



# Tibula Energia S.r.l.

## Progetto preliminare per la realizzazione di un parco eolico offshore – Sardegna Nord – Tibula Energia

### Stima preliminare delle opere e quadro economico

Doc. No. P0025305-3-H17 Rev.00 – Dicembre 2022

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
00	Prima Emissione	S. Macri/N.Nobile	O. Scala	S.Sadowski/R.Zaccone	12/2022
01	Commenti	S. Macri/N.Nobile	O. Scala	S.Sadowski/R.Zaccone	17/09/2021
02	Commenti	S. Macri/N.Nobile	O. Scala	S.Sadowski/R.Zaccone	30/09/2021

Tutti i diritti, traduzione inclusa, sono riservati. Nessuna parte di questo documento può essere divulgata a terzi, per scopi diversi da quelli originali, senza il permesso scritto di RINA Consulting S.p.A.

## INDICE

	Pag.
LISTA DELLE TABELLE	2
LISTA DELLE FIGURE	2
ABBREVIAZIONI E ACRONIMI	3
1   PREMESSA LECCE ODRA ENERGIA	4
2   INTRODUZIONE	5
3   STIMA DEI COSTI DELLA PIATTAFORMA GALLEGGIANTE	6
4   STIMA ULTERIORI OPERE	8
5   QUADRO ECONOMICO COMPLESSIVO E CONCLUSIONI	10
REFERENZE	12

## LISTA DELLE TABELLE

Tabella 3:1: Quadro economico piattaforma galleggiante	7
Tabella 5:1: Stima costi complessiva Tibula Energia - sottocampo A	10
Tabella 5:2: Stima costi complessiva Tibula Energia - sottocampo B	10
Tabella 5:3: Stima costi complessiva Tibula Energia - sottocampo C	10
Tabella 5:4: Stima costi complessiva Tibula Energia	11

## LISTA DELLE FIGURE

Figura 3:1: Opzioni possibili per una piattaforma galleggiante per eolico offshore (immagine da [1])	6
--	---

## ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

<b>AT</b>	Alta Tensione
<b>SS</b>	Sassari
<b>RTN</b>	Rete di Trasmissione Nazionale
<b>SE</b>	Stazione Elettrica
<b>S.r.l</b>	Società a responsabilità limitata
<b>WTG</b>	Wind turbine generator

## 1 PREMESSA SARDEGNA NORD TIBULA ENERGIA

La presente relazione è stata commissionata da Tibula Energia (la Committente), operatore internazionale nel campo delle energie rinnovabili, attivo nello sviluppo, nella progettazione, realizzazione e gestione di impianti di produzione di energia pulita.

La Committente è intenzionata a realizzare un parco eolico offshore composto da 65 aerogeneratori, per una taglia totale di 975 MW, nell'area del Golfo di Olbia, con connessione a terra presso Olbia (SS).

Questo sito è stato individuato basandosi su uno studio di prefattibilità eseguito da SENER Ingeniería y Sistemas S.A. sotto incarico della Committente.

Nel dettaglio la scelta di tale sito è stata effettuata tenendo conto della risorsa eolica potenzialmente disponibile, della distanza dalla costa, dei possibili nodi di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da Terna S.p.A. e, non da ultimo, minimizzando/evitando il più possibile le aree di maggior interferenza a livello ambientale.

## 2 INTRODUZIONE

Per la realizzazione della presente stima delle opere necessarie alla realizzazione del Progetto “Tibula Energia”, wind farm offshore flottante di potenza complessiva di 975 MW, RINA ha utilizzato principalmente tre fonti:

- ✓ Dati a consuntivo di progetti analoghi.

La tecnologia flottante per l'eolico offshore è ancora ad oggi considerata innovativa. Come per ogni innovazione, il prezzo di mercato dello sviluppo è estremamente volatile negli anni e fare previsioni a lungo termine risulta complesso. Tuttavia, è fondamentale considerare come dati di partenza quelli relativi ad iniziative simili, sebbene si tratti di progetti di potenza installata e numero di WTG installate molto inferiori. In particolare, sono stati considerati i dati a consuntivo relativi a due iniziative in Europa, rispettivamente costituite da 5 isole flottanti e 3 isole flottanti, per un totale di 30 MW e 25.2 MW, entrambe implementate nel 2020.

- ✓ Dati di letteratura scientifica.

