



PROPONENTE

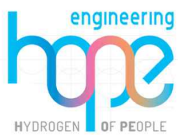


PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO OFFSHORE
NELLO STRETTO DI SICILIA - EUREKA WIND
38 WTG – 570 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

GRUPPO DI PROGETTAZIONE

Progettazione e Studio di Impatto Ambientale



GEOWYND



Studio misure di mitigazione e compensazione



SIA.ES STUDI SPECIALISTICI

ES.1 Analisi della producibilità attesa

REV.	DATA	DESCRIZIONE
00	07/24	1ª emissione



INDICE

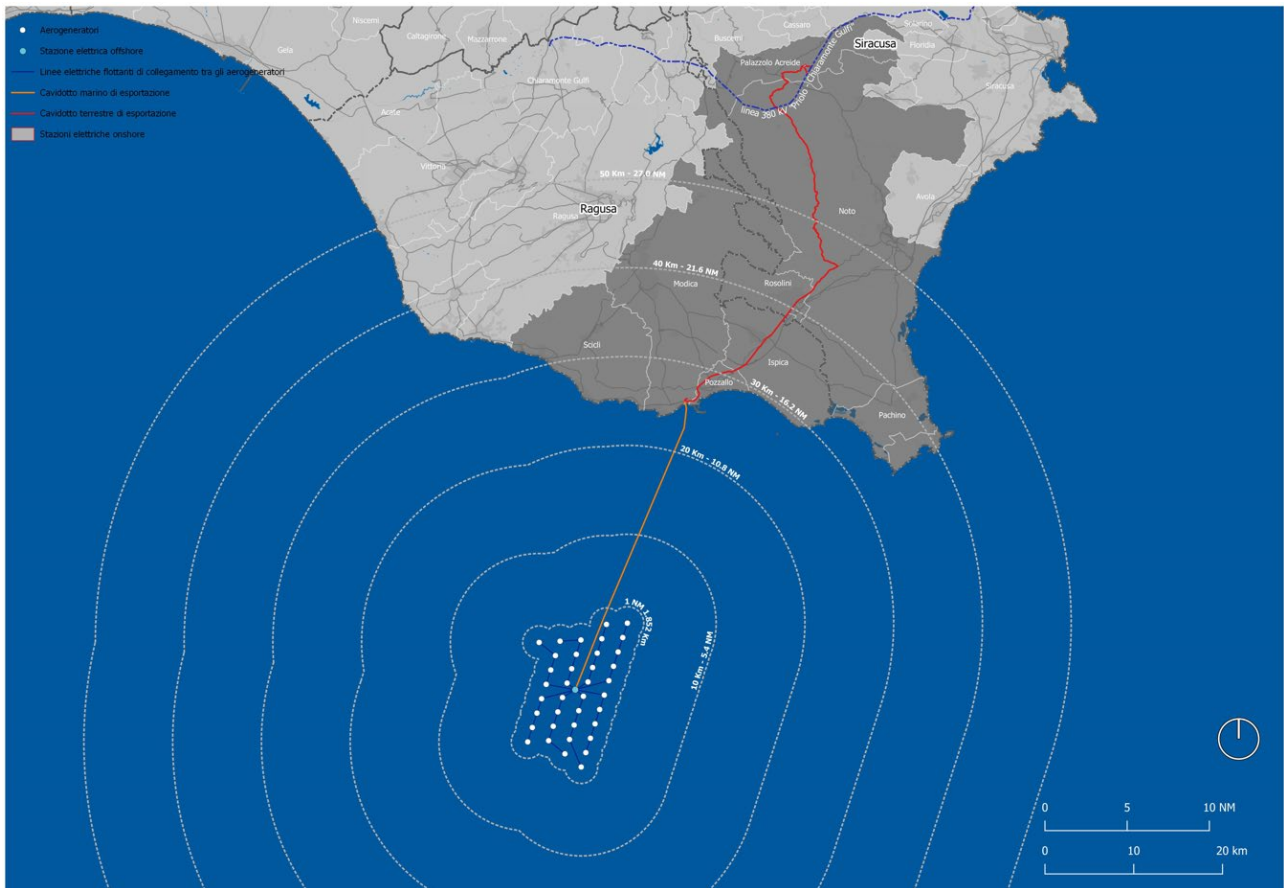
1	INTRODUZIONE	2
2	SCOPO	4
3	DESCRIZIONE GENERALE DELL'INTERVENTO	5
3.1	OPERE OFFSHORE	5
3.2	OPERE ONSHORE	5
4	PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO - LE OPERE A MARE	8
4.1	L'AREA DI PROGETTO	8
4.2	COORDINATE AEROGENERATORI	9
4.3	LA CURVA DI POTENZA DEL MODELLO DI AEROGENERATORE INDIVIDUATO	10
5	ANEMOMETRIA	12
6	STUDIO ANEMOLOGICO	15
6.1	METODOLOGIA DI ANALISI CFD	15
6.2	IL DOMINIO DI ANALISI	15
6.3	LA CLIMATOLOGY UTILIZZATA IN INPUT	15
7	PRODUCIBILITÀ ATTESA	17
8	PRODUCIBILITÀ NETTA	18

1 INTRODUZIONE

Il progetto di un impianto eolico offshore nasce da alcune considerazioni fondamentali:

