porzione di infrastruttura interessata esclusivamente dai volumi provenienti da Arabia Saudita ed Emirati Arabi Uniti; il tratto 2 della stessa condotta include invece anche il volume di greggio proveniente dall'Iraq.*

Tabella 6.7: *Diametri interni minimi per le varie condotte della rete*

Le dimensioni dei diametri interni sopra ottenute risultano coerenti e in linea con valori realistici, se confrontate con quelle dei diametri delle condotte già esistenti.

In particolare, prendendo come esempio il diametro della condotta principale di raccolta di tutti i flussi, che raggiungono un quantitativo giornaliero pari a circa 1,4 milioni di barili, si osserva come questo valore

($\approx 48,1$ in) sia comparabile con il diametro dell'infrastruttura Abu Dhabi Pipeline (≈ 48 in), avente portata pari a circa 1,5 milioni di barili al giorno.

La non perfetta aderenza tra i due dati è riconducibile all'intervallo di variabilità della velocità del flusso di greggio all'interno della condotta. Invertendo infatti l'equazione (6.3) e calcolando la velocità in funzione del flusso è possibile osservare come la velocità caratteristica nell'Abu Dhabi Pipeline si attesti intorno ai 2,36 m/s, valore leggermente superiore a quello di progetto per l'infrastruttura analizzata ma comunque compreso nell'intervallo di valori possibili indicato dallo U.S. Army Corps of Engineers.

Noti i minimi diametri interni di progetto, è necessario definire l'effettiva dimensione dei diametri commerciali interno ed esterno di ogni condotta. Per tale operazione si fa riferimento alle normative pubblicate da ASME (American Society of Mechanical Engineers), un'organizzazione americana specializzata nella redazione di norme tecniche e rilascio delle rispettive certificazioni nell'ambito dei sistemi di tubazioni industriali.

In particolare, si prende in considerazione la norma ASME B36.10M nell'ultima versione pubblicata nel 2022 [37], che definisce gli standard dimensionali per tubi in acciaio al carbonio usati per oleodotti in contesti sia di alte che basse temperature e pressioni.

Questa norma classifica i vari diametri disponibili facendo riferimento al "diametro nominale" (indicato come NPS negli Stati Uniti e come DN in Europa).

Il diametro nominale rappresenta un codice numerico privo di unità di misura che viene utilizzato per l'identificazione della dimensione dei componenti dei sistemi idraulici. Tale valore non corrisponde ad alcuna delle

altre caratteristiche misurabili in una tubazione, ma è un numero introdotto per poter confrontare elementi idraulici realizzati con materiali e spessori diversi.

La norma sopra indicata fa riferimento al diametro nominale della condotta e ne definisce il relativo diametro esterno; successivamente, noto lo spessore del tubo, è possibile calcolare il diametro interno commerciale usando la formula (6.4):

$$d_{interno} = d_{esterno} - 2 \cdot spessore_{parete} \quad (6.4)$$

La procedura per la definizione del diametro nominale adeguato al soddisfacimento della domanda è la seguente:

- 1) si considera il minimo diametro interno di progetto, espresso in pollici, e lo si arrotonda per eccesso; si individua così un primo valore di diametro nominale di tentativo;
- 2) dalla tabella della norma ASME B36.10M, si ricava il corrispondente valore del diametro esterno;
- 3) definito lo spessore della parete della condotta tra quelli indicati per ogni diametro nominale, si calcola il diametro interno commerciale;
- 4) qualora il diametro interno sopra calcolato risulti maggiore o uguale al diametro interno minimo di progetto, il diametro nominale considerato al punto 1) è da ritenersi adeguato; in caso contrario, occorre ripetere i punti 2), 3) e 4) considerando come diametro nominale il valore immediatamente successivo disponibile in tabella.

Per il calcolo del diametro interno commerciale, come indicato nella procedura appena indicata, è necessario conoscere lo spessore minimo che le pareti della condotta devono avere al fine di resistere alla pressione e alle condizioni di esercizio.

In particolare, per il calcolo di tale grandezza viene in genere utilizzata la "formula di Barlow", molto utile per la progettazione di tubazioni e recipienti in pressione. Tale formula è espressa come:

$$t = \frac{P \cdot D_e}{2 S} \quad (6.5)$$

dove:

- t = spessore della parete [mm]
- P = pressione del fluido [MPa]
- D_e = diametro esterno del tubo [mm]
- S = resistenza del materiale o sforzo ammissibile [MPa]

L'applicazione della formula sopra indicata implica però la conoscenza della pressione del fluido all'interno della condotta. Tuttavia, essendo l'analisi in questione uno studio preliminare e aprioristico rispetto a progetti ingegneristici più dettagliati, in assenza di una definizione precisa dello sviluppo plano-altimetrico della condotta, non risulta possibile calcolare la pressione del fluido che scorre nella condotta.

Pertanto, al fine di ottenere una stima dello spessore della tubazione coerente, almeno in termini di ordine di grandezza, con quello che può essere lo spessore reale si fa ricorso a valori presenti in letteratura relativi ai rapporti tipici tra diametro esterno e spessore della parete.

La norma ASME B31.4 [38] indica esclusivamente che il rapporto D_e/t è bene che non sia superiore a 100 in quanto condotte caratterizzate da valori più grandi sono maggiormente soggette a problemi di schiacciamento, ovalizzazione, incurvamento e ammaccatura.

Le condotte onshore sono inoltre caratterizzate tipicamente da valori di tale rapporto superiori rispetto alle condotte offshore, le quali devono essere progettate per resistere anche alle pressioni indotte dalla colonna d'acqua sovrastante

In assenza di dati più precisi, basandosi anche su quanto indicato in un report del U.S. Department of Transportation [39] relativo a un oleodotto esistente, si ritiene prudentiale e cautelativo assumere un valore del rapporto D_e/t pari a 50. Tale valore risulta maggiormente rappresentativo della porzione di tracciato che si sviluppa su terraferma che, ad eccezione dell'alternativa C, coincide con l'intero sviluppo della condotta.

Nel caso di condotta sottomarina tra la Libia e la Sicilia, in tale tratto è invece opportuno adottare valori più cautelativi del rapporto D_e/t , compresi indicativamente nell'intervallo 20-30. Secondo quanto infatti riportato nel report [40], a titolo di esempio, il gasdotto Greenstream attualmente esistente tra Libia e Sicilia risulta infatti caratterizzato da un rapporto D_e/t pari a circa 26,9 [40].

Nella presente analisi si farà dunque uso della formula (6.6) per il calcolo dello spessore minimo della parete, partendo dalla misura del diametro esterno.

$$\frac{D_e}{t} \approx 50 \rightarrow t = \frac{D_e}{50} \quad (6.6)$$

6.5. PARAMETRI DI PROGETTO

La formula sopra indicata permette di calcolare lo spessore minimo per garantire un rapporto D_e/t pari a 50. Siccome tale valore non coincide necessariamente con gli spessori commerciali disponibili, lo spessore reale viene assunto pari al primo valore commerciale maggiore o uguale a quello calcolato.

Le caratteristiche dimensionali dei vari tratti di condotta sono riassunte in *Tabella 6.8*.

Ramo	DI minimo	DN	DE	Spessore parete	DI commerciale
Condotta Principale (tratto 1)	34,0 in	36	36,0 in	19,05 mm	34,5 in
Condotta Secondaria (Iraq)	34,0 in	36	36,0 in	19,05 mm	34,5 in
Condotta Secondaria (UAE)	10,7 in	12	12,8 in	7,14 mm	12,2 in
Condotta Principale (tratto 1)	48,1 in	52	52,0 in	26,97 mm	49,9 in

Nota *: Il tratto 1 della condotta principale include i volumi provenienti da Arabia Saudita ed Emirati Arabi Uniti; il tratto 2 della stessa include anche i volumi provenienti dall'Iraq

Nota **: DI = diametro interno; DN = diametro nominale; DE = diametro esterno

Tabella 6.8: Caratteristiche dimensionali dei diametri delle varie condotte

Come dimensionamento di massima, la rete di oleodotti studiata si compone pertanto di una ramo secondario proveniente dagli Emirati Arabi Uniti, costituito da una condotta con diametro DN 12, di un ramo

secondario proveniente dall'Iraq di diametro nominale DN 34 e di una condotta principale il cui tratto iniziale prevede un diametro analogo al ramo iracheno e un secondo tratto, significativamente più esteso, con diametro DN 52.

Una volta calcolati i diametri commerciali, che non coincidono esattamente con quelli minimi di progetto, occorre inoltre verificare che sia comunque rispettata la condizione sulla velocità del flusso, che deve risultare superiore a 1,5 m/s al fine di limitare il fenomeno di sedimentazione di materiale all'interno della condotta.

Le effettive velocità del flusso, calcolate considerando i diametri interni commerciali, sono indicate in *Tabella 6.9*. Tali valori sono stati calcolati mediante l'equazione (6.2), opportunamente rielaborata in modo tale da esplicitare la velocità in funzione delle altre grandezze.

	Tratta della rete di oleodotti			
	Condotta Principale (tratto 1)	Condotta Secondaria (Iraq)	Condotta Secondaria (UAE)	Condotta Principale (tratto 2)
Velocità del flusso	2,13 m/s	2,13 m/s	1,71 m/s	2,04 m/s

Tabella 6.9: *Velocità reali nelle condotte della rete*

Emerge pertanto che le velocità effettive dei vari flussi risultano tutte superiori al valore minimo pari a 1,5 m/s e sono perfettamente comprese all'interno del range delle velocità ottimali indicato dallo U.S. Army Corps of Engineers.

Si osserva inoltre che, essendo la velocità di progetto utile al dimensionamento delle pompe e dei vari sistemi pari a 2,2 m/s, i diametri delle condotte sopra indicati permettono un certo margine di incremento della

portata, ottenibile mediante un aumento della velocità di esercizio sino al raggiungimento della velocità di progetto.

Occorre infine sottolineare che i calcoli sopra riportati valgono esclusivamente per la porzione di infrastruttura che si sviluppa su terraferma, sottoposta unicamente alla pressione del fluido interno.

Nel caso dell'alternativa C, che prevede l'attraversamento dello Stretto di Sicilia, occorre sicuramente prestare una maggior attenzione al dimensionamento della tubazione sottomarina. In tale contesto, si prevede infatti che lo spessore delle pareti possa aumentare in modo significativo, attestandosi su valori dell'ordine di $1/25$ del diametro esterno, analogamente a quanto osservato in infrastrutture esistenti quali il gasdotto Greenstream.

Considerando sempre un diametro nominale pari a 52, ciò comporterebbe uno spessore di circa 5,3 cm ($\approx 2,08$ in). Tuttavia, un simile incremento di spessore, non consentirebbe di garantire il diametro interno minimo pari a 48,1 pollici; in tale tratto risulta pertanto necessario valutare un incremento della velocità del flusso oppure l'utilizzo di una condotta caratterizzata da un diametro nominale maggiore.

Si osserva infine che il valore di spessore calcolato non risulta compreso all'interno della tabella ASME, in quanto fuori dalle taglie standardizzate. Questo aspetto non risulta tuttavia anomalo, ma appare piuttosto coerente con la pratica progettuale offshore, nella quale le condotte sottomarine possono presentare rapporti D_e/t estremamente bassi per resistere alle elevate pressioni a cui sono sottoposte [41].

Stima dei costi e dei tempi per le soluzioni proposte

Al fine di valutare la convenienza tra le diverse soluzioni considerate occorre definire e calcolare i costi capitali e operativi associati ad ognuna di esse.

Trattandosi di una macro-valutazione tra differenti sistemi di trasporto condotta in assenza di progetti definitivi descrittivi di ognuna delle soluzioni, la stima dei costi di realizzazione e di esercizio effettuata è basata su parametri dimensionali e di estensione dell'infrastruttura e ha come obiettivo quello di ricavare l'ordine di grandezza delle spese necessarie a sviluppare il progetto.

Una valutazione di maggior dettaglio richiederebbe invece la disponibilità di un progetto definitivo, comprensivo di tutti gli interventi previsti.

7.1 CAPEX

Come anticipato in precedenza, il calcolo preciso dei costi di realizzazione richiederebbe la conoscenza approfondita dei dettagli dell'opera progettata. Nel caso di oleodotti il costo di realizzazione varia sensibilmente anche in funzione dell'area geografica nella quale sorgono. Infatti, mentre il costo associato ai materiali è sostanzialmente indipendente da tale aspetto, quello della manodopera varia anche in funzione del livello di rischio associato al luogo di lavoro: in aree caratterizzate da più alti rischi terroristici, ad esempio, aumentano sia i costi del personale sia quelli connessi alle misure di protezione dell'infrastruttura.

I costi variano inoltre anche in funzione anche della complessità morfologica ed urbanistica del territorio in cui la condotta si sviluppa. Secondo quanto indicato in un report dell'Università della California [42], i costi di realizzazione in un'area rurale possono risultare fino a circa cinque volte inferiori rispetto agli stessi costi associati a un'area densamente abitata.

Tali aspetti spiegano il motivo per cui sia estremamente complesso reperire in letteratura modelli univoci per la stima dei costi di realizzazione degli oleodotti. La forte variabilità legata a molteplici fattori quali la localizzazione, il contesto territoriale, la morfologia e ulteriori condizioni specifiche rende, infatti, poco frequente la formulazione di stime preliminari generalizzabili.

Pur alla luce di tali limitazioni, nel presente lavoro il calcolo dei costi sarà effettuato facendo riferimento alle formule empiriche riportate nel report dell'Università della California [42], derivate dall'analisi dei costi di realizzazione di circa 893 progetti di pipeline negli Stati Uniti, durante gli anni compresi tra il 1991 ed il 2003. I progetti considerati in tale report presentano tipicamente lunghezze inferiori rispetto a quelle dei tracciati analizzati nel presente lavoro e si riferiscono esclusivamente ad opere realizzate negli Stati Uniti, che possono talvolta presentare caratteristiche differenti da quelle dell'area medio-orientale.

Tuttavia, in assenza di altre indicazioni più specifiche, si decide di utilizzare comunque le formule indicate in tale report, le quali, pur ammettendo un margine di errore piuttosto ampio, utilizzano come parametri esclusivamente valori disponibili: lunghezza del tracciato e diametro delle condotte.

Occorre dunque precisare come l'obiettivo del presente lavoro non sia una stima puntuale del costo di realizzazione, bensì l'adozione di

un modello comune, sulla base delle informazioni a disposizione, che possa permettere un confronto tra le alternative progettuali. Pertanto, dal momento che l'eventuale errore sistematico del modello risulta il medesimo per tutte le alternative, si ritiene appropriato l'utilizzo di tali formule empiriche nell'ambito di una stima di prefattibilità.

Prima di procedere con la presentazione delle varie voci di costo è necessario indicare chiaramente le ipotesi e limitazioni che caratterizzano il successivo calcolo:

- la stima dei costi di realizzazione è effettuata usando come parametri esclusivamente la lunghezza del tracciato e il diametro delle condotte;
- non si tiene conto dell'effettivo sviluppo altimetrico della condotta, in quanto non sono disponibili indagini più dettagliate che permettano di comprendere quali corridoi risultino più idonei al passaggio della condotta;
- lo sviluppo longitudinale fornisce un ordine di grandezza valido per l'estensione della condotta ma la lunghezza effettiva del tracciato potrebbe differire, su lunghe distanze, anche di alcune decine di chilometri rispetto a quella stimata, per meglio rispettare vincoli orografici o normativi non individuati nel presente elaborato preliminare;
- in assenza di indicazioni nel report circa il diametro da utilizzare, si fa riferimento al diametro nominale delle condotte, che rappresenta un parametro univoco per la definizione delle dimensioni delle tubazioni;

- siccome le formule restituiscono costi riferiti all'anno 2000, al termine dei calcoli si effettua un'attualizzazione dei costi all'anno 2025, considerando l'inflazione registrata durante il periodo considerato.

Entrando nel dettaglio dei costi CAPEX, ovvero i "*Capital Expenditure*", rappresentanti i flussi di cassa in uscita finalizzati alla realizzazione di investimenti in attività immobilizzate di natura operativa, nel caso di realizzazione di un oleodotto, essi possono essere così espressi:

$$CAPEX_{oleodotto} = C_{mat.} + C_{man.} + C_{ROW} + C_{pomp.} + C_{vari} \quad (7.1)$$

dove:

- $C_{mat.}$ rappresenta il costo associato ai materiali impiegati;
- $C_{man.}$ rappresenta il costo associato alla manodopera;
- C_{ROW} rappresenta il costo associato al diritto di passaggio attraverso un terreno (in inglese "*Right of Way*");
- $C_{pomp.}$ rappresenta il costo associato alle stazioni di pompaggio lungo la condotta;
- C_{vari} rappresenta il costo che tiene conto delle spese progettuali, dei rilevamenti, di contingenze e spese generali.

Il report già indicato in precedenza [42] fornisce formule empiriche per il calcolo di tutti i termini riportati nella formula (7.1), ad eccezione del costo associato al pompaggio ($C_{pomp.}$).

Nel seguito, si procederà dunque al calcolo delle voci di costo per le quali è disponibile una formula empirica; successivamente, tali contributi verranno sommati alla voce relativa al pompaggio, calcolata mediante metodi differenti, sulla base di considerazione indicate in seguito.

Partendo dal termine $C_{mat.}$, questo è calcolato mediante la formula:

$$C_{mat.} = [330,5 \cdot (d)^2 + 687 \cdot d + 26.960] \cdot l + 35.000 \quad (7.2)$$

dove:

- $C_{mat.}$ è espresso in [\$]
- d = diametro della condotta [in]
- l = lunghezza della condotta [mi]

Tutte le formule che seguiranno, se non diversamente indicato, forniranno il costo espresso in dollari e il diametro e l'estensione della condotta dovranno essere rispettivamente riportati in pollici e miglia terrestri (un miglio terrestre $\approx 1,609$ km).

Il secondo termine, $C_{man.}$ rappresenta una delle voci più rilevanti (arrivando talvolta a raggiungere il 50% del totale) ma anche più difficilmente stimabili attraverso formule empiriche, considerata la sua estrema variabilità da un progetto all'altro. Il report che fornisce la formula sottolinea infatti come l'errore percentuale del costo della manodopera così calcolato possa talvolta arrivare anche al 50%, dal momento che tale grandezza non risulta ben stimabile utilizzando esclusivamente il diametro e l'estensione della condotta. In ogni caso, seppur caratterizzata da significativi margini di incertezza, la formula utilizzata per il calcolo risulta essere la seguente:

$$C_{man.} = [343 \cdot (d)^2 + 2.074 \cdot d + 170.013] \cdot l + 185.000 \quad (7.3)$$

Il terzo termine, C_{ROW} , risulta particolarmente complesso da stimare a priori in quanto dipende molto dal luogo in cui si sviluppa l'oleodotto.

Come riportato da [42], in alcuni casi, quando ad esempio le condotte sono posate accanto a linee esistenti, i costi di acquisizione del diritto di passaggio tendono a ridursi drasticamente, arrivando talvolta ad annullarsi. Altre volte tendono invece ad aumentare di molto a causa di attraversamenti di zone particolarmente urbanizzate e densamente popolate.

Per quanto concerne il presente lavoro, dal momento che alcuni tratti delle alternative individuate andrebbero ad affiancarsi a linee esistenti in attività, si sceglie di trascurare il costo associato all'ottenimento del diritto di passaggio in tali porzioni di tracciato.

Per gli altri tratti di condotta, il C_{ROW} viene calcolato approssimativamente mediante la formula:

$$C_{ROW} = [577 \cdot (d)^2 + 29.788] \cdot l + 40.000 \quad (7.4)$$

Per quanto concerne infine il termine C_{varie} , tale voce include tutti i costi legati alla progettazione, all'ottenimento dei permessi, agli eventuali imprevisti e a una serie di voci secondarie non direttamente riconducibili agli altri termini, comunemente definite nel gergo tecnico come "*Miscellaneous*".

Sebbene anche tali costi non dipendano così strettamente dal diametro e dall'estensione della condotta, l'unico strumento per effettuare un calcolo basato sull'andamento di dati storici è rappresentato dall'utilizzo della formula (7.5).

$$C_{varie} = [8.417 \cdot d + 7.324] \cdot l + 95.000 \quad (7.5)$$

Come già anticipato, le formule sopra indicate forniscono i costi riferiti all'anno 2000. Per attualizzarli ai giorni odierni, si utilizza l'indice statu-

nitense noto come "GDP Implicit Price Deflator", rilasciato dal Bureau of Economic Analysis (BEA). Tale indicatore rappresenta una misura aggregata della variazione nel tempo dei prezzi dei beni e servizi prodotti e consente di convertire in termini omogenei valori monetari riferiti ad anni differenti.

In particolare, dal sito di una sotto-sezione della Federal Reserve [43], è possibile reperire i valori di tale indice rilasciati annualmente, a partire dal 1929. I valori associati agli anni 2000 e 2025 valgono rispettivamente $I_{2000} = 72,722$ e $I_{2025} = 128,979$.

Il fattore di attualizzazione risulta pertanto essere:

$$F_{attualizzazione} = \frac{I_{2025}}{I_{2000}} = \frac{128,979}{72,722} \approx 1,77 \quad (7.6)$$

I risultati ottenuti mediante le formule sopra indicate saranno dunque moltiplicati per il fattore di attualizzazione, al fine di tenere conto dell'incremento dei prezzi registrato durante il periodo considerato.

$$C_{2025} = C_{2000} \cdot \frac{I_{2025}}{I_{2000}} = C_{2000} \cdot F_{attualizzazione} \quad (7.7)$$

I valori associati alle quattro voci di costo sopra indicate per ognuna delle soluzioni considerate sono riportati in *Tabella 7.1*. Siccome ogni soluzione è composta da più condotte con sviluppi e diametri diversi, si riporta esclusivamente il costo finale, calcolato come somma dei costi associati alle singole condotte della rete infrastrutturale.

I valori in tabella risultano già attualizzati all'anno 2025.

Per i calcoli dettagliati dei costi totali si rimanda alle tabelle presenti in *Appendice A.2*.

Alternativa	$C_{\text{mat.}}$ [10 ⁶ \$]	$C_{\text{man.}}$ [10 ⁶ \$]	C_{ROW} [10 ⁶ \$]	C_{varie} [10 ⁶ \$]	Totale* [10 ⁶ \$]
A	1.421,8	1.985,4	670,1	817,9	4.895,1
B	2.316,7	3.072,8	3.819,9	1.192,8	10.401,9
C	6.117,8	7.863,5	7.165,9	2.961,2	24.108,3

Nota *: Totale non inclusivo della voce CAPEX associata al sistema di pompaggio

Tabella 7.1: Voci di costo dei CAPEX per le varie soluzioni analizzate

La stima dei CAPEX ottenuta mediante le relazioni empiriche riportate nel report utilizzato è da ritenersi esclusivamente come una valutazione preliminare di screening, basata sui costi di realizzazione di pipeline onshore nel territorio nordamericano. I risultati ottenuti servono dunque a fornire un ordine di grandezza dei costi connessi alla realizzazione di infrastrutture simili e, in quanto soggetti a incertezze significative, non devono essere interpretati quali valori precisi utili a quantificare puntualmente gli investimenti necessari.

A supporto dell'ordine di grandezza individuato è possibile osservare che, nel caso dell'alternativa A che prevede un sostanziale raddoppio del corridoio East-West con diramazioni di rami secondari verso Iraq ed Emirati Arabi Uniti, il costo complessivo associato ai CAPEX, ad esclusione della voce dei sistemi di pompaggio, si attesta intorno ai 4,9 miliardi di dollari. Tale valore può risultare almeno plausibile con quanto riportato su Start Magazine [44], un web magazine italiano dedicato all'innovazione ed alla crescita economica, che sottolinea come la realizzazione di un oleodotto gemello e parallelo all'esistente East-West richiederebbe un investimento di almeno 5 miliardi di dollari, anche a causa delle difficoltà di escavazione nei depositi basaltici presenti in corrispondenza dei Monti Hegiaz, che si sviluppano lungo la costa saudita del Mar Rosso.

Inoltre, sebbene la rete associata all'alternativa A risulti più estesa dell'infrastruttura East-West (costituita da linee parallele da 56 e 48 pollici), essa presenta diametri delle condotte inferiori a quest'ultima, essendo la capacità di trasporto richiesta più bassa. È pertanto ragionevole prevedere che il maggior contributo fornito ai costi di realizzazione da parte della lunghezza del tracciato sia, almeno parzialmente, compensato dalla minore dimensione delle tubazioni.

Un ulteriore riscontro dell'ordine di grandezza di investimenti simili è fornito dalla testata giornalistica online RaiNews [45], secondo la quale, riprendendo una stima del Financial Times, nuovi corridoi transfrontalieri tra i Paesi del Golfo Persico e il Mar Rosso o porti sul Mediterraneo possano comportare investimenti compresi tra i 5 e i 20 miliardi di dollari.

Il costo finora calcolato include tutti i termini della formula (7.1) ad eccezione della voce $C_{pomp.}$, associata ai costi CAPEX del sistema di pompaggio, necessario a garantire l'avanzamento del greggio all'interno della condotta.

Per il calcolo di tali costi non sono presenti report in letteratura che forniscano formule empiriche affidabili sulla base dei dati a disposizione. Di conseguenza, l'iter procedurale qui adottato per tale calcolo sarà articolato come segue:

- 1) si calcolano le perdite di carico idraulico nelle varie condotte della rete utilizzando l'equazione di Darcy-Weisbach, che rappresenta uno standard di riferimento nel settore;
- 2) si calcola la potenza idraulica necessaria mediante il prodotto tra la portata e la perdita di pressione equivalente, oppure, in forma equivalente, mediante il prodotto tra la portata, la densità del fluido,

l'accelerazione di gravità e la perdita di carico idraulico;

- 3) si procede al calcolo della potenza effettivamente installata, ottenuta come rapporto tra la potenza idraulica teorica e il coefficiente di rendimento dei sistemi di pompaggio;
- 4) da correlazioni empiriche costo/potenza presenti in letteratura, si ricava il costo in termini di CAPEX associato al sistema di pompaggio.

Dal modello appena descritto emerge come non venga preso in considerazione l'andamento altimetrico della rete infrastrutturale. Tale assunzione introduce, in ogni caso, un margine cautelativo nella stima della potenza necessaria richiesta dal sistema di pompaggio. Infatti, dal momento che gli sbocchi della condotta, in tutte le alternative considerate, risultano collocati al livello del mare (0 m s.l.m.) mentre i punti di origine della stessa presentano quote non eccessive ma comunque superiori a tale valore, il contributo dovuto al dislivello risulta complessivamente favorevole al moto del fluido attraverso la condotta.

Di conseguenza, il termine legato alla quota assume valori mediamente negativi nel bilancio energetico, sebbene sia di entità contenuta. Dunque, la trascuranza di tale contributo comporta una lieve sovrastima della prevalenza necessaria e, di conseguenza, della potenza richiesta per il corretto funzionamento dell'infrastruttura, contribuendo a rendere il modello complessivamente conservativo.

