

DGM GLOBAL S.r.l.

VIA STEFANO JACINI 28 - 70125 Bari (BA)

PROGETTO PRELIMINARE PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO OFFSHORE A LARGO DI SANTA MARIA DI LEUCA 675 MW



Via Degli Arredatori, 8
70026 Modugno (BA) - Italy
www.bfpgroup.net - info@bfpgroup.net
tel. (+39) 0805046361

Azienda con Sistema di Gestione Certificato
UNI EN ISO 9001:2015
UNI EN ISO 14001:2015
UNI ISO 45001:2018

Tecnico

ing. Danilo POMPONIO

Collaborazioni

arch. Valentina MASTROMARINO
ing. Marco D'ARCANGELO
ing. Antonio DI COSOLA
ing. Giuseppe TEDESCHI
geol. Lucia SANTOPIETRO
ing. Tommaso MANCINI
ing. Martino LAPENNA
dott.ssa ecologa marina Eleonora MELIADÒ

Responsabile Commessa

ing. Danilo POMPONIO



ELABORATO	TITOLO	COMMESSA	TIPOLOGIA		
11	STIMA PRELIMINARE DELLE OPERE E QUADRO ECONOMICO	22146	P		
		CODICE ELABORATO			
		DC22146P-11			
REVISIONE	Tutte le informazioni tecniche contenute nel presente documento sono di proprietà esclusiva della Studio Tecnico BFP S.r.l e non possono essere riprodotte, divulgate o comunque utilizzate senza la sua preventiva autorizzazione scritta. All technical information contained in this document is the exclusive property of Studio Tecnico BFP S.r.l. and may neither be used nor disclosed without its prior written consent. (art. 2575 c.c.)	SOSTITUISCE	SOSTITUITO DA		
00		-	-		
		NOME FILE	PAGINE		
		DC22146-11.doc	9+ copertina		
REV	DATA	MODIFICA	Elaborato	Controllato	Approvato
00	28/12/2022	Emissione	D'Arcangelo	Mastromarino	Pomponio
01					
02					
03					
04					
05					
06					

INDICE

1. OGGETTO	2
2. CARATTERISTICHE GENERALI DEL CAMPO EOLICO.....	2
3. STIMA DEI COSTI	3
4. QUADRO ECONOMICO	8
REFERENZE.....	9

1. OGGETTO

Oggetto della presente è la stima preliminare delle opere relativa al progetto preliminare di un parco eolico proposto dalla società **DGM GLOBAL S.r.l.**

La proposta progettuale è finalizzata alla fase di "Scoping" di un impianto eolico offshore per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica, costituito da 45 aerogeneratori, ciascuno di potenza nominale pari a 15 MW per una potenza complessiva di 675 MW, da realizzarsi al largo della costa di Santa Maria di Leuca, frazione di Castrignano del Capo, nella Provincia di Lecce. Le opere di connessione insistono nei comuni di Patù, Morciano di Leuca, Salve, Presicce, Acquarica, Ugento, Melissano, Recale, Taviano, Gallipoli, Sannicola, Galatone e Galatina, tutti comuni in provincia di Lecce, sulle quali è previsto la realizzazione di un cavidotto interrato a 220 kV ed una sottostazione di trasformazione elettrica on-shore, in prossimità del nodo Terna, che prevede l'elevazione di tensione 220/380 kV. nel territorio comunale di Salemi, in cui insistono gli aerogeneratori e le opere di connessione alla RTN.

È stata effettuata la richiesta di connessione a Terna S.p.a., in data 31/10/2022, con codice pratica 202203496, nella quale è stata richiesta la connessione alla stazione 380kV di Terna S.p.a., denominata "Galatina", il cui baricentro ha le seguenti coordinate: 40.164693°N – 18.130307°E. L'opera proposta non è permanente, ma l'autorizzazione unica regionale, così come gli elaborati progettuali specificano, obbligherà il proponente alla rimessa in ripristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto (art. 12 comma 4 D.Lgs. 387/2003).