- il nord Europa è leader mondiale nel settore dell'eolico offshore, al contrario, questa specifica tipologia di impianti, ha avuto scarso sviluppo nei paesi dell'area mediterranea. Questo a causa di numerosi fattori a carattere infrastrutturale, ambientale e paesaggistico che spesso hanno comportato una scarsa accettazione sociale di tale tipologia di impianti.
- Le tecnologie per la realizzazione di impianti eolici offshore sono ormai consolidate ed il costante progresso consente oggi di installare impianti in acque profonde con fondazioni flottanti e turbine sempre più performanti. Ciò determina la possibilità di realizzare impianti molto distanti dalla costa superando le principali criticità ambientali e paesaggistiche senza interferire con le ordinarie attività antropiche presenti sul territorio (turismo, pesca, navigazione, ecc).
- Lo sviluppo di impianti eolici offshore è fondamentale per poter raggiungere gli obiettivi della attuale programmazione strategica italiana ed europea in materia di generazione di energia da fonti rinnovabili e riduzione delle emissioni. Solo investendo su impianti eolici offshore con fondazioni galleggianti si potrà aumentare considerevolmente la potenza installata di impianti di generazione di energia da fonte rinnovabile superando tutte le problematiche che finora hanno ostacolato l'installazione di aerogeneratori nel Mar Mediterraneo.
- Oltre a considerare gli effetti positivi generali derivanti dalla produzione di energia da fonti rinnovabili in termini di decarbonizzazione è ampiamente dimostrato che la realizzazione di un impianto eolico in mare ha effetti importanti in termini di ripopolamento della fauna marina, d'altra parte la presenza di tali impianti rende impossibili altre forme di utilizzo o sfruttamento dell'area creando un'area marina protetta "di fatto". La realizzazione e la successiva fase di esercizio e manutenzione rappresentano inoltre una opportunità strategica per le aree limitrofe con effetti rilevanti per l'economia locale e l'occupazione.

Le considerazioni menzionate hanno portato la società proponente Eureka Wind Srl a definire la proposta progettuale di un impianto offshore per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica. L'impianto, denominato Eureka Wind, avrà una potenza nominale di 570 MW e sarà composto da 38 aerogeneratori installati su fondazioni flottanti, insieme a una sottostazione elettrica di trasformazione 66/400 kV montata su un jacket di tipo fisso. Entrambi saranno posizionati nello Stretto di Sicilia, precisamente nel Canale di Malta, in acque internazionali, sulla Piattaforma Continentale Italiana. Questa zona è situata di fronte ai comuni di Scicli, Modica, Pozzallo, Ispica, Pachino e Portopalo di Capo Passero.



Inquadramento dell'impianto eolico offshore galleggiante e isodistanze dagli aerogeneratori

2 SCOPO

Scopo del presente documento è:

- l'analisi dei dati anemometrici del sito messi a disposizione e determinazione dei parametri caratteristici;
- la valutazione delle rose dei venti;
- calcolo delle produzioni al netto delle perdite per scia tramite modellizzazione software Fluidodinamico Computazionale (CFD) dell'area di studio centrato sul sito in esame;
- produzione del report di sintesi e delle tabelle di producibilità.

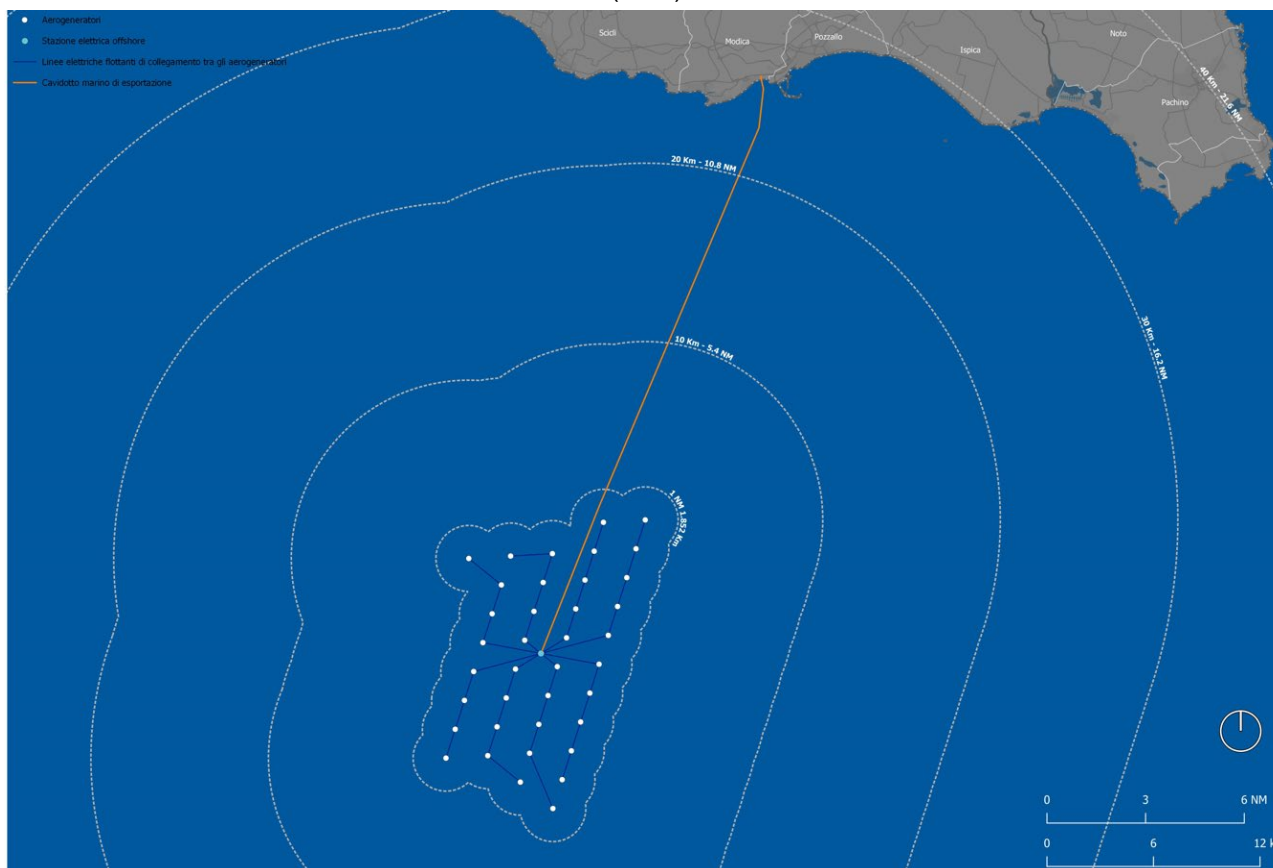
Sulla base delle informazioni raccolte e trasmesse da parte della società Eureka Wind srl, vengono riportati di seguito la descrizione delle attività svolte ed i risultati ottenuti per il progetto eolico offshore Eureka Wind.

