



Helios Energy S.r.l.

Parco Eolico Offshore – Dorada

Stima Preliminare delle Opere e Quadro Economico

Doc. No. P0030769-2-H12 Rev.00 – Marzo 2023

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
00	Prima Emissione	NNO01	MMO08	SSA	15/03/2023

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	4
2 INTRODUZIONE	5
3 STIMA DEI COSTI DELLA PIATTAFORMA GALLEGGIANTE E DELLA STRUTTURA JACKET	6
4 STIMA ULTERIORI OPERE	9
5 QUADRO ECONOMICO COMPLESSIVO E CONCLUSIONI	10
REFERENZE	12

LISTA DELLE TABELLE

Tabella 3:1: Quadro economico piattaforma galleggiante	8
Tabella 3:2: Quadro economico piattaforma fissa jacket	8
Tabella 5:1: Stima costi complessiva Dorada - Area Nord	10
Tabella 5:2: Stima costi complessiva Dorada - Area Sud 1	10
Tabella 5:3: Stima costi complessiva Dorada - Area Sud 2	10

LISTA DELLE FIGURE

Figura 1:1: Inquadramento Generale del Progetto	4
Figura 3:1: Opzioni possibili per una piattaforma galleggiante per eolico offshore (immagine da [1])	6
Figura 3:2: Esempio di struttura tubolare jacket [Crediti: Rosetti Marino Group- OWF Fecamp)	7

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

AT	Alta Tensione
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
SE	Stazione Elettrica
S.r.l	Società a responsabilità limitata
WTG	Wind turbine generator

1 PREMESSA

La presente relazione è stata redatta per illustrare le principali caratteristiche del Parco Eolico Offshore Flottante denominato “Dorada” nell’ambito della procedura di scoping da sottomettere al Ministero della Transizione Ecologica.

Il progetto in oggetto è proposto dalla Helios Energy S.r.l., Società controllata interamente dal Gruppo Macchia s.r.l., impegnato nello sviluppo, realizzazione e la gestione di impianti eolici offshore – onshore e altre forme di energie rinnovabili.

Il progetto “Dorada”, avente una capacità di picco pari a 1620 MW, sarà localizzato a largo della costa della Regione Puglia nell’area antistante la fascia costiera che comprende indicativamente i Comuni di Castrignano del Capo, Patù, Morciano di Leuca, Salve, Ugento, Alliste, Racale, Taviano, Gallipoli, Sannicola, Galatone, Nardò, Porto Cesareo, Manduria, Maruggio e Torricella, all’interno delle acque territoriali italiane (entro le 12 miglia nautiche dalla linea di base). L’energia prodotta sarà trasportata per mezzo di cavidotti sottomarini per i quali è previsto l’approdo nel Comune di Maruggio (TA), di un cavidotto interrato che interessa i comuni di Grottaglie, Lizzano, Maruggio, Monteiasi, Roccaforzata, San Giorgio Ionico, Taranto, Torricella, mentre l’allaccio alla rete di trasmissione nazionale è atteso presso la stazione elettrica 380 kV “Taranto Nord” gestita da Terna S.p.A, nel comune di Taranto.

L’area dove è localizzato il parco eolico ha una profondità variabile e, in particolare, l’area scelta per l’installazione delle turbine non supera i 460 m circa.