La stima delle opere in ambito eolico offshore è stato un tema dibattuto a livello di letteratura scientifica. Sono molteplici gli articoli che trattano delle possibilità di stima del quadro economico per un'innovativa piattaforma flottante. In particolare, la presente analisi considera le rimostranze ottenute in [1] e [2]

- ✓ Dati a consuntivo di progetti assimilabili.

L'analisi di progetto viene sviluppata in conformità a quanto già definito per piani di realizzazione similari, come riportato da fonti ministeriale [3].

Infine, sono stati considerati numerosi dati a consuntivo di progetti eolici offshore non flottanti, di piattaforme galleggianti adibite ad altri fini, di grandi impianti elettrici in AT in generale.

In particolare, i dati di letteratura suggeriscono una suddivisione dei CapEx per una wind farm offshore flottante come segue (stima del 2020 per una singola piattaforma):

- ✓ 48% per le fondazioni (ossia, la piattaforma galleggiante e le opere di ancoraggio e ormeggio necessarie);
- ✓ 26% per la WTG;
- ✓ 5% per l'installazione di tutte le parti;
- ✓ 14% per i cavi di collegamento;
- ✓ 2% per la sottostazione;
- ✓ 4% per i costi di sviluppo.

È evidente che i CapEx, rispetto ad un offshore tradizionale, siano fortemente spostati e incentrati sulla piattaforma galleggiante. Infatti, la voce “fondazioni” per un eolico offshore tradizionale solitamente si attesta sul 20% del costo totale.

Lo studio delinea il costo capitale atteso per il Progetto, fornendo un esploso dei costi sufficientemente dettagliato per la presentazione di un Progetto di scoping. I costi saranno specifici per ogni sottocampo di Tibula Energia:

- ✓ Tibula Energia – Sottocampo A: n. 20 aerogeneratori da 15 MW cadauno, per una potenza totale di 300 MW;
- ✓ Tibula Energia – Sottocampo B: n. 20 aerogeneratori da 15 MW cadauno, per una potenza totale di 300 MW;
- ✓ Tibula Energia – Sottocampo C: n. 25 aerogeneratori da 15 MW cadauno, per una potenza totale di 375 MW;

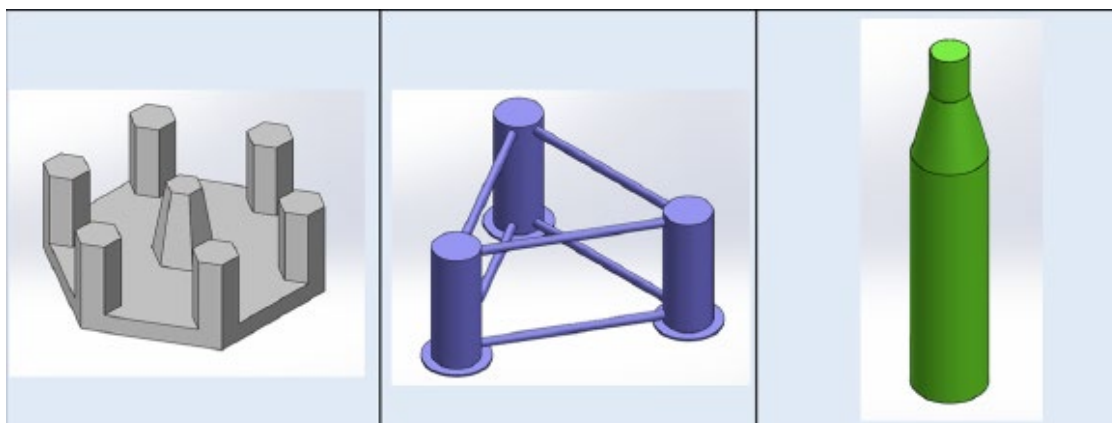
### 3 STIMA DEI COSTI DELLA PIATTAFORMA GALLEGGIANTE

In questo paragrafo si spiegano le ipotesi sulle quali RINA ha basato la stima dei costi per quanto riguarda la piattaforma galleggiante, comprendente:

- ✓ Galleggiante;
- ✓ Ancoraggio;
- ✓ Ormeaggio;
- ✓ WTG.