3 DESCRIZIONE GENERALE DELL'INTERVENTO

3.1 OPERE OFFSHORE

I principali componenti dell'impianto per la parte offshore sono:

- **38 generatori eolici** installati su torri tubolari in acciaio e le relative fondazioni flottanti suddivisi in 8 sottocampi;
- **8 linee elettriche in cavo sottomarino flottante** di collegamento tra gli aerogeneratori e la stazione elettrica di raccolta e di trasformazione off-shore, con tutti i dispositivi di trasformazione di tensione e sezionamento necessari;
- **Una Stazione Elettrica Off-Shore (66/400 kV) (SE)**, ovvero tutte le apparecchiature elettriche (interruttori, sezionatori, TA, TV, ecc.) necessarie a raccogliere l'energia prodotta nei sottocampi eolici elevandone la tensione da 66 kV a 400 kV. La stazione elettrica marina sarà posizionata in posizione baricentrica rispetto al parco eolico, alla distanza minima di circa 32 Km pari a circa 17.3 miglia nautiche dalla terra ferma;
- **Un elettrodotto di esportazione in HVAC** della lunghezza di circa 35 km pari a circa 19 miglia nautiche, caratterizzato da un primo tratto in cavo marino a 400 kV, servirà per collegare l'impianto eolico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) sulla terra ferma.



Rappresentazione sintetica delle opere offshore

3.2 OPERE ONSHORE

Le opere a terra previste sono strettamente legate alla necessita di collegare l'impianto eolico offshore alla rete di trasmissione nazionale gestita da TERNA spa. La soluzione tecnica di connessione indicata da TERNA con preventivo di connessione **Codice Pratica: 202203043** prevede che la centrale sia collegata in antenna a 380 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) a 380 kV da inserire in entra – esci alla linea 380 kV della RTN “Chiamonte Gulfi – Priolo” previa realizzazione di alcuni interventi previsti dal Piano di Sviluppo di Terna.

Le opere previste dal Piano di Sviluppo TERNA hanno iter autorizzativo indipendente, gestito dalla citata Società di Gestione della RTN e sono motivate da esigenze di rete che prescindono dalla realizzazione dell'impianto eolico Eureka Wind.

Nell'iter di progetto dell'impianto eolico offshore saranno comprese le opere di rete e le opere di utenza per la connessione indicate da TERNA secondo le definizioni dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i.

Nel caso specifico:

- Le **opere di rete** sono costituite dalla nuova Stazione Elettrica (SE) a 380 kV da inserire in entra – esci alla linea 380 kV della RTN “Chiamamonte Gulfi – Priolo”, dallo stallo di arrivo Produttore nella suddetta SE e dai raccordi aerei per la realizzazione del collegamento in entra – esce nella linea Chiamamonte Gulfi - Priolo
- Le **opere di utenza** sono costituite dall'elettrodotto in antenna a 380 kV per la connessione dell'impianto eolico offshore al suddetto stallo, dalle attrezzature necessarie per non determinare un degrado della qualità di tensione del sistema elettrico nazionale e dalle attrezzature necessarie per la condivisione dello stallo in stazione con altri impianti di produzione.

Nel documento di assegnazione del punto di connessione (STMG), la società di gestione della RTN specifica che, per ottimizzare l'uso delle strutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo dedicato all'impianto Eureka Wind con altri eventuali impianti di produzione. In altre parole, per collegare l'energia prodotta dalla centrale eolica offshore alla rete, **l'impianto utente dovrà essere dotato di una Sottostazione Elettrica condominiale (SSE), che permetta di condividere lo stesso stallo di connessione con altri produttori.**

Nelle vicinanze del punto di sbarco previsto nel comune di Modica, si prevede la realizzazione di una buca giunti interrata per la transizione da cavo marino a cavo terrestre. Da questo punto, il cavo proseguirà in posa interrata, seguendo la viabilità pubblica esistente, con brevi tratti posizionati su terreni agricoli. Il tracciato previsto avrà una **lunghezza di circa 57 km** e coinvolgerà i territori comunali di Modica, Pozzallo e Ispica nella provincia di Ragusa, oltre a Rosolini, Noto e Palazzolo Acreide nella provincia di Siracusa.

Per non determinare il degrado della qualità di tensione nella RTN si prevede la realizzazione di due sottostazioni elettriche di rifasamento onshore per la compensazione della potenza reattiva: la prima ubicata in un edificio industriale nelle vicinanze del punto di approdo e la seconda in prossimità della nuova Stazione Elettrica (SE) a 380 kV, corrispondente al punto di connessione alla RTN.

