Provincia di Agrigento

Regione Sicilia

Provincia di Trapani

Comune di Menfi

Comune di Castelvetrano

Comune di Sambuca di Sicilia

Comune di Montevago

REALIZZAZIONE IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA DENOMINATO "MAGAGGIARO", AVENTE POTENZA NOMINALE PARI A 49,6 MW DA REALIZZARSI NEI COMUNI DI MENFI (AG) E CASTELVETRANO (TP) E RELATIVE OPERE CONNESSE ED INFRASTRUTTURE INDISPNSABILI NEI COMUNI DI MENFI (AG), MONTEVAGO (AG), SAMBUCA DI SICILIA (AG) E CASTELVETRANO (TP).

DOC.12 – RELAZIONE SULLA PRODUCIBILITÀ

Committente:	**Studio di progettazione:**
FRI-EL – SPA Piazza della Rotonda 2 00189 Roma – Italia	SICILWIND SRL Ingegneria, Ambiente Energia e Sviluppo Sostenibile SCM INGEGNERIA

Il Tecnico		
ORDINE INGEGNERI PROVINCIA DI BRINDISI Dott. Ing. Daniele CAVALLO n° 1220 Sezione: A Settore: Civile - Ambientale Industriale Informazione FEDERAZIONE REGIONE PUGLIA Firmato digitalmente da CAVALLO DANIELE		
	Rev.00	21/10/2021
	Revisione	Data

Descrizione	**Relazione sulla producibilita'**
Commessa	

1. INTRODUZIONE

La presente relazione ha lo scopo di valutare la risorsa eolica in riferimento al progetto di parco eolico nei comuni di Menfi (AG) e Castelvetrano (TP), con opere connesse ed infrastrutture nei comuni di Menfi (AG), Montevago (AG) Sambuca di Sicilia (AG) e Castelvetrano (TP). In particolare, verrà riportata la descrizione della campagna anemometrica effettuata in sito e la producibilità espressa in ore equivalenti di funzionamento a pieno carico in un anno solare.

2. DESCRIZIONE DEL SITO

Il parco eolico proposto si sviluppa all'interno dei territori comunali di Menfi e Castelvetrano (area aerogeneratori), Sambuca di Sicilia e Montevago (area sottostazione elettrica e elettrodotti). L'intera zona è caratterizzata principalmente da terreni adibiti a pascolo e alla coltivazione di vigneti. L'orografia del terreno è poco complessa e caratterizzata da rilievi collinari tra i 100 e i 200m.

Fig. 1 - Layout del parco eolico su ortofoto

3. LAYOUT DEL PARCO

Il parco eolico è costituito da 8 aerogeneratori di ultima generazione con caratteristiche dimensionali e prestazionali riassunte qui sotto:

- Diametro massimo rotore: 170m
- Altezza massima torre: 121m
- Altezza massima tip pala: 200m
- Potenza nominale massima: 6,2 MW

Le turbine sono state disposte in modo da massimizzare la produzione elettrica del parco e ridurre gli effetti aerodinamici.

Aerogeneratore	X	Y	Z
WTG01	316.326	4.167.082	146
WTG02	315.987	4.168.090	173
WTG03	316.460	4.168.965	192
WTG04	315.524	4.168.934	166
WTG06	317.764	4.168.108	188
WTG07	319.311	4.168.778	247
WTG08	315.677	4.169.945	205
WTG09	317.378	4.169.476	216

Tab. 1 - Coordinate aerogeneratori in UTM WGS84 Fuso 33

4. CAMPAGNA ANEMOMETRICA

Nell'ottobre 2008 è stata installata in agro di Castelvetrano una stazione anemometrica al fine di misurare la risorsa eolica presente sul sito. Di seguito questa torre è stata identificata col codice Castelvetrano 617. La torre è stata installata nelle immediate vicinanze del parco eolico proposto e dunque le misure di vento possono essere considerate rappresentative per l'intero parco. La torre anemometrica era costituita da un tubolare di 80m strallato a terra attraverso 3 picchetti disposti a 60m dal centro della torre e a 120° l'uno dall'altro. Nella tabella seguente sono sintetizzate le caratteristiche della torre e la strumentazione installata.