2. CARATTERISTICHE GENERALI DEL CAMPO EOLICO

L'impianto eolico per la produzione di energia elettrica avrà le seguenti caratteristiche generali:

- n° 45 aerogeneratori, installati su piattaforma flottante, della potenza massima di circa 15 MW ciascuno ed avente generatore di tipo asincrono, con diametro del rotore pari a 236 m, altezza mozzo pari a 172 m, per un'altezza massima al tip (punta della pala) pari a 290 m, comprensivi al loro interno di cabine elettriche di trasformazione AT/BT;
- rete elettrica "inter-array" a 66 kV per l'interconnessione tra gli aerogeneratori con cavo dinamico e cavo statico poggiato sul fondo marino;
- n° 1 sottostazione elettrica offshore di trasformazione 220/66 kV nei pressi del parco eolico installata su piattaforma flottante;
- rete elettrica AT 220 kV in cavo posato sul fondale tra la sottostazione offshore e il punto di sbarco del cavidotto su terra, dove si prevede l'interramento del cavidotto fino al pozzetto di giunzione;

- rete elettrica AT 220 kV in cavo interrato tra il pozzetto di giunzione e la sottostazione elettrica onshore;
- n° 1 sottostazione elettrica onshore di trasformazione 380/220 kV nei pressi della stazione elettrica (SE) a 380 kV della RTN "Galatina" (punto di consegna richiesto);
- raccordo interrato o aereo in AT 380 kV tra la sottostazione elettrica onshore e la stazione elettrica (SE) di Galatina;
- rete telematica di monitoraggio in fibra ottica per il controllo dell'impianto eolico mediante trasmissione dati via modem o satellitare.

3. STIMA DEI COSTI

La tecnologia dell'eolico flottante offshore, è ancora una tecnologia considerata innovativa, e per quanto tale, i prezzi di mercato sono in continua oscillazione, quindi risulta complesso eseguire una stima precisa dei costi.

I dati di costo assunti per la stima preliminare delle opere e il quadro economico, derivano da fonti di nauta scientifica [1],[2], e da altri progetti presentati sul sito ministeriale del MiTE.

Vista la natura preliminare del progetto in fase di Scoping, dove non è stata definita effettuata un dimensionamento della piattaforma galleggiante, il grado di incertezza dei costi può essere elevato. A valle del dimensionamento della piattaforma e del colloquio con i fornitori degli equipments in fase più avanzata di progetto, la presente stima potrà essere opportunamente affinata.

Si è considerato una piattaforma galleggiante di tipo "tripode", che da ricerche scientifiche, è indicata come la più consona tipologia disponibile sul mercato per il progetto considerato.

Inoltre, è stata effettuata una stima sul valore puntuale del fondale al fine di un dimensionamento accurato per le lunghezze delle linee di ancoraggio e dei cavidotti, nello specifico si riporta la tabella con le coordinate delle opere a mare e della profondità puntuale del fondale su cui verranno installate.

WGS / UTM (EPSG: 4326)			
Aerogeneratore/ Sottostazione offshore	Latitudine °N	Longitudine °E	Profondità fondale puntuale (m)
1	39,599072	18,7470791	665
2	39,591407	18,7657387	660
3	39,583465	18,7842808	665
4	39,576238	18,8019213	680
5	39,568496	18,8206500	690

WGS / UTM (EPSG: 4326)			
Aerogeneratore/ Sottostazione offshore	Latitudine °N	Longitudine °E	Profondità fondale puntuale (m)
6	39,558993	18,8431727	710
7	39,616589	18,7558889	640
8	39,609543	18,7735169	640
9	39,602655	18,7914733	655
10	39,594361	18,8101598	670
11	39,587618	18,8285568	685
12	39,578660	18,8487356	690
13	39,633773	18,7638586	635
14	39,626204	18,7827432	640
15	39,619542	18,8009455	660
16	39,612220	18,8189131	665
17	39,604714	18,8369013	675
18	39,597367	18,8545906	680
19	39,652697	18,7733357	640
20	39,645917	18,7916847	660
21	39,639235	18,8093808	670
22	39,632627	18,8269076	665
23	39,625812	18,8440580	665
24	39,619607	18,8614339	680
25	39,670557	18,7824645	680
26	39,667560	18,8000355	700
27	39,660204	18,8170996	710
28	39,653975	18,8344163	690
29	39,647441	18,8514203	660
30	39,642253	18,8685546	695
31	39,690800	18,7920462	635
32	39,685309	18,8114564	655
33	39,677143	18,8323265	710
34	39,672514	18,8539365	750
35	39,664788	18,8751976	765

WGS / UTM (EPSG: 4326)			
Aerogeneratore/ Sottostazione offshore	Latitudine °N	Longitudine °E	Profondità fondale puntuale (m)
36	39,709789	18,8013587	635
37	39,704201	18,8212390	670
38	39,698440	18,8420285	680
39	39,692808	18,8621144	690
40	39,689488	18,8821619	700
41	39,730513	18,8116652	680
42	39,726061	18,8311581	700
43	39,721482	18,8507597	695
44	39,716646	18,8698342	705
45	39,712132	18,8895217	735
SOF	39,681403	18,785876	665

Per le tre linee di ancoraggio insistenti su ogni piattaforma, è stata considerato un angolo di inclinazione di quest'ultima di 10° al fine di calcolare l'ipotenusa che ha come cateto l'altezza del fondale su cui verrà installata la singola piattaforma.