Pertanto il calcolo della potenza necessaria farà esclusivamente riferimento alle perdite di carico idraulico dovute all'attrito che si sviluppa tra il fluido e le pareti della condotta.

Sulla base delle semplificazioni metodologiche adottate, si sottolinea che, analogamente a quanto indicato in precedenza, anche la stima dei costi

di pompaggio non è da intendersi come una misura precisa e puntuale, bensì come una prima valutazione preliminare atta a definire le potenze necessarie sulla base delle sole caratteristiche idrauliche delle tubazioni.

Partendo dal calcolo delle perdite di carico idraulico lungo la condotta, l'equazione di Darcy-Weisbach può essere così espressa:

$$h_f = \lambda \cdot \frac{L}{D_i} \cdot \frac{V^2}{2g} \quad (7.8)$$

dove:

- h_f = perdita di carico distribuita [m]
- λ = coefficiente di attrito [-]
- L = lunghezza del tubo [m]
- D_i = diametro interno del tubo [m]
- V = velocità del flusso [m/s]
- g = accelerazione di gravità ($\approx 9,81 \text{ m/s}^2$)

Nell'equazione (7.8), il coefficiente di attrito λ , noto anche come "coefficiente di Darcy", è un termine adimensionale che misura la resistenza al moto del fluido causata dall'attrito viscoso tra le particelle di fluido e la superficie interna del tubo, caratterizzata da una propria scabrezza. In fluidodinamica, tale coefficiente può essere calcolato mediante l'equazione di Colebrook-White, formulata a partire da risultati empirici ottenuti dagli studi sui flussi laminari e turbolenti condotti nella prima metà del Novecento. Nel dettaglio, tale equazione risulta così definita:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log_{10} \left(\frac{2,51}{Re\sqrt{\lambda}} + \frac{\varepsilon/D_i}{3,71} \right) \quad (7.9)$$

dove:

- λ = coefficiente di Darcy [-]
- ε/D_i = scabrezza relativa della tubazione [-]
- Re = numero di Reynolds [-]

La scabrezza assoluta ε associata a tubazioni in acciaio nuove vale circa 0,045 mm, come riportato nelle dispense del corso di Idraulica del Politecnico di Torino [46] e in numerose fonti tecniche presenti in letteratura. Tuttavia, occorre precisare che, in genere, nella progettazione di opere idrauliche vengono utilizzati valori riferiti alla condizione di tubi usati, dal momento che i fenomeni corrosivi tendono ad aumentare la scabrezza degli stessi nel tempo; infatti, al fine di garantire pari condizioni operative dell'infrastruttura, in condizioni di tubi usati sono necessarie potenze installate più elevate.

Pertanto, nel presente lavoro, si assume un valore di scabrezza associato a tubi in "rusted steel", ovvero tubi in acciaio che ha però subito un processo di corrosione superficiale, formando uno strato di ossido (ruggine), che ne altera la rugosità e che descrive bene le condizioni di tubi usati. Come indicato dal sito Engineering Toolbox [47], un valore di rugosità coerente con tale condizione è pari a circa 0,15 mm.

Per quanto concerne invece il numero di Reynolds, questo è definito come:

$$Re = \frac{\rho \cdot V \cdot D_i}{\mu} \quad (7.9)$$

dove:

- ρ = densità del fluido [kg/m^3]
- V = velocità del fluido [m/s]

- D_i = diametro interno della condotta $[m]$
- μ = viscosità dinamica del fluido $[Pa \cdot s]$

Come riportato nel report di OPEC [7], la densità media del petrolio greggio risulta pari a circa $856 \text{ kg}/\text{m}^3$.

Per quanto riguarda invece la viscosità dinamica del greggio, tale valore varia significativamente in funzione della temperatura, della pressione e della composizione del greggio stesso. Ai fini del calcolo del numero di Reynolds si assume, in prima approssimazione, una viscosità dinamica del greggio pari a $13 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, valore indicato in un documento tecnico del governo canadese [48] rappresentativo di un greggio di media gravità e di tipo Arabian Light, alla temperatura di $15 \text{ }^\circ\text{C}$.

Noti tutti i dati, si procede inizialmente al calcolo del numero di Reynolds per ciascuna condotta costituente la rete infrastrutturale delle diverse soluzioni analizzate. Successivamente, si risale, attraverso la funzione "*ricerca obiettivo*" di Excel, al valore del coefficiente di Darcy, necessario per la determinazione delle perdite di carico lungo ogni condotta, calcolate mediante la formula (7.8).

I calcoli dettagliati relativi alle perdite di carico idraulico di ogni condotta che compone l'intera rete sono riportati in *Appendice A.2*.

In *Tabella 7.2* sono invece riportati soltanto i valori delle perdite complessive, ottenuti come somma delle perdite parziali di ciascuna condotta, per ognuna delle soluzioni considerate.

	Soluzioni di trasporto considerate		
	Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C
Perdite di carico distribuite [m]	13.845	14.782	25.042

Tabella 7.2: *Perdite di carico complessive distribuite nelle varie soluzioni*

Definite le perdite di carico idraulico distribuite, è possibile calcolare la potenza necessaria come:

$$P_{idraulica} = Q \cdot \Delta p \quad (7.10)$$

dove:

- P = potenza [W]
- Q = portata della tubazione [m^3/s]
- Δp = variazione di pressione [Pa]

La variazione di pressione può essere espressa in funzione del carico idraulico h_f come segue:

$$\Delta p = \rho \cdot g \cdot h_f \quad (7.11)$$

Ne deriva che la potenza idraulica necessaria può essere calcolata come:

$$P_{idraulica} = Q \cdot \rho \cdot g \cdot h_f \quad (7.12)$$

Inoltre, in assenza di specifici dati di targa relativi ai sistemi di pompaggio effettivamente impiegati, sulla base di casi studio ed esempi applicativi riportati dal Dipartimento dell'Energia statunitense [49], si as-

sumono fattori di rendimento medio della pompa η_{pompa} e del motore η_{motore} rispettivamente pari a 78% e 96%. L'effettiva potenza complessiva installata associata alle tre differenti soluzioni è definita come:

$$P_{installata} = \frac{P_{idraulica}}{\eta_{motore} \cdot \eta_{pompa}} = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot h_f}{\eta_{motore} \cdot \eta_{pompa}} \quad (7.13)$$

Complessivamente, tenendo conto delle varie tratte caratterizzate da portate differenti, per ogni alternativa considerata le potenze complessive sono riportate in *Tabella 7.3*.

	Soluzioni di trasporto considerate		
	Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C
Potenze complessive installate [MW]	149,99	207,42	503,82

Tabella 7.3: *Potenze complessive installate per il sistema di pompaggio nelle varie alternative*

Note le potenze installate, è possibile reperire in letteratura coefficienti medi di conversione che consentono di stimare i costi CAPEX associati ai sistemi di pompaggio a partire dalla potenza installata.

In particolare, facendo riferimento al documento dell'American Petroleum Institute (API) [50], si assume un costo specifico in termini di CAPEX pari a 3000\$ nel 2016 per ogni cavallo vapore britannico (HP) installato.

È opportuno sottolineare che tali valori rappresentano puramente stime preliminari, dal momento che i costi specifici dipendono anche dall'area di sviluppo dell'oleodotto e dall'effettiva potenza complessiva: in generale, infatti, all'aumentare della potenza installata, i costi specifici per

HP tendono a diminuire.

La formula utile a calcolare la voce di costo considerata assume pertanto la forma:

$$C_{pomp.} = k \cdot P_{installata} \quad (7.14)$$

dove:

- $C_{pomp.}$ = costo CAPEX associato al sistema di pompaggio [\$]
- k = coefficiente di conversione [\$/HP]
- $P_{installata}$ = potenza complessiva installata [HP]

Considerando dunque un coefficiente di conversione pari a 1 HP = 745,7 W e un fattore di attualizzazione pari a circa 1,31 (calcolato come rapporto tra $I_{2025} = 128,979$ e $I_{2016} = 98,241$), si ottengono i costi di pompaggio riportati in *Tabella 7.4*.

	Soluzioni di trasporto considerate		
	Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C
C_{pomp.} [10 ⁶ \$]	790,5	1.093,2	2.655,3

Tabella 7.4: *Costi CAPEX per sistemi di pompaggio per le varie soluzioni analizzate*

Il costo CAPEX calcolato comprende i costi associati ai materiali, alle apparecchiature e alla manodopera necessari per l'installazione di pompe, valvole e strumentazioni di controllo all'interno delle stazioni di pompaggio.

Dunque, complessivamente, il costo CAPEX totale per le tre soluzioni di trasporto considerate ammonta a circa 5,69 miliardi di dollari per l'alternativa A, 11,50 miliardi per la soluzione B e 26,76 per la C.

Per i calcoli dettagliati dei singoli costi si rimanda all'*Appendice A.2*.

7.2 OPEX

Calcolati i costi CAPEX nel paragrafo precedente è ora necessario affrontare nel dettaglio la valutazione dei costi operativi, noti anche come OPEX (*Operating Expenditure*), che rappresentano l'insieme dei costi che un'azienda deve sostenere per il funzionamento quotidiano dell'infrastruttura.

Analogamente a quanto evidenziato per i CAPEX, occorre sottolineare anche in questo caso che, in assenza di dati specifici relativi alle singole soluzioni di trasporto considerate, la presente stima dei costi OPEX ha come obiettivo quello di fornire un ordine di grandezza dei costi di gestione associati alle diverse infrastrutture. Essa non deve pertanto essere interpretata come una valutazione precisa e puntuale degli effettivi costi operativi, che risultano influenzati da moltissimi fattori di tipo tecnico, gestionale ed economico.

In particolare nella presente analisi si ritiene necessario prendere in considerazione le seguenti tre voci di costo:

- 1) Energia di Pompaggio
- 2) Costi di Esercizio e Manutenzione della linea (pipeline)
- 3) Costi di Esercizio e Manutenzione delle stazioni di pompaggio

La struttura del modello di calcolo dei costi annui operativi risulta totalmente coerente con quanto indicato anche nel report pubblicato dal National Energy Technology Laboratory (NETL) [51], un laboratorio nazionale del Dipartimento dell'Energia statunitense (DOE).

Tale report, sebbene sia riferito a una condotta di trasporto per CO_2 , propone una classificazione dei costi operativi riconducibile alle tre macro-

categorie precedentemente indicate. In particolare, nella seconda e terza voce di costo sono incluse le operazioni di manutenzione ordinaria, del personale, dei ricambi e di tutte le attività operative connesse all'esercizio dell'impianto.

Nel presente lavoro, i costi OPEX, ad esclusione di quelli connessi al consumo di energia elettrica, verranno stimati come percentuali delle spese CAPEX.

La formula che descrive dunque i costi operativi considerati può essere espressa come segue:

$$OPEX_{annuo} = C_{energia} + C_{O\&M, pipeline} + C_{O\&M, stazioni} \quad (7.15)$$

dove:

- $C_{energia}$ = costo OPEX associato al sistema di pompaggio [\$]
- $C_{O\&M, pipeline}$ = costo OPEX associato all'operatività e manutenzione delle condotte [\$]
- $C_{O\&M, stazioni}$ = costo OPEX associato all'operatività e manutenzione delle stazioni di pompaggio [\$]

Il pedice "O&M", associato alle voci relative ai costi operativi, deriva dall'espressione inglese "*Operation and Maintenance*" ed è comunemente utilizzato nelle analisi dei costi di esercizio.

Partendo dalla voce $C_{energia}$, essa rappresenta i costi associati al consumo di energia elettrica necessario al funzionamento delle pompe che permettono l'avanzamento del greggio attraverso la pipeline.

In particolare, calcolate nel paragrafo precedente le potenze necessarie a compensare le perdite di carico idraulico dovute all'attrito tra fluido e condotta, è possibile calcolare il consumo energetico annuale, assumendo un ragionevole periodo di esercizio dell'infrastruttura durante l'anno. Per definire tale tempo di funzionamento, considerando i periodi di fermo legati alle operazioni di manutenzione programmata o a eventuali imprevisti, si moltiplicano le 8760 ore annue per un "fattore di disponibilità" dell'infrastruttura, generalmente indicato come AF ("*Availability Factor*"). Sulla base di valori percentuali di disponibilità riferiti a oleodotti di crude oil esistenti [52], si considera AF pari a 98%.

Noto il costo dell'energia elettrica per utenze industriali, il costo OPEX associato al consumo energetico può essere calcolato mediante la formula (7.16).

$$C_{energia} = (8.760 \cdot AF) \cdot P \cdot c_e \quad (7.16)$$

dove:

- $C_{energia}$ = costo OPEX associato all'energia elettrica [€]
- AF = fattore di disponibilità [-]
- P = potenza elettrica delle pompe [MW]
- c_e = prezzo specifico dell'elettricità [€/MWh]

Occorre precisare che il costo dell'energia elettrica varia molto da un Paese all'altro, oscillando da circa 40 €/MWh in Egitto a oltre 200 €/MWh in Italia.

In particolare, siccome le varie alternative considerate si estendono attraverso Stati diversi, il costo associato a ogni soluzione è calcolato come media ponderata sulle portate e sull'estensione delle condotte all'interno di ogni Stato dei costi medi dell'energia elettrica per le utenze industriali, riportate sul sito Global Petrol Prices 2025 [53].

I risultati ottenuti per le tre soluzioni considerate sono riportati in *Tabella 7.5*.

Si può osservare come i costi annui associati all'energia elettrica necessaria a garantire il funzionamento delle pompe oscilli tra poco meno di 100 milioni di dollari per l'alternativa A ad oltre 450 milioni di dollari per l'alternativa C di collegamento diretto monomodale.

	Soluzioni di trasporto considerate		
	Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C
Potenze installate [MW]	149,99	207,42	503,82
Costo energia elettrica [\$ /MWh]	72,03	85,50	106,17
C_{energia} [10 ⁶ \$]	92,8	152,3	459,2

Tabella 7.5: *Costi OPEX legati al consumo di energia elettrica per il pompaggio*

Passando ora al calcolo dei costi operativi associati alla condotta vera e propria e alle stazioni di pompaggio, in accordo con quanto indicato nel report del laboratorio NETL [51], essi vengono calcolati annualmente come valore percentuale delle corrispondenti spese capitali.

In particolare, è possibile scrivere:

$$C_{O\&M} = k \cdot CAPEX \quad (7.17)$$

dove k rappresenta un fattore di correlazione tra spese capitali e spese operative.

Nel dettaglio, con riferimento ai costi operativi della condotta e delle stazioni di pompaggio, le corrispondenti formule di calcolo derivanti dall'equazione (7.17) assumono la forma:

$$C_{O\&M, pipeline} = k_{pipeline} \cdot CAPEX_{oleodotto} \quad (7.18)$$

$$C_{O\&M, stazioni} = k_{stazioni} \cdot C_{pomp.} \quad (7.19)$$

dove:

- $CAPEX_{oleodotto}$ = costo CAPEX associato alla fase di realizzazione dell'oleodotto [\$]
- $C_{pomp.}$ = costo CAPEX associato alla fase di realizzazione delle stazioni e dei sistemi di pompaggio [\$]

In assenza in letteratura di riferimenti affidabili che forniscano valori coerenti per i fattori $k_{pipeline}$ e $k_{stazioni}$, si sceglie di adottare i coefficienti utilizzati nel report del National Energy Technology Laboratory (NETL), già citato in precedenza, sebbene esso sia riferito a condotte destinate al trasporto di CO_2 .

In particolare, il documento indica valori dei coefficienti $k_{pipeline}$ e $k_{stazioni}$ pari rispettivamente a 0,025 (2,5%) e 0,040 (4,0%).

Sulla base di tali valori, la formula di calcolo complessiva per i costi operativi e manutentivi annui assume la forma:

$$C_{O\&M, \text{ pipeline } + \text{ stazioni}} = 0,025 \cdot CAPEX_{oleodotto} + 0,040 \cdot C_{pomp.} \quad (7.20)$$

I costi operativi calcolati per le diverse soluzioni considerate sulla base dell'equazione (7.20) sono riportati in *Tabella 7.6*.

	Soluzioni di trasporto considerate		
	Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C
CAPEX_{oleod.} [10 ⁶ \$]	4.895,1	10.401,9	24.108,3
C_{pomp.} [10 ⁶ \$]	790,5	1.093,2	2.655,3
C_{O&M} [10 ⁶ \$]	154,0	303,8	708,9

Tabella 7.6: *Costi OPEX legati all'operatività e alla manutenzione dell'infrastruttura*

Dopo aver stimato in via preliminare le varie voci dei costi operativi, si riassume il costo operativo complessivo annuo (OPEX) associato ad ogni soluzione in *Tabella 7.7*.

	Soluzioni di trasporto considerate		
	Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C
OPEX [10 ⁶ \$]	246,75	456,03	1.168,13

Tabella 7.7: *Costi operativi (OPEX) annui per le varie alternative*

7.3 Ammortamento dei costi capitali

Poiché le spese in conto capitale (CAPEX) risultano concentrate all'anno iniziale di investimento, indicato come "anno 0", per poter confrontare economicamente tali spese con i costi operativi (OPEX) è necessario ricondurre le prime a costi annui equivalenti distribuiti lungo il periodo di ammortamento previsto per l'infrastruttura.

A tal fine, si fa riferimento al "*metodo della rata annua equivalente*": i costi CAPEX complessivi vengono sostanzialmente trasformati in una quota annua equivalente e costante, tenendo conto del valore temporale del denaro mediante il ricorso a un tasso di sconto.

La rata annua equivalente viene determinata mediante la seguente relazione:

$$P = S \cdot \frac{(1 + i)^n \cdot i}{(1 + i)^n - 1} \quad (7.21)$$

dove:

- P = rata annua equivalente [\$]
- S = somma da ammortizzare (CAPEX) [\$]
- i = tasso di sconto [-]
- n = periodo di ammortamento [anni]

Secondo quanto indicato nel report elaborato dallo U.S. Department of Energy [54], il tempo medio di ammortamento per un oleodotto risulta circa pari a 50 anni. Nella presente analisi tale valore viene pertanto assunto quale numero di anni n necessario ad ammortizzare il costo iniziale.

7.3. AMMORTAMENTO DEI COSTI CAPITALI

Ai fini dell'annualizzazione dei costi CAPEX si adotta un tasso di sconto reale pari a 5,5%, scelto come valore unico e prudenziale per un'infrastruttura che si estende in molti Paesi extra-UE. Tale scelta risulta coerente con quanto indicato dalla European Investment Bank [55], la quale suggerisce l'adozione di un tasso di sconto non inferiore al 5,5% per progetti sviluppati in Paesi extra-UE.

Complessivamente, sulla base di tali dati, la rata annua equivalente dei costi in conto capitale delle diverse alternative è riportata in *Tabella 7.8*.

Alternativa	CAPEX [10 ⁶ \$]	Rata _{annua eq} [10 ⁶ \$ / anno]	OPEX [10 ⁶ \$ / anno]	Costo _{eq annuo} [10 ⁶ \$ / anno]
A	5.686	336	247	583
B	11.495	679	456	1.135
C	26.764	1.581	1.168	2.749

Tabella 7.8: *Calcolo del costo annuo equivalente considerando CAPEX e OPEX*

Dall'annualizzazione dei costi CAPEX si osserva dunque come, per tutte le alternative considerate, la rata annua equivalente sia caratterizzata dallo stesso ordine di grandezza dei costi operativi annui. Emerge comunque che, in tutti i casi analizzati, i costi in conto capitale ripartiti su 50 anni, risultano sempre superiori ai corrispondenti costi operativi annui.

7.4 Tempi di realizzazione dell'opera

Le soluzioni di trasporto considerate, prevedendo necessariamente il progetto e la successiva realizzazione di infrastrutture di trasporto più o meno estese, richiedono tempi di attuazione tali da non poter prevedere modifiche significative delle forniture nel brevissimo periodo.

Sebbene risulti estremamente complesso stimare con precisione il tempo di realizzazione sulla base dei soli dati preliminari disponibili, è ragionevole prevedere che infrastrutture di tale complessità richiedano sicuramente diversi anni per essere completate.

In linea generale, come indicato nel report del Dipartimento per l'Energia statunitense [51], i tempi medi per le fasi di progettazione, redazione di analisi tecniche e ottenimento dei permessi necessari per l'avvio del cantiere risultano pari a circa 4 anni.

È inoltre ragionevole ritenere che i tempi necessari all'ottenimento delle autorizzazioni aumentino al crescere del numero di Stati attraversati dall'infrastruttura. Nel caso in esame, l'alternativa C, il cui tracciato interessa ben otto diversi Paesi, rappresenta potenzialmente la soluzione maggiormente onerosa in termini di tempi necessari all'ottenimento dei permessi preliminari di realizzazione.

Per quanto concerne invece i tempi di effettiva realizzazione dell'opera, dall'analisi dei tempi di realizzazione di alcuni dei principali oleodotti internazionali realizzati negli ultimi settanta anni, si evince come la fase di costruzione fisica si attesti generalmente nell'intervallo compreso tra i 2 e i 4 anni. Tale durata risulta sostanzialmente indipendentemente dall'estensione della rete, grazie al ricorso a molti cantieri operanti in parallelo.

Secondo infatti quanto riportato in un report della Nato [56], oggi di do-

7.4. TEMPI DI REALIZZAZIONE DELL'OPERA

minio pubblico, la realizzazione dell'attuale oleodotto più esteso al mondo, caratterizzato da un'estensione superiore a 5.000 km, ha richiesto circa 4 anni. Tale oleodotto, noto con il nome di "*Friendship Pipeline*", collega i giacimenti della Russia con l'Europa centrale e fu realizzato a partire dal 1959.

Ulteriori indicazioni dei tempi di realizzazione derivano da informazioni pubblicate dalla società Aramco [57] e dalla China National Petroleum Corporation [58]. In particolare, la prima fonte riporta come l'oleodotto Tapline, avente uno sviluppo di circa 1200 km e oggi non più operativo, sia stato realizzato in 3 anni, a partire dal 1950. Analogamente, la fonte cinese indica come la realizzazione della prima e della seconda sezione del progetto West-East Gas Pipeline, aventi estensioni pari a 4.380 e 8.800 km, abbia richiesto rispettivamente 3 e 4 anni di lavori.

Sulla base di tali considerazioni, pur non essendo possibile in questa fase fornire una stima di dettaglio, è ragionevole ipotizzare tempi complessivi di realizzazione compresi tra 5 ed oltre 10 anni, in funzione anche dell'alternativa considerata.

Occorre tuttavia sottolineare come quelli sopra indicati rappresentino solamente tempi di realizzazione indicativi, che potrebbero tuttavia non essere sufficientemente rappresentativi dei casi in esame. In funzione, infatti, delle sfide tecniche e delle difficoltà riscontrate durante le fasi di realizzazione, i tempi tecnici necessari al completamento dell'opera possono subire incrementi significativi da un progetto all'altro.

Analisi ambientale

Nella presente sezione si procede con un confronto tra le emissioni che caratterizzano il trasporto multimodale mediante nave e condotta nelle diverse alternative proposte e quelle associate al trasporto marittimo, che attualmente interessa la totalità del greggio destinato al mercato europeo dai Paesi del Golfo Persico.

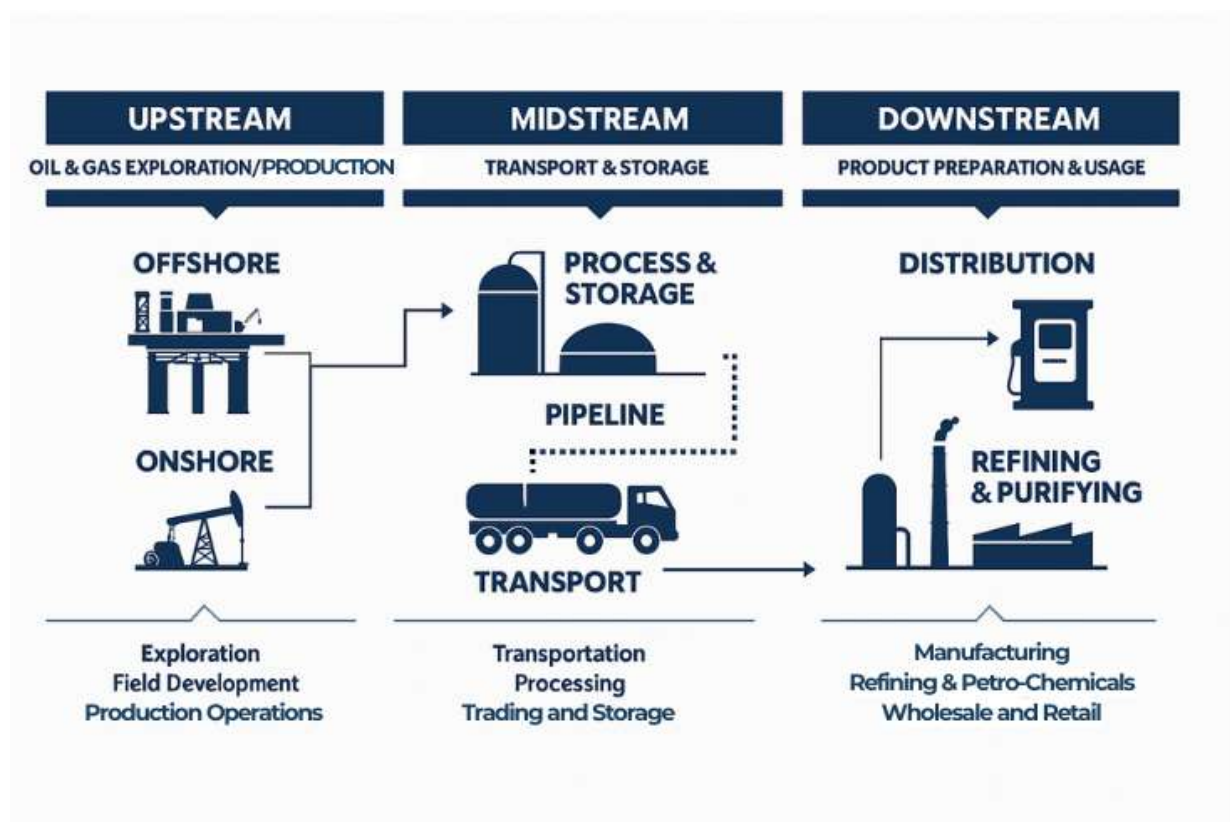
8.1 Confini e limiti dell'analisi

L'analisi condotta ha come obiettivo la stima preliminare, sulla base dei dati disponibili, delle emissioni ambientali associate alla sola fase di trasporto del greggio. Si escludono pertanto dalla presente trattazione le emissioni relative alle fasi di upstream e downstream, che descrivono rispettivamente il primo stadio, coincidente con la filiera esplorativa ed estrattiva del greggio, e l'ultimo stadio, associato ai processi di raffinazione, distribuzione e trasporto dell'ultimo miglio dei prodotti derivati. La scelta di esclusione di tali contributi è motivata sia dalla limitata disponibilità di dati affidabili e rappresentativi che dall'elevata variabilità che caratterizza tali processi in funzione del contesto geografico.