Codice torre	Castelvetrano 617
Coordinate (UTM WGS84)	X315692 Y4167805
Periodo misurazione	10.10.2008 - 08.06.2010
Quote sensori di velocità	80m, 80m, 60m, 40m, 20m
Quote sensori di direzione	77m, 50m
Logger	NRG Symphonie
Availability	100%

Tab. 2 - Descrizione torre anemometrica Castelvetrano 617

I sensori di velocità, tutti calibrati secondo i criteri dello standard internazionale IEC 61400-12-1, erano anemometri del tipo NRG #40C mentre i sensori di direzione erano del tipo NRG #200P. La registrazione dei dati è avvenuta attraverso una centralina (logger) del tipo NRG Symphonie che ha registrato la media, il valore massimo, il valore minimo e la deviazione standard di ogni sensore ogni 10 minuti, con

campionamento ogni secondo. La torre e gli strumenti sono stati installati secondo IEC 61400-12-1. Per estrapolare la statistica media del vento a lungo termine è stato utilizzato come riferimento un set di dati di ri-analisi statistica ERA5, della durata di 20 anni e con un'ottima correlazione dei dati presi in loco.

Reanalisys dataset	ERA5
Coordinate (UTM WGS84)	X317473 Y4168461
Periodo misurazione	01.01.2000 - 01.01.2020
Quote di riferimento	10, 25, 50, 75, 100, 150, 200m
Quote sensori di direzione	10, 25, 50, 75, 100, 150, 200m
Logger	-
Availability	100%

Tab. 3 - Descrizione dei dati a lungo termine

5. VALUTAZIONE DELLE MISURE

I dati registrati dal logger sono stati estratti e processati manualmente in modo da identificare i dati affetti da possibili malfunzionamenti o anomalie, poiché diverse cause possono determinare una misura non corretta. Alcune come il gelamento dei sensori e la presenza di sabbia o sporcizia nel sensore determinano una misura sottostimata. Altre cause come eventi estremi, fulmini in particolare, possono compromettere in maniera irrimediabile il funzionamento del sensore. Altri dati anomali sono causati da malfunzionamenti del logger e possono essere identificati solo analizzando la serie temporale dei dati di vento. Inoltre, a causa di un malfunzionamento del logger oppure a causa delle batterie scariche, diversi dati non vengono registrati e dunque vengono persi. Tutti questi dati sono stati esclusi e non considerati nell'analisi.
Nella tabella seguente vengono riportate le percentuali di dati che hanno passato il controllo qualità. Le percentuali si riferiscono alla quantità di misure effettuate e valide rispetto a tutto il periodo di installazione della torre e, come si evince dai numeri, la disponibilità dei dati risulta molto alta.

Anemometro	Availability
80m A	76,1%
80m B	76,1%
60m	76,1%
40m	76,1%
20m	76,1%

Tab. 4 - Availability misure torre anemometrica Castelvetrano 617

6. STATISTICA DEL VENTO MISURATO

Nella tabella 5 viene riportata la statistica del vento misurato al top della torre anemometrica (80m A). La statistica del vento è suddivisa in 16 settori cardinali e viene rappresentata tramite una funzione di weibull. Nella Fig. 2 vengono riportati il grafico della statistica e la rosa dei venti. La velocita media del vento a 80m è di 6,0 m/s. La rosa dei venti indica come vento prevalente quello che arriva dalla direzione SE (Scirocco).

Direction Sector	Weibull k	Weibull A [m/s]	Mean [m/s]	Frequency [%]
348.75° - 11.25°	2.435	5.796	5.109	7.26
11.25° - 33.75°	2.911	6.930	6.157	13.83
33.75° - 56.25°	2.616	6.724	5.753	5.31
56.25° - 78.75°	1.676	3.982	3.452	1.53
78.75° - 101.25°	1.086	3.799	3.647	1.40
101.25° - 123.75°	1.302	5.228	4.815	2.67
123.75° - 146.25°	2.003	9.157	7.922	15.25
146.25° - 168.75°	1.792	7.504	6.618	9.94
168.75° - 191.25°	1.477	5.259	5.029	5.96
191.25° - 213.75°	1.551	4.496	4.210	4.40
213.75° - 236.25°	2.087	4.511	3.933	3.35
236.25° - 258.75°	1.719	5.007	4.453	2.73
258.75° - 281.25°	2.021	6.820	5.972	3.76
281.25° - 303.75°	2.224	7.935	6.956	7.56
303.75° - 326.25°	2.436	7.190	6.302	8.09
326.25° - 348.75°	2.028	5.784	5.128	6.98
All data	1.790	6.726	5.982	100.00