In Figura 1 si rappresenta l'inquadramento delle opere a mare su curve batimetriche.

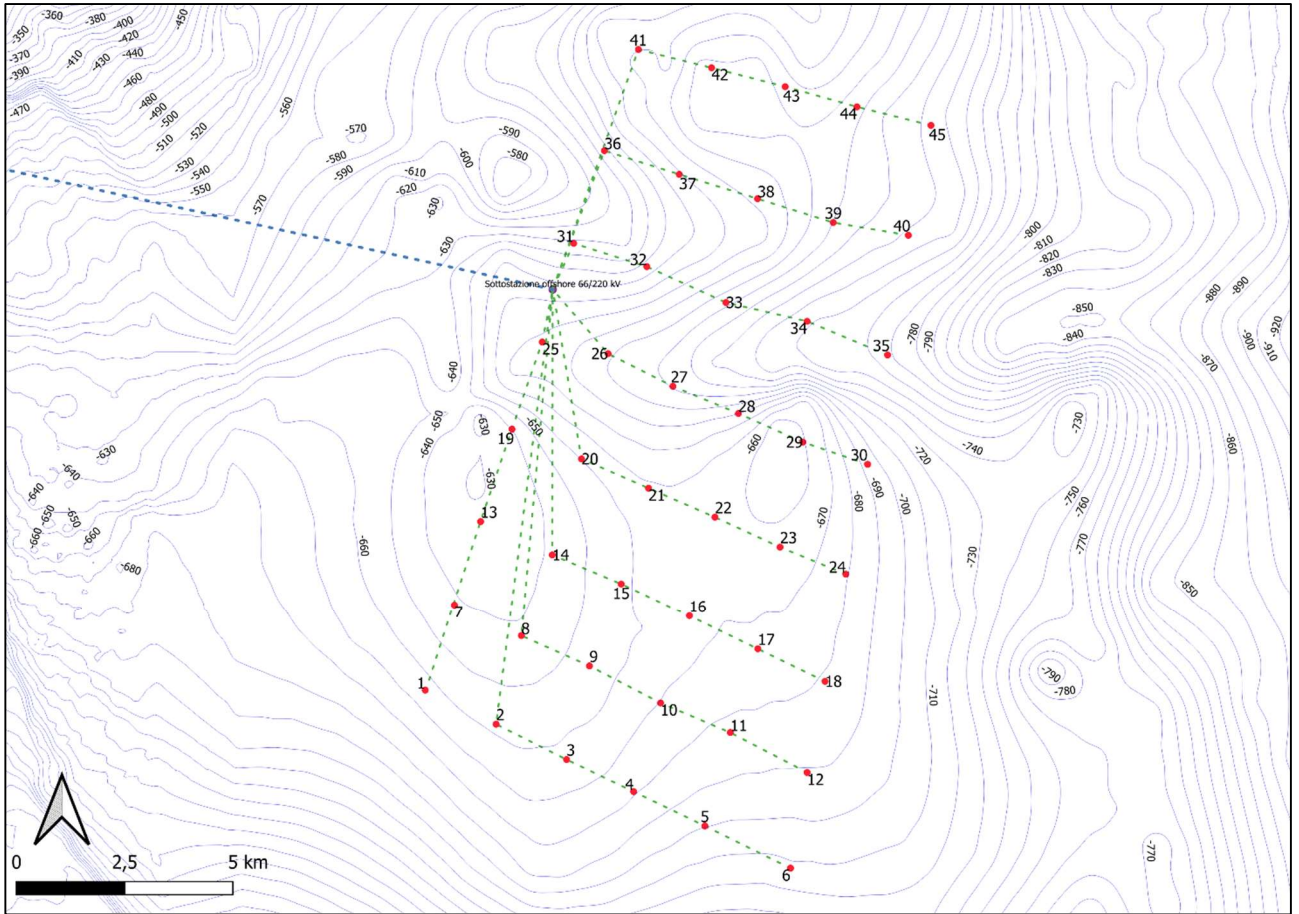


Figura 1 – Inquadramento parco eolico offshore su curve batimetriche.