Le emissioni associate alle fasi estrattive risultano infatti difficilmente stimabili attraverso un modello generalizzato in quanto, come anche evidenziato nel report della società di consulenza svizzera ESU-services Ltd [59], l'impatto ambientale dipende in maniera significativa anche dalle caratteristiche del singolo pozzo estrattivo, quali profondità, dimensione, ubicazione onshore od offshore, e da ulteriori parametri operativi.

8.1. CONFINI E LIMITI DELL'ANALISI

Analogamente, anche le emissioni legate alla fase di downstream presentano una marcata variabilità: dipendono infatti dalla configurazione della rete infrastrutturale di consegna finale, dalla tipologia di prodotti raffinati ottenuti, dalle tecnologie di raffinazione e da ulteriori aspetti difficilmente ricomprendibili nella presente analisi.



Fonte: *Andalas Mitra Global*

Figura 8.1: *Rappresentazione schematica delle fasi caratterizzanti la filiera di approvvigionamento del greggio*

Le emissioni successivamente calcolate faranno pertanto riferimento esclusivamente alle fasi durante le quali il petrolio greggio risulta in scorrimento lungo la condotta o trasportato via nave dal punto di carico a quello di scarico. Risultano invece escluse le emissioni legate alle fasi di carico e scarico, se previste, coerentemente con quanto in precedenza

effettuato nel *Capitolo 5*, nel quale sono state calcolate le emissioni relative solamente alla fase di navigazione delle navi petroliere.

Tra i principali limiti dell'analisi si identificano quindi i seguenti aspetti:

- si considerano esclusivamente le emissioni legate alle fasi di trasporto, senza includere quelle relative alle fasi di carico e scarico della merce (*handling*);
- nel calcolo delle emissioni della condotta, la potenza di dimensionamento delle pompe è determinata facendo unicamente riferimento al bilanciamento delle perdite distribuite di carico idraulico per attrito all'interno della tubazione; non viene invece considerata la potenza ulteriore necessaria a bilanciare le perdite concentrate in corrispondenza di punti singolari lungo la condotta;
- non sono prese in considerazione le emissioni legate alle fasi di realizzazione e manutenzione dell'oleodotto di progetto. Tale valutazione, infatti, oltre a risultare estremamente complessa sulla base dei dati a disposizione in via preliminare, richiederebbe un livello di dettaglio e approfondimento eccessivo rispetto agli obiettivi del presente lavoro, finalizzato a fornire una valutazione di fattibilità e convenienza aprioristica al progetto definitivo.

Relativamente al secondo punto, inerente alla mancata considerazione della potenza aggiuntiva necessaria al bilanciamento delle perdite di carico idraulico concentrate, al termine del capitolo verrà condotta un'analisi di sensibilità al fine di comprendere come possa variare l'indicatore di emissione utilizzato in funzione di tali ulteriori perdite.

Per quanto concerne, invece, l'esclusione dal calcolo delle emissioni in

fase di realizzazione e manutenzione, occorre precisare che, qualora si volesse condurre una simile analisi, occorrerebbe considerare anche le emissioni ambientali legate alla realizzazione, manutenzione e successiva dismissione delle navi petroliere utilizzate lungo la tratta considerata. Ne consegue che un'analisi di tale livello di dettaglio, se condotta mediante ipotesi e semplificazioni metodologiche eccessive, potrebbe risultare poco rappresentativa del sistema reale, portando a risultati distorti.

8.2 Fattori e indicatori di emissione utilizzati

I fattori di emissione considerati, dal momento che, ad eccezione dell'alternativa C, le soluzioni sono di tipo multimodale, risultano diversi in funzione del tipo di trasporto al fine di distinguere le emissioni navali da quelle associate al sistema di pompaggio attraverso l'oleodotto.

In particolare, per l'ambito navale, il fattore di emissione utilizzato fa riferimento alla quantità di CO_2eq emessa da ogni nave petroliera per tonnellata di combustibile utilizzato. Più nel dettaglio, come riportato nel capitolo inerente al trasporto marittimo, il fattore di emissione considerato risulta pari a $3,16572 \text{ tCO}_2eq/t_{fuel}$.

Tale fattore, espresso in CO_2eq , viene calcolato secondo le linee guida fornite da IMO nell'Annesso numero 10 [28], che permettono anche di tener conto del contributo che i gas CH_4 e N_2O forniscono alle emissioni ambientali su un orizzonte temporale di 20 anni.

In ogni caso, per i calcoli di dettaglio finalizzati alla giustificazione di tale valore, si rimanda al *Paragrafo 5.3*.

Dunque, per le soluzioni che prevedono l'impiego del trasporto marittimo, le emissioni associate a tale tratta del percorso totale, saranno

8.2. FATTORI E INDICATORI DI EMISSIONE UTILIZZATI

calcolate come prodotto tra il consumo di carburante della nave petroliera di progetto (Suezmax) e il fattore di emissione sopra indicato.

Con riferimento, invece, ai tratti in cui il trasporto avviene mediante oleodotto, il fattore di emissione adottato corrisponde alla quantità di CO_2eq emessa per ogni MWh di energia elettrica utilizzata per l'alimentazione del sistema di pompaggio.

Poiché tale fattore di emissioni dipende dalle tipologie di produzione dell'energia elettrica, che possono variare da Stato a Stato anche in base alla predilezione di fonti energetiche più o meno sostenibili, non risulta appropriato adottare come fattore di emissione un unico valore specifico rappresentativo di un singolo Paese.

Infatti, dal momento che l'eventuale infrastruttura di progetto, nelle diverse alternative, andrebbe a interessare il territorio di più Stati, è doveroso calcolare un fattore di emissione ponderato che possa ben descrivere le emissioni complessive. In particolare, si assume che le emissioni di CO_2eq in ogni Stato attraversato dall'oleodotto siano proporzionali alla potenza richiesta dalle stazioni di pompaggio, a sua volta legata alla portata e allo sviluppo della condotta all'interno del territorio di tale Paese. La media calcolata sarà dunque ponderata sui valori di portata e di sviluppo delle reti nei singoli Stati.

Con riferimento all'indicatore di emissione, nella presente analisi si fa riferimento all'indicatore $gCO_2eq/t \cdot km$, che permette di stimare l'efficienza emissiva nell'ambito del trasporto merci, indicando quanti grammi equivalenti di CO_2 vengono emessi per trasportare una tonnellata di merce (in questo caso di petrolio greggio) su una distanza pari ad un chilometro.

Tale indicatore risulta il medesimo utilizzato nel caso del calcolo delle emissioni legate al solo trasporto marittimo attuale; l'utilizzo dello stesso

8.3. CALCOLO EMISSIONI IN CIASCUNO SCENARIO

indicatore permette quindi un confronto immediato tra le emissioni delle alternative analizzate e l'opzione "zero", rappresentata dal mero trasporto marittimo.

Nel paragrafo successivo, per calcolare l'indicatore di emissioni preso in considerazione, saranno prima ricavate, per ciascuna alternativa di trasporto, le emissioni annue totali di CO_2eq associate al trasferimento della quantità di greggio corrispondente alla domanda media. Il valore ottenuto sarà quindi diviso per la quantità stessa di greggio e per la distanza percorsa.

8.3 Calcolo emissioni in ciascuno scenario

Per procedere alla stima delle emissioni nei tre scenari di progetto, si sceglie di iniziare dal calcolo delle emissioni associate al trasporto marittimo che caratterizza le alternative A e B.

In particolare, noti i consumi giornalieri della petroliera Suezmax di progetto, pari rispettivamente a 58,8 tonnellate in condizioni laden e 44,1 tonnellate in condizioni ballast alla velocità media di 13 nodi, secondo quanto calcolato nel *Paragrafo 5.3*, è necessario in primis definire la durata della navigazione nelle due diverse alternative.

Sulla base delle distanze marittime indicate nel report dell'Agenzia Nazionale di Intelligence Geospaziale statunitense [27], risulta possibile stimare i tempi medi di navigazione rispettivamente tra i porti di Yanbu e Trieste e i porti di Sidi Kerir e Trieste.

I risultati ottenuti sono riportati in *Tabella 8.1*; i tempi di navigazione indicati tengono inoltre conto di piccoli ritardi operativi.

8.3. CALCOLO EMISSIONI IN CIASCUNO SCENARIO

Alternativa	Porto di partenza	Porto di arrivo	Distanza	Velocità media	Giorni navigazione
A	Yanbu	Trieste	1.857 nm	13 kn	6,5 giorni
B	Sidi Kerir	Trieste	1.200 nm	13 kn	4 giorni

Tabella 8.1: *Calcolo dei tempi di navigazione nelle alternative A e B*

Noti i giorni di navigazione nelle due diverse soluzioni, considerando anche la fase di ritorno in condizioni ballast della nave, è possibile stimare il consumo per singolo viaggio di andata e ritorno in termini di carburante utilizzato. Moltiplicando poi tale valore per il fattore di emissione considerato si ricavano le emissioni di CO_2eq associate a ogni viaggio delle petroliere.

Infine, calcolando il numero annuo di petroliere necessarie a soddisfare la domanda di progetto (≈ 510 milioni di barili, sulla base di quanto indicato nel *Sotto-paragrafo 6.5.1*), è possibile stimare il valore di emissioni annue totali.

In particolare:

$$N_{petroliere \text{ all'anno}} = \frac{domanda_{annua}}{capacita'_{petroliera}} \quad (8.1)$$

$$N_{petroliere \text{ all'anno}} = \frac{510 \cdot 10^6 \text{ barili}}{1.088.505 \text{ barili}} \approx 469 \text{ navi}$$

8.3. CALCOLO EMISSIONI IN CIASCUNO SCENARIO

Alternativa	Consumo carburante (HFO) per viaggio	Emissioni CO _{2eq} per viaggio	Emissioni totali annue
A	668,85 t	2.117 t	992.873 t
B	411,60 t	1.303 t	611.107 t

Tabella 8.2: *Calcolo delle emissioni di CO_{2eq} annue della parte marittima nelle alternative A e B*

Per quanto concerne invece il calcolo delle emissioni totali associate al percorso attraverso l'oleodotto, occorre dapprima stimare il consumo elettrico annuo necessario a garantire la domanda di greggio richiesta; successivamente, moltiplicando tale valore per il fattore di emissione ponderato secondo il metodo citato in precedenza, è possibile ricavare la quantità di emissioni totali annue associate al trasporto mediante condotta.

I dati relativi alle emissioni di CO_{2eq} per ogni MWh di energia elettrica nei vari Stati interessati dallo sviluppo dell'oleodotto sono ricavati dal database online Ember [60], che fornisce dati annuali dettagliati su una moltitudine di aspetti legati all'ambito dell'energia elettrica. Nel presente lavoro si fa riferimento ai dati completi più aggiornati presenti in tale piattaforma, riferiti all'anno 2024.

Come fattore di emissione ponderato sulla base di portata e sviluppo attraverso ogni Stato, il valore medio di emissione ricavato oscilla tra circa 0,69 t_{CO_{2eq}}/MWh per l'alternativa A e 0,60 t_{CO_{2eq}}/MWh per l'alternativa C.

Dall'analisi delle singole voci che concorrono alla determinazione del valore medio ponderato del fattore di emissione, emerge come i Paesi

8.3. CALCOLO EMISSIONI IN CIASCUNO SCENARIO

medio-orientali e la Libia, la cui produzione di energia elettrica dipende ancora fortemente dall'uso di combustibili fossili, nonostante si stia assistendo a una transizione verso energie rinnovabili, tendano a contribuire all'incremento del valore complessivo del fattore di emissione.

Si osserva infatti come l'Arabia Saudita, ad esempio, sia caratterizzata da valori emissivi pari a circa $0,692 \text{ t}_{CO_2eq} / MWh$, che risultano più di due volte superiori a quelli dell'Italia, il cui fattore emissivo risulta pari a circa $0,281 \text{ t}_{CO_2eq} / MWh$.

Per quanto concerne il consumo annuo di energia elettrica, esso è calcolato come prodotto tra la potenza installata e il numero di ore di funzionamento annue, che viene assunto in via cautelativa pari a 8.760, corrispondente al numero totale di ore presenti in un anno.

Alternativa	Consumo elettrico annuo	Fattore di emissione [t_{CO_2eq} / MWh]	Emissioni totali annue
A	1.313,9 GWh	0,69	906.318 t
B	1.817,0 GWh	0,63	1.141.460 t
C	4.413,5 GWh	0,60	2.657.270 t

Tabella 8.3: *Calcolo delle emissioni di CO_2eq annue legate al trasporto via condotta nelle alternative A, B e C*

Risulta ora possibile stimare le emissioni totali di CO_2eq associate a ciascuna soluzione di trasporto, sommando le emissioni del trasporto marittimo, dove previsto, con quelle associate al trasporto tramite oleodotto.

Calcolando inoltre la distanza complessiva percorsa, ottenuta dalla somma della tratta marittima e dell'estensione della rete di condotte, è pos-

8.3. CALCOLO EMISSIONI IN CIASCUNO SCENARIO

sibile determinare il valore dell'indicatore di emissione considerato, i cui valori sono riportati in *Tabella 8.4*.

Alternativa	Emissioni annue complessive CO _{2eq}	Distanza complessiva	Quantità di greggio annua	Indicatore gCO _{2eq} / t · km
A	1.899.191 t	5.870 km	69,58 · 10 ⁶ t	4,65 g / t · km
B	1.752.567 t	5.286 km	69,58 · 10 ⁶ t	4,77 g / t · km
C	2.657.270 t	6.677 km	69,58 · 10 ⁶ t	5,72 g / t · km

Tabella 8.4: *Calcolo dell'indicatore di emissioni gCO_{2eq} / t · km per le alternative di trasporto A, B e C*

Si osserva come tutte le alternative proposte siano caratterizzate da valori dell'indicatore di emissione più elevati rispetto al caso di trasporto puramente marittimo, valutato nel *Paragrafo 5.3*.

Occorre tuttavia notare che, nel caso delle alternative A e B, le emissioni annue totali risultano inferiori rispetto a quelle dell'alternativa "0".

Pertanto, il maggiore valore dell'indicatore emissivo ad esse associato è riconducibile alla minore distanza di trasporto che caratterizza tali configurazioni. L'oleodotto tende infatti a seguire un tracciato maggiormente assimilabile alla direttrice che unisce origine e destinazione, a differenza del trasporto marittimo che prevede invece l'inevitabile circumnavigazione della penisola arabica e il successivo attraversamento del Mar Rosso. Di conseguenza, a fronte di emissioni assolute inferiori, il rapporto tra le emissioni e le tonnellate-chilometro trasportate risulta penalizzato dal minore valore del denominatore, nel quale compare proprio l'estensione della tratta di viaggio.

8.3. CALCOLO EMISSIONI IN CIASCUNO SCENARIO

L'alternativa C risulta invece la soluzione meno favorevole sia in termini di emissioni complessive che con riferimento all'indicatore di emissione. Tale aspetto è facilmente attribuibile all'elevato fattore di emissione ponderato riferito alla produzione di energia elettrica nei Paesi extra-europei attraversati dalla condotta.

Nella previsione di una transizione progressiva verso processi di produzione di energia maggiormente sostenibili e meno inquinanti, tale alternativa potrebbe acquisire maggiore competitività in termini ambientali.

Alternativa	Emissioni annue complessive CO_{2eq}	Indicatore $g\ CO_{2eq} / t \cdot km$
"0" (trasporto navale)	2.292.615 t	3,99 g / t · km
A	1.899.191 t	4,65 g / t · km
B	1.752.567 t	4,77 g / t · km
C	2.657.270 t	5,72 g / t · km

Tabella 8.5: *Riepilogo della quantità di emissioni annue per le varie alternative di trasporto*

Come già anticipato, la variazione del fattore di emissione riveste un ruolo importante nell'ambito della determinazione dell'indicatore espresso in grammi di CO_{2eq} emessi per ogni tonnellata-chilometro.

Più nel dettaglio, conducendo un'analisi di sensibilità facendo variare il fattore di emissione e lasciando fissi gli altri parametri, è possibile osservare come, a parità di lunghezza del percorso, le quattro alternative risultino rispettivamente preferibili in quattro differenti intervalli del fattore di emissione. Nell'analisi condotta tale fattore viene fatto variare all'interno dell'intervallo avente come estremi $0,27\ t_{CO_{2eq}} / MWh$, che

8.3. CALCOLO EMISSIONI IN CIASCUNO SCENARIO

rappresenta un valore ben descrittivo dell'ambito della produzione di energia elettrica in Italia, e $0,71 \text{ t}_{CO_2eq} / MWh$, che risulta leggermente superiore al valore medio ponderato sui vari Stati attraversati dalla condotta.

Con riferimento al *Grafico 8.2*, indicando il fattore di emissione come $k_{emissione}$ espresso in t_{CO_2eq} / MWh , si può affermare che:

- $k_{emissione} < \approx 0,37$ → Alternativa C
- $\approx 0,37 < k_{emissione} < \approx 0,45$ → Alternativa B
- $\approx 0,45 < k_{emissione} < \approx 0,49$ → Alternativa A
- $k_{emissione} > \approx 0,49$ → Alternativa "0"

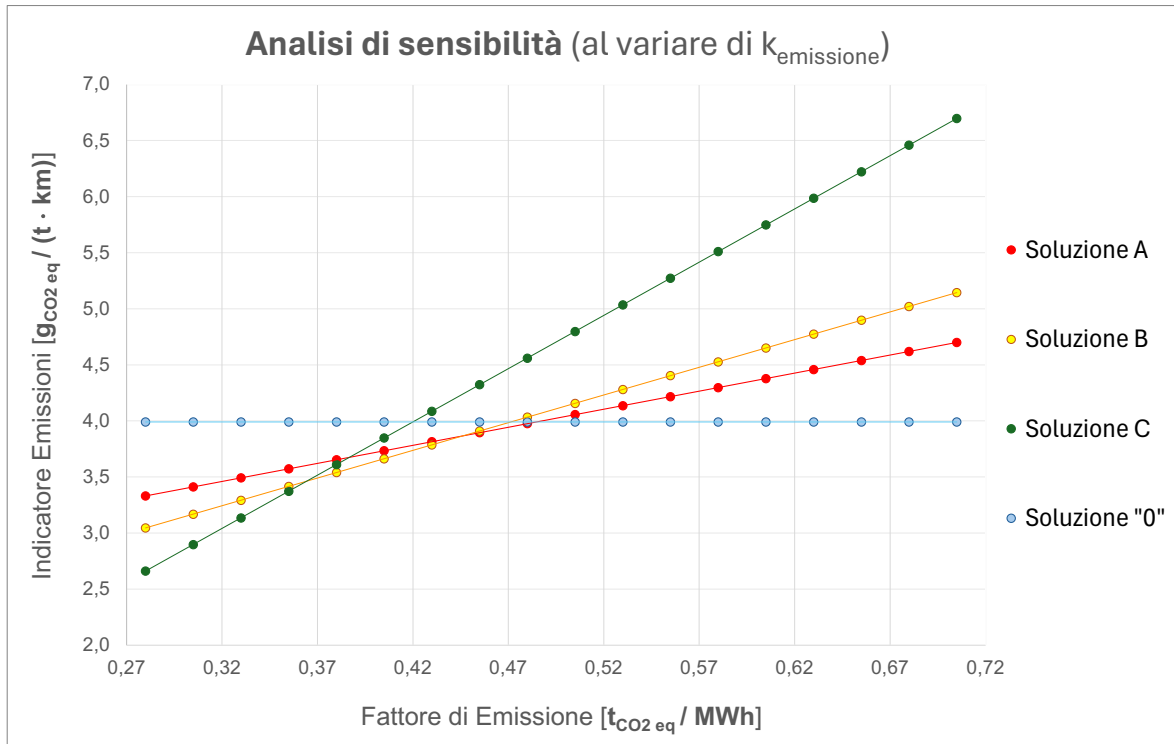


Figura 8.2: *Variazione dell'indicatore delle emissioni al variare del fattore di emissione per le varie alternative*

8.3. CALCOLO EMISSIONI IN CIASCUNO SCENARIO

Tuttavia, come anticipato in precedenza, la condizione di minimizzazione dell'indicatore emissivo non coincide necessariamente con quella di minimizzazione delle emissioni complessive, a causa del differente sviluppo delle varie infrastrutture e delle tratte marittime considerate. Svolgendo una medesima analisi di sensibilità con riferimento, però, alla quantità di emissioni totali, si ottengono intervalli di ottimalità delle varie soluzioni differenti a quanto evidenziato in precedenza. In particolare, dai risultati osservabili nel *Grafico 8.3*, emerge come la soluzione B (termine dell'oleodotto sul Mar Mediterraneo, nel porto di Sidi Kerir) rappresenti l'alternativa in grado di minimizzare sempre le emissioni totali di CO_{2eq} all'interno dell'intervallo di fattori di emissioni considerato.

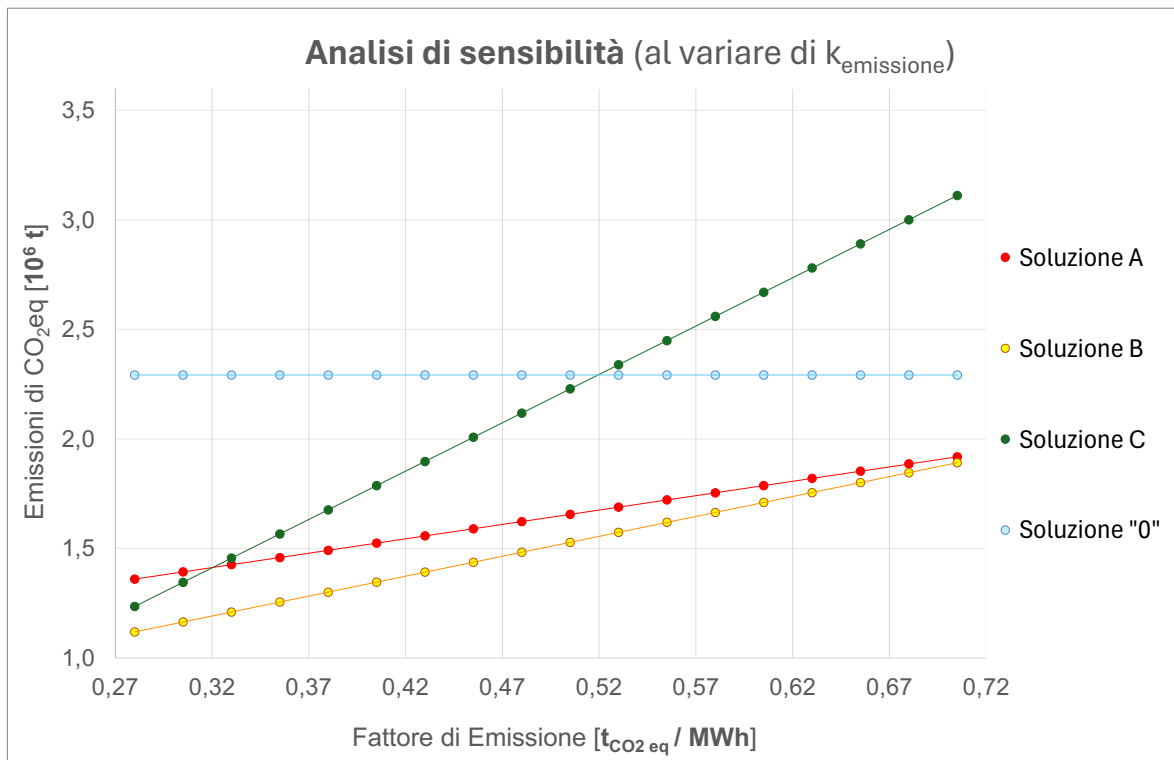


Figura 8.3: Emissioni di CO_2 equivalente al variare del fattore di emissione nelle varie alternative

8.3. CALCOLO EMISSIONI IN CIASCUNO SCENARIO

Infine, per valutare l'effetto che le perdite di carico concentrate lungo il tracciato svolgono sulle emissioni totali di CO_2eq , si conduce un'analisi di sensibilità rispetto a tali contributi.

Come in precedenza anticipato, la potenza dei sistemi di pompaggio è calcolata considerando esclusivamente le perdite di carico distribuite lungo la condotta e trascurando le perdite concentrate dovute all'attrito in corrispondenza di dispositivi ed elementi singolari, quali valvole, filtri, curve, gomiti e altri punti particolari.

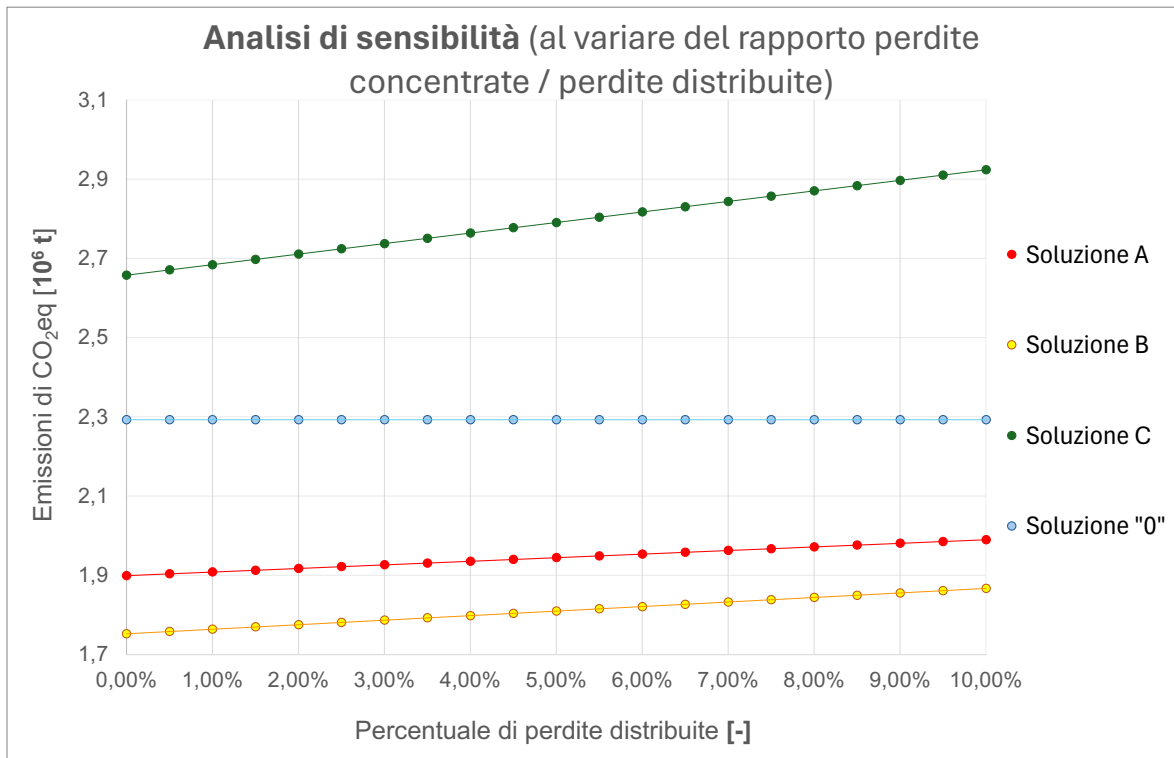


Figura 8.4: Emissioni di CO_2eq totali nelle varie alternative tenendo conto delle perdite di carico concentrate come percentuale di quelle distribuite

Nella presente analisi, le perdite di carico concentrate vengono stimate come percentuale delle perdite distribuite. In particolare, come indicato nel report dell'Università dello Utah [61], per condotte molto lunghe le perdite concentrate possono essere trascurate rispetto a quelle distribuite

8.3. CALCOLO EMISSIONI IN CIASCUNO SCENARIO

in quanto assumono un ruolo marginale nel bilancio complessivo delle perdite di carico.