Tab. 5 - Statistica misurata a 80m A della torre Castelvetrano 617

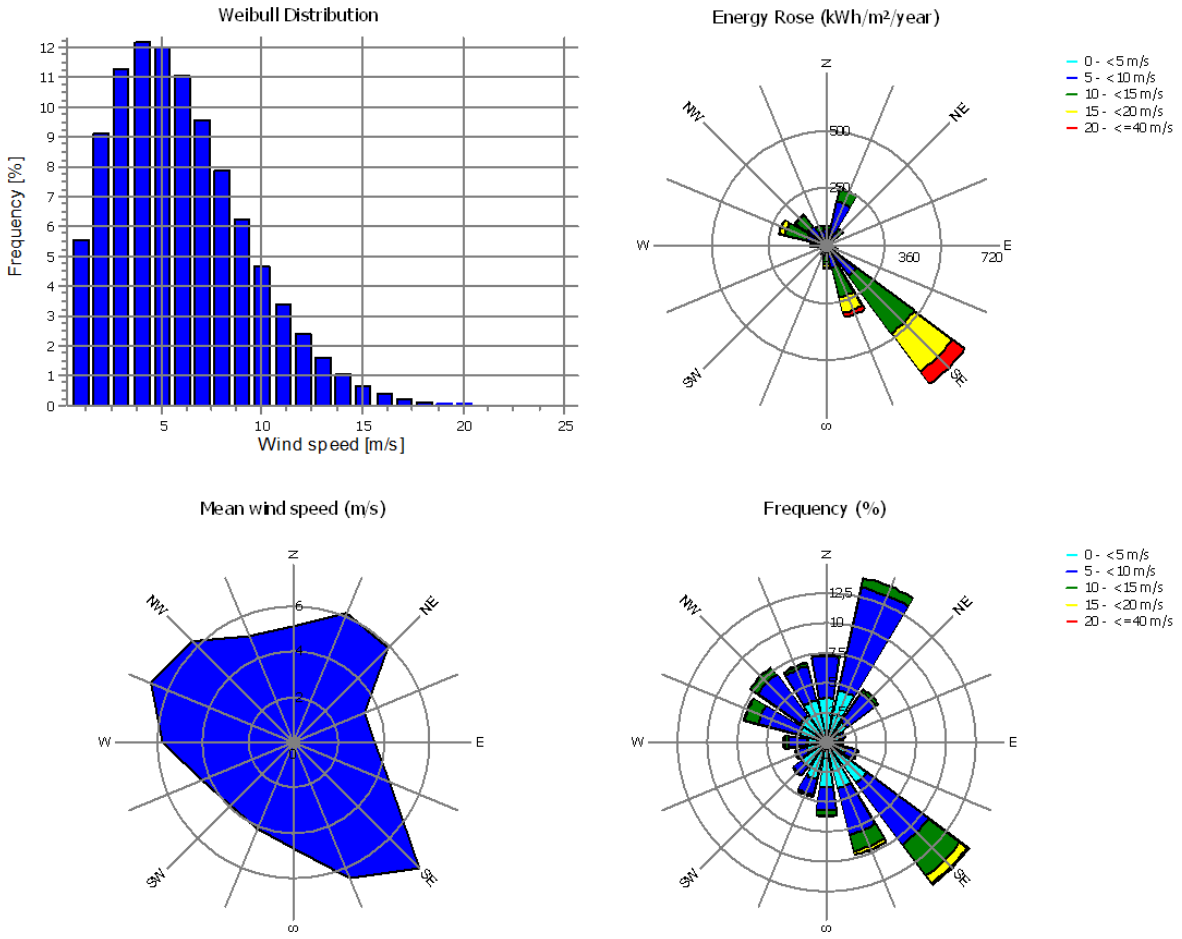

Fig. 2 - Statistica misurata a 80m (sensore A) della torre Castelvetrano 617, grafici

7. STATISTICA MEDIA ANNUALE A LUNGO TERMINE

La campagna anemometrica di Castelvetrano 617 è durata un anno e sette mesi. Per stimare la statistica media annuale a lungo termine tramite serie dati a lungo termine di 15/20 anni, si estende la serie di dati misurati tramite serie temporali a lungo termine reperibili da vari fornitori specializzati (es. ERA5, Merra2 etc). Per fare ciò e per colmare i buchi di dati mancanti ove necessario, è stato utilizzato il metodo di estensione/sintetizzazione. Questo metodo permette di sintetizzare i dati di vento di un anemometro (locale) a partire dai dati di vento a lungo termine (riferimento), i quali possono provenire da un altro mast nelle vicinanze del primo oppure, come accennato in precedenza, tramite fornitori di dati a lungo termine. Al fine di poter utilizzare questo metodo è necessario che le due serie anemometriche abbiano un periodo sufficiente di dati concorrenti e che ci sia una correlazione tra i due.
Nel nostro caso l'anemometro locale è la torre anemometrica Castelvetrano 617 mentre i dati di riferimento provengono dal punto più vicino disponibile sul database di ERA5, con estensione temporale di 20 anni. I dati concorrenti vengono suddivisi per direzione considerando 16 settori di 30 gradi ciascuno. Per ogni settore i dati dei due anemometri vengono correlati tra loro comparando le velocità del vento. Dalla correlazione vengono calcolati dei coefficienti di regressione che rappresentano una funzione di trasferimento che a partire dai dati di riferimento permettono di sintetizzare i dati dell'anemometro locale. La correlazione è stata effettuata dai dati concorrenti degli anemometri Castelvetrano 617 e ERA5 ottenendo un coefficiente di correlazione del 86%, il quale dimostra che tra i due c'è una buona correlazione.