In tale ipotesi le opere onshore per **l'impianto di utenza** constano di:

- **vasca giunti di transizione interrata**, posizionata nelle vicinanze del punto di approdo nel comune di Modica, consentirà la transizione dal cavo sottomarino al cavo destinato alla posa interrata;
- **la prima sottostazione elettrica di rifasamento isolata in GIS**, necessaria alla compensazione della potenza reattiva prodotta dalla rete in cavo marino e interrato. La sottostazione in GIS sarà collocata in un edificio industriale situato nel comune di Modica, nelle vicinanze del punto di approdo;
- **elettrodotto interrato in doppia terna a 380 kV**, esteso per circa 57 km, sarà prevalentemente situato in corrispondenza o in affiancamento alla viabilità pubblica con brevi transiti su terreni agricoli. La posa avverrà principalmente attraverso scavi a sezione obbligata, la gestione delle interferenze principali prevede la realizzazione di alcuni tratti posati mediante la tecnica priva di scavi denominata "Trenchless Onsite Construction" (TOC). I tratti in TOC avranno lunghezze variabili, come rappresentato negli elaborati di progetto;
- **serie di 62 vasche giunti intermedie**, situate lungo il tracciato del cavidotto interrato con interdistanza variabile tra 700 e 950 metri, le giunzioni intermedie saranno realizzate nell'ambito dello scavo a sezione obbligata previsto per la posa dell'elettrodotto;
- **la seconda sottostazione elettrica di utenza isolata in GIS per la condivisione dello stallo ed equipaggiata con un sistema di rifasamento**. Quest'opera sarà collocata in un edificio industriale

situato nel comune di Palazzolo Acreide, nelle vicinanze della nuova Stazione Elettrica prevista sulla linea 380 kV della RTN “Chiaramonte Gulfi – Priolo”.



Localizzazione delle opere onshore

Per quanto riguarda le **Opere di Rete** è importante notare che la progettazione della Stazione Elettrica (SE) a 380 kV da inserire in entra – esce alla linea 380 kV della RTN “Chiaramonte Gulfi – Priolo” è responsabilità di un soggetto 'capofila', selezionato da Terna S.p.a. tra i produttori coinvolti nelle stesse opere di rete. Tale documentazione è da includere nella documentazione progettuale e nelle procedure autorizzative di tutti gli impianti di produzione da collegare alle medesime opere di rete. Nel caso specifico, il ruolo di capofila è affidato a un soggetto terzo, pertanto il pacchetto progettuale completo riferito alla nuova Stazione Elettrica a 380 kV sarà inserito tra gli elaborati progettuali dell'impianto Eureka Wind, così come redatto dalla società responsabile presso Terna s.p.a.

4 PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO - LE OPERE A MARE

4.1 L'AREA DI PROGETTO

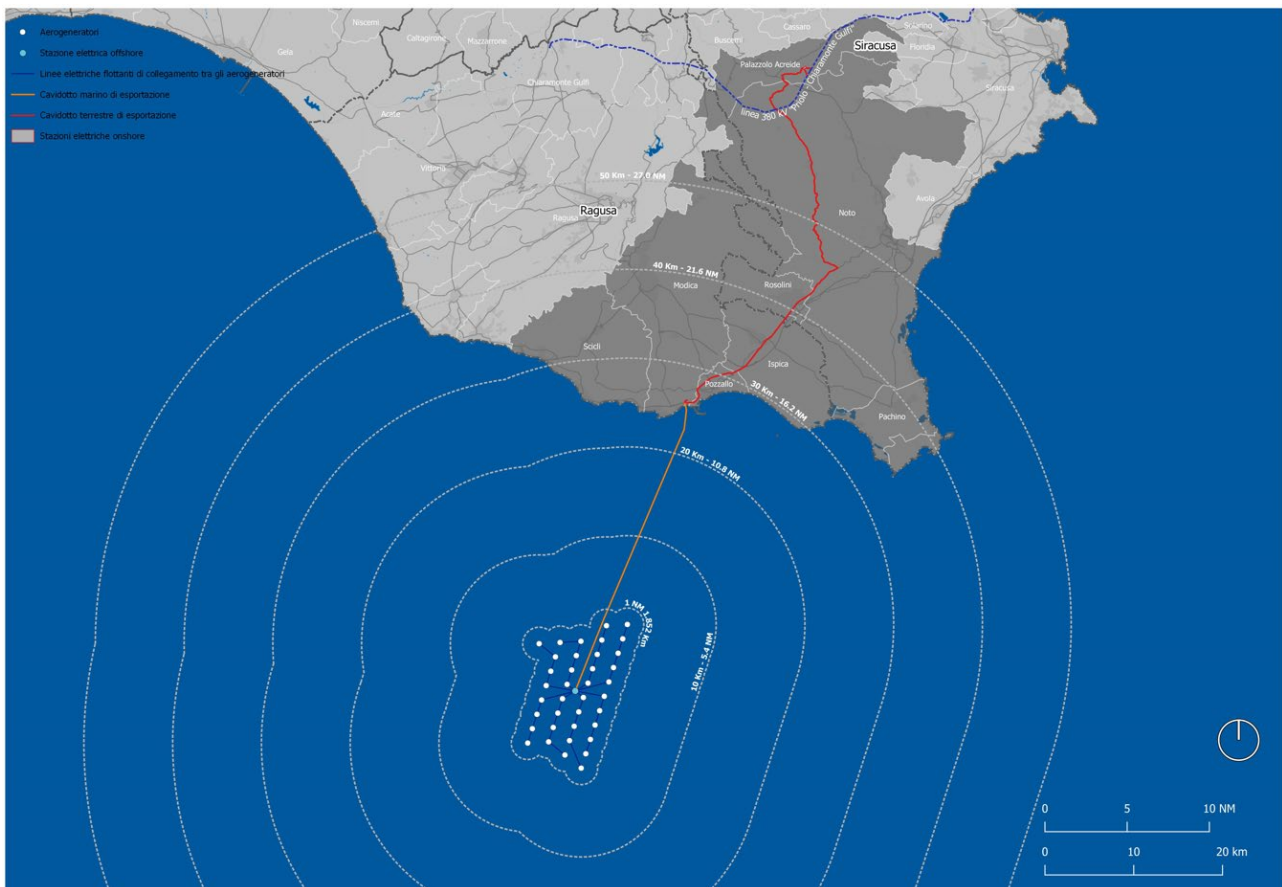
L'impianto, chiamato Eureka Wind, sarà costituito da 38 aerogeneratori con una potenza unitaria di 15 MW, per una potenza nominale totale di 570 MW. Questi aerogeneratori saranno installati su fondazioni flottanti. In aggiunta, si prevede la realizzazione di una sottostazione elettrica di trasformazione 66/400 kV montata su un jacket di tipo fisso. Entrambi saranno posizionati nello Stretto di Sicilia, precisamente nel Canale di Malta, in acque internazionali, sulla Piattaforma Continentale Italiana. Questa zona è situata di fronte ai comuni di Scicli, Modica, Pozzallo, Ispica, Pachino e Portopalo di Capo Passero. L'energia prodotta sarà esportata attraverso un cavidotto marino il cui approdo è previsto nel comune di Modica.