In un'ottica cautelativa, l'analisi di sensibilità condotta considera tali perdite in misura compresa tra lo 0% e il 10% delle perdite distribuite. Le emissioni complessive riportate in *Figura 8.4* sono calcolate usando come fattore di emissione l'attuale valore medio ponderato, espresso in tonnellate di CO_2eq emesse per ogni MWh consumato.

Da tale analisi non emergono cambiamenti significativi in termini di convenienza tra le diverse alternative rispetto al caso base non considerando le perdite concentrate. In particolare, confrontando lo scenario in cui tali perdite vengono trascurate e quello in cui esse rappresentano il 10% delle perdite distribuite, si osserva un incremento delle emissioni rispettivamente pari a circa il 4,7% per la soluzione A, il 6,5% per la B e il 10,0% per l'alternativa C.

L'apparente incremento dell'influenza delle perdite concentrate all'aumentare dello sviluppo dell'infrastruttura è in realtà spiegabile osservando che, nelle alternative A e B, la componente di trasporto marittimo, che non risulta interessata da tale aspetto, contribuisce ad abbassare la percentuale di influenza delle perdite concentrate sul totale delle emissioni.

Con riferimento all'alternativa che prevede il solo trasporto mediante condotta, il contributo percentuale delle perdite concentrate sul totale delle emissioni risulta esattamente pari al rapporto percentuale tra perdite concentrate e distribuite. Tale aspetto è coerente con il modello utilizzato, nel quale le emissioni totali sono direttamente proporzionali alla potenza richiesta dal sistema di pompaggio, la quale risulta a sua volta proporzionale alla prevalenza totale (calcolata, escludendo il contributo altimetrico, come somma delle perdite concentrate e distribuite).

8.3. CALCOLO EMISSIONI IN CIASCUNO SCENARIO

Sebbene dunque, in linea generale, il contributo delle perdite concentrate non possa essere considerato marginale rispetto al totale, si ritiene che, nel caso di condotte di notevole lunghezza, i bassi rapporti tra perdite concentrate e perdite distribuite possano giustificare la trascuranza delle perdite concentrate, senza compromettere significativamente i risultati ottenuti.

Per ulteriori sviluppi dell'analisi ambientale, riguardanti l'eventuale utilizzo di fonti energetiche caratterizzate da emissioni nulle si rimanda all'*Appendice A.3*.

Formulazione del modello di supporto alle decisioni

9.1 Definizione dell'obiettivo e alternative considerate

La successiva analisi ha lo scopo di confrontare le diverse alternative di trasporto del greggio prese in esame, con l'obiettivo di individuare la soluzione che possa essere ritenuta maggiormente idonea sulla base dei criteri presentati nel successivo paragrafo.

Opzione	Tratta	Modalità di trasporto	Caratteristiche e criticità
A	<i>"Paesi Golfo"</i> ↓ Yanbu ↓ Trieste	Condotta + Nave	• Trasporto multimodale • Attraversamento obbligatorio del Canale di Suez (Chokepoint residuo) • Soluzione infrastrutturale di più facile realizzazione
B	<i>"Paesi Golfo"</i> ↓ Sidi Kerir ↓ Trieste	Condotta + Nave	• Trasporto multimodale • Eliminazione dell'attraversamento di tutti i Chokepoint marittimi • Passaggio della condotta attraverso Stati in possibili contesti di guerra (Israele)
C	<i>"Paesi Golfo"</i> ↓ Trieste	Condotta	• Trasporto monomodale • Soluzione infrastrutturale di sviluppo esteso • Passaggio della condotta attraverso Stati in possibili contesti di guerra (Israele)
0	Golfo Persico ↓ Trieste	Nave	• Trasporto monomodale • Passaggio obbligato attraverso 3 dei principali Chokepoints marittimi • Nessun intervento infrastrutturale previsto

Tabella 9.1: *Principali alternative di trasporto considerate nell'analisi*

Le quattro alternative di trasporto considerate risultano dettagliatamente analizzate nel *Capitolo 6*.

In *Tabella 9.1* vengono riassunte le principali caratteristiche ad esse associate.

9.2 Criteri di valutazione

I principali criteri presi in considerazione nel presente lavoro sono tre:

- costo
- emissioni ambientali
- vulnerabilità

Il costo preso in considerazione risulta espresso in dollari [\$] e fa riferimento ai costi operativi annui che caratterizzano ciascuna alternativa di trasporto. Inoltre, nel caso delle soluzioni che prevedono la realizzazione dell'oleodotto, oltre ai costi annui di gestione, verranno considerati i costi capitali annualizzati, ripartiti lungo la vita utile dell'infrastruttura.

Per la valutazione delle emissioni ambientali, si farà riferimento alle emissioni annue in atmosfera espresse in tonnellate [t] di CO_2eq . Come indicatore delle emissioni si sceglie di utilizzare la quantità totale poiché, come già evidenziato nel *Paragrafo 8.2*, dal momento che le estensioni dei diversi tragitti di trasporto variano sensibilmente, l'indicatore $g_{CO_2\ eq} / t \cdot km$ potrebbe non descrivere in maniera pienamente rappresentativa l'effettiva quantità di emissioni complessive.

Il terzo criterio riguarda la vulnerabilità associata a ciascuna alternativa di trasporto. Pur trattandosi di un aspetto qualitativo, difficilmente

esprimibile mediante un valore numerico univoco, risulta un criterio che necessita, senza dubbio, di valutazione, anche alla luce dell'attuale evoluzione geopolitica nell'area dei Paesi del Golfo.

Poiché la vulnerabilità di un'infrastruttura rappresenta un concetto difficilmente definibile con precisione, dipendendo da molteplici eventi di natura differente, si ritiene opportuno suddividere tale critico in due sotto-criteri più specifici. In particolare, si considererà la vulnerabilità come somma delle vulnerabilità parziali legate a:

- contesto geopolitico
- vulnerabilità intrinseca del sistema di trasporto, legata principalmente alle criticità dei guasti e ai tempi di ripristino

Il primo sotto-criterio tiene conto del contesto geopolitico all'interno del quale l'infrastruttura si sviluppa; tale aspetto può essere considerato un buon indicatore per misurare l'esposizione dell'opera o del servizio, nel caso di trasporto marittimo, a minacce esterne, instabilità e atti intenzionali di manomissione. Le alternative di tracciato localizzate in aree più esposte a rischio terroristico o ad atti dolosi saranno associate a una valutazione più elevata del punteggio riferito al sotto-criterio relativo al contesto geopolitico; viceversa, in Stati politicamente e militarmente stabili, il punteggio attribuito risulterà inferiore.

Il secondo sotto-criterio fa invece riferimento alla vulnerabilità intrinseca del sistema di trasporto considerato, con particolare attenzione ai possibili guasti e ai relativi tempi di ripristino della corretta funzionalità dell'infrastruttura. Quest'ultimo sotto-criterio è dunque maggiormente legato all'operatività ordinaria della modalità di trasporto considerata e risulta meno influenzato da fattori esterni al sistema di trasporto stesso.

9.2. CRITERI DI VALUTAZIONE

Con riferimento al criterio della vulnerabilità, i punteggi descrittivi associati alle diverse alternative saranno attribuiti sulla base di una scala qualitativa, con valori compresi tra 1 e 5.

In particolare, la scala usata per la vulnerabilità geopolitica è definita come:

Punteggio	Descrizione
1	Vulnerabilità molto bassa: Tracciato sviluppato prevalentemente in aree politicamente stabili, con basso rischio di interferenze esterne, limitata esposizione a eventi ostili e assenza di colli di bottiglia geopolitici rilevanti
2	Vulnerabilità bassa: Tracciato sviluppato in contesti generalmente stabili, ma con presenza di alcuni punti sensibili o di una moderata esposizione a rischi esterni lungo il percorso
3	Vulnerabilità moderata: Il tracciato attraversa aree o passaggi strategici che possono essere condizionati da instabilità politica, tensioni regionali o rischio di interruzioni temporanee
4	Vulnerabilità alta: Il tracciato è fortemente dipendente da pochi corridoi o nodi critici, oppure attraversa aree con rischio geopolitico significativo
5	Vulnerabilità molto alta: Il tracciato è fortemente esposto a eventi di natura geopolitica, con elevata probabilità di interruzioni dovute a conflitti, blocchi, atti ostili o chiusura di passaggi strategici

Tabella 9.2: *Scala di punteggi associati alla vulnerabilità geopolitica*

Poiché il sistema di trasporto, nelle varie alternative considerate, attraversa Paesi diversi associati a differenti punteggi di vulnerabilità, la vulnerabilità geopolitica complessiva riferita ad ogni alternativa viene calcolata come media ponderata, considerando anche l'eventuale trasporto marittimo, rispetto allo sviluppo lineare e alla portata di greggio dei punteggi associati ad ogni Stato attraversato o rotta seguita.

Sebbene pertanto ad ogni Paese sia attribuito un punteggio numerico intero, la vulnerabilità complessiva dell'alternativa considerata, calcolata

mediante media ponderata, potrebbe essere espressa da un valore decimale.

La scala di valutazione della vulnerabilità intrinseca del sistema di trasporto è invece definita come segue:

Punteggio	Descrizione
1	Bassa criticità: Il sistema dispone di buona ridondanza o di possibilità di deviazione del flusso; il ripristino della funzionalità risulta rapido e l'impatto operativo è contenuto
2	Criticità contenuta: Un guasto causa disservizi limitati o gestibili, con tempi di ripristino relativamente brevi e impatto moderato sulla continuità del trasporto
3	Criticità intermedia: Il guasto provoca interruzioni significative, ma il sistema può recuperare in tempi medi e con impatti non eccessivamente penalizzanti sulla catena di trasporto
4	Elevata criticità: Il guasto compromette in modo rilevante la funzionalità del sistema, con tempi di ripristino lunghi e con poche alternative di deviazione del flusso
5	Criticità molto elevata: Il guasto può bloccare completamente l'alternativa per tempi lunghi, a causa dell'assenza di sufficiente ridondanza o di soluzioni rapide di ripristino

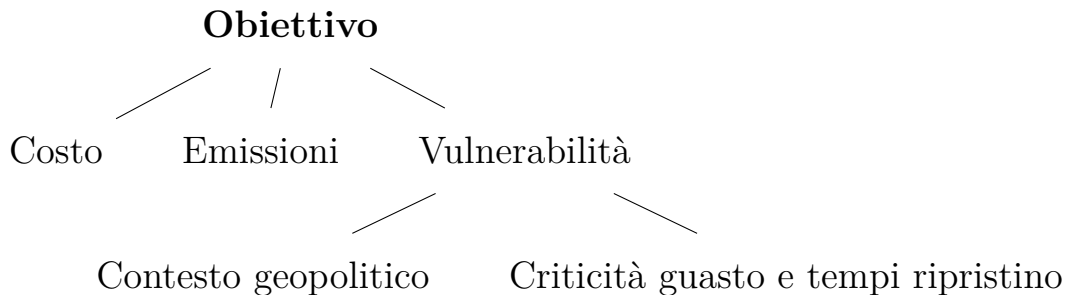
Tabella 9.3: *Scala di punteggi associati alla vulnerabilità intrinseca del sistema di trasporto*

Tutti i criteri adottati nell'analisi rappresentano criteri di tipo "costo", ovvero criteri per i quali risultano preferibili valori inferiori. Il problema decisionale in esame si configura dunque come un problema di minimizzazione delle grandezze associate a ogni criterio adottato. Ne risulta quindi che alternative caratterizzate da valori inferiori degli indicatori considerati saranno ritenute preferibili.

9.3 Struttura gerarchica AHP

In accordo con le linee guida [62] relative alla corretta applicazione del metodo AHP, la prima operazione da compiere consiste nella definizione dei livelli gerarchici del problema decisionale.

In particolare, nel caso in esame, al Livello 1 della scala è posto l'obiettivo principale del lavoro, ossia la selezione dell'alternativa di trasporto più idonea sulla base dei tre criteri posti al Livello 2, rappresentati rispettivamente dal costo, dalle emissioni e dalla vulnerabilità. Come già anticipato in precedenza, il criterio "vulnerabilità" assume il ruolo di criterio "padre" in quanto dà origine ai due sotto-criteri che occupano il Livello 3.



In questa fase le quattro alternative di trasporto non prendono posizione all'interno della struttura gerarchica del metodo AHP in quanto tale metodo è usato, nella presente analisi, esclusivamente per la definizione dei pesi associati ai vari criteri decisionali.

Il confronto tra le diverse alternative viene infatti demandato al metodo PROMETHEE II.

9.4 Definizione della matrice AHP e calcolo dei pesi

Definita la scala gerarchica tra i vari elementi del metodo AHP, si procede ora alla definizione, per ciascun livello individuato, di una matrice dei confronti. Tale matrice risulta essere sempre quadrata e ha dimensioni $[n \times n]$, dove n rappresenta il numero di elementi presenti in ogni livello della gerarchia.

In ogni posizione generica c_{ij} all'interno di tale matrice viene riportato il grado di importanza del criterio i -esimo rispetto al criterio j -esimo. Per la proprietà di reciprocità, l'elemento c_{ji} risulta pari a $1/c_{ij}$.

$$C = [c_{ij}]^{n \times n} = \begin{bmatrix} 1 & c_{12} & \dots & c_{1n} \\ 1/c_{12} & 1 & \dots & c_{2n} \\ \vdots & \vdots & \cdot & \vdots \\ 1/c_{1n} & 1/c_{2n} & \cdot & 1 \end{bmatrix} \quad (9.1)$$

La scelta del punteggio associato al grado di importanza si basa su una scala di valutazione, nota come "*Scala di Saaty*", dal nome dell'inventore del metodo. Tale scala riporta valori compresi tra 1 e 9, come mostrato in *Tabella 9.4*, nella quale sono illustrati i significati associati ai punteggi dispari. I valori pari rappresentano livelli intermedi di preferenza, assumendo un significato compreso tra quello dei due punteggi dispari adiacenti.

9.4. DEFINIZIONE DELLA MATRICE AHP E CALCOLO DEI PESI

Valore	Interpretazione
1	a e b sono ugualmente importanti
3	a è poco più importante di b
5	a è abbastanza più importante di b
7	a è decisamente più importante di b
9	a è assolutamente più importante di b
1/3	a è poco meno importante di b
1/5	a è abbastanza meno importante di b
1/7	a è decisamente meno importante di b
1/9	a è assolutamente meno importante di b

Tabella 9.4: Interpretazione dei punteggi presenti nella Scala di Saaty per due alternative *a* e *b*

Nel caso in esame, essendovi due livelli aventi più di un'alternativa, è necessario costruire due matrici dei confronti, definite come segue:

$$C_{Livello\ 2} = [c_{ij}]^{3 \times 3} = \begin{bmatrix} 1 & c_{12} & c_{13} \\ 1/c_{12} & 1 & c_{23} \\ 1/c_{13} & 1/c_{23} & 1 \end{bmatrix}$$

$$C_{Livello\ 3} = [c_{ij}]^{2 \times 2} = \begin{bmatrix} 1 & c_{12} \\ 1/c_{12} & 1 \end{bmatrix}$$

Più precisamente, nella matrice $C_{Livello\ 2}$ si definiranno i gradi di importanza relativi tra i criteri principali, mentre nella matrice $C_{Livello\ 3}$ si analizzeranno i gradi di importanza riferiti ai due sotto-criteri della vulnerabilità.

9.4. DEFINIZIONE DELLA MATRICE AHP E CALCOLO DEI PESI

Se la matrice dei confronti fosse perfettamente consistente, ovvero se i vari giudizi di importanza tra i criteri fossero espressi in maniera esattamente coerente tra loro, è dimostrabile che il vettore dei pesi W sarebbe un autovettore della matrice dei confronti C , associato al rispettivo autovalore $\lambda = n$ dove n rappresenta il numero di criteri per ogni livello gerarchico.

$$C W = n W \quad (9.2)$$

Tuttavia, dal momento che la costruzione della matrice C prevede una componente soggettiva, dovuta all'arbitrarietà dei giudizi espressi dal decisore, nella realtà risulta in genere che la matrice dei confronti non sia perfettamente consistente e, di conseguenza, l'autovalore massimo non coincide più con n , ma risulta leggermente maggiore.

$$\lambda_{max} > n$$

Per semplicità computazionale e diffusione applicativa, nella pratica comune, per il calcolo del vettore dei pesi vengono usate diverse tecniche che consentono un calcolo più rapido e producono comunque risultati molto simili a quelli teorici.

In particolare, nel presente lavoro si adotta come metodo di calcolo il metodo della media geometrica (*Geometric Mean*), che consiste nel calcolare la radice n -esima del prodotto dei giudizi espressi in ciascuna riga della matrice dei confronti, ottenendo in tal modo il valore indicato come GM_i ; giunti a questo punto, il peso associato ad ogni criterio si ricava dividendo tale valore per la somma di tutti i GM_i relativi alle varie righe. In tal modo si ricava il valore dei pesi normalizzato.

$$GM_i = \sqrt[n]{\prod_{j=1}^n c_{ij}} \quad (9.3)$$

$$W_i = \frac{GM_i}{\sum_{i=1}^n GM_i} \quad (9.4)$$

Il vettore colonna dei pesi W di dimensione $[n \times 1]$ sarà poi usato come input all'interno del modello di ricerca PROMETHEE II.

I risultati per le alternative in esame sono riportati nel *Capitolo 11*.

$$W = [w_i]^{n \times 1} = \begin{bmatrix} W_1 \\ W_2 \\ \vdots \\ W_n \end{bmatrix} \quad (9.5)$$

9.5 Verifica di coerenza

Dal momento che, come sottolineato nel paragrafo precedente, la matrice dei confronti può non risultare perfettamente consistente a causa della componente soggettiva associata ai giudizi del decisore, nel metodo AHP è stato elaborato un indicatore che permette di valutare la consistenza della matrice stessa. Tale indice è noto come "*indice di consistenza*" e misura quanto siano coerenti e logici i giudizi espressi durante i confronti a coppie tra i vari criteri o alternative. Qualora il valore di tale indicatore evidenziasse un insufficiente livello di coerenza tra i vari giudizi espressi sarebbe necessario rivedere i giudizi indicati nella matrice dei confronti.

Il procedimento proposto da Saaty nel 1980 prevede il calcolo del massimo autovalore λ_{max} della matrice, usando l'equazione (9.2), nella quale n , nel caso teorico di perfetta consistenza, coincide con l'autovalore massimo della matrice.

L'idea alla base della verifica consiste nel confrontare il valore ottenuto dell'autovalore λ_{max} con il numeri di criteri n ; infatti, in caso di perfetta consistenza della matrice C tali due valori dovrebbero coincidere in modo esatto. In particolare:

- se $\lambda_{max} > n \rightarrow$ indicazione di una non perfetta coerenza tra i giudizi espressi dal decisore
- se $\lambda_{max} = n \rightarrow$ perfetta consistenza della matrice C
- se $\lambda_{max} < n \rightarrow$ indicazione di errori nei calcoli

Noto il vettore dei pesi W , il calcolo di λ_{max} può essere effettuato partendo dal calcolo del termine a sinistra (CW) nell'equazione (9.2); successivamente, occorre dividere ogni elemento del vettore così ottenuto per il corrispondente elemento del vettore dei pesi W . Si ricava in tal modo un vettore contente diverse stime di λ_{max} , le quali possono presentare lievi differenze a causa delle approssimazioni numeriche introdotte nel calcolo pratico dell'autovettore W .

Per il calcolo del valore di λ_{max} più rappresentativo si calcola il valore medio dei $\lambda_{max, i}$ del vettore ricavato.

Noto tale valore, è possibile calcolare l'indice di consistenza ("*Consistency Index*", CI), come:

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (9.6)$$

Il valore di CI ricavato va confrontato con l'indice RCI ("*Random Consistency Index*"), identificato da un valore fisso tabellato che rap-

presenta l'indice di consistenza di matrici reciproche generate in modo puramente casuale. A parità di ordine n della matrice dei confronti corrisponde uno stesso valore dell'indice RCI; tali valori, introdotti da Saaty, sono riportati in *Tabella 9.5*.

Dal rapporto tra CI e RCI si ricava il rapporto di consistenza ("*Consistency Ratio*", CR); in generale, come riportato dallo stesso Saaty [63], si ritengono accettabili e descrittivi di un soddisfacente livello di coerenza nei giudizi valori del rapporto di consistenza uguali o inferiori a 0,10.

$$CR = \frac{CI}{RCI} \quad (9.7)$$

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
RCI	0,00	0,00	0,58	0,90	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49

Tabella 9.5: Valori del Random Consistency Index (RCI) per matrici di ordine crescente

Per le matrici di ordine 1 e 2 è possibile osservare come l'indice RCI assuma un valore nullo. Ciò è dovuto al fatto che, per matrici dei confronti di tali dimensioni, non si effettua la verifica di coerenza in quanto esse risultano necessariamente consistenti: infatti, siccome in tali casi occorre esprimere rispettivamente nessuna e una sola preferenza, la presenza di eventuali incoerenze logiche tra i giudizi è esclusa a priori.

Di conseguenza, per tali matrici, anche l'indice CI assume un valore nullo, evidenziando come il processo decisionale sia perfettamente coerente.

Implementazione e dati input del modello

10.1 Fonti dei dati e ipotesi

Per la definizione del modello di ricerca operativa è necessario disporre dei dati relativi ai tre principali criteri adottati: costo, emissioni e vulnerabilità.

Relativamente al costo, i dati associati alle tratte di oleodotto sono ricavati a partire dalle considerazioni e dai calcoli riportati nel *Capitolo 7*. In particolare, verranno considerati i costi OPEX e i costi CAPEX ricondotti a una rata annua equivalente mediante l'applicazione di un tasso di sconto lungo il periodo di ammortamento dell'infrastruttura.

Per quanto invece concerne i costi legati al trasporto marittimo, si fa riferimento a dati presenti in letteratura.

Secondo le quotazioni riportate dall'istituzione finanziaria Baltic Exchange [64], il costo marittimo associato alla tratta Golfo Persico → Mar Mediterraneo risulta pari a circa 26,07 \$ per tonnellata trasportata nel 2026. Occorre tuttavia specificare che i costi di nolo marittimo sono estremamente variabili in funzione del potere contrattuale del noleggiatore e delle potenziali instabilità e vulnerabilità caratterizzanti le diverse rotte; pertanto i valori considerati rappresentano stime indicative, utili all'impostazione di un'analisi preliminare, ma suscettibili di oscillazioni nel tempo.

Per quanto riguarda le altre due tratte di trasporto, rappresentate rispettivamente dalle rotte Yanbu → Trieste e Sidi Kerir → Trieste, occorre specificare che non risultano disponibili benchmark di mercato specifici

che permettano di derivarne i relativi costi; inoltre il nolo marittimo non può essere stimato sulla sola base della distanza percorsa in quanto esso dipende anche dalla vulnerabilità specifica della rotta, dalle condizioni del mercato dei trasporti, dai costi per gli attraversamenti di stretti e da economie di scala che caratterizzano il settore. È infatti possibile che rotte più brevi siano comunque spesso associate a costi specifici più elevati.

Per tali motivi, in assenza di dati rappresentativi delle due rotte più brevi, nella presente analisi preliminare, si adottano stime semplificate dei costi di trasporto delle soluzioni A e B, assunti rispettivamente pari al 70% e al 50% del nolo di riferimento della tratta Golfo Persico → Europa e corrispondenti rispettivamente a 18,25\$/tonnellata e 13,04\$/tonnellata).

La scelta della percentuale pari al 70% è motivata dal fatto che, pur risultando più breve, la rotta associata all'alternativa A prevede inevitabilmente il transito attraverso il Canale di Suez, la cui tassa di passaggio incide sicuramente in modo più significativo sulla tariffa unitaria di trasporto rispetto a quanto non faccia per la tratta più lunga.

L'alternativa B prevede invece un trasporto che si sviluppa interamente all'interno dei confini del Mar Mediterraneo; in tale contesto, il trasporto su corto raggio avviene tipicamente per mezzo di navi cisterna di dimensioni più contenute, quali le Aframax. L'impiego di navi di minore capacità comporta tuttavia, in generale, un incremento del costo specifico per unità di merce trasportata, come anche evidenziato dal Baltic Exchange.

La carenza di dati relativi a tali rotte è riconducibile anche all'attuale non ricorrenza a tali soluzioni per l'approvvigionamento del greggio destinato al mercato europeo; pertanto, siccome il presente lavoro ha l'obiettivo di analizzare nuove possibili soluzioni al momento non esistenti,

è possibile comprendere come, in assenza di infrastrutture di trasporto estese sino ai porti di carico considerati, non siano disponibili benchmark diretti per la stima dei relativi noli marittimi.

Per avere un ordine di grandezza dei costi marittimi, considerando la portata della nave Suezmax di progetto (148.500 tonnellate nette), sulla base dei costi di nolo considerati si ricava una spesa per singolo viaggio pari a circa:

- 3,9 milioni di dollari per l'alternativa "0";
- 2,7 milioni di dollari per l'alternativa A;
- 1,9 milioni di dollari per l'alternativa B.

Complessivamente, per le alternative di trasporto multimodali, il costo annuo totale sarà ottenuto come somma dei costi marittimi e di quelli legati al trasporto mediante condotta.

Con riferimento al criterio concernente le emissioni, espresse in tonnellate di CO_2 equivalente emesse annualmente in atmosfera, i dati sono reperiti dal *Capitolo 8*, all'interno del quale sono effettuati i calcoli per la determinazione delle emissioni associate alle varie alternative di trasporto.

Infine, per quanto concerne invece la valutazione della vulnerabilità, suddivisa a sua volta in due sotto-criteri, i punteggi vengono attribuiti sulla base di considerazioni relative allo sviluppo e alle caratteristiche del tracciato, con l'intento di tenere conto sia dei vincoli geopolitici che della probabilità di guasto del sistema di trasporto.