Sulla base delle profondità rappresentate nella precedente tabella, si rappresentano le stime delle lunghezze dei cavidotti inter-array da 66 kV e del totale del cavidotto marino e terrestre che parte dalla sottostazione elettrica offshore fino alla sottostazione elettrica onshore:

LINE	Dist. cad (m)	Cable					Section (mm2)
WTG01-WTG07	3410	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG07-WTG13	3308	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG13-WTG19	3531	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG19-WTG25	3453	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG25-SSE OFF SHORE	2585	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG06-WTG05	3370	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG05-WTG04	3200	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG04-WTG03	3056	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	300
WTG03-WTG02	3141	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	300
WTG02-SSE OFF SHORE	11470	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	300
WTG12-WTG11	3371	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185

WTG11-WTG10	3101	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG10-WTG09	3177	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG09-WTG08	3025	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	300
WTG08-SSE OFF SHORE	9370	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	300
WTG18-WTG17	3071	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG17-WTG16	3085	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG16-WTG15	3065	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG15-WTG14	3051	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	300
WTG14-SSE OFF SHORE	7460	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	300
WTG24-WTG23	2990	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG23-WTG22	2987	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG22-WTG21	3006	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG21-WTG20	3017	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG20-SSE OFF SHORE	5298	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG30-WTG29	2936	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG29-WTG28	2980	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG28-WTG27	3042	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG27-WTG26	3089	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG26-SSE OFF SHORE	3326	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG35-WTG34	3529	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG34-WTG33	3376	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG33-WTG32	3379	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG32-WTG31	3061	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG31-SSE OFF SHORE	2462	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG40-WTG39	3206	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG39-WTG38	3229	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG38-WTG37	3252	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG37-WTG36	3121	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG36-SSE OFF SHORE	4718	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG45-WTG44	3203	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG44-WTG43	3123	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG43-WTG42	3152	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG42-WTG41	3126	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	185
WTG41-SSE OFF SHORE	7229	XLPE or EPR	3-CORE	ARM	Cu	3F	300
SSE OFF SHORE -SSE ON SHORE Linea 1	109405	XLPE or EPR	1-CORE	ARM	Cu	3F	1600
SSE OFF SHORE -SSE ON SHORE Linea 2	109405	XLPE or EPR	1-CORE	ARM	Cu	3F	1600

SSE OFF SHORE -SSE ON SHORE Linea 3	109405	XLPE or EPR	1-CORE	ARM	Cu	3F	1600
---	--------	-------------	--------	-----	----	----	------

4. QUADRO ECONOMICO

Sulla base delle considerazioni esplicitate nei paragrafi precedenti, si conduce il quadro economico preliminare composto dalle voci di CAPEX (Capital expenditure), DEVEX (Development expenditure), DECEX (Decommissioning expenditure) ed oneri di sistema.

CAPEX + DEVEX + DECEX

VOCE DI COSTO	IMPORTO UNITARIO	QUANTITA'	IMPORTO TOTALE
WTG + installazione e messa in servizio	1,3 [m€/MW]	675 MW	877,5 [m€]
Piattaforma galleggiante WTG + installazione e messa in servizio	14 [m€]	45	630 [m€]
Linea di ancoraggio + installazione e messa in servizio	500 [€/m]	(31195x3) m	47,51 [m€]
Ancora	80000 [€]	138	11,04 [m€]
Cavo elettrico inter-array 66 kV	400 [€/m]	168137	67,25 [m€]
Cavo elettrico sottomarino 220 kV	600 [€/m]	(48311 x 3)m	87 [m€]
Cavo elettrico terrestre 220 kV	500 [€/m]	(61113 x 3 m)	91,670 [m€]
Sottostazione elettrica offshore + installazione e messa in servizio	0,12 [m€/MW]	675	81 [m€]
Sottostazione elettrica on-shore + installazione e messa in servizio	0,03 [m€/MW]	675	20,25 [m€]
Installazione e messa in servizio cavidotto terrestre	150 [€/m]	(61113 x 3) m	27,5 [m€]
Installazione e messa in servizio cavidotti offshore	150 [€/m]	313070 m	47 [m€]
Totale Capex			1987,72 [m€]
Sviluppo e gestione del progetto	8% CAPEX		159,02 [m€]
Dismissione	2% CAPEX		39,75 [m€]
Oneri di sistema	3% CAPEX		59,7 [m€]
Totale			2246,2 [m€]

Il quadro economico preliminare complessivo porta ad una stima di circa **3.327.704 €/MW**, valore in linea con i dati macroeconomici riportati da ricerche scientifiche e da progetti analoghi. Sarà opportuno ridefinire un quadro economico in una fase successiva di progetto, a valle di dimensionamenti più accurati e stime di costo da parte dei fornitori.

REFERENZE

1. Platform Optimization and Cost Analysis in a Floating Offshore Wind Farm, Alberto Ghigo, Lorenzo Cottura, Riccardo Caradonna, Giovanni Bracco and Giuliana Mattiazzo ;
2. Floating offshore wind - Economic and ecological challenges of a TLP solution Michael Kausche, Frank Adam, Frank Dahlhaus, Jochen Großmann;