Le opere di connessione sulla terraferma per l'immissione dell'energia prodotta nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), coinvolgeranno le province di Ragusa e Siracusa, includendo i seguenti comuni: Modica, Pozzallo e Ispica nella provincia di Ragusa e Rosolini, Noto e Palazzolo Acreide nella provincia di Siracusa.

La distanza minima dalla costa è di 23,5 km pari a circa 12,7 NM.

Le distanze minime del primo aerogeneratore rispetto alla costa per le località citate sono rappresentate nella seguente tabella:

- Scicli (RG)	23,8 km	12,85 NM
- Modica (RG)	23,5 km	12,70 NM
- Pozzallo (RG)	23,4 km	12,63 NM
- Ispica (RG)	29,2 km	15,76 NM
- Pachino (SR)	33,0 km	17,81 NM
- Portopalo di C.P.(SR)	34,0 km	18,35 NM



Inquadramento dell'impianto eolico offshore galleggiante e isodistanze dagli aerogeneratori

Si è scelto di individuare un'area posta oltre il limite delle acque territoriali e molto distante dalla costa in modo da ridurre gli impatti ambientali e paesaggistici e l'interferenza con le attività antropiche in essere quali la pesca locale, il traffico navale e gli usi militari.

Dentro l'area selezionata, gli aerogeneratori sono posizionati secondo una disposizione a quinconce con un passo di 2,2 km equivalente a 1,2 NM in larghezza e 1,7 km, ovvero 0,9 NM, in lunghezza. La distanza minima tra gli aerogeneratori è di 1700 metri.

4.2 COORDINATE AEROGENERATORI

Si riportano di seguito le coordinate degli aerogeneratori di progetto nei sistemi di riferimento UTM WGS84 Fuso 33:

NOME_WTG	coord N	coord E
WE01	4.038.659,07	474.672,69
WE02	4.038.795,33	477.027,25
WE03	4.036.631,78	467.088,99
WE04	4.036.768,04	469.443,54
WE05	4.036.904,30	471.798,10
WE06	4.037.040,56	474.152,65
WE07	4.037.176,82	476.507,21
WE08	4.035.149,53	468.923,50
WE09	4.035.285,79	471.278,06
WE10	4.035.422,06	473.632,61
WE11	4.035.558,32	475.987,17
WE12	4.033.531,03	468.403,46
WE13	4.033.667,29	470.758,02
WE14	4.033.803,55	473.112,58
WE15	4.033.939,81	475.467,13
WE16	4.031.912,52	467.883,43
WE17	4.032.048,78	470.237,98
WE18	4.032.185,04	472.592,54
WE19	4.032.321,31	474.947,09
WE20	4.030.294,02	467.363,39
WE21	4.030.430,28	469.717,94
WE22	4.030.566,54	472.072,50
WE23	4.030.702,80	474.427,05
WE24	4.028.675,51	466.843,35
WE25	4.028.811,77	469.197,90
WE26	4.028.948,03	471.552,46
WE27	4.029.084,30	473.907,02
WE28	4.027.057,01	466.323,31
WE29	4.027.193,27	468.677,87
WE30	4.027.329,53	471.032,42
WE31	4.027.465,79	473.386,98
WE32	4.025.438,50	465.803,27
WE33	4.025.574,76	468.157,83
WE34	4.025.711,02	470.512,38
WE35	4.025.847,28	472.866,94

WE36	4.024.092,52	469.992,35
WE37	4.024.228,78	472.346,90
WE38	4.022.610,27	471.826,86



Posizione degli aerogeneratori

4.3 LA CURVA DI POTENZA DEL MODELLO DI AEROGENERATORE INDIVIDUATO

Si intende installare presso il sito eolico Eureka Wind l'aerogeneratore con potenza nominale unitaria di 15.000 kW. Si riporta nella successiva tabella la tabulazione della curva di potenza relativa alla densità standard dell'aria pari a 1,225 kg/m³ assieme ai valori del coefficiente di spinta.

Bin Velocity (m/s)	Power (kW)	Thrust coeff
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	54	0.918
4	575	0.877
5	1377	0.849
6	2494	0.819
7	4015	0.807

8	6028	0.800
9	8592	0.789
10	11672	0.766
11	14374	0.637
12	14995	0.464
13	15000	0.347
14	15000	0.272
15	15000	0.217
16	15000	0.177
17	15000	0.148
18	15000	0.125
19	15000	0.106
20	15000	0.092
21	15000	0.080
22	15000	0.070
23	15000	0.062
24	14999	0.055
25	14648	0.048
26	12237	0.036
27	10222	0.028
28	9827	0.024
29	9518	0.021
30	9329	0.019
31	9300	0.018
32	0	0
33	0	0
34	0	0

5 ANEMOMETRIA

Per il sito in esame il committente ha fornito i dati anemometrici orari satellitari ERA5 della piattaforma EMD-WRF all'altezza di 100m slm per complessivi 21 anni (a partire dal 01/01/2002 al 01/01/2023) che d'ora in avanti verrà identificata come torre anemometrica virtuale. Il punto di misura ha coordinate geografiche 14.5°E 36.5°N.