I risultati derivanti da tali valutazioni effettuate con riferimento al tema "vulnerabilità" sono riportati in *Appendice A.4*.

In merito alle ipotesi adottate nella presente analisi, occorre sottolineare che:

- restano valide le ipotesi e le considerazioni indicate nei vari capitoli nei quali si è proceduto alla determinazione delle grandezze necessarie a permettere il confronto tra le alternative;
- nonostante il costante impegno volto a reperire i dati di partenza con il maggior grado di accuratezza possibile, i valori ricavati sono da intendersi quali stime preliminari per simili progetti; infatti, considerata l'ampia varietà di fattori che influenzano i calcoli di dettaglio, non risulta possibile affermare con certezza che tali stime rappresentino esattamente i punteggi esatti associati a ciascun criterio. Si ritiene comunque che il metodo di calcolo seguito consenta di descrivere in maniera adeguata l'ordine di grandezza degli indicatori associati ai criteri adottati;
- per il criterio emissivo si adotta come indicatore la quantità totale di CO_2eq emessa annualmente in atmosfera al fine di disporre di un parametro coerente tra le diverse alternative di trasporto, che non risulti influenzato dallo sviluppo lineare di ciascuna di esse;
- in assenza di specifiche quotazioni di mercato per le rotte Yanbu $\rightarrow$ Trieste e Sidi Kerir $\rightarrow$ Trieste, si adotta una stima semplificata del relativo nolo marittimo assumendo come valore di riferimento la tariffa della rotta Golfo Persico $\rightarrow$ Europa. Tale impostazione non intende pertanto fornire una stima di mercato puntuale, ma una rappresentazione comparativa coerente con le informazioni disponibili ai fini dell'analisi.

10.2 Matrice di performance

Noti i criteri considerati e le relative grandezze associate a ciascuna delle alternative di trasporto, è possibile sintetizzare i principali valori in una matrice di performance, ossia in una tabella di riepilogo (*Tabella 10.1*) che consente un confronto immediato tra le diverse alternative rispetto ai criteri adottati.

I valori riportati in tale tabella non risultano ancora ponderati rispetto all'importanza relativa espressa dal vettore dei pesi W .

	Costo	Emissioni	Vulnerabilità	
Alternativa	10 ⁶ \$ / anno	tCO ₂ eq /anno	Punteggio [geopolitica]	Punteggio [intrinseca]
A	1.852	1.899.191	3,76	2
B	2.042	1.752.567	2,44	4
C	2.749	2.657.270	2,79	4
0	1.814	2.292.615	5,00	1

Tabella 10.1: *Matrice di performance delle diverse alternative di trasporto*

10.3 Implementazione del metodo PROMETHEE II

Per la corretta impostazione del metodo di calcolo PROMETHEE, si fa riferimento alle linee guida dettagliate, pubblicate dagli stessi autori del metodo (Jean-Pierre Brans e Philippe Vincke) nel report [65].

Come tutti i metodi di tipo *outranking*, anche il metodo PROMETHEE si articola sostanzialmente in due fasi:

- fase 1: definizione di una "relazione di superamento";
- fase 2: utilizzo di tale relazione per assistere il decisore durante le scelte.

In particolare, con l'espressione "*relazione di superamento*" si fa riferimento a rapporti di preferenza tra le diverse alternative ammissibili rispetto a uno specifico criterio.

Nella nozione classica, date due alternative a e b e una funzione f generica da minimizzare rappresentante uno dei criteri adottati, la "*struttura a preferenza-indifferenza* $\{I, P\}$ " risulta definita come:

$$\begin{aligned} a P b & \quad \text{se } f(a) < f(b) \\ a I b & \quad \text{se } f(a) \geq f(b) \end{aligned} \tag{10.1}$$

dove P ed I rappresentano rispettivamente la relazione di "preferenza" e quella di "indifferenza".

Dal momento che le soglie di preferenza e indifferenza così definite risultano alquanto rigide e poco adatte a descrivere la realtà decisionale, il metodo PROMETHEE, così come altri metodi, introduce apposite funzioni di preferenza, in grado di definire un certo intervallo rappresen-

tante l'indifferenza tra due alternative. In particolare, viene richiesto che a ciascun criterio sia associata una funzione di preferenza finalizzata a tradurre in una scala di gradi di preferenza normalizzati tra i valori 0 ed 1 le differenze di punteggio associate a due alternative poste a confronto rispetto a uno stesso criterio.

Valori della funzione di preferenza prossimi allo zero indicano una sostanziale indifferenza tra le due soluzioni secondo il criterio considerato; viceversa, valori prossimi all'unità sottolineano una preferenza marcata dell'alternativa considerata rispetto all'altra.

In generale, la funzione di preferenza dell'alternativa a rispetto alla b , indicata come $P(a, b)$ e riferita a un criterio da minimizzare, assume la seguente forma:

$$P(a, b) = \begin{cases} 0 & \text{se } f(a) \geq f(b) \\ p[f(a), f(b)] & \text{se } f(a) < f(b) \end{cases} \quad (10.2)$$

dove $p(\cdot)$ rappresenta a sua volta una funzione, generalmente definita sulla base della differenza tra i valori dei punteggi delle soluzioni a e b con riferimento al medesimo criterio.

Poiché nella presente analisi tutti i criteri risultano da minimizzare e sono espressi mediante valori positivi, è possibile considerare che la funzione $P(a, b)$ fornisca un valore di preferenza al variare della differenza $f(b) - f(a)$. In particolare, quanto minore risulta il punteggio dell'alternativa a rispetto a quello dell'alternativa b , tanto più il termine $f(b) - f(a)$ assume valori positivi; di conseguenza, la funzione $P(a, b)$ tenderà a fornire valori prossimi all'unità.

Questa tendenza evidenzia una preferenza crescente nei confronti dell'alternativa a , caratterizzata da un punteggio inferiore.

Indicando dunque come x la differenza $f(b) - f(a)$, nel confronto a coppie tra due alternative, la funzione $H(x)$ che descrive complessivamente la preferenza di un'alternativa sull'altra risulta definita come:

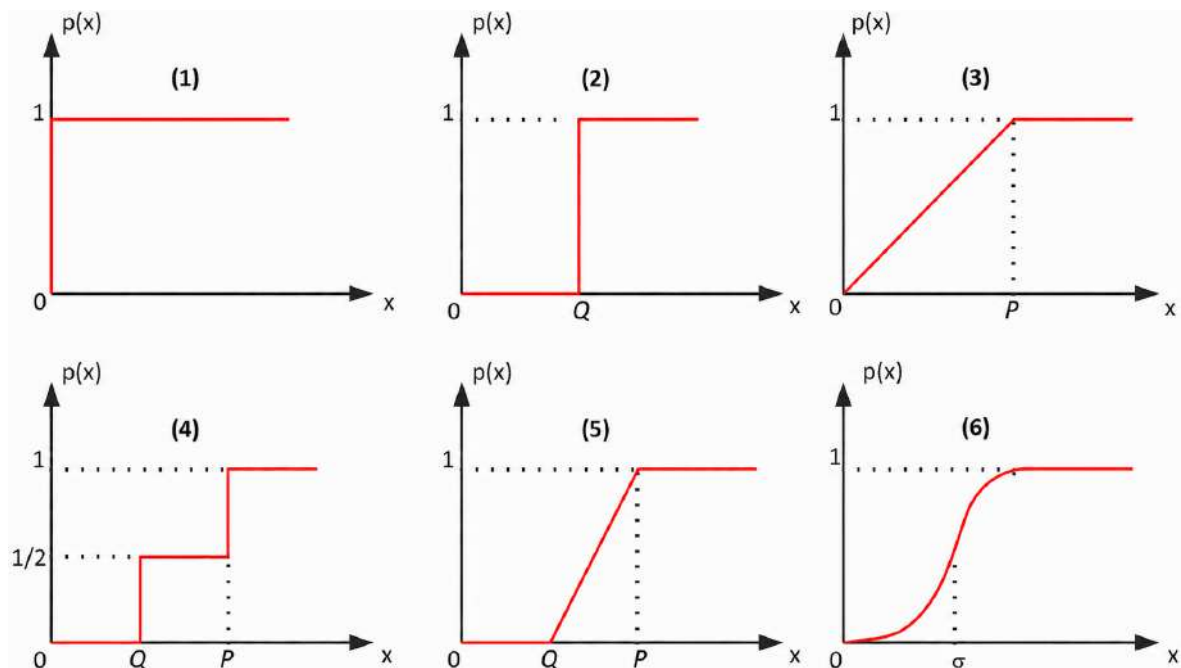
$$H(x) = \begin{cases} P(a, b) & \text{se } x \geq 0 \\ P(b, a) & \text{se } x < 0 \end{cases} \quad (10.3)$$

Il cuore del metodo PROMETHEE risiede proprio nella scelta del tipo di funzione di preferenza da adottare in funzione delle caratteristiche del problema decisionale.

In particolare, come indicato nel report universitario [66], esistono principalmente 6 tipologie di funzioni adottabili:

1. **Funzione ordinaria** (Usual preference): la preferenza è nulla se la differenza $f(b) - f(a)$ è nulla, altrimenti diventa massima;
2. **Funzione U-shape** (Quasi-criterion): viene introdotta una soglia di indifferenza indicata con "Q";
3. **Funzione V-shape**: la preferenza cresce in modo lineare a partire da zero fino a raggiungere il valore unitario;
4. **Funzione level preference**: combina una soglia di indifferenza Q e una soglia di preferenza P, con tre livelli: indifferenza, preferenza debole e preferenza piena;
5. **Funzione V-shape con soglia di indifferenza**: definite le due soglie Q e P, la preferenza cresce linearmente fra tali valori;
6. **Funzione gaussiana**: la preferenza aumenta in modo continuo secondo una curva gaussiana, senza la definizione di soglie.

10.3. IMPLEMENTAZIONE DEL METODO PROMETHEE II



Fonte: Springer Nature

Figura 10.1: Principali funzioni di preferenza utilizzate nel metodo PROMETHEE

Il metodo PROMETHEE prevede la definizione di una funzione di preferenza per ogni criterio adottato.

Nel caso in esame, caratterizzato complessivamente da quattro criteri, vengono adottate per ognuno di essi, a titolo di esempio in coerenza con il contesto storico attuale, le seguenti tipologie di funzioni:

- Criterio Costo $\rightarrow$ Funzione V-shape con soglia di indifferenza (Tipo V)
- Criterio Emissioni $\rightarrow$ Funzione V-shape con soglia di indifferenza (Tipo V)
- Criterio Vulnerabilità [geopolitica] $\rightarrow$ Funzione V-shape (Tipo III)
- Criterio Vulnerabilità [intrinseca] $\rightarrow$ Funzione V-shape (Tipo III)

Come anche suggerito nel report [66], per i criteri "costo" ed "emissioni", definiti su una scala di giudizi continua, si ritiene utile adottare una funzione di preferenza di tipo V al fine di poter introdurre soglie di preferenza e indifferenza che permettano di trascurare piccole variazioni dei valori assunti dalle alternative per i diversi criteri.

In particolare, si ritiene ragionevole procedere in questo modo in quanto, in linea generale, piccole variazioni rispetto al totale in termini di costi ed emissioni non vengono percepite dal decisore come significative.

Per i sotto-criteri associati alla vulnerabilità, definiti da punteggi attribuiti su una scala da 1 a 9, si adotta come funzione di preferenza la tipologia V-shape (Tipo III) con soglia di preferenza netta. In tal modo si tiene conto delle variazioni del punteggio fino al raggiungimento della soglia, oltre la quale la preferenza diventa netta.

Prima di poter procedere con l'analisi occorre definire le soglie di preferenza e indifferenza P e Q per ogni criterio, ove previste.

In particolare, con riferimento ai criteri "costo" ed "emissioni", si assume che due alternative possano essere consideranti equivalenti nel caso in cui la differenza tra i rispettivi valori non ecceda il 5% del minore valore tra tutte le diverse soluzioni. Nel dettaglio, tale soglia risulta essere pari a circa 91 milioni di dollari per il costo e a 82.864 tonnellate per le emissioni.

Per gli stessi criteri la soglia di preferenza P viene invece fissata pari al 25% del minore punteggio osservato tra le alternative, corrispondente rispettivamente a circa 454 milioni di dollari per il costo e 414.318 tonnellate per le emissioni.

Infine, per il criterio "vulnerabilità", per il quale si sceglie di utilizzare come unica soglia quella di preferenza netta, il valore di P viene scelto pari a 1 per la vulnerabilità geopolitica e pari a 2 per la vulnerabilità

intrinseca.

La soglia associata alla vulnerabilità geopolitica risulta più bassa in quanto per tale criterio le varie alternative presentano punteggi concentrati in un intervallo ristretto; al contrario, per la vulnerabilità intrinseca, che presenta una variabilità più alta dei punteggi, si adotta una soglia di preferenza maggiore.

Nel modello così definito, per i due criteri associati alla vulnerabilità, anche piccole differenze di punteggio tra le alternative vengono dunque interpretate mediante valori di preferenza diversi, fino al raggiungimento di un certo limite oltre il quale la preferenza ricade nettamente su una delle alternative.

Le percentuali e i valori associati a tali soglie non rappresentano valori assoluti, bensì sono definiti sulla base di un criterio di valutazione realistico e, pertanto, sono suscettibili di eventuali variazioni qualora si ritenga adottare un differente livello di sensibilità nei confronti dei vari criteri.

Le soglie di preferenza e indifferenza assunte per ogni criterio sono riportate in *Tabella 10.2*; nella stessa viene inoltre riportata la forma che la funzione di preferenza $p(x)$ assume sulla basi dei valori assunti da x .

10.3. IMPLEMENTAZIONE DEL METODO PROMETHEE II

Criterio	P	Q	Funzione
Costo	$454 \cdot 10^6$ \$	$90,7 \cdot 10^6$ \$	$p(x) = 0$ se $x \leq Q$ $p(x) = \frac{x - Q}{P - Q}$ se $Q < x < P$ $p(x) = 1$ se $x \geq P$
Emissioni	414.318 t	82.864 t	$p(x) = 0$ se $x \leq Q$ $p(x) = \frac{x - Q}{P - Q}$ se $Q < x < P$ $p(x) = 1$ se $x \geq P$
Vulnerabilità geopolitica	1	—	$p(x) = 0$ se $x \leq 0$ $p(x) = \frac{x}{P}$ se $0 < x < P$ $p(x) = 1$ se $x \geq P$
Vulnerabilità intrinseca	2	—	$p(x) = 0$ se $x \leq 0$ $p(x) = \frac{x}{P}$ se $0 < x < P$ $p(x) = 1$ se $x \geq P$

Tabella 10.2: Parametri ed equazioni delle funzioni di preferenza adottate

10.3. IMPLEMENTAZIONE DEL METODO PROMETHEE II

Partendo dalla matrice di performance, si costruiscono k matrici di dimensioni $[n \times n]$, dove k rappresenta il numero di criteri ed n indica il numero di alternative considerate.

In ciascuna cella di tali matrici si calcola la differenza tra i punteggi associati alle due alternative poste a confronto (valore x) e, a partire da tale valore, si applica la funzione di preferenza adottata.

I valori ottenuti sulla diagonale principale della matrice risultano nulli in quanto, in ognuna di tali celle, si confronta ciascuna alternativa con sé stessa e, di conseguenza, la relazione che descrive tale confronto risulta necessariamente di indifferenza.

Nel caso in esame, per ogni criterio, confrontando tra loro 4 alternative indicate rispettivamente con A, B, C e "0", la matrice ottenuta assume la seguente forma:

$$C_{\text{Criterio } h} = [c_{ij}]^{n \times n} = \begin{bmatrix} 0 & P_h(A, B) & P_h(A, C) & P_h(A, 0) \\ P_h(B, A) & 0 & P_h(B, C) & P_h(B, 0) \\ P_h(C, A) & P_h(C, B) & 0 & P_h(C, 0) \\ P_h(0, A) & P_h(0, B) & P_h(0, C) & 0 \end{bmatrix}$$

Per ogni coppia di alternative a confronto si calcola il valore del cosiddetto "*indice di preferenza globale*" dell'alternativa a sulla b , introducendo anche i pesi associati ai vari criteri calcolati, mediante il metodo AHP. In particolare, la preferenza globale, espressa come $\pi(a, b)$, riassume tutte le preferenze riferite ai diversi criteri in un unico valore e risulta definita come:

$$\pi(a, b) = \sum_{h=1}^k W_h \cdot P_h(a, b) \quad (10.4)$$

Si ricava dunque una matrice degli indici di preferenza globale, nuovamente di dimensioni $[n \times n]$ e comprendente tutti i valori di preferenza globale per le coppie di alternative. In particolare, ogni riga di tale matrice indica quanto una certa alternativa domina le altre, mentre ogni colonna fornisce indicazione di quanto la stessa alternativa venga dominata dalle altre.

Nello specifico caso in esame, la matrice degli indici di preferenza globale ha la seguente forma:

$$C_{preferenze\ globale} = [c_{ij}]^{n \times n} = \begin{bmatrix} 0 & \pi(A, B) & \pi(A, C) & \pi(A, 0) \\ \pi(B, A) & 0 & \pi(B, C) & \pi(B, 0) \\ \pi(C, A) & \pi(C, B) & 0 & \pi(C, 0) \\ \pi(0, A) & \pi(0, B) & \pi(0, C) & 0 \end{bmatrix}$$

Il calcolo degli indici di preferenza globali rappresenta un elemento cardine del metodo in quanto permette di creare il cosiddetto "*grafo di superamento basato sui valori*" (*Valued Outranking Graph*). La geometria di tale grafo prevede che le alternative considerate rappresentino i nodi, collegati tra loro da archi. Ogni coppia di alternativa a e b è connessa mediante due archi orientati con pesi diversi, che rappresentano l'intensità della preferenza globale; in particolare, l'arco che parte da a e procede verso b ha intensità pari a $\pi(a, b)$ e indica quanto l'alternativa a è preferita all'alternativa b considerando tutti i criteri contemporaneamente; l'arco da b ad a ha invece modulo pari a $\pi(b, a)$ e assume il significato opposto al precedente.

Il grafo di superamento valutato permette al decisore di visualizzare graficamente i risultati ottenuti ma non permette di definire immediatamente un ranking delle possibili soluzioni.

A tal fine, per ottenere un ordinamento totale delle alternative sulla base dei punteggi assunti nei vari criteri si fa riferimento al metodo PROMETHEE II.

Per la stesura della classifica delle varie soluzioni tale metodo fa riferimento al concetto di "*flusso netto*", indicato con Φ . In particolare, per una generica alternativa a , il flusso netto può essere calcolato come:

$$\Phi(a) = \Phi^+(a) - \Phi^-(a) \quad (10.5)$$

dove $\Phi^+(a)$ viene detto "*flusso positivo*" e $\Phi^-(a)$ "*flusso negativo*".

Tali flussi positivo e negativo, per ogni nodo generico a del grafo, indicando con I l'insieme delle soluzioni considerate e con n il numero di elementi compresi in tale insieme, sono rispettivamente definiti come:

$$\Phi^+(a) = \frac{1}{n-1} \sum_{x \in I} \pi(a, x) \quad (10.6)$$

$$\Phi^-(a) = \frac{1}{n-1} \sum_{x \in I} \pi(x, a) \quad (10.7)$$

I flussi positivo e negativo rappresentano valori normalizzati, compresi nell'intervallo $[-1; 1]$, che indicano quanto ogni alternativa domina o risulta dominata dalle altre: maggiore risulta $\Phi^+(a)$ e più l'alternativa a domina le altre; viceversa, all'aumentare di $\Phi^-(a)$ la stessa alternativa risulta maggiormente dominata dalle altre.

Pertanto, dal calcolo del flusso netto risulta possibile stilare una classifica

delle alternative sulla base delle funzioni di preferenza adottate e dei pesi attribuiti ai vari criteri. L'alternativa caratterizzata dal maggior valore del flusso netto risulta la soluzione da prediligere secondo la logica del presente metodo.

10.4 Ambiente di calcolo

Nel presente lavoro, l'implementazione dei metodi AHP e PROMETHEE II, rispettivamente usati per la definizione dei pesi associati ai criteri e per l'ordinamento delle alternative, viene sviluppata interamente all'interno dell'ambiente di calcolo Microsoft Excel.

Sebbene infatti esistano in commercio diversi software specifici per effettuare tale tipo di analisi multi-criteria, come *Visual PROMETHEE*, sviluppato dagli stessi creatori del metodo, o *D-Sight*, un software di supporto decisionale aziendale che include diversi metodi di analisi, la scelta di utilizzare Excel è stata dettata dalla volontà di implementare e tenere traccia di tutti i passaggi necessari alla determinazione della classifica finale delle alternative, consentendo al contempo una completa tracciabilità delle operazioni effettuate e una piena comprensione dei calcoli matematici alla base del metodo.

Risultati dell'ottimizzazione e analisi dei trade-off

11.1 Risultati AHP

Nella presente analisi, con lo scopo di illustrare il funzionamento del modello per la valutazione delle alternative considerate, le matrici dei confronti associate ai Livelli 2 e 3 assumono le forme riportate di seguito. I pedici degli elementi riportati nelle matrici fanno riferimento alle iniziali dei criteri considerati: costo (c), emissioni (e), vulnerabilità (v), vulnerabilità geopolitica (g) e vulnerabilità intrinseca del sistema (i).

$$C_{Livello\ 2} = [c_{ij}]^{3 \times 3} = \begin{bmatrix} c_{c-c} & c_{c-e} & c_{c-v} \\ c_{e-c} & c_{e-e} & c_{e-v} \\ c_{v-c} & c_{v-e} & c_{v-v} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 5 & 3 \\ 1/5 & 1 & 1/3 \\ 1/3 & 3 & 1 \end{bmatrix}$$

$$C_{Livello\ 3} = [c_{ij}]^{2 \times 2} = \begin{bmatrix} 1 & c_{g-i} \\ c_{i-g} & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 2 \\ 1/2 & 1 \end{bmatrix}$$

Con riferimento alla matrice associata al Livello 2 si ritiene necessario attribuire maggiore importanza al costo di trasporto in quanto, nel presente momento storico, rappresenta la voce tra quelle considerate che più influenza il costo della materia prima nel mercato europeo. In particolare, si ritiene che il costo di trasporto sia più importante sia delle emissioni che della vulnerabilità, sebbene con livelli di preferenza

differenti. Infatti, pur riconoscendo che la riduzione delle emissioni rappresenti un obiettivo imprescindibile da conseguire nel prossimo futuro, nella presente analisi l'importanza di tale aspetto viene considerata meno rilevante se paragonata a quella associata al costo complessivo.

Si considera inoltre la vulnerabilità quale criterio meno importante del costo, ma più importante delle emissioni. Tale aspetto svolge infatti attualmente un ruolo di primaria importanza, considerando le tensioni politiche e militari che negli ultimi mesi stanno sempre maggiormente interessando la catena di approvvigionamento del petrolio greggio.

Dunque, complessivamente, nella scala gerarchica qualitativa definita sulla base dei giudizi espressi nella matrice dei confronti, il criterio "costo" risulta più importante del criterio "vulnerabilità", a sua volta superiore in grado al criterio "emissioni".

Nella matrice di Livello 3 si ritiene invece opportuno attribuire un'importanza leggermente superiore alla vulnerabilità geopolitica. Sebbene, infatti, in contesti tradizionali, la vulnerabilità intrinseca e quella geopolitica possano essere considerate di pari importanza, nella specifica situazione in esame il contesto geopolitico assume un ruolo cardine nel blocco e nell'interruzione del flusso di greggio proveniente dai Paesi mediorientali. Per tale motivo, nella matrice dei confronti, si esprime la relazione vulnerabilità geopolitica - vulnerabilità intrinseca mediante il punteggio intermedio 2 della scala di Saaty, compreso tra l'uguaglianza e la lieve prevalenza del primo criterio sul secondo.

Partendo da tali matrici, secondo il procedimento indicato nel *Capitolo 9*, i pesi associati ai criteri dei Livelli 2 e 3 sono riassunti nei vettori W pari rispettivamente a:

$$W_{Livello\ 2} = [w_i]^{3 \times 1} = \begin{bmatrix} W_{costo} \\ W_{emissioni} \\ W_{vulnerabilità} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,637 \\ 0,105 \\ 0,258 \end{bmatrix}$$

$$W_{Livello\ 3} = [w_i]^{2 \times 1} = \begin{bmatrix} W_{geopolitico} \\ W_{guasti\ intrinseci} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,667 \\ 0,333 \end{bmatrix}$$

I valori presenti nel vettore $W_{Livello\ 2}$ suggeriscono come, sulla base dei giudizi espressi, i criteri "peso", "emissioni" e "vulnerabilità" rappresentino rispettivamente il 63,7%, il 10,5% ed il 25,8%.

Quest'ultimo valore dipende a sua volta al 66,7% dalla componente geopolitica e per il restante 33,3% da quella intrinseca, legati ai guasti.

Con riferimento alla matrice associata al Livello 2, che rappresenta l'unica matrice dell'analisi che potrebbe risultare non perfettamente consistente, risulta necessario condurre la verifica di coerenza, andando a calcolare il rapporto di consistenza CR.

Il "vettore" dell'autovalore λ_{max} associato a tale matrice risulta essere il seguente:

$$\lambda_{mac} = [\lambda_i]^{3 \times 1} = \begin{bmatrix} 3,0385 \\ 3,0385 \\ 3,0385 \end{bmatrix}$$

In questo caso specifico le tre stime dell'autovalore λ_{max} risultano esattamente coincidenti e pari a circa 3,0385.

L'indice di consistenza delle matrice risulta dunque uguale a:

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} = \frac{\lambda_{max} - 3}{3 - 1} = 0,0193$$

Noto inoltre il valore di RCI per una matrice di ordine 3 pari a 0,58, si ricava un valore del rapporto di consistenza definito come:

$$CR = \frac{CI}{RCI} = \frac{0,0193}{0,58} = 0,0332$$

Il valore assunto dall'indicatore CR ($< 0,10$) evidenzia una sufficiente consistenza della matrice dei giudizi di Livello 2 e consente pertanto di ritenere coerenti tra loro i giudizi espressi all'interno di tale matrice.

In *Appendice A.6* è riportata la schermata del foglio di calcolo Excel predisposto per l'esecuzione dei calcoli indicati sopra.

11.2 Ranking PROMETHEE II

Sulla base delle funzioni di preferenza definite nel *Paragrafo 10.3*, la matrice C degli indici di preferenza globale assume la seguente struttura:

$$C_{\text{preferenza}} = \begin{bmatrix} 0 & \pi(A, B) & \pi(A, C) & \pi(A, 0) \\ \pi(B, A) & 0 & \pi(B, C) & \pi(B, 0) \\ \pi(C, A) & \pi(C, B) & 0 & \pi(C, 0) \\ \pi(0, A) & \pi(0, B) & \pi(0, C) & 0 \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} 0 & 0,260 & 0,723 & 0,270 \\ 0,192 & 0 & 0,697 & 0,277 \\ 0,218 & 0,004 & 0 & 0,277 \\ 0,043 & 0,327 & 0,723 & 0 \end{bmatrix}$$

Le matrici contenenti i valori delle funzioni di preferenza, determinati mediante il confronto a coppie delle alternative per ciascun criterio, sono riportate in *Appendice A.5*.