Visto la natura preliminare del Progetto di scoping, la stima sarà effettuata con un grado di incertezza elevato, pertanto maggiorata in modo che risulti cautelativa. Infatti, non è stata ancora effettuata una vera e propria progettazione del galleggiante, né ancora definita con esattezza la WTG che sarà implementata. A valle del dimensionamento della piattaforma, la presente stima potrà essere opportunamente affinata e fornire un risultato più preciso.

Per la struttura galleggiante è stato considerato un tripode, che da dati di letteratura risulta una delle tecnologie più consolidate in ambito eolico flottante. In particolare, si tratta dell'opzione centrale esposta in Figura 3:1.



**Figura 3:1: Opzioni possibili per una piattaforma galleggiante per eolico offshore (immagine da [1])**

Il costo specifico per un galleggiante adeguato al tipo di applicazione è stato stimato come consuntivo esposto in Tabella 3:1.

Per quanto riguarda l'ormeaggio, è stata ipotizzata una catenaria, caratterizzata secondo i seguenti parametri progettuali:

- ✓ Profondità media fondale: 1500 m;
- ✓ Lunghezza e numero linee per struttura galleggiante:  $1500 \times 4^1$  m=6,000 m;
- ✓ Numero catenarie: 3;
- ✓ Costo unitario catenaria: 800€/m (assunzione secondo tipico di mercato);
- ✓ Numero ancoraggi: 3;
- ✓ Costo medio ancoraggio: 400,000 €/unità.

\*\*\*\*\*

<sup>1</sup> Il valore di 4 si basa sul valore medio della lunghezza delle catenarie che si può considerare preliminarmente compreso tra 3 e 5 volte la profondità media del fondale.

Per quanto riguarda gli ancoraggi, la stima ha un range di accuratezza elevato. Mediamente, il costo di un'ancora (comprensivo dell'installazione) è di 400,000€, all'interno di un range 200,000€-1,000,000€, quest'ultimo è variabile in funzione della tipologia di fondale e di ormeggio. In questa fase si valuta adeguata la scelta di assumere il costo medio come riferimento, riservandosi un certo grado di incertezza che andrà valutato successivamente in modo più preciso e influirà sulla voce delle contingencies complessiva.

Infine, la WTG considerata da 12 MW ha un costo stimabile secondo i prezzi di mercato delle WTG onshore del 2021: sono stati considerati 12,500,000€ per ogni WTG.

Pertanto, la stima porta alla seguente tabella per quanto riguarda le opere relative alla piattaforma galleggiante (Tabella 3:1).

**Tabella 3:1: Quadro economico piattaforma galleggiante**

Item	Costo Budgettario 1 piattaforma galleggiante – Sito Sardegna Nord
Struttura galleggiante	16,000,000 €
WTG – 12 MW	12,500,000 €
Ormeggio (3 linee x 3 catenarie)	14,400,000 €
Ancoraggio (3 ancore – prezzo massimo) – costo inclusivo di installazione in sito	1,200,000 €
Costo per trasporto struttura galleggiante in sito (3 rimorchiatori per 1 giornata)	180,000 €
<b>TOTALE</b>	<b>44,280,000 €</b>

In aggiunta a quanto sopra detto, è stato stimato un costo per il trasporto della struttura galleggiante assemblata dall'area portuale al sito. Sono stati ipotizzati 3 rimorchiatori (costo medio di noleggio: 60,000€/giorno/rimorchiatore). La stima delle tempistiche risulta molto complessa non avendo indicazioni sulla distanza fra il luogo dell'assemblaggio ed il sito: è stato preliminarmente considerato 1 giorno per ogni trasporto.

I valori riscontrati sono coerenti con lo share dei costi previsti dalla letteratura scientifica [1] e [2] e sono comprensivi di costi di sviluppo ed installazione.



## 4 STIMA ULTERIORI OPERE

In questo paragrafo si analizzano le ulteriori voci di costo che vanno ad impattare sui costi capitali del Progetto. Si tratta delle voci di:

- ✓ Cavidotto marino in AT di collegamento a terra;
- ✓ Linea aerea in AT per il collegamento a Terna, suddivisa in due tratti (a 220 kV e 380 kV)

Inoltre, il presente Progetto consta di due stadi di trasformazione:

- ✓ Stadio 1: Stazione di trasformazione da 66 kV a 220 kV operata offshore mediante 1 sottostazione galleggiante di trasformazione (condivisa fra le sezioni A e B), sulla quale verranno installati di 2 trasformatori 66/220 kV da 300 MVA.
- ✓ Stadio 1: Stazione di trasformazione da 66 kV a 220 kV operata offshore mediante 1 sottostazione galleggiante di trasformazione (per la sezione C), sulla quale verranno installati di 2 trasformatori 66/220 kV da 200 MVA.
- ✓ Stadio 2: Stazione di trasformazione da 220 kV a 380 kV operata a terra in un lotto nei pressi della Società a Socio unico Energia Verde Srl. La trasformazione sarà operata mediante 4 trasformatori 220/380 kV, 2 da 200 MVA e 2 da 300 MVA

Pertanto, nella presente stima, si considereranno gli oneri per una doppia trasformazione. Inoltre, vista la distanza complessiva che il cavidotto (prima offshore e poi onshore) dovrà percorrere, si evidenzia un'eccezione rispetto a quanto previsto dalla letteratura scientifica: la voce del cavidotto assume un'importanza chiave nell'esplosione dell'intero budget.

Pertanto, si hanno le seguenti specifiche progettuali:

- ✓ Tensione del cavidotto marino inter-array: 66 kV;
- ✓ Tensione del cavidotto marino verso terra: 220 kV;
- ✓ Tensione del cavidotto interrato: 220 kV;
- ✓ Lunghezza del cavidotto inter-array (3x120 mmq): 200 km;
- ✓ Lunghezza del cavidotto verso terra (3x800 mmq): 115 km (2 linee da 57.5 km, mediamente);
- ✓ Posa sul fondale in trench con inter-distanziamento 50 metri.

Anche questi aspetti sono fortemente influenzati dal carattere preliminare della progettazione di scoping. Pertanto, si ritiene opportuno effettuare una stima cautelativamente maggiorata considerando il cavidotto come un'unica entità, nonostante quello inter-array abbia una dimensione inferiore. Pertanto, si considerano 315 km di cavidotto a 66 kV. Le fonti stabiliscono un prezzo di 900,000 €/km per cavidotti sommersi eserciti a questo livello di tensione, comprensivo dei costi di posa e trasporto. Suddividendo in particolare i costi per i 3 sottocampi del Progetto, si ottiene:

- ✓ A: 105 km di cavidotto per un totale di 94,500,000 €;
- ✓ B: 105 km di cavidotto per un totale di 94,500,000 €;
- ✓ C: 105 km di cavidotto per un totale di 94,500,000 €.

Per quanto riguarda i costi della stazione di trasformazione, si deve considerare 1 stazione galleggiante di 600 MVA, 1 stazione galleggiante di 400 MVA ed una sottostazione a terra da 1000 MVA. Sono stati stimati 33,000 €/MW (secondo i dati a consuntivo) per quanto riguarda SSE a terra. Pertanto, si stimano 33,000,000€ per la sottostazione (1000 MVA), suddivisibili approssimativamente in maniera equa tra i 3 sottocampi. Il costo così definito è anche cautelativo e comprensivo di tutte le opere accessorie, di sviluppo, trasporto ed installazione.

Per quanto riguarda la prima sottostazione galleggiante si deve considerare un extra costo legato alle strutture galleggianti (comprensive di ancoraggi ed ormeggi): si possono quindi stimare 25,000 €/MW per un totale di 15,000,000 €, a cui si aggiungono 5,000,000 € per il galleggiante, 2,800,000 € per ancore ed ormeggi. Il totale complessivo risulta quindi essere di 22,800,000 €.

Equal discorso riguarda la seconda sottostazione galleggiante, dove si deve considerare un extra costo legato alle strutture galleggianti (comprensive di ancoraggi, ormeggi ed ancore): si possono quindi stimare 25,000 €/MW

per un totale di 10,000,000 €, a cui si aggiungono 5,000,000 € per il galleggiante, 2,800,000 € per ancore ed ormeggi. Il totale complessivo risulta quindi essere di 17,800,000 €.

Infine, per il Progetto Tibula Energia sono da valutare i costi capitali da impiegare per il collegamento della wind farm dalla SE in prossimità della costa a quella in prossimità del nodo alla RTN di Terna (SE Olbia), nel comune di Olbia (a 12.5 km secondo il tracciato previsto). RINA ha valutato l'opzione, in via preliminare in attesa di indicazioni da parte di Terna, di implementazione di un collegamento via cavidotto interrato per il tratto a 220 kV. Tale soluzione a 220 kV ha un costo stimabile di 1,222.500 €/km. Per il presente studio, visti i 12.5 km di tratto da coprire a 220 kV, si impone un costo capitale per il cavidotto interrato di 15,281,250 €.