Nella tabella successiva sono mostrate le principali caratteristiche della torre anemometrica virtuale in oggetto.

Codice Torre	x	y	z	measurement	period	duration
EMD-WRF	455222	4039524	100	100m	01/01/2002 - 01/01/2023	21 years

Caratteristiche principali della torre anemometrica virtuale utilizzata per il presente studio – coordinate in WGS84 z33

Nella tabella successiva vengono presentati i risultati dell'analisi anemometrica condotta sui dati della torre virtuale.

Variable	Speed 100 m
Measurement height (m)	100
Mean wind speed (m/s)	6.365
MoMM wind speed (m/s)	6.365
Median wind speed (m/s)	5.497
Min wind speed (m/s)	0.022
Max wind speed (m/s)	26.867
CRMC wind speed (m/s)	8.526
Weibull k	1.625
Weibull c (m/s)	7.119
Mean power density (W/m ²)	378
MoMM power density (W/m ²)	378
Mean energy content (kWh/m ² /yr)	3,315
MoMM energy content (kWh/m ² /yr)	3,315
Energy pattern factor	2.403
Frequency of calms (%)	0.00
Possible data points	184,080
Valid data points	184,080
Missing data points	0
Data recovery rate (%)	100.00

Riepilogo risultati analisi anemometrica della torre virtuale EMD-WRF

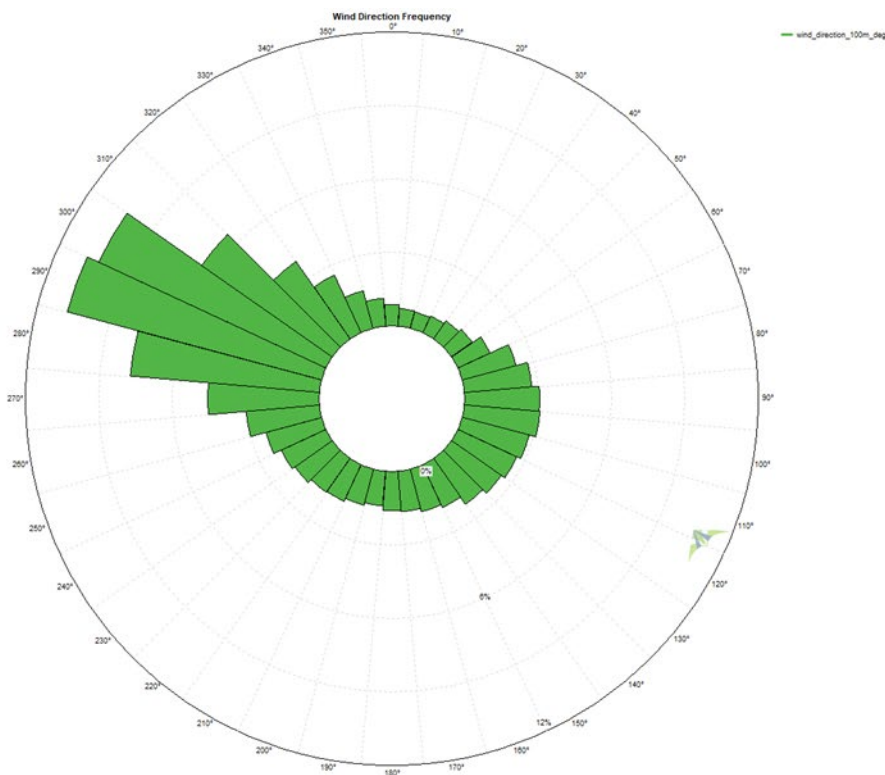
Dall'esame dei risultati mostrati nella precedente tabella si evince come il valore medio della velocità misurata sia di 6,36 m/s. Tale valore ricavato da una base di dati temporali così estesa è certamente da ritenersi

rappresentativo della ventosità di lungo periodo. Pertanto, come proposto nella tabella successiva, la velocità media storizzata presso il parco Eureka Wind a 100 m di quota slm è pari a 6,36 m/s.

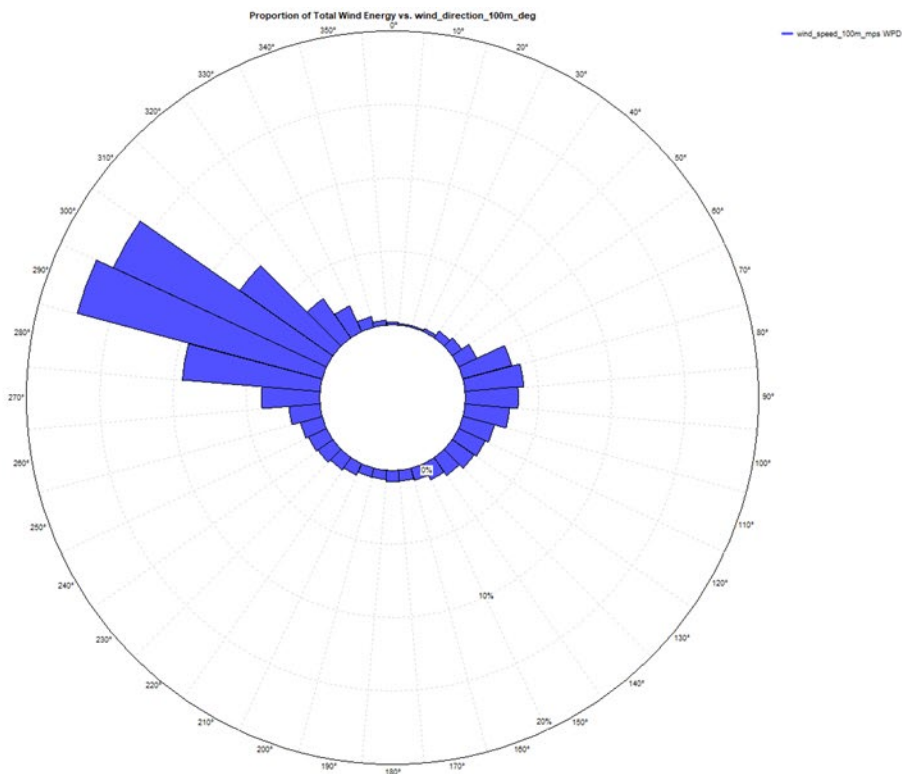
Sensore di velocità	V media misurata m/s	V media storizzata m/s
100 m	6,36	6,36