Partendo dagli indici di preferenza globale, i flussi positivi, negativi e netti associati a ciascuna soluzione risultano pari, nel caso in esame, ai valori indicati in *Tabella 11.1*.

Facendo riferimento ai valori di flusso netto $\Phi^+(a)$, dal modello definito emerge come l'alternativa A (oleodotto fino al porto di Yanbu e successivo trasporto mediante nave petroliera) rappresenti la soluzione migliore tra quelle considerate in quanto caratterizzata dal maggior valore del flusso netto.

CLASSIFICA DELLE SOLUZIONI			
Soluzione	$\Phi^+(a)$	$\Phi^-(a)$	$\Phi(a)$
A	0,41773	0,15120	0,26653
B	0,38860	0,19697	0,19163
C	0,16635	0,71423	-0,54788
0	0,36444	0,27472	0,08972

Tabella 11.1: *Flussi associati alle varie alternative di trasporto considerate*

Sulla base del metodo implementato, la classifica delle quattro soluzioni considerate ottenuta risulta dunque essere la seguente:

1. alternativa A
2. alternativa B
3. alternativa "0"
4. alternativa C

L'alternativa A si rivela dunque essere la soluzione migliore sulla base dei pesi attribuiti e delle soglie di preferenza definite nel presente lavoro. Essa è seguita poi dall'alternativa B, la quale presenta un valore del flusso netto non eccessivamente distante da quello della prima classificata. L'alternativa C si configura, invece, come la soluzione meno favorevole sulla base dei criteri considerati e dei dati a disposizione e si colloca a una distanza significativa in termini di flusso netto da tutte le altre alternative di trasporto.

In *Appendice A.6* sono riportate le schermate dei fogli di calcolo Excel usati per la definizione della graduatoria mediante il metodo PROMETHEE II.

11.3 Analisi di sensibilità

Per valutare il ruolo dei pesi associati ai vari criteri nella determinazione della preferenza di un'alternativa rispetto alle altre, la prima analisi di sensibilità condotta prevede l'attribuzione di pesi uniformi ai tre macrocriteri considerati. Inoltre, anche ai due sottocriteri della vulnerabilità, viene assegnato il medesimo peso.

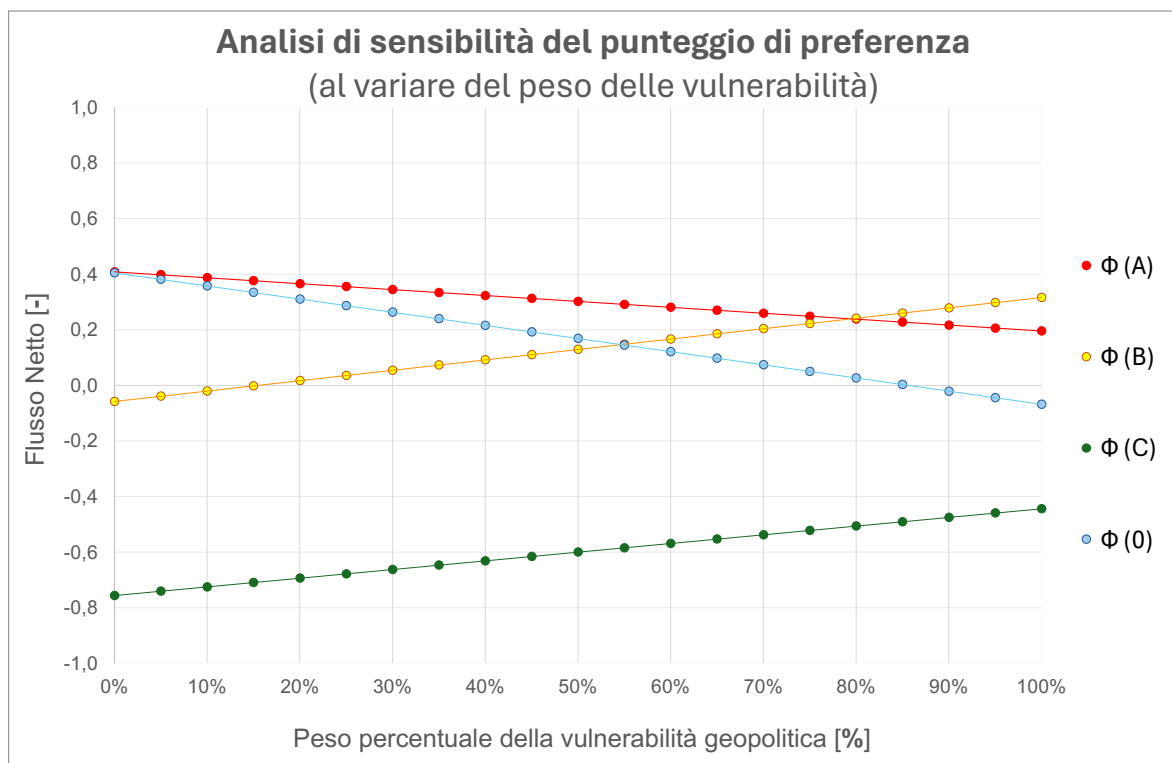
Considerando dunque pesi equamente distribuiti, i valori del flusso netto associato a ogni alternativa sono riportati in *Tabella 11.2*.

Soluzione	$\Phi(a)$
A	0,19994
B	0,18627
C	-0,18530
0	-0,20091

Tabella 11.2: *Flussi netti associati alle varie alternative di trasporto considerate nel caso di pesatura uniforme dei criteri*

Anche nel caso di pesatura uniforme dei criteri, si osserva come l'alternativa A domini le altre, sebbene in modo meno marcato rispetto al caso originario. In questa configurazione l'alternativa B risulta infatti quasi equivalente alla prima; si registra inoltre uno scambio tra la terza e la quarta posizione, dal momento che la soluzione puramente navale si colloca all'ultimo posto della graduatoria, evidenziando una significativa riduzione del valore del flusso netto.

Tenendo invece fissi i punteggi attribuiti ai criteri principali attraverso il metodo AHP e facendo variare il grado di importanza associato ai due sotto-criteri della vulnerabilità, tra lo 0% e il 100%, si ricavano i risultati riassunti nel *Grafico 11.1*.



Nota: Il peso della vulnerabilità intrinseca corrisponde alla differenza a 100 del peso associato al contesto geopolitico

Figura 11.1: Variazione del valore del flusso netto al variare dei pesi attribuiti ai sotto-criteri della vulnerabilità

Dall'analisi condotta emerge come la preferenza dell'alternativa A sulle altre risulti piuttosto indipendente dai pesi attribuiti ai sotto-criteri della vulnerabilità. In particolare, tale alternativa, a parità di altre condizioni, si conferma essere quella caratterizzata da valori di preferenza più elevati sino al raggiungimento di un peso percentuale del contesto geopolitico pari a circa 0,80. Oltre tale soglia, dando dunque maggiore rilevanza alla vulnerabilità geopolitica, l'alternativa B assume il valore

di flusso netto più elevato tra le alternative considerate.

Per quanto concerne la soluzione puramente navale (alternativa "0"), la sua preferenza diminuisce all'aumentare del peso attribuito alla vulnerabilità geopolitica: si osserva infatti come per pesi inferiori al 50% tale soluzione, pur non risultando mai la prediletta in termini di flusso netto, si colloca in seconda posizione nella graduatoria, a piccola distanza dall'alternativa A; per pesi superiori la sua preferenza cala invece in modo significativo.

Infine, si evince come l'alternativa C, di natura puramente infrastrutturale, presenti per ogni configurazione dei pesi relativi ai sotto-criteri della vulnerabilità il minor valore di flusso netto. Il peso, pari a circa il 26%, attribuito alla vulnerabilità complessiva non risulta infatti sufficiente a compensare la penalizzazione legata all'aspetto economico di tale soluzione.

Come anticipato in precedenza nel *Paragrafo 10.1*, dal momento che il prezzo dei noli marittimi risulta piuttosto variabile in funzione del periodo e della rotta, è opportuno condurre un'analisi di sensibilità anche in funzione di tale fattore.

In particolare, il valore del costo di trasporto pari a 26,07 \$/tonnellata sulla rotta Golfo Persico → Mar Mediterraneo riferito al 2026 risulta tra i massimi valori storici registrati.

Come riportato da S&P Global Platts [67], fonte di valutazioni dei prezzi di riferimento nei mercati delle materie prime, il prezzo associato alla stessa rotta nel 2024 risultava pari a circa 22,93 \$/tonnellata. Tale valore rappresentava già all'epoca il massimo registrato degli ultimi quattro anni sino a quel momento. Si conduce pertanto un'analisi di sensibilità facendo variare il costo del nolo marittimo all'interno dell'intervallo con estremi 18 \$/tonnellate e 30 \$/tonnellate, al fine di valutare sia una di-

minuzione dei costi di trasporto legata ad esempio a una distensione dei conflitti in corso che a un eventuale loro aumento a causa del crescere delle tensioni o dei blocchi imposti.

I costi associati alle rotte Yanbu → Trieste e Sidi Kerir → Trieste vengono ricavati usando le medesime percentuali indicate nel *Paragrafo 10.1*.

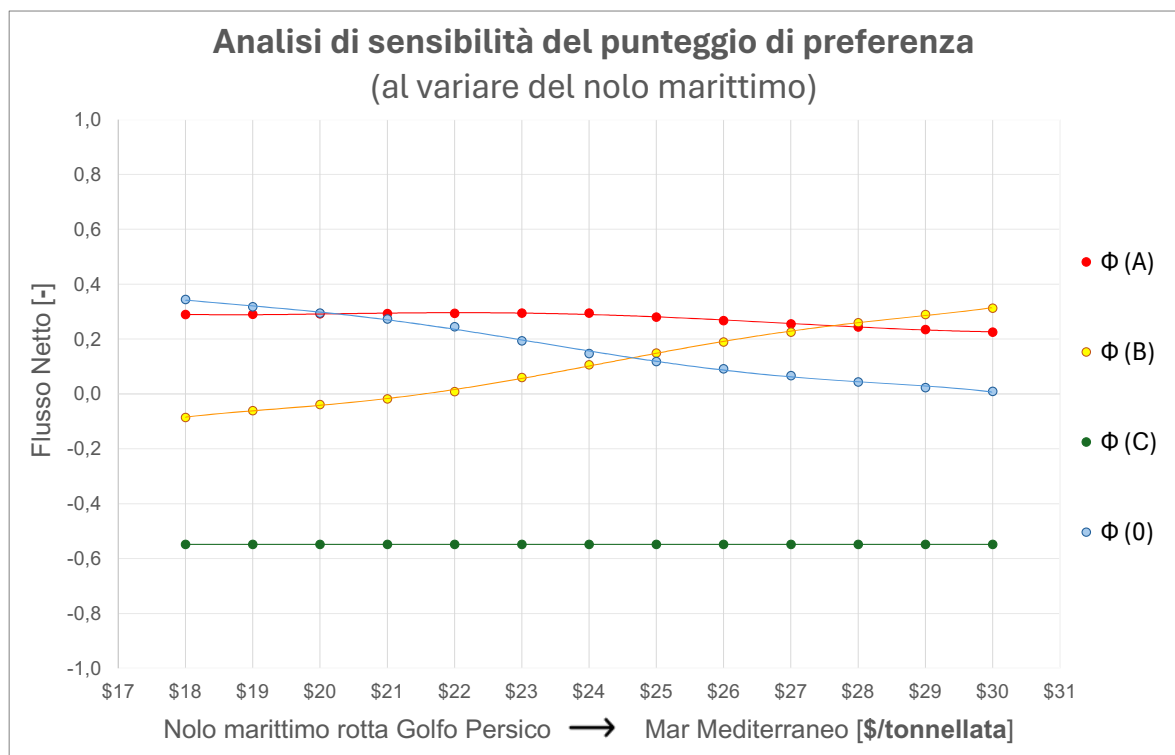


Figura 11.2: *Variazione del valore del flusso netto al variare del nolo marittimo*

Il risultato più rilevante che emerge da tale analisi riguarda l'alternativa C, corrispondente al trasporto puramente via condotta: per le soglie di preferenza e indifferenza definite, la sua valutazione finale in termini di preferenza risulta indipendente dal nolo marittimo considerato. Infatti, anche in corrispondenza di valori particolarmente elevati di tale parametro, non si registrano variazioni nel punteggio del flusso netto associato all'alternativa C, che si conferma l'opzione meno preferibile tra quelle analizzate nell'ambito del modello implementato.

Le altre tre alternative considerate risultano rispettivamente più convenienti in tre regioni distinte del grafico: per bassi costi del nolo marittimo, la soluzione interamente navale rappresenta l'opzione prediletta; successivamente, per un intervallo di costi particolarmente ampio, l'alternativa A occupa la prima posizione nella graduatoria e, solo per alti valori del nolo marittimo, viene superata dall'alternativa B, che prevede di coprire mediante trasporto navale una distanza inferiore.

Nel complesso, tale analisi di sensibilità evidenzia come, in questo caso, la graduatoria delle alternative sia perfettamente coerente con l'andamento del criterio "costo": occorre infatti ricordare come il peso attribuito a tale criterio sia pari a circa il 64% del totale e l'intervallo di variazione del nolo marittimo considerato non risulta sufficiente a far variare significativamente le preferenze tra le alternative rispetto al caso base.

Potrebbe, infine, risultare interessante la comprensione dell'eventuale variazione delle preferenze al variare del costo annuo associato alle soluzioni che prevedono la realizzazione della condotta.

Più precisamente, come sottolineato anche nel *Capitolo 7*, le formule impiegate per il calcolo dei costi CAPEX e OPEX associati alla realizzazione e alla gestione della rete di oleodotti sono caratterizzate da un margine di errore potenzialmente ampio.

Pertanto, facendo riferimento alla quota annua equivalente del costo associato a tali infrastrutture, si procede ad effettuare un'analisi di sensibilità al variare del suddetto parametro; in particolare si esamina la variazione dei flussi netti associati alle diverse soluzioni, considerando sia un incremento che una riduzione fino al 30% del costo inizialmente calcolato.

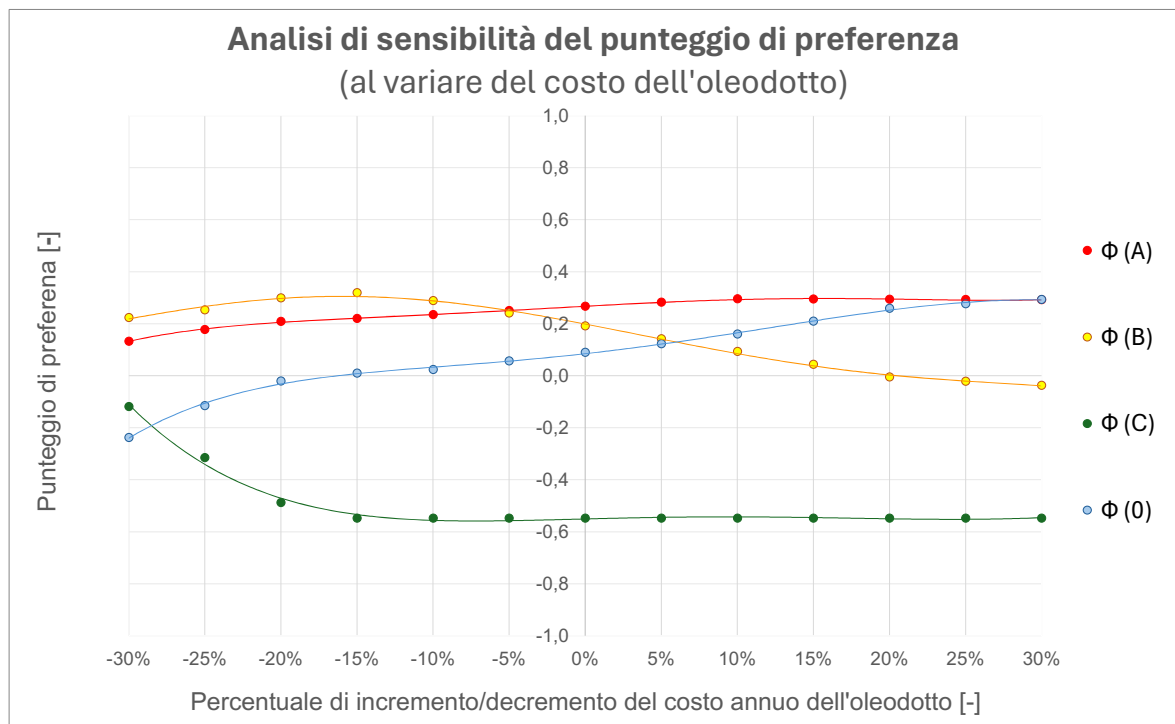


Figura 11.3: *Variazione del valore del flusso netto al variare dell'errore percentuale del costo annuo equivalente dell'oleodotto*

Anche dalla presente analisi emerge come le alternative multi-modali (A e B) rappresentino tendenzialmente le soluzioni maggiormente preferibili nella quasi totalità dell'intervallo analizzato.

L'alternativa C, relativa al trasporto esclusivamente mediante condotta, risulta caratterizzata da un incremento piuttosto significativo del flusso netto ad essa associato soltanto nella porzione del grafico corrispondente a sensibili decrementi della quota del costo annuo equivalente, senza tuttavia risultare mai la soluzione preferibile nell'intervallo considerato. Il trasporto marittimo, il cui costo non dipende dal parametro che viene fatto variare nella presente analisi, risulta progressivamente più competitivo all'aumentare della quota di costo annuo equivalente dell'oleodotto, superando anche l'alternativa A in corrispondenza di un incremento pari al 30% del costo inizialmente calcolato.

11.4 Discussione dei trade-off

Considerando la graduatoria ottenuta sulla base dei pesi attribuiti ai vari criteri mediante il metodo AHP, si osserva come la soluzione prediletta dal modello sia di tipo multimodale, dal momento che combina il trasporto mediante oleodotto al trasporto marittimo.

In particolare, tale alternativa A non risulta la migliore sotto nessuno dei quattro criteri adottati, ma rappresenta la più equilibrata, in grado di bilanciare i punteggi associati ai diversi aspetti.

In termini di costo tale alternativa risulta dominata, seppur di poco, dall'alternativa associata al puro trasporto marittimo; analogamente, in termini di emissioni ambientali, è dominata dall'alternativa B, anch'essa multimodale. Per quanto concerne la vulnerabilità, la soluzione A si colloca nella porzione di punteggi bassi per la vulnerabilità intrinseca, mentre, dopo il trasporto marittimo, rappresenta l'alternativa caratterizzata dal secondo valore più alto di vulnerabilità geopolitica.

Risulta dunque possibile comprendere come la preferenza di tale alternativa sia tanto più legata al guadagno in termini economici di quanto non sia sfavorita dal punteggio associato alla vulnerabilità geopolitica.

Il trasporto puramente marittimo rimane molto competitivo in termini di costi, ma il suo valore complessivo di preferenza risulta molto penalizzato dalle sue caratteristiche emissive e di vulnerabilità di natura geopolitica.

Dal modello impostato emerge dunque come la preferenza maggiore venga attribuita all'alternativa associata a bassi punteggi in termini di costo, emissioni e vulnerabilità intrinseca, che non risulta però tra le meno resilienti in termini di interruzioni e blocchi dovuti a conflitti in corso.

Occorre in ogni caso sottolineare come la relativamente bassa differenza in termini di preferenza tra le soluzioni A e B possa portare il decisore a selezionare la seconda alternativa, privilegiando ad esempio la resilienza a possibili attacchi terroristici. È bene infatti ricordare come la soluzione A preveda la navigazione attraverso una porzione di Mar Rosso, che risulta ciclicamente interessato da ritorsioni verso le imbarcazioni da parte di gruppi armati.

I punteggi di preferenza associati alle diverse alternative non devono pertanto essere interpretati come dati perfettamente descrittivi delle soluzioni di trasporto analizzate in quanto essi dipendono anche dall'importanza che il decisore intende attribuire ai vari criteri considerati. Il metodo in esame ha pertanto come obiettivo quello di presentare un quadro procedurale utile al confronto tra le alternative di trasporto, i cui risultati in termini di preferenza possono però variare in funzione degli aspetti che si intendono prediligere nel processo decisionale.

Conclusioni

12.1 Sintesi dei principali risultati

Dall'analisi condotta sugli esempi presi in considerazione e sulla base delle valutazioni espresse (di natura soggettiva e potenzialmente modificabili in virtù di differenti iter decisionali), i principali risultati emersi possono essere così riassunti:

- esistono potenziali alternative al solo trasporto navale di greggio dai Paesi del Golfo Persico all'Europa, che allo stato attuale non risultano ancora attuate;
- le soluzioni di trasporto multimodale A (oleodotto fino al Mar Rosso + trasporto navale) e B (oleodotto fino al Mar Mediterraneo + trasporto navale) risultano essere, quasi sempre, le più vantaggiose sulla base dei criteri e parametri considerati;
- il trasporto puramente navale resta la soluzione più competitiva in base al solo costo di trasporto, ma perde posizioni considerando combinatamente i criteri associati alle emissioni ambientali e alla vulnerabilità geopolitica;
- anche a fronte di un aumento del valore dell'indicatore $g_{CO_2eq} / t \cdot km$, le soluzioni di trasporto multimodali garantirebbero una riduzione delle emissioni di CO_2eq compresa tra il 17% e il 24% circa delle stesse emissioni legate al trasporto marittimo;
- la soluzione monomodale (alternativa C) riguardante il trasporto diretto mediante condotta fino a Trieste non risulta mai la più

conveniente, nemmeno facendo variare i pesi e i punteggi associati alle diverse alternative nelle analisi di sensibilità condotte;

- le analisi di sensibilità confermano la robustezza generale della graduatoria ricavata, ma mostrano come, in determinate circostanze, la preferenza possa spostarsi tra le alternative A (oleodotto fino al Mar Rosso + trasporto navale) e B (oleodotto fino al Mar Mediterraneo + trasporto navale).

Più nel dettaglio, dal lavoro condotto emerge come, per l'approvvigionamento europeo di petrolio greggio dai Paesi medio-orientali, oltre all'attuale sistema di trasporto basato esclusivamente sul trasporto marittimo, possano esistere soluzioni alternative che, qualora adeguatamente sviluppate e rese operative, potrebbero risultare più efficienti rispetto alla configurazione esistente, a seconda degli aspetti che si intende privilegiare.

In particolare, sebbene in termini di puro costo economico su un periodo di riferimento di 50 anni, nessuna delle alternative considerate, sulla base dei dati disponibili, risulti particolarmente conveniente rispetto al trasporto marittimo, la considerazione combinata delle emissioni ambientali associate al trasporto e delle vulnerabilità che caratterizzano il tracciato rende maggiormente interessanti e convenienti altre tipologie di soluzioni.

Un ulteriore aspetto emerso riguarda l'attuale scarsa convenienza, nelle condizioni analizzate, di una soluzione di trasporto monomodale dall'origine alla destinazione finale (porto di Trieste) mediante condotta, a causa dell'elevato costo di realizzazione dell'infrastruttura legato alla notevole estensione del tracciato. Pertanto, in tale configurazione, la marcata riduzione di vulnerabilità associata ad aspetti geopolitici e di

controllo di passaggi obbligati non risulta comunque sufficiente a bilanciare il sensibile incremento dei costi, che si ripercuote sul prezzo finale dei combustibili fossili in Europa.

Le soluzioni multimodali, che prevedono il ricorso combinato al trasporto via condotta e via nave petroliera, rappresentano pertanto alternative potenzialmente in grado di ridurre emissioni e vulnerabilità, a fronte di un aumento dei costi relativamente contenuto.

Infine, un ulteriore aspetto particolare emerso dai calcoli, effettuati sulla base dei dati disponibili utilizzati, riguarda l'indicatore di emissione espresso in grammi di CO_2 eq emessi per ogni tonnellata e per ogni chilometro di merce trasportata: il valore di tale indicatore per la soluzione di puro trasporto marittimo risulta inferiore rispetto a quello associato a tutte le altre soluzioni. Tale risultato non si riflette tuttavia in termini di massa assoluta di gas emessi in quanto, pur essendo minore il valore di $g_{CO_2 \text{ eq}}/t \cdot km$, la lunghezza del tragitto marittimo risulta superiore a quella delle altre soluzioni di trasporto, con conseguenti maggiori emissioni di CO_2 eq.

Risulta, tuttavia, importante sottolineare come, nel caso di trasporto mediante oleodotto, le emissioni ambientali dei gas serra considerati potrebbero essere eliminate facendo ricorso alla realizzazione di impianti fotovoltaici in grado di alimentare il sistema di pompaggio con energia pulita e rinnovabile. Sebbene, infatti, il numero di pannelli fotovoltaici necessari a produrre una quantità di energia elettrica tale da soddisfare la domanda energetica di un oleodotto sia piuttosto imponente, tale soluzione potrebbe comunque risultare in linea con impianti fotovoltaici esistenti. L'analisi relativa ai predetti aspetti è trattata più nel dettaglio in *Appendice A.3*.

12.2 Implicazioni per le politiche e impatti sull'industria

Nonostante, come osservato in precedenza, il petrolio greggio proveniente dai Paesi del Golfo rappresenti una quota relativamente limitata della domanda europea (compresa all'incirca tra il 15% e il 20% del totale), l'eventuale blocco della sua fornitura può incidere sensibilmente sulla volatilità dei prezzi europei. Come mostrato dagli eventi più recenti, eventuali criticità all'interno di tale catena di approvvigionamento possono riflettersi rapidamente sull'andamento dei mercati globali, che, per loro natura, tendono a reagire già alla sola prospettiva di un possibile disservizio, prima ancora di misurarne gli effetti.

Noto pertanto il ruolo che tale percentuale di importazione svolge sulla stabilità economica europea, è auspicabile che vengano effettivamente valutate con attenzione le criticità attuali e potenzialmente future dell'approvvigionamento di petrolio greggio da tali Paesi.

L'adozione di soluzioni infrastrutturali in grado di ridurre la dipendenza da passaggi obbligati attraverso aree geopoliticamente instabili, quali lo Stretto di Hormuz, comporterebbe tuttavia la necessità di complesse trattative diplomatiche, volte all'ottenimento dei relativi diritti di passaggio. La scelta di tali possibili soluzioni si tradurrebbe pertanto anche in un impegno politico da parte della Comunità Europea, chiamata a stipulare accordi commerciali e infrastrutturali con tutti i Paesi interessati.