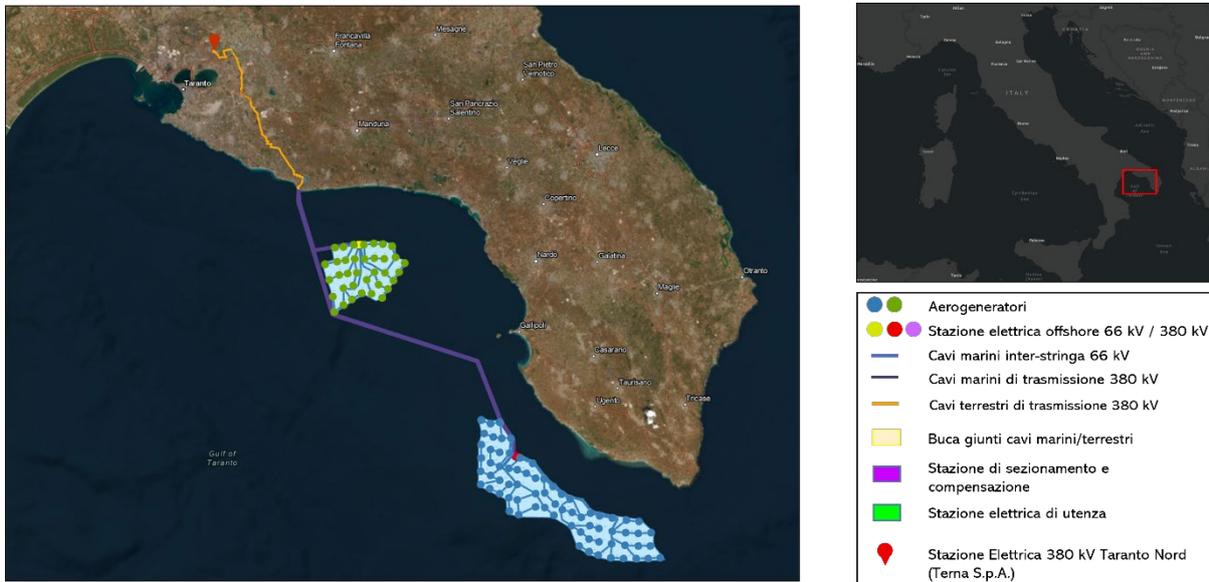


Figura 1:1: Inquadramento Generale del Progetto

2 INTRODUZIONE

Per la realizzazione della presente stima delle opere necessarie alla realizzazione del parco eolico offshore galleggiante denominato Dorada, avente una potenza complessiva di 1620 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 simili, come riportato da fonti ministeriale [3].

Infine, sono stati considerati numerosi dati a consuntivo di progetti eolici offshore non flottanti, di piattaforme galleggianti e non 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):

- ✓ 43% per le fondazioni (ossia, la piattaforma galleggiante e le opere di ancoraggio e ormeggio necessarie);
- ✓ 28% per la WTG;
- ✓ 4% per l'installazione di tutte le parti;
- ✓ 15% per i cavi di collegamento;
- ✓ 2% per le sottostazioni di compensazione onshore;
- ✓ 4% per le sottostazioni offshore
- ✓ 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 almeno sul 20/25% del costo totale.

Lo studio delinea il costo capitale atteso per il Progetto, fornendo un esploso dei costi sufficientemente dettagliato per la presentazione di uno Scoping. I costi saranno specifici per ogni sezione del sito Seabass:

- ✓ Sezione Nord 1 (1 N): n. 36 aerogeneratori da 15 MW cadauno, per una potenza totale di 540 MW;
- ✓ Sezione Sud 1 (1 S): n. 36 aerogeneratori da 15 MW cadauno, per una potenza totale di 540 MW;
- ✓ Sezione Sud 2 (2 S): n. 36 aerogeneratori da 15 MW cadauno, per una potenza totale di 540 MW.

3 STIMA DEI COSTI DELLA PIATTAFORMA GALLEGGIANTE E DELLA STRUTTURA JACKET

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;
- ✓ Ormeggio;
- ✓ WTG.

E della struttura fissa, tipologia jacket, prevista per l'installazione delle stazioni elettriche offshore:

- ✓ Struttura tubolare;

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. Analogamente tale ipotesi è valida per la struttura di tipo jacket. A valle del dimensionamento della piattaforma e del jacket, 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.

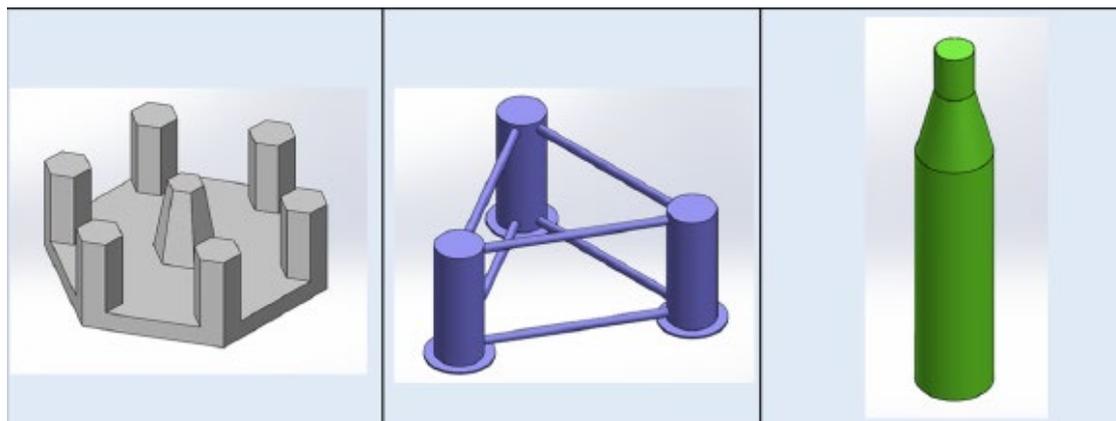


Figura 3:1: Opzioni possibili per una piattaforma galleggiante per eolico offshore (immagine da [1])

Invece per la struttura fissa di tipo jacket si è considerata una struttura simile a quella in Tabella 3:2.