## 5 QUADRO ECONOMICO COMPLESSIVO E CONCLUSIONI

Infine, in questo paragrafo RINA mette insieme quanto rilevato nei paragrafi precedenti con la finalità di fornire un quadro economico per le opere nel loro complesso. Si presentano le conclusioni rispettando la suddivisione dei sottocampi:

**Tabella 5:1: Stima costi complessiva Tibula Energia - sottocampo A**

Voce di costo	Importo unitario	Quantità	Importo totale
WTG flottante con piattaforma, ormeggio ed ancoraggio	44,280,000 €	20	885,600,000 €
Cavi sommersi	900,000 €/km	105	94,500,000 €
Contingencies	100,000,000 €	1	100,000,000 €
<b>Totale</b>			<b>1,080,100,000 €</b>

**Tabella 5:2: Stima costi complessiva Tibula Energia- sottocampo B**

Voce di costo	Importo unitario	Quantità	Importo totale
WTG flottante con piattaforma, ormeggio ed ancoraggio	44,280,000 €	20	885,600,000€
Cavi sommersi	900,000 €/km	105	94,500,000 €
Contingencies	100,000,000 €	1	100,000,000 €
<b>Totale</b>			<b>1,080,100,000 €</b>

**Tabella 5:3: Stima costi complessiva Tibula Energia- sottocampo C**

Voce di costo	Importo unitario	Quantità	Importo totale
WTG flottante con piattaforma, ormeggio ed ancoraggio	44,280,000 €	25	1,107,000,000€
Cavi sommersi	900,000 €/km	105	94,500,000 €
Contingencies	100,000,000 €	1	100,000,000 €
<b>Totale</b>			<b>1,301,500,000 €</b>

Infine, si presenta la stima complessiva del Progetto nel suo complesso:

Tabella 5:4: Stima costi complessiva Tibula Energia

Voce di costo	Importo totale
Sottocampo A	1,080,100,000 €
Sottocampo B	1,080,100,000 €
Sottocampo C	1,301,500,000 €
Sottostazioni elettriche	73,600,000 €
Cavidotto interrato	15,281,250 €
<b>TOTALE</b>	<b>3,550,581,250 €</b>

Il quadro economico complessivo porta ad una stima di circa 3,641,622 €/MW. Si tratta di una misura coerente con tutti i dati macroeconomici in termini di valori medi e con tutti i dati a consuntivo disponibili per progetti analoghi. Nonostante le grandi cautele imposte, il prezzo di mercato risulta opportunamente ribassato rispetto alle iniziative analoghe ma di dimensioni decisamente inferiori. Tuttavia, l'impatto del costo degli ormeggi, visto il fondale profondo, è elevato. Il Cliente, anche per questo motivo, ha optato per una WTG di capacità molto elevata, in modo da diminuire le piattaforme galleggianti per unità di potenza installata, pervenendo ad una soluzione ottimizzata da questo punto di vista.

---

## REFERENZE

- [1] Platform Optimization and Cost Analysis in a Floating Offshore Wind Farm - Alberto Ghigo, Lorenzo Cottura, Riccardo Caradonna, Giovanni Bracco and Giuliana Mattiazzo - Pubblicato il 23 ottobre 2020
- [2] Floating offshore wind: Economic and ecological challenges of a TLP solution - Michael Kausche, Frank Adam, Frank Dahlhaus, Jochen Großmann - Pubblicato il 23 marzo 2018.
- [3] Definizione contenuti SIA progetti depositati (Ministero della transizione ecologica)  
<https://va.minambiente.it/it-IT/Procedure/ViaElenco/1/9>



**RINA Consulting S.p.A.** | Società soggetta a direzione e coordinamento amministrativo e finanziario del socio unico RINA S.p.A.  
Via Cecchi, 6 - 16129 GENOVA | P. +39 010 31961 | [rinaconsulting@rina.org](mailto:rinaconsulting@rina.org) | [www.rina.org](http://www.rina.org)  
C.F./P. IVA/R.I. Genova N. 03476550102 | Cap. Soc. € 20.000.000,00 i.v.