Confronto tra le velocità medie misurate e storizzate per la torre anemometrica virtuale a 100 m di quota slm

Dall'analisi delle successive figure si osserva la tipica direzionalità del vento da Ovest-Nord Ovest ovvero della disposizione del Canale di Sicilia che caratterizza anche il sito in esame. La discretizzazione delle rose dei venti è attuata in 36 settori.



Rosa dei venti in frequenza di lungo periodo a 100 m slm per la torre anemometrica virtuale



Rosa dei venti in energia di lungo periodo a 100 m di quota slm per la torre anemometrica virtuale

Si osserva come in termini energetici il contributo dei venti dagli altri settori sia di molto inferiore a quelli lungo la direzione dominante.

Per poter estrapolare la ventosità alla prevista quota di hub di 160 m si è fatto ricorso a due assunzioni riguardo il wind shear: la prima più cautelativa che conduce ad una previsione di “sicurezza” (Worst Case), la seconda più in linea con gli studi condotti da altri sviluppatori in zone limitrofe e che conduce ad una previsione nettamente più elevata (Best Case) così come riportato nella successiva Tabella.

Scenario	Wind shear	V a 160 m storicizzata m/s
Worst Case	0,128	6,70
Best Case	0,285	7,14

Confronto tra i wind shear assunti nei due scenari previsti (Worst e Best) ed estrapolazione corrispondente di lungo periodo (storicizzata) per la velocità media ai previsti 160 m di hub per le turbine del parco “Eureka Wind”

6 STUDIO ANEMOLOGICO

Per poter calcolare correttamente la risorsa eolica in corrispondenza delle turbine del sito in esame che tenga conto delle perdite per scia è necessario modellare il campo di vento per il sito in questione a partire dai dati anemometrici riportati nel precedente capitolo. Si è utilizzato a questo scopo il software WindSim basato su modello CFD.

6.1 METODOLOGIA DI ANALISI CFD

Per la corretta modellazione del campo di vento del sito in esame si è elaborato un modello Fluido-Dinamico Computazionale (CFD) che risolve le equazioni di Navier-Stokes agli elementi finiti. La Fluido-Dinamica Computazionale (CFD) non linearizza infatti la complessa serie di equazioni differenziali delle leggi che governano numericamente la dinamica dei fluidi; quindi, non introduce alcuna semplificazione o approssimazione: la soluzione viene cercata tramite procedimenti iterativi, dividendo il dominio geometrico tridimensionale in piccoli volumi comunemente noti come mesh, sino ad arrivare alla convergenza di tutto il modello.

In pratica, una volta dati in input il modello orografico digitale del terreno (in questo particolare caso ovviamente piatto unitamente alle informazioni sulla rugosità del mare), le varie climatology e le caratteristiche delle turbine installate, il software calcola in output le curve isovento comprensive degli effetti scia per l'intera area.

6.2 IL DOMINIO DI ANALISI

Il modello digitale utilizzato come input per la simulazione del campo di vento sul sito, eseguita tramite il software WindSim, consiste in un dominio rettangolare di 40 km x 40 km (centrato sul sito in esame) con grid di 100 m, come riportato nella successiva tabella.

	Min (m)	Max (m)	Extension (m)	Resolution Terrain Data (m)
Easting (m)	451000	490600	39600	100
Northing (m)	4011000	4050600	39600	100
	Easting	Northing	z	Total
Grid spacing (m)	100	100	Variable	-
Number of cells	396	396	60	9408960

Caratteristiche del dominio utilizzato per la simulazione CFD in coordinate WGS84 z33

6.3 LA CLIMATOLOGY UTILIZZATA IN INPUT

Si riporta nelle successive tabelle le climatology in input utilizzate sulla base delle considerazioni fin qui svolte, solo per il Best Case che è stato scelto poiché quello più rappresentativo.

site name	Sicilia_BEST_CASE											
filename	Sicilia_BEST_CASE											
measurement period	01/01/2010 00:00 - 01/01/2022 00:00						# records = 105192					
position Weibull param., average speed	x = 471084.0			y = 4031266.0			z (agl) = 160.0					
	k = 1.61			A = 7.89			average = 7.14					
<i>Climatology characteristics, including Weibull (k,A) and average wind speed (m/s) of all sectors.</i>												
.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
k	1,45	1,33	1,24	1,19	1,04	1,19	1,51	1,63	1,75	1,96	2,01	1,91
A	4,42	4,15	4	4,47	4,72	5,89	7,43	9,14	9,29	9,09	8,62	7,93
freq	0,9	0,7	0,7	0,8	0,9	1,1	1,5	2,3	2,8	3,1	3,1	2,8
mean	4,11	3,9	3,85	4,41	4,91	5,82	6,71	8,13	8,21	7,99	7,55	7,01
.	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
k	1,76	1,49	1,5	1,34	1,43	1,33	1,32	1,29	1,38	1,35	1,34	1,2
A	7,49	6,83	6,58	6,01	5,86	5,42	5,4	5,19	5,47	5,74	6	5,67
freq	2,7	2,5	2,3	2	1,8	1,7	1,6	1,4	1,5	1,7	1,7	1,9
mean	6,68	6,4	6,11	5,76	5,49	5,2	5,19	5,07	5,17	5,38	5,71	5,7
.	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
k	1,21	1,24	1,23	1,38	1,7	2,13	2,29	2,2	1,88	1,66	1,49	1,44
A	5,69	5,72	5,84	6,83	8,64	10,36	10,49	9,47	8,05	7,28	5,9	5,09
freq	2	2,4	3	4,6	7,8	10,8	10,3	6,6	3,9	2,6	1,6	1,1
mean	5,7	5,68	5,91	6,6	7,9	9,07	9,08	8,16	7,04	6,49	5,37	4,75
<i>Weibull (k,A), frequency (% related to all sectors) and average wind speed (m/s) versus sector.</i>												