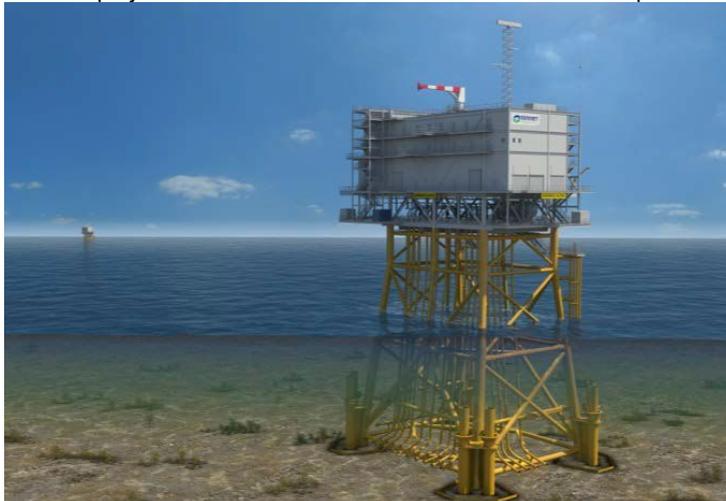


Figura 3:2: Esempio di struttura tubolare jacket [Crediti: Rosetti Marino Group- OWF Fecamp]

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'ormeggio, è stata ipotizzata una catenaria, caratterizzata secondo i seguenti parametri progettuali:

- ✓ Profondità media fondale: 250 m (assunzione basata confrontando le due macro-aree che formano il parco);
- ✓ Lunghezza e numero linee per struttura galleggiante: $250 \times 4^1 \text{ m} = 1000 \text{ m}$;
- ✓ Numero catenarie: 3;
- ✓ Costo unitario catenaria: 800€/m (assunzione secondo tipico di mercato);
- ✓ Numero ancoraggi: 3;
- ✓ Costo medio ancoraggio: 400,000 €/unità.

¹ 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 15 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 – Dorada
Struttura galleggiante	16,000,000 €
WTG – 15 MW	12,500,000 €
Ormeggio (3 linee x 3 catenarie)	2.400.000 €
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 €
TOTALE	32.280.000 €

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.

Per quanto riguarda la struttura fissa, si ipotizza una batimetria media nelle tre aree ipotizzate intorno a 100 m.

Le operazioni per la posa si basano sull'ipotesi di utilizzo di un barge vessel: la struttura pre-impilata viene caricata sull'imbarcazione, in seguito alla sua preparazione. In sito viene finalizzata la preparazione del fondale per la posa e nel mentre viene trasportata. Una volta in sito viene scaricata e fissata nel punto prestabilito.

Tabella 3:2: Quadro economico piattaforma fissa jacket

Item	Costo Budgettario 1 piattaforma fissa – Dorada
Struttura fondazione (4 legs)	48.000.000 €
Costo per trasporto struttura in sito (1 barge vessel per 1 giornata)	150.000 €
TOTALE	48.150.000 €

I valori riscontrati sono coerenti con lo share dei costi previsti dalla letteratura scientifica [1], [2] e [1] 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 AAT di collegamento a terra (380 kV);
- ✓ Linea in AAT per il collegamento alla RTN di Terna (380 kV).

Inoltre, il presente Progetto consta di un solo stadio di trasformazione:

- ✓ Step-up di trasformazione da 66 kV a 380 kV operata offshore mediante 3 sottostazioni con fondazione fissa di trasformazione (una per sezione), ognuna comprensiva di 2 trasformatori 66/380 kV da 350 MVA.