Qualora tali soluzioni garantissero effettivamente una via di approvvigionamento più sicura e meno vulnerabile, l'effetto misurato non sarebbe necessariamente una diminuzione dei prezzi dei prodotti petroliferi, ma più verosimilmente una minore volatilità degli stessi, con possibili bene-

fici per i settori industriali europei ancora esposti, in misura diretta o indiretta, all'impiego di combustibili fossili.

Un ulteriore vantaggio associato a tali soluzioni sarebbe rappresentato dal potenziale rafforzamento della sicurezza energetica dell'Unione Europea, la quale potrebbe contare su soluzioni di trasporto maggiormente resilienti rispetto a possibili criticità lungo le principali rotte marittime.

12.3 Considerazioni finali e possibili sviluppi

Il modello di analisi implementato nel presente lavoro non ha la pretesa di fornire risultati assoluti e definitivi per le diverse soluzioni di trasporto considerate. Occorre infatti sottolineare come i valori ricavati e la relativa graduatoria delle alternative debbano essere interpretati con cautela, dal momento che l'analisi si basa su dati di natura preliminare e su ipotesi semplificative del complesso problema decisionale in questione.

La volontà principale del lavoro è infatti quella di costruire un modello di valutazione che sia in grado di confrontare alternative di trasporto differenti tenendo conto, oltre che degli aspetti economici e ambientali, anche della vulnerabilità geopolitica che può interessare il contesto nel quale le infrastrutture sorgono, determinandone talvolta blocchi o disservizi.

In ogni caso, il presente lavoro non intende occuparsi direttamente dell'analisi degli attuali contesti geopolitici e bellici, bensì mira a fornire un contributo alla valutazione della fattibilità tecnica di alternative di trasporto del greggio, tenendo conto anche delle implicazioni derivanti da tali aspetti. La definizione dei punteggi associati alle vulnerabilità considerate viene pertanto demandata all'organo decisore, il quale potrà valutare in modo approfondito l'effettivo livello di rischio geopolitico e

12.3. CONSIDERAZIONI FINALI E POSSIBILI SVILUPPI

bellico associato a ciascuna delle soluzioni prese in esame.

Il modello impostato sulla base del metodo PROMETHEE non si limita allo studio del solo caso in esame, ma può essere applicato anche in futuro per il confronto di alternative di trasporto sorgenti in contesti differenti: adattando infatti i pesi attribuiti ai singoli criteri e aggiornando i dati di partenza al nuovo caso di studio, è possibile ricavare una graduatoria delle alternative coerente con le caratteristiche del problema analizzato.

L'eventuale adozione di una soluzione di trasporto facente uso di una condotta petrolifera si presterebbe anche a eventuali sviluppi futuri nell'ambito del trasporto di gas naturale: si potrebbe infatti ipotizzare il raddoppio della condotta al fine di servire il mercato europeo sia con la quota di petrolio greggio che con quella di gas naturale, per il quale alcuni Stati medio-orientali, come il Qatar, si collocano tra i principali fornitori dell'Unione Europea.

Un ulteriore punto di sviluppo del progetto potrebbe riguardare lo studio dell'ubicazione di stoccaggi strategici lungo il tracciato al fine di garantire il soddisfacimento della domanda europea anche in caso di brevi interruzioni del flusso legate a eventi eccezionali o non prevedibili. In particolare, nella presente analisi, il tratto di oleodotto è stato assimilato a una condotta singola che collega direttamente l'origine alla destinazione; nella realtà, è ragionevole immaginare la presenza, in alcuni punti lungo il tracciato, di serbatoi di accumulo che possano anche contribuire alla compensazione di eventuali squilibri di pressione durante l'esercizio dell'infrastruttura. La scelta della miglior ubicazione di tali stoccaggi, anche in funzione della vulnerabilità strategica associata, può essere affrontata mediante uno dei molteplici metodi di ricerca operativa.

12.3. CONSIDERAZIONI FINALI E POSSIBILI SVILUPPI

Complessivamente, lo studio e l'individuazione di soluzioni convenienti, resilienti e sicure per l'approvvigionamento di petrolio greggio e, più in generale, di risorse strategiche non rappresentano temi legati soltanto al mero prezzo dei carburanti e dei prodotti petroliferi, bensì costituiscono elementi di primaria importanza per la garanzia di condizioni economicamente e socialmente sostenibili nella quasi totalità dei Paesi del mondo. Questi ultimi sono, infatti, chiamati inevitabilmente ad affrontare sin dal principio la questione dell'approvvigionamento energetico, da cui dipende la solidità del loro sistema economico e industriale.

Bibliografia

- [1] United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD). Review of maritime transport 2025: Staying the course in turbulent waters. Technical report, UNCTAD, 9 2025.
- [2] Moodle Units. Metodi numerici - multi criteria decision making. Technical report, Università degli Studi di Trieste.
- [3] Willy Kriswardhana, Bladimir Toaza, Domokos Esztergár-Kiss, and Szabolcs Duleba. Analytic hierarchy process in transportation decision-making: A two-staged review on the themes and trends of two decades. *Expert Systems with Applications*, 261, 2 2025.
- [4] Anthony O. Chikwe. Use of Analytical Hierarchy Process (AHP) to Compare Transportation Modes of Gas-To-Liquid (GTL) Products from the Niger Delta Region of Nigeria to Overseas. Technical report, Federal University of Technology, Owerri, Nigeria, 2 2020.
- [5] Chia-Nan Wang, Ying-Fang Huang, I-Fang Cheng, and Van Thanh Nguyen. A Multi-Criteria Decision-Making (MCDM) Approach Using Hybrid SCOR Metrics, AHP, and TOPSIS for Supplier Evaluation and Selection in the Gas and Oil Industry. *Processes*, 12 2018.

- [6] Laila Oubahman and Szabolcs Duleba. Review of PROMETHEE method in transportation. *Production Engineering Archives*, 27:69–74, 3 2021.
- [7] Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC). Annual Statistical Bulletin 2025. Technical report, OPEC, 2025.
- [8] Ufficio Stampa Unimpresa. Dallo Stretto di Hormuz transita il 20% del petrolio mondiale e il 25% del gas, 6 2025.
- [9] Massimiliano Volpe. Suez, l’impatto del blocco causato dalla Ever Given sull’economia. *Wall Street Italia*, 3 2021.
- [10] Jack Sharples. Falling Like Dominoes: The Impact of Nord Stream on Russian Gas flows in Europe. Technical report, The Oxford Institute for Energy Studies, 8 2022.
- [11] TechnipFMC. The Deep Energy, Technip’s new state-of-the-art pipelay vessel. Technical report, TechnipFMC, 5 2013.
- [12] William Johnsen, Marius Menth Andersen, Sveinung Fjose, and Anders Helseth. Europas energikvadrilemma - Energisikkerhet i en ny tid. Technical report, Offshore Norge, 2026.
- [13] Eurostat. Oil and Petroleum Products - a statistical overview. Technical report, Eurostat, 5 2025.
- [14] Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC). Annual Statistical Bulletin 2024. Technical report, OPEC, 2024.
- [15] European Commission. EU Reference Scenario 2020: Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050. Technical report, Publications Office of the European Union, 6 2021.

- [16] Consiglio dell'Unione europea. Da dove proviene il gas dell'UE?, 3 2026.
- [17] Rob Willmington. More suezmax tankers take the long way to Europe and the Med. *Lloyd's List*, 1 2024.
- [18] U.S. Energy Information Administration (EIA). Oil tanker sizes range from general purpose to ultra-large crude carriers on AFRA scale, 9 2014.
- [19] MAN Energy Solutions. Propulsion trends in tankers. Technical report, MAN Energy Solutions, 10 2021.
- [20] Wärtsilä. Admiralty coefficient, Admiralty constant, 2026.
- [21] Jasper Faber and Maarten Hoen. Estimated Index Values of Ships 2009-2015: An analysis of the design efficiency of ships that have entered the fleet since 2009. Technical report, IMO - CE Delft, 2 2016.
- [22] International Maritime Organization (IMO). Energy Efficient Ship Operation (Module 3): From Management to Operation. Technical report, IMO, 1 2016.
- [23] U.S. Energy Information Administration (EIA). Marine Fuel Choice for Ocean- Going Vessels within Emissions Control Areas. Technical report, U.S. Department of Energy (DOE) / EIA, 6 2015.
- [24] Sustainable Ships. Specific Fuel Consumption [g/kWh] for Marine Engines.
- [25] Brodosplit Shipyard. Tankers. Technical report, Brodosplit Shipyard.

- [26] Harilaos N. Psaraftis and Christos A. Kontovas. Ship speed optimization: Concepts, models and combined speed-routing scenarios. *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, 2 2014.
- [27] National Geospatial-Intelligence Agency (NGA). Distances between ports. Technical report, Geospatial-Intelligence Agency, National, 2001.
- [28] International Maritime Organization (IMO). Annex 10: Guidelines on life cycle GHG intensity of marine fuels. Technical report, IMO, 3 2024.
- [29] European Investment Bank (EIB). EIB Project Carbon Footprint Methodologies. Technical report, European Investment Bank, 1 2023.
- [30] UBA (Umweltbundesamt – German Environment Agency). Emission Factor: Oil tanker (Suezmax), 2020.
- [31] U.S. Energy Information Administration (EIA). Fewer tankers transit the Red Sea in 2024, 10 2024.
- [32] Julia Payne and Robert Harvey. Israel’s port of Ashkelon, oil terminal shut in wake of conflict. *Reuters*, 10 2023.
- [33] Arab Petroleum Pipelines Company (SUMED). Facilities, 2026.
- [34] Atmos International. The Atmos book of pipeline simulation - chapter five, 2022.
- [35] U.S. Army Corps of Engineers. Engineering and Design - Liquid Process Piping. Technical report, U.S. Army Corps of Engineers, 5 1999.

- [36] Jiangbo Wen, Yongrui Lu, Yuzhang Jia, Haijun Luo, Chuanlin You, Zhenwei Huang, Chuyu Wang, and Yuxin Luo. Progress on Wax Deposition Characteristics and Prediction Methods for Crude Oil Pipelines. *Processes*, 13, 5 2025.
- [37] The American Society of Mechanical Engineers. ASME-B36.10-2022 - Welded and Seamless Wrought Steel Pipe. Technical report, The American Society of Mechanical Engineers, 6 2022.
- [38] EPCM Holdings. ASME B31.4 Pipeline Wall Thickness Calculation.
- [39] Pipeline, Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA), and U.S. Department of Transportation. Failure Investigation Report – Enbridge Line 14 Rupture Atwood. Technical report, US Department of Transportation, 11 2012.
- [40] Oun A. and Agostoni A. The Greenstream Project – The Gas Export Facilities From Libya To Italy. Offshore Mediterranean Conference (OMC), 3 2003.
- [41] Energy Policy Research Group (EPRG). Deeper, Longer and Thicker: Challenges for the Design of Subsea Pipelines. Technical report, EPRG, 6 2022.
- [42] Nathan Parker. Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs. Technical report, Institute of Transportation Studies, University of California, 2004.
- [43] U.S. Bureau of Economic Analysis. Gross domestic product - Implicit Price Deflator, 2026.
- [44] Marco Dell’Aguzzo. Ecco come Arabia Saudita ed Emirati cercano di aggirare lo stretto di Hormuz. *Start Magazine*, 4 2026.

- [45] Claudio Borelli. Il petrolio oltre Hormuz: i progetti dei Paesi del Golfo per nuove rotte terrestri e isolare Teheran. *Rai News*, 4 2026.
- [46] Revelli Roberto. Dispense del corso di Idraulica. Technical report, Politecnico di Torino, 2022.
- [47] The Engineering ToolBox. Surface Roughness Coefficients, 2003.
- [48] Environment and Climate Change Canada (ECCC). Arabian Light (ESTS 523) – Properties Summary. Technical report, Environment and Climate Change Canada, 2002.
- [49] U.S. Department of Energy. Improving Pumping System Performance. Technical report, United States Department of Energy Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, 5 2006.
- [50] ICF International. U.S. Oil and Gas Infrastructure Investment through 2035. Technical report, American Petroleum Institute, 4 2017.
- [51] U.S. Department of Energy (DOE). FECM/NETL CO₂ Transport Cost Model (2024): Description and User’s Manual. Technical report, DOE, 8 2024.
- [52] Caspian Pipeline Consortium. Caspian pipeline consortium: Factors of safe operation, 2017.
- [53] GlobalPetrolPrices.com. Saudi Arabia electricity prices - 2025, 2025.
- [54] T.C. Pharris and R.L. Kolpa. Overview of the Design, Construction, and Operation of Interstate Liquid Petroleum Pipelines. Technical report, Argonne National Laboratory, 11 2007.
- [55] European Investment Bank (EIB). The Economic Appraisal of Investment Projects at the EIB. Technical report, EIB, 4 2013.

- [56] NATO. The Druzhba or "Friendship Pipeline". Technical report, North Atlantic Council, 5 1973.
- [57] Aramco. The Tapline: a legacy of triumph, 5 2021.
- [58] China National Petroleum Corporation (CNPC). CNPC Annual Report 2014: West-East Gas Pipeline Project. Technical report, China National Petroleum Corporation, 2014.
- [59] Christoph Meili, Niels Jungbluth, and Jasmin Annaheim. Life cycle inventories of crude oil extraction. Technical report, ESU-services Ltd., 2018.
- [60] Ember. Lifecycle carbon intensity of electricity generation, 2025.
- [61] Roland W. Jeppson. Steady Flow Analysis of Pipe Networks. Technical report, Utah State University, 1 1974.
- [62] Nasser Amaitik. Decision Making and the Analytic Hierarchy Process (AHP): A Complete Tutorial. Technical report, Aston University, 3 2023.
- [63] Thomas L Saaty and Joseph M Katz. How to make a decision: The Analytic Hierarchy Process. *European Journal of Operational Research*, 48:9–11, 1990.
- [64] Baltic Exchange. Baltic Dirty Tanker Index, 1 2026.
- [65] J. P. Brans and Ph. Vincke. Note-A Preference Ranking Organisation Method (The PROMETHEE Method for Multiple Criteria Decision-Making). *Management Science*, 31:647–656, 6 1985.
- [66] Bertrand Mareschal. Preference functions and thresholds. Technical report, Université de Bruxelles, 6 2018.

- [67] Vickey Du, Alec Kubekov, Irene Tang, and Yong Ren Toh. Red Sea tensions drive down WAF Suezmax rates, disrupt Persian Gulf trade flows, 2 2024.
- [68] Claudia Astarita. Analisi della rilevanza strategica del Golfo Persico e dell'Oceano Indiano, sulla base della destinazione dei flussi di materie prime energetiche e dei transiti dei flussi del commercio internazionale, 2010.
- [69] Filippo Sardella. Petroline, il vero test saudita: perché il bypass di Hormuz non basta a mettere in sicurezza il petrolio, 3 2026.
- [70] Suez Canal Authority. New Suez Canal, 2019.
- [71] Marius Kühn. Fuel Consumption of the 50 Most Used Passenger Aircraft. Technical report, Hamburg University, 9 2023.
- [72] Department for Transport (DfT). DfT Aviation Modelling Suite. Technical report, British Department for Transport, 4 2024.
- [73] Thomas E.E. Gonçalo and Danielle C. Morais. Supplier selection model for a Brazilian oil company based on a multi-criteria group decision approach. *South African Journal of Business Management*, 49, 10 2018.
- [74] International Energy Agency (IEA). Saudi National Renewable Energy Program (NREP), 3 2026.
- [75] U.S. Department of Energy. Solar Photovoltaic System Cost Benchmarks. Technical report, DOE, 2024.
- [76] Marie Beyer. Le più grandi centrali solari del mondo.10: Noor abu dhabi (emirati arabi uniti). *p v magazine Italia*, 6 2023.

BIBLIOGRAFIA

- [77] International Renewable Energy Agency (IRENA). *Renewable power generation costs in 2024*. IRENA, 2025.

Appendici

A.1 Calcolo emissioni A380 sulla rotta MXP → JFK

Per ottenere una percezione più immediata dell'ordine di grandezza delle emissioni annue derivanti dai trasporti marittimi di petrolio greggio dai Paesi del Golfo verso l'Europa può essere utile confrontarle con un'altra fonte emissiva.

In particolare, nel presente lavoro si sceglie di considerare le emissioni legate al trasporto aereo lungo una rotta caratterizzata da una specifica distanza.

La stima preliminare condotta nel seguito fa riferimento alle emissioni di CO_2 equivalente caratteristiche dell'aeromobile Airbus A380, che rappresenta il più grande wide-body attualmente in servizio. L'analisi è condotta considerando una distanza di circa 6.700 km, rappresentativa della rotta aerea tra gli aeroporti di Milano Malpensa (MXP) e New York JFK.

In particolare, come indicato nel report dell'Università di Amburgo inerente al consumo di carburante degli aerei commerciali [71], il consumo medio specifico per un A380-800 risulta pari a circa 0,02953 kg / (km · seat), considerando una configurazione standard. Occorre precisare che tale valore rappresenta una stima di missione, ovvero viene ricavato da un modello tecnico del volo completo che approssima il carburante necessario per svolgere tale missione. Esso non rappresenta dunque un dato reale registrato effettivamente durante un singolo volo, ma un valore medio che può variare leggermente a causa di fattori ester-

A.1. CALCOLO EMISSIONI A380 SULLA ROTTA MXP → JFK

ni, quali vento, correnti e condizioni meteorologiche varie.

Considerando una configurazione tipica in quattro classi, la capienza dell'Airbus A380, così come indicato dalla casa madre, risulta pari a 545 posti.

Sulla base di tali informazioni, il consumo di carburante (cherosene) su una rotta analoga a MXP → JFK risulta pari a:

$$Consumo_{carburante} = Consumo_{spec.} \cdot Distanza \cdot Capienza$$

$$Consumo_{carburante} = 0,02953 \frac{\text{kg}}{\text{km} \cdot \text{seat}} \cdot 6.700 \text{ km} \cdot 545 \text{ seat}$$

$$Consumo_{carburante} \approx 108.000 \text{ kg} \approx 108 \text{ t}$$

Come indicato nel report del Ministero dei Trasporti britannico [72], si considera un fattore di emissione pari a $3,15 \text{ t}_{\text{CO}_2} / \text{t}_{\text{cherosene}}$. Applicando inoltre il coefficiente correttivo, pari a 1,01035, indicato nel medesimo documento per la stima delle emissioni di CO_2 equivalente, si ottiene un fattore di emissione complessivo in ambito aeronautico pari a circa $3,18 \text{ t}_{\text{CO}_2 \text{ eq}} / \text{t}_{\text{cherosene}}$.

Le emissioni stimate per singolo viaggio risultano pertanto pari a:

$$Emissioni_{\text{CO}_2 \text{ eq}} = 108 \text{ t}_{\text{cherosene}} \cdot 3,18 \frac{\text{t}_{\text{CO}_2}}{\text{t}_{\text{cherosene}}} \approx 343 \text{ t}_{\text{CO}_2}$$

Le emissioni annue di CO_2 equivalente generate dal trasporto navale considerato ($\approx 2,8$ milioni di tonnellate) equivalgono dunque a quelle generate percorrendo circa 8.163 volte la rotta aerea considerata.

$$\frac{Emissioni_{navali}}{Emissioni_{A380, \text{ MXP} \rightarrow \text{JFK}}} = \frac{2.800.000 \text{ t}}{343 \text{ t}} \approx 8.163$$

A.2 Calcoli dettagliati per stima CAPEX

A.2.1 Alternativa A

Soluzione "A"	Condotta principale		Condotte secondarie	
	1° tratto	2° tratto	Iraq	UAE
Diametro nominale [-]	DN 36	DN 52	DN 36	DN 12
Lunghezza [km]	500,00	700,00	707,00	524,00
Lunghezza senza affiancamento [km]	0,00	0,00	707,00	524,00

C_{mat}	264,09	736,50	373,39	47,79
C_{man}	379,41	928,49	536,35	141,15
C_{ROW}	0,07	0,07	604,83	65,14
C_{varie}	170,86	342,84	241,53	62,61
Totale	814,43	2.007,90	1.756,10	316,69

Nota: Costi espressi in milioni di dollari [10^6 \$] e riferiti all'anno 2025

$$\text{CAPEX}_{\text{alternativa A}}^1 \approx 4,9 \text{ miliardi di \$}$$

¹non inclusivo dei CAPEX associati alle stazioni di pompaggio

A.2. CALCOLI DETTAGLIATI PER STIMA CAPEX

I parametri utilizzati per il calcolo dei costi CAPEX associati al sistema di pompaggio sono i seguenti:

- $\rho = 856 \text{ kg/m}^3$
- $\eta_{pompa} = 0,78$
- $\mu = 0,013 \text{ Pa} \cdot s$
- $\eta_{motore} = 0,96$
- $\varepsilon = 0,15 \text{ mm}$

Soluzione "A"	Condotta principale		Condotte secondarie	
	1° tratto	2° tratto	Iraq	UAE
Diametro nominale [-]	DN 36	DN 52	DN 36	DN 12
Diametro interno [in]	34,5	49,9	34,5	12,2
Lunghezza [km]	500,00	700,00	707,00	524,00
Velocità [m/s]	2,13	2,04	2,13	1,71

Re	122.903	170.253	122.903	34.891
λ	0,0182	0,0170	0,0182	0,0240
$h_f [m]$	2.404	1.988	3.399	6.055
Potenza [MW]	34,72	57,43	49,10	8,75
$C_{pomp.} [10^6 \$]$	182,98	302,65	258,77	46,09

$$\text{CAPEX}_{\text{pompaggio alternativa A}} \approx 790,5 \text{ milioni di \$}$$

A.2. CALCOLI DETTAGLIATI PER STIMA CAPEX

Dai valori ottenuti del numero di Reynolds è evidente come il flusso all'interno della condotta sia ben descritto da un regime di tipo turbolento, essendo tale numero molto superiore al valore critico di 4000, oltre il quale il moto del fluido perde il carattere ordinato tipico del regime laminare e assume un comportamento caotico, con intense fluttuazioni di velocità e mescolamento tra gli strati fluidi.

Anche il valore ottenuto del coefficiente di attrito λ ricade perfettamente nell'intervallo compreso tra 0,01 e 0,04, che identifica tipicamente il range di valori possibili per moti turbolenti in tubazioni commerciali.

Complessivamente, sommando le due voci indicate in precedenza, le spese in conto capitale (CAPEX) per l'alternativa di trasporto A risultano pari a:

$$\text{CAPEX}_{\text{alternativa A}} \approx 5,7 \text{ miliardi di \$}$$

A.2. CALCOLI DETTAGLIATI PER STIMA CAPEX

A.2.2 Alternativa B

Soluzione "B"	Condotta principale		Condotte secondarie	
	1° tratto	2° tratto	Iraq	UAE
Diametro nominale [-]	DN 36	DN 52	DN 36	DN 12
Lunghezza [km]	475,00	1.770,00	295,00	524,00
Lunghezza senza affiancamento [km]	475,00	1.770,00	295,00	524,00

C_{mat}	250,89	1.862,19	155,84	47,79
C_{man}	360,46	2.347,24	223,99	141,15
C_{ROW}	406,38	3.095,97	252,41	65,14
C_{varie}	162,33	866,65	100,88	62,61
Totale	1.180,05	8.172,05	733,11	316,68

Nota: Costi espressi in milioni di dollari [10^6 \$] e riferiti all'anno 2025

$$\text{CAPEX}_{\text{alternativa B}}^2 \approx 10,4 \text{ miliardi di \$}$$

²non inclusivo dei CAPEX associati alle stazioni di pompaggio

A.2. CALCOLI DETTAGLIATI PER STIMA CAPEX

Soluzione "B"	Condotta principale		Condotte secondarie	
	1° tratto	2° tratto	Iraq	UAE
Diametro nominale [-]	DN 36	DN 52	DN 36	DN 12
Diametro interno [in]	34,5	49,9	34,5	12,2
Lunghezza [km]	475,00	1.770,00	295,00	524,00
Velocità [m/s]	2,13	2,04	2,13	1,71

Re	122.903	170.253	122.903	34.891
λ	0,0182	0,0170	0,0182	0,0240
h_f [m]	2.283	5.026	1.418	6.055
Potenza [MW]	32,99	145,21	20,49	8,75
$C_{pomp.}$ [10^6 \$]	173,83	765,27	107,97	46,09

$$\text{CAPEX}^3_{\text{pompaggio alternativa B}} \approx 1.093,2 \text{ milioni di \$}$$

Complessivamente, le spese in conto capitale (CAPEX) per l'alternativa di trasporto B risultano pari a:

$$\text{CAPEX}_{\text{alternativa B}} \approx 11,5 \text{ miliardi di \$}$$

³stessi parametri di calcolo utilizzati per l'alternativa A

A.2. CALCOLI DETTAGLIATI PER STIMA CAPEX

A.2.3 Alternativa C

Soluzione "C"	Condotta principale		Condotte secondarie	
	1° tratto	2° tratto	Iraq	UAE
Diametro nominale [-]	DN 36	DN 52	DN 36	DN 12
Lunghezza [km]	475,00	5.383,00	295,00	524,00
Lunghezza senza affiancamento [km]	475,00	3.683,00	295,00	524,00

C_{mat}	250,89	5.663,25	155,84	47,79
C_{man}	360,46	7.137,87	223,99	141,15
C_{ROW}	406,38	6.441,99	252,41	65,14
C_{varie}	162,33	2.635,34	100,88	62,61
Totale	1.180,05	21.878,45	733,11	316,68

Nota: Costi espressi in milioni di dollari [10^6 \$] e riferiti all'anno 2025

$$\text{CAPEX}_{\text{alternativa C}}^4 \approx \mathbf{24,1 \text{ miliardi di \$}}$$

⁴non inclusivo dei CAPEX associati alle stazioni di pompaggio

A.2. CALCOLI DETTAGLIATI PER STIMA CAPEX

Soluzione "C"	Condotta principale		Condotte secondarie	
	1° tratto	2° tratto	Iraq	UAE
Diametro nominale [-]	DN 36	DN 52	DN 36	DN 12
Diametro interno [in]	34,5	49,9	34,5	12,2
Lunghezza [km]	475,00	5.383,00	295,00	524,00
Velocità [m/s]	2,13	2,04	2,13	1,71

Re	122.903	170.253	122.903	34.891
λ	0,0182	0,0170	0,0182	0,0240
h_f [m]	2.283	15.286	1.418	6.055
Potenza [MW]	32,99	441,61	20,49	8,75
$C_{pomp.}$ [10^6 \$]	173,83	2.327,36	107,97	46,09

$$\text{CAPEX}_{\text{pompaggio alternativa C}}^5 \approx \mathbf{2.655,3 \text{ milioni di \$}}$$

Complessivamente, le spese in conto capitale (CAPEX) per l'alternativa di trasporto C risultano pari a:

$$\text{CAPEX}_{\text{alternativa C}} \approx \mathbf{26,8 \text{ miliardi di \$}}$$

⁵stessi parametri di calcolo utilizzati per l'alternativa A

A.3 Analisi ambientale - scenario di emissioni nulle della condotta

Nel *Capitolo 8* sono state valutate le emissioni equivalenti di CO_2 associate alle diverse soluzioni di trasporto considerate, facendo riferimento ai fattori emissivi caratteristici dell'ambito navale e di quello relativo agli oleodotti.