Caratteristiche della climatology in input al software relativa all'anemometro di riferimento

7 PRODUCIBILITÀ ATTESA

Sulla base dei dati in input riportati nei precedenti capitoli si è proceduto alla stima della produzione media annua di lungo periodo attesa per il progetto eolico Eureka Wind nella configurazione di impianto costituita da 38 WTG. Nelle successive tabelle sono proposti i risultati.

name	power (kW)	hub height (m)	density (kg/m**3)	wind speed w/o wake (m/s)	gross AEP (MWh/y)	AEP with wake losses (MWh/y)	wake loss (%)	full load hours (h)	wind speed with wake (m/s)
WE01	15000	160	1,195	7,14	48098	47477	1,29	3165	7,10
WE02	15000	160	1,195	7,14	48098	48044	0,11	3203	7,14
WE03	15000	160	1,195	7,14	48098	47127	2,02	3142	7,07
WE04	15000	160	1,195	7,14	48098	46529	3,26	3102	7,01
WE05	15000	160	1,195	7,14	48098	46343	3,65	3090	6,99
WE06	15000	160	1,195	7,14	48098	46536	3,25	3102	7,01
WE07	15000	160	1,195	7,14	48098	46540	3,24	3103	7,02
WE08	15000	160	1,195	7,14	48098	45553	5,29	3037	6,95
WE09	15000	160	1,195	7,14	48098	44548	7,38	2970	6,86
WE10	15000	160	1,195	7,14	48098	44617	7,24	2974	6,86
WE11	15000	160	1,195	7,14	48098	45455	5,50	3030	6,93
WE12	15000	160	1,195	7,14	48098	46293	3,75	3086	6,99
WE13	15000	160	1,195	7,14	48098	44807	6,84	2987	6,87
WE14	15000	160	1,195	7,14	48098	44380	7,73	2959	6,84
WE15	15000	160	1,195	7,14	48098	45039	6,36	3003	6,90
WE16	15000	160	1,195	7,14	48098	46395	3,54	3093	7,00
WE17	15000	160	1,195	7,14	48098	44730	7,00	2982	6,86
WE18	15000	160	1,195	7,14	48098	44286	7,93	2952	6,83
WE19	15000	160	1,195	7,14	48098	44864	6,72	2991	6,88
WE20	15000	160	1,195	7,14	48098	46484	3,36	3099	7,01
WE21	15000	160	1,195	7,14	48098	44816	6,82	2988	6,87
WE22	15000	160	1,195	7,14	48098	44236	8,03	2949	6,83
WE23	15000	160	1,195	7,14	48098	44828	6,80	2989	6,88
WE24	15000	160	1,195	7,14	48098	46604	3,11	3107	7,02
WE25	15000	160	1,195	7,14	48098	44911	6,63	2994	6,88
WE26	15000	160	1,195	7,14	48098	44205	8,09	2947	6,83
WE27	15000	160	1,195	7,14	48098	44736	6,99	2982	6,87
WE28	15000	160	1,195	7,14	48098	46891	2,51	3126	7,05
WE29	15000	160	1,195	7,14	48098	45039	6,36	3003	6,90
WE30	15000	160	1,195	7,14	48098	44334	7,83	2956	6,84
WE31	15000	160	1,195	7,14	48098	44806	6,84	2987	6,88
WE32	15000	160	1,195	7,14	48098	47485	1,28	3166	7,11
WE33	15000	160	1,195	7,14	48098	45574	5,25	3038	6,95
WE34	15000	160	1,195	7,14	48098	44705	7,05	2980	6,88
WE35	15000	160	1,195	7,14	48098	44981	6,48	2999	6,90
WE36	15000	160	1,195	7,14	48098	45522	5,36	3035	6,96
WE37	15000	160	1,195	7,14	48098	45228	5,97	3015	6,92
WE38	15000	160	1,195	7,14	48098	46458	3,41	3097	7,03
All	570000	-	-	-	1827724	1731404	5,27	3038	
Mean	-	160	1,195	7,14	-	-	-	-	6,94

Stima di massima della produzione ideale di lungo periodo

Si ha quindi una producibilità, al netto delle perdite di scia, pari a **3.038 ore equivalenti**.

8 PRODUCIBILITÀ NETTA

Per quanto riguarda la producibilità netta, questa viene normalmente ottenuta considerando perdite tecniche comprese tra il 12% e il 15%. Nello specifico caso in esame è necessario puntualizzare che al momento non è ancora disponibile sul mercato una turbina specificatamente ottimizzata per classi di vento tipiche del Mediterraneo. Osservando gli sviluppi che si sono avuti finora in ambito onshore, si rileva che le turbine progettate per venti di minore intensità riescono a migliorare sensibilmente le performance di producibilità, con incrementi anche superiori al 10%.

Al fine di tenere in debita considerazione questo scenario si è ritenuto corretto considerare un valore di perdite tecniche più contenuto rispetto a quello normalmente adottato, ma comunque cautelativo, pari al 7%.

Da tutto quanto sopra ne deriva che il valore di producibilità netta da considerare per il parco eolico offshore in esame è pari a **2.825 ore equivalenti**.