Pertanto, nella presente stima, si considereranno gli oneri per una singola 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: 66 kV;
- ✓ Tensione del cavidotto marino: 380 kV;
- ✓ Tensione del cavidotto terrestre: 380 kV;
- ✓ Lunghezza complessiva del cavidotto inter-array (66 kV) (cavi tripolari): 420 km;
- ✓ Lunghezza complessiva del cavidotto verso terra (380 kV) (cavi unipolari in configurazione a trifoglio): 300 km;
- ✓ Posa sul fondale 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 marino come un'unica entità, nonostante quello inter-array abbia una sezione inferiore. Pertanto, si considerano 420 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 equamente, in particolare, i costi per i 3 sottocampi del Progetto, si ottiene:

- ✓ 1 N: 140 km di cavidotto per un totale di 126,000,000 €;
- ✓ 1 S: 140 km di cavidotto per un totale di 126,000,000 €;
- ✓ 2 S: 140 km di cavidotto per un totale di 126,000,000 €;

Per quanto riguarda i costi delle stazioni di trasformazione, si devono considerare 1 stazioni galleggianti, ognuna di 700 MVA ed una sottostazione a terra da 1,5 GVA. Sono stati stimati 33,000 €/MW (secondo i dati a consuntivo) per quanto riguarda SSE a terra. Pertanto, si stimano circa 50 milioni di euro per la sottostazione (1,5 GVA), 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 le sottostazioni galleggianti si deve considerare un extra costo legato alle strutture galleggianti: si possono quindi stimare 35,000 €/MW per un totale di 18,900,000 € a sottostazione, a cui si aggiungono 48,000,000 € per la struttura e la posa in sito. Il totale complessivo risulta quindi essere di 66,900,000 € a sottostazione (totale 200,700,000 €).

Infine, per il Dorada sono da valutare i costi capitali da impiegare per il collegamento della wind farm dalla Stazione di sezionamento e compensazione in prossimità della costa a quella in prossimità del nodo alla RTN di Terna, nel comune di Taranto. RINA suggerisce di valutare, almeno in via preliminare, di implementare un collegamento via cavidotto su linea terrestre, per tutto il tratto a 380 kV. Per tale soluzione si può stimare un costo di 512,000 €/km: per il presente studio a Terna, circa 1,200,000 €/km comprensivi di posa e installazione, visti i 45 km di tratto da coprire a 380 kV e le 6 terne necessarie alla connessione onshore, si impone un costo capitale complessivo per il cavidotto interrato di 324,000,000 €.

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 Dorada - Area Nord

Voce di costo	Importo unitario	Quantità	Importo totale
WTG flottante con piattaforma, ormeggio ed ancoraggio	32,280,000 €	36	819,000,000 €
Cavi sommersi (66 kV)	900,000 €/km	140 km	190,800,000 €
Contingencies	100,000,000 €	1	100,000,000 €
Totale			1,388,080,000 €

Tabella 5:2: Stima costi complessiva Dorada - Area Sud 1

Voce di costo	Importo unitario	Quantità	Importo totale
WTG flottante con piattaforma, ormeggio ed ancoraggio	32,280,000 €	36	819,000,000 €
Cavi sommersi (66 kV)	900,000 €/km	140 km	190,800,000 €
Contingencies	100,000,000 €	1	100,000,000 €
Totale			1,388,080,000 €

Tabella 5:3: Stima costi complessiva Dorada - Area Sud 2

Voce di costo	Importo unitario	Quantità	Importo totale
WTG flottante con piattaforma, ormeggio ed ancoraggio	32,280,000 €	36	819,000,000 €
Cavi sommersi (66 kV)	900,000 €/km	140 km	190,800,000 €
Contingencies	100,000,000 €	1	100,000,000 €
Totale			1,388,080,000 €

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

Tabella 5:3: Stima costi complessiva Nora Energia 1

Voce di costo	Importo totale
Sottocampo 1 n	1,388,080,000 €
Sottocampo 1 S	1,388,080,000 €
Sottocampo 2 S	1,388,080,000 €
Stazione elettrica offshore (x3)	200,700,000 €
Stazioni elettriche di compensazione onshore (x2)	100,000,000 €
Cavidotto interrato 380 kV	324,00,000 €
TOTALE	4,788,940,000 €

Il quadro economico complessivo porta ad una stima di circa 2,956,80 €/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

- [2] 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
- [3] Floating offshore wind: Economic and ecological challenges of a TLP solution - Michael Kausche, Frank Adam, Frank Dahlhaus, Jochen Großmann - Pubblicato il 23 marzo 2018
- [4] Definizione contenuti SIA progetti depositati (Ministero della transizione ecologica)
<https://va.minambiente.it/it-IT/Procedure/ViaElenco/1/9>
- [5] Time and cost analysis of jacket structure load out using skidding - Silvanita et al (2018)



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 | www.rina.org
C.F./P. IVA/R.I. Genova N. 03476550102 | Cap. Soc. € 20.000.000,00 i.v.