Per quanto concerne il trasporto navale, sebbene siano in fase di sviluppo e progressiva diffusione imbarcazioni facenti uso di combustibili alternativi o dotate di sistemi di propulsione ibrido-elettrici, appare attualmente complesso ipotizzare nel breve periodo l'impiego su larga scala di navi effettivamente caratterizzate da emissioni di gas serra nulle.

Per quanto riguarda invece la tratta di oleodotto, in linea teorica, sarebbe possibile ridurre le emissioni atmosferiche associatevi facendo ricorso a fonti energetiche sostenibili e rinnovabili. In particolare, considerata l'area geografica nella quale la rete di oleodotti sorge, una delle soluzioni energetiche maggiormente promettenti è rappresentata dallo sfruttamento dell'energia solare mediante l'impiego di sistemi fotovoltaici. La regione desertica che caratterizza gran parte dell'Arabia Saudita risulta infatti particolarmente favorevole alla realizzazione di impianti fotovoltaici grazie anche agli elevati livelli di irraggiamento solare disponibili durante l'intero anno. Inoltre, a conferma del crescente interesse verso l'utilizzo di fonte energetiche alternative ai combustibili fossili, il Regno dell'Arabia Saudita, come anche sottolineato dall'International Energy Agency [74], ha fissato l'obiettivo di produrre entro il 2030 il 50% del proprio fabbisogno elettrico mediante fonti energetiche pulite e rinnovabili.

Nel presente capitolo, si analizzeranno pertanto i costi di realizzazione e l'area necessaria per l'installazione di un sistema fotovoltaico che risulti

A.3. SCENARIO DI EMISSIONI NULLE DELLA CONDOTTA

in grado di alimentare una tale infrastruttura, con l'obiettivo di azzerare le emissioni di gas serra legate al tratto di oleodotto nelle diverse soluzioni.

In accordo con quanto indicato dal Dipartimento americano dell'Energia [75], per un grande parco solare industriale si considera una potenza standard per singolo modulo pari a circa 530 Wp.

Nell'ambito della produzione di energia da sistemi fotovoltaici si fa riferimento alla potenza prodotta per modulo in condizioni standard e si utilizza pertanto l'unità di misura Wp (watt-peak), che è riferita alle condizioni di produttività di picco.

Per poter definire l'effettiva energia prodotta per ogni chilowatt di potenza installata occorre fare riferimento al valore di "*producibilità specifica*" PS della zona geografica considerata. Tale fattore permette di tenere conto delle ore di sole, della stagionalità, delle eventuali dispersioni e di altri parametri che possono far variare la produzione elettrica del modulo fotovoltaico nel tempo.

Facendo riferimento al portale "*Global Solar Atlas*", che fornire dati precisi nell'ambito dell'energia solare a livello globale, per l'Arabia Saudita si ricava un valore giornaliero di PS compreso tra 4,58 e 5,67 kWh/kWp. Considerando il valore medio giornaliero pari a 5,17 kWh/kWp e rapportandolo alla produzione annua, si ricava un valore di PS annuo pari a circa:

$$PS_{annuo} = 5,17 \cdot 365 = 1.887 \text{ kWh}/(\text{kWp} \cdot \text{anno})$$

Il valore del fattore PS_{annuo} sopra indicato evidenzia come, considerato anche l'ottimo livello di irraggiamento solare nella regione medio-orientale, ogni kWp installato consenta annualmente la produzione di

A.3. SCENARIO DI EMISSIONI NULLE DELLA CONDOTTA

circa 1.887 kWh di energia elettrica.

Noti dunque i consumi elettrici associati alla rete di oleodotti nelle diverse configurazioni, è possibile calcolare la potenza necessaria dell'impianto fotovoltaico. Successivamente, partendo dalla potenza complessiva richiesta, è possibile calcolare il numero minimo di moduli fotovoltaici in grado di garantire il soddisfacimento del fabbisogno elettrico.

I risultati sono riportati in *Tabella A.1*.

Alternativa	Consumo elettrico annuo oleodotto	Potenza installata impianto	Numero moduli fotovoltaici
A	1.313,9 GWh	696 MW _p	1.313.788
B	1.817,0 GWh	963 MW _p	1.816.826
C	4.413,5 GWh	2.339 MW _p	4.413.010

Tabella A.1: *Dimensionamento dell'impianto fotovoltaico in grado di soddisfare il fabbisogno elettrico nelle varie soluzioni*

Considerando una superficie di ogni modulo pari a circa $2,57 \text{ m}^2$, come indicato in [75], l'estensione minima dell'area necessaria a un simile impianto nelle tre alternative A, B e C risulta essere rispettivamente pari a $3,38 \text{ km}^2$, $4,67 \text{ km}^2$ e $11,34 \text{ km}^2$.

I risultati ottenuti in termini di moduli fotovoltaici necessari e di estensione risultano del tutto in linea con quelli che caratterizzano impianti energetici reali. In particolare, considerando l'impianto fotovoltaico single-site più esteso al mondo, il "*Noor Abu Dhabi*" (Emirati Arabi Uniti), si osserva come, a fronte di una potenza installata pari a circa 1,2 GW, esso si estenda su una superficie di 8 km^2 e disponga di circa 3,2 milioni di moduli fotovoltaici [76].

A.3. SCENARIO DI EMISSIONI NULLE DELLA CONDOTTA

L'energia elettrica generata dall'impianto fotovoltaico descritto deve poi necessariamente essere gestita mediante opportuni sistemi di accumulo, in grado di immagazzinare sufficiente energia da compensare la discontinuità che caratterizza la fonte solare; tali componenti sarebbero pertanto chiamate a garantire la continuità dell'alimentazione del sistema di pompaggio durante le ore notturne, nelle quali la produzione di energia risulta nulla.

Occorre inoltre sottolineare come, mentre per le alternative A e B l'ipotesi di realizzazione di un singolo impianto fotovoltaico a servizio dell'infrastruttura possa risultare ancora plausibile, per l'alternativa C, caratterizzata da uno sviluppo estremamente ampio e dal coinvolgimento di diversi Paesi, tale soluzione risulta difficilmente realistica. Per l'alternativa monomodale sarebbe infatti maggiormente ragionevole prevedere la realizzazione di più impianti fotovoltaici di potenza inferiore, che risultino tuttavia opportunamente distribuiti lungo il tracciato dell'infrastruttura, al fine di garantire una maggiore vicinanza tra i punti di produzione e quelli di consumo dell'energia elettrica.

In ogni caso, non costituendo tale aspetto il tema principale del presente lavoro, nella stima preliminare dei costi associati al sistema di produzione dell'energia elettrica si considera, per semplicità, la configurazione di impianto di produzione localizzato in un unico sito.

Il costo di realizzazione associato all'impianto fotovoltaico considerato viene stimato facendo riferimento a costi specifici di installazione riportati in letteratura. In particolare, secondo quanto indicato nel report dell'Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili (IRENA) [77], il costo totale per l'installazione di un simile impianto risulta in media pari, nel 2024, a circa 691 USD/kWp. Tale valore comprende al suo interno i costi associati ai moduli fotovoltaici, agli inverter, alle opere civili ne-

A.3. SCENARIO DI EMISSIONI NULLE DELLA CONDOTTA

cessarie e agli aspetti legati alla realizzazione dell'impianto.

Partendo da tale costo specifico e conoscendo le potenze installate nelle varie soluzioni di trasporto considerate, si ricavano i costi di realizzazione riportati in *Tabella A.3*. Considerando inoltre un periodo di ammortamento dell'impianto uguale a 30 anni e un tasso di sconto pari a 5,5%, seguendo la procedura indicata nel *Paragrafo 7.3*, è possibile calcolare la rata annua equivalente dei costi in conto capitale.

Stimando inoltre i costi annui operativi sulla base della potenza installata, risulta possibile calcolare un costo annuo equivalente per la produzione di energia elettrica caratterizzata da emissioni ambientali nulle. In particolare, per la stima dei costi operativi e di manutenzione si fa nuovamente riferimento al valore indicato da IRENA [77], pari nel 2024 a 13,1 \$/(kWp · anno).

Alternativa	Potenza installata impianto	Costo di realizzazione [10 ⁶ \$]	Costo annuo di gestione [10 ⁶ \$]	Rata annua equivalente [10 ⁶ \$]
A	696 MWp	480,9	9,1	42,2
B	963 MWp	665,4	12,6	58,4
C	2.339 MWp	1.616,2	30,6	141,8

Nota: Costi espressi in milioni di dollari [10⁶ \$] e riferiti all'anno 2024

Tabella A.2: Costi di realizzazione e gestione dell'eventuale impianto fotovoltaico a supporto dell'infrastruttura

La rata annua equivalente associata alle diverse configurazioni di trasporto definisce pertanto il costo economico da sostenere per dare origine a un trasporto mediante condotta alimentato puramente da energia rinnovabile, con conseguente annullamento delle emissioni ambientali legate

A.3. SCENARIO DI EMISSIONI NULLE DELLA CONDOTTA

alla produzione di energia elettrica.

Confrontando tale costo con quello relativo al consumo di energia nei vari scenari privi di integrazione fotovoltaica, è possibile definire il valore del costo marginale associato alla riduzione di emissioni di gas serra, espresso come costo sostenuto per ogni tonnellata di gas serra evitata.

In particolare, per effettuare tale calcolo, si fa riferimento al risparmio in termini di emissioni associate al trasporto mediante condotta calcolate nel *Paragrafo 8.3*.

Alternativa	Costo annuo - energia green [10 ⁶ \$]	Costo annuo - energia non green [10 ⁶ \$]	Costo marginale [\$ / t _{CO₂ eq}]
A	42,2	92,8	-55,83
B	58,4	152,3	-82,26
C	141,8	459,2	-119,45

Tabella A.3: *Calcolo del costo marginale associato alla riduzione di emissione di gas serra*

Il risultato più sorprendente che emerge dai dati sopra indicati riguarda il costo marginale: il valore ad esso associato risulta addirittura negativo, simboleggiando un guadagno economico, oltre a una mancata emissione di gas serra in atmosfera.

Tale aspetto è legato al fatto che i costi annui equivalenti associati alle fasi di realizzazione e gestione dell'opera risultano inferiori ai costi annui di acquisto dalla rete della quantità di energia elettrica necessaria.

Il costo marginale ottenuto rappresenta dunque ciò che in letteratura è noto come "*negative abatement cost*" (costo di abbattimento negativo): la riduzione delle emissioni genera infatti anche un risparmio o un pro-

A.3. SCENARIO DI EMISSIONI NULLE DELLA CONDOTTA

fitto netto in termini economici.

Tale aspetto è reso anche possibile dall'ottimo irraggiamento solare che interessa le aree mediorientali quali l'Arabia Saudita, che rende possibile la produzione di notevoli quantità di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.

Anche la progressiva riduzione dei costi di realizzazione e di gestione di tali opere registrata nel corso degli ultimi anni contribuisce positivamente all'ottenimento del risultato ricavato.

Ovviamente, l'analisi non può considerarsi totalmente completa in quanto mancante della valutazione di aspetti di dettaglio, quali il dimensionamento di necessari sistemi di accumulo dell'energia, di eventuali allacci alla rete elettrica esistente e di altri componenti utili a garantire la costante fruizione di energia elettrica per il corretto funzionamento dell'oleodotto preso in esame.

Non per ultimo, occorre considerare che la realizzazione di un simile impianto energetico comporta un esborso significativo che si va a sommare al costo iniziale di realizzazione dell'oleodotto.

A.4 Definizione dei punteggi di vulnerabilità per le varie alternative

Nella presente appendice sono illustrate le considerazioni e la metodologia adottata per la determinazione dei punteggi associati alle due diverse vulnerabilità considerate per ciascuna alternativa di trasporto.

A.4.1 Vulnerabilità Geopolitica

Con riferimento alla vulnerabilità geopolitica, si sceglie di assegnare a ciascun Paese un punteggio numerico intero compreso tra 1 e 5, secondo la scala di valutazione riportata nel *Paragrafo 9.2*, dove il punteggio pari a 1 identifica il contesto geopolitico più sicuro mentre il valore 5 è riferito allo scenario caratterizzato dal livello di rischio più elevato.

I punteggi assegnati ai Paesi potenzialmente interessati dall'attraversamento da parte dell'oleodotto di progetto sono riassunti in *Tabella A.4* e derivano da valutazioni il più possibile oggettive, basate sulle informazioni generali riportate sul sito web del Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale.

UAE	Arabia	Iraq	Giordania	Israele	Egitto	Libia	Italia
3	3	5	2	3	3	4	1

Tabella A.4: *Punteggi relativi al criterio “vulnerabilità geopolitica” associati a ciascun Paese*

A.4. DEFINIZIONE DEI PUNTEGGI DI VULNERABILITÀ

Come è possibile osservare, il Paese a cui si assegna il punteggio più alto dal punto di vista geopolitico risulta essere l'Iraq; questa scelta è motivata dal fatto che tale Stato è stato in passato e risulta tuttora caratterizzato da una profonda instabilità interna, legata anche al suo ruolo di "Stato cuscinetto" tra l'Iran e i Paesi del Golfo filo-americani. L'Iran esercita tuttora una forte influenza politica ed economica sull'Iraq mediante l'utilizzo di milizie sciite filo-iraniane, che oppongono resistenza alle forze americane presenti nell'area, arrivando spesso a danneggiare obiettivi strategici. Come riportato dalla Farnesina, non risulta infatti possibile escludere il rischio di minacce terroristiche rivolte indistintamente verso obiettivi civili e militari, sedi istituzionali e infrastrutture. Nel punteggio attribuito segue poi la Libia, alla quale viene assegnato un valore pari a 4, rappresentativo di un livello di vulnerabilità alta, a causa della persistente minaccia terroristica ancora presente nella regione. A tale Stato viene comunque attribuito un punteggio inferiore rispetto all'Iraq in quanto, al momento, esso non risulta direttamente coinvolto nei teatri di conflitto in corso, i cui effetti economici si riflettono anche sui mercati europei.

Si individuano successivamente, a pari merito nel punteggio, Emirati Arabi Uniti (UAE), Arabia Saudita, Israele ed Egitto, ai quali è attribuita una vulnerabilità geopolitica moderata. Considerata infatti la loro posizione geografica e il verificarsi ciclicamente di piccoli terremoti geopolitici interni, si ritiene prudentiale attribuire a tali Paesi un punteggio pari a 3.

Segue ancora la Giordania, che rappresenta un pilastro di stabilità nel Medio Oriente, rimanendo neutrale ai vari conflitti sviluppatisi nell'area. Considerata tuttavia la sua ubicazione geografica si ritiene opportuno attribuirle il punteggio immediatamente superiore al punteggio minimo possibile.

A.4. DEFINIZIONE DEI PUNTEGGI DI VULNERABILITÀ

All'Italia è invece associato il punteggio minimo, considerata l'assenza di squilibri interni e la distanza relativamente ampia dai teatri di conflitto attivi.

I punteggi relativi alla vulnerabilità geopolitica legata al trasporto navale per le varie rotte considerate sono invece indicati in *Tabella A.5*.

Alternativa A Yanbu → Trieste	Alternativa B Sidi Kerir → Trieste	Alternativa "0" Golfo Persico → Trieste
4	2	5

Tabella A.5: *Punteggi relativi al criterio “vulnerabilità geopolitica” associati alle rotte navali*

All'alternativa "0", che prevede esclusivamente il trasporto marittimo dall'origine alla destinazione, è attribuito il punteggio massimo in termini di vulnerabilità geopolitica in quanto tale rotta risulta particolarmente esposta, come evidenziato anche negli ultimi mesi, a blocchi e interruzioni di passaggi obbligati, quali lo Stretto di Hormuz, a causa di ritorsioni geopolitiche.

L'alternativa A è comunque soggetta a possibili blocchi del canale di Suez o attacchi nel Mar Rosso da parte dei gruppi Houthi; per tale motivo si ritiene opportuno associarle un punteggio pari a 4, descrittivo di una vulnerabilità alta.

Infine, all'alternativa B, associata a una rotta interna al Mar Mediterraneo, si attribuisce un punteggio pari a 2, rappresentativo di un livello di vulnerabilità basso. Infatti, pur non potendo escludere del tutto possibili atti terroristici nel porto di carico in Egitto o episodi di pirateria in fase di navigazione, le rotte attraverso il Mar Mediterraneo risultano

A.4. DEFINIZIONE DEI PUNTEGGI DI VULNERABILITÀ

generalmente meno esposte a eventi di natura geopolitica rispetto a rotte in altre aree nel mondo.

Il punteggio complessivo di vulnerabilità geopolitica associato a ciascuna alternativa di trasporto viene calcolato come media ponderata dei punteggi attribuiti ai diversi Paesi e alle rotte marittime eventualmente interessate, utilizzando come fattori di ponderazione i flussi trasportati e le distanze percorse.

Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C	Alternativa "0"
3,76	2,44	2,79	5,00

Tabella A.6: *Punteggi complessivi relativi al criterio “vulnerabilità geopolitica” per le varie alternative*

A.4.2 Vulnerabilità Intrinseca

La valutazione approfondita della vulnerabilità intrinseca del sistema di trasporto necessiterebbe della conoscenza di elementi di dettaglio relativi al grado di ridondanza dei sistemi di sicurezza che caratterizza soprattutto le soluzioni di trasporto via condotta. Non disponendo nella presente analisi di tali informazioni, la vulnerabilità intrinseca del sistema viene valutata facendo ricorso alla scala dei giudizi qualitativi riportati nel *Paragrafo 9.2*.

In particolare, la vulnerabilità intrinseca del sistema di trasporto marittimo può essere ritenuta relativamente bassa, dal momento che un eventuale guasto alla nave cisterna non comporta necessariamente un arresto prolungato del sistema di trasporto complessivo. È infatti ragione-

A.4. DEFINIZIONE DEI PUNTEGGI DI VULNERABILITÀ

vole ritenere che, seppur creando scompensi nell'immediato, il trasporto complessivo possa essere velocemente riorganizzato mediante l'impiego di altre imbarcazioni.

Sulla base di tali considerazioni, al trasporto marittimo si attribuisce il punteggio minimo della scala, pari a 1.

Per quanto concerne la vulnerabilità intrinseca dell'alternativa A, essa può essere ritenuta contenuta in quanto, sviluppandosi tale alternativa lungo buona parte del tracciato dell'infrastruttura East-West esistente, in caso di danni il flusso potrebbe essere temporaneamente deviato sull'oleodotto esistente, ove tecnicamente e operativamente possibile. Inoltre, tale alternativa è caratterizzata dal minor sviluppo complessivo tra quelle considerate e, pertanto, la probabilità di guasto, con conseguente interruzione del flusso, risulta inferiore rispetto a quella associata alle altre alternative.

Sulla base di tali considerazioni, il punteggio attribuito risulta pari a 2.

La vulnerabilità intrinseca associata all'alternativa B viene ritenuta maggiore alla precedente a causa del maggiore sviluppo dell'infrastruttura e dell'impossibilità di trovare soluzioni di trasporto alternative in caso di guasto. L'oleodotto di progetto si sviluppa infatti in aree interne della penisola araba e risulta isolato rispetto ai tracciati di altre infrastrutture esistenti. Per i suddetti motivi il punteggio associato a tale alternativa risulta essere pari a 4.

Il medesimo punteggio viene assegnato all'alternativa C: sebbene infatti buona parte del percorso (circa il 20%) si estenda in territorio italiano, dove è ragionevole attendersi standard di sicurezza, controllo e manutenzione più elevati e tempestivi rispetto a quelli degli Stati nord-

A.4. DEFINIZIONE DEI PUNTEGGI DI VULNERABILITÀ

africani e medio-orientali, tale soluzione è anche caratterizzata da un'estensione considerevole, che comporta un maggior grado di esposizione a possibili guasti. Inoltre, la soluzione C prevede anche un tratto di posa sottomarina della condotta, con ulteriori criticità connesse alle operazioni manutentive e di controllo.

Per riassumere, i punteggi associati a ciascuna alternativa sono riportati in *Tabella A.7*.

Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C	Alternativa "0"
2	4	4	1

Tabella A.7: *Punteggi complessivi relativi al criterio “vulnerabilità intrinseca” per le varie alternative*

A.5 Matrici dei confronti del metodo PROMETHEE

Nelle matrici dei confronti riportate nel seguito, le alternative sono confrontate a coppie secondo l'ordine indicato nella seguente matrice generale.

$$C_{\text{Criterio } k} = [c_{ij}]^{n \times n} = \begin{bmatrix} 0 & P_h(A, B) & P_h(A, C) & P_h(A, 0) \\ P_h(B, A) & 0 & P_h(B, C) & P_h(B, 0) \\ P_h(C, A) & P_h(C, B) & 0 & P_h(C, 0) \\ P_h(0, A) & P_h(0, B) & P_h(0, C) & 0 \end{bmatrix}$$

$$C_{\text{Costo}} = \begin{bmatrix} 0 & 0,273 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,379 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad C_{\text{Emissioni}} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0,937 \\ 0,192 & 0 & 0 & 1 \\ 0,480 & 0,038 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$C_{V. \text{ geopolitica}} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0,346 & 1 \\ 0,975 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad C_{V. \text{ intrinseca}} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0,5 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix}$$

A.6 Fogli di calcolo

A.6.1 Metodo AHP

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
3		Costo	Emissioni	Vulnerabilità		GM_i	W_i	CW	λ_i	
4	Costo	1,0	5,0	3,0		2,46621	0,63699	1,93549	3,03851	
5	Emissioni	0,2	1,0	0,3		0,40548	0,10473	0,31822	3,03851	
6	Vulnerabilità	0,3	3,0	1,0		1	0,25828	0,7848	3,03851	
7		Valore	Interpretazione							
8		1	a e b sono ugualmente importanti							
9		3	a è poco più importante di b			λ_{max}	n	CI	RCI	CR
10		5	a è abbastanza più importante di b			3,03851	3	0,01926	0,58	0,0332
11		7	a è decisamente più importante di b							
12		9	a è assolutamente più importante di b							
13		1/3	a è poco meno importante di b							
14		1/5	a è abbastanza meno importante di b							
15		1/7	a è decisamente meno importante di b							
16		1/9	a è assolutamente meno importante di b							

Figura A.1: Foglio di calcolo Excel per la definizione dei pesi associati ai criteri

A.6.2 Metodo PROMETHEE

	A	B	C	D	E	F	G
1							
2			MATRICE DI PERFORMANCE				
3			Costo	Emissioni	Vulnerabilità		
4		Alternativa	10 ⁶ \$ / anno	t _{CO2eq} / anno	Geopolitica	Intrinseca	
5		A	1.852	1.899.191	3,76	2	
6		B	2.042	1.752.567	2,44	4	
7		C	2.749	1.657.270	2,79	4	
8		0	1.814	2.292.615	5,00	1	
9							
10							
11			DEFINIZIONE DELLE FUNZIONI DI PREFERENZA				
12		Criterio	P	Q	Funzione		
13		Costo	453,5	90,7	p(x) = 0	se x ≤ Q	
14					p(x) = (x-Q)/(P-Q)	se Q < x < P	
15					p(x) = 1	se x ≥ P	
16		Emissioni	414.318	82.864	p(x) = 0	se x ≤ Q	
17					p(x) = (x-Q)/(P-Q)	se Q < x < P	
18					p(x) = 1	se x ≥ P	
19		V. Geopolitica	1	-	p(x) = 0	se x ≤ 0	
20					p(x) = x / P	se 0 < x < P	
21					p(x) = 1	se x ≥ P	
22		V. Intrinseca	2	-	p(x) = 0	se x ≤ 0	
23					p(x) = x / P	se 0 < x < P	
24					p(x) = 1	se x ≥ P	
25							
26							
27		PESI CRITERI (da AHP)					
28		W _{costo}	0,637				
29		W _{emissioni}	0,105				
30		W _{vulnerabilità}	0,258				
31		W _{v. Geopolitica}	0,667				
32		W _{v. Intrinseca}	0,333				
33							

A.6. FOGLI DI CALCOLO

	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W
1													
2	DIFFERENZE CRITERIO "COSTO"					DIFFERENZE CRITERIO "EMISSIONI"							
3		A	B	C	0			A	B	C	0		
4	A	0	189,613	896,554	-38,391		A	0	-146624	-241921	393424		
5	B	-189,61	0	706,941	-228		B	146624	0	-95297	540048		
6	C	-896,55	-706,94	0	-934,95		C	241921	95297	0	635345		
7	0	38,3912	228,004	934,945	0		0	-393424	-540048	-635345	0		
8													
9													
10	DIFF. CRITERIO "V. GEOPOLITICA"					DIFF. CRITERIO "V. INTRINSECA"							
11		A	B	C	0			A	B	C	0		
12	A	0	-1,3213	-0,9754	1,23501		A	0	2	2	-1		
13	B	1,32125	0	0,34586	2,55626		B	-2	0	0	-3		
14	C	0,97539	-0,3459	0	2,2104		C	-2	0	0	-3		
15	0	-1,235	-2,5563	-2,2104	0		0	1	3	3	0		
16													

	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W
1													
2	VALORI PREFERENZA "COSTO"					VALORI PREFERENZA "EMISSIONI"							
3		A	B	C	0			A	B	C	0		
4	A	0	0,27267	1	0		A	0	0	0	0,93696		
5	B	0	0	1	0		B	0,19237	0	0	1		
6	C	0	0	0	0		C	0,47988	0,03751	0	1		
7	0	0	0,3785	1	0		0	0	0	0	0		
8													
9													
10	VALORI PREF. "V. GEOPOLITICA"					VALORI PREF. "V. INTRINSECA"							
11		A	B	C	0			A	B	C	0		
12	A	0	0	0	1		A	0	1	1	0		
13	B	1	0	0,34586	1		B	0	0	0	0		
14	C	0,97539	0	0	1		C	0	0	0	0		
15	0	0	0	0	0		0	0,5	1	1	0		
16													

	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC
19												
20	MATRICE INDICI DI PREF. GLOBALE						CLASSIFICA DELLE SOLUZIONI					
21		A	B	C	0		Soluzione	$\Phi(a)^+$	$\Phi(a)^-$	$\Phi(a)$		
22	A	0	0,25978	0,72308	0,27032		A	0,417728	0,151198	0,26653		
23	B	0,19234	0	0,69654	0,27692		B	0,388598	0,196969	0,191629		
24	C	0,21821	0,00393	0	0,27692		C	0,166353	0,714234	-0,54788		
25	0	0,04305	0,32719	0,72308	0		0	0,364441	0,274719	0,089722		
26												

Figura A.2: Fogli di calcolo Excel utili alla definizione della graduatoria secondo il metodo PROMETHEE