A questo punto sono stati calcolati i coefficienti di regressione e questi sono stati applicati ai dati ERA5 per sintetizzare i dati dell'anemometro Castelvetrano 617. Alla fine per Castelvetrano 617 si è ottenuta una serie temporale rappresentativa del lungo termine che va dal 01.01.2000 al 01.01.2020. Si è stimata così una velocità media a lungo termine del vento a 80m di 5,8 m/s, leggermente inferiore alla velocità media data dalle misurazioni dirette (correzione a lungo termine).

8. ESTRAPOLAZIONE VERTICALE

Per estrapolare il vento medio a quota hub viene applicata la legge di potenza del profilo del vento:

$$V_{hub} = V_m * (H_{hub} / H_m)^{\alpha}$$

dove V_m è la velocità del vento medio alla quota dell'anemometro, V_{hub} è la velocità del vento medio alla quota hub, H_m è la quota dell'anemometro, H_{hub} è la quota hub e α è il coefficiente di wind shear. Il wind shear viene calcolato a partire dalle misure di vento effettuate sulle diverse quote della torre anemometrica. Si calcolato così un coefficiente di wind shear misurato:

$$\alpha = 0,16$$

Il wind shear è stato applicato alla serie ricavata nel capitolo 7 e si è estrapolato il vento medio a 115m. La quota scelta è relativa alle simulazioni fatte con uno dei possibili modelli di aerogeneratore, Siemens-Gamesa SG170 6.2MW con torre tubolare da 115m (quota hub).
Nella tabella seguente sono riportati i risultati.

Quota hub[m]	Velocità media [m/s]
115m	6,1 m/s

Tab. 6 - Velocità media annuale a lungo termine

9. ESTRAPOLAZIONE ORIZZONTALE

La variazione della velocità del vento su tutto il parco eolico viene predetta utilizzando il programma Wasp sviluppato dall'istituto di ricerca danese Risoe. Wasp è un modello computazione di flusso che a partire dalla statistica del vento in un punto calcola la statistica del vento nell'area circostante considerando l'influenza dell'orografia del terreno, della rugosità e degli ostacoli presenti.
Partendo dalla statistica calcolata e applicando Wasp è stato possibile calcolare il vento medio a quota hub per ogni aerogeneratore del parco. Nella tabella seguente vengono riportati i valori di vento stimati per ogni aerogeneratore. I valori riportati fanno riferimento alla velocità media indisturbata ovvero non tengono in considerazione gli effetti scia.

Aerogeneratore	Velocità media [m/s]
WTG01	6,0
WTG02	6,3
WTG03	6,2
WTG04	6,2
WTG06	6,0
WTG07	6,0
WTG08	6,6

WTG09	6,2

Tab. 7 - Vento medio indisturbato a quota hub (115m) sul parco

10. CALCOLO DI PRODUZIONE

Come accennato in precedenza, per ottenere la produzione del parco si è optato per usare, come possibile turbina di progetto e a solo scopo di calcolo, la Siemens Gamesa SG170 con potenza nominale di 6,2MW ad un'altezza al mozzo (altezza hub) di 115m. Nella tabella 8 viene riportata la curva di potenza della SG170 per una densità dell'aria di 1,225 kg/m^3.

Velocità del vento [m/s]	Potenza [kW]
0	0
1	0
2	0
3	89
4	328
5	758
6	1.376
7	2.230
8	3.351
9	4.617
10	5.584
11	6.028
12	6.161
13	6.192
14	6.199
15	6.200
16	6.200
17	6.200
18	6.200
19	6.200
20	6.200
21	5.956
22	5.708
23	5.460
24	5.212
25	4.964

Tab. 8 - Curva di potenza della Siemens-Gamesa SG170 6,2MW, con densità dell'aria 1,225 kg/m3

A partire dalla statistica del vento calcolata nel capitolo 7 si calcola la produzione energetica di ogni singolo aerogeneratore, tramite il programma di calcolo Windpro (versione 3.5.552).
Nella tabella 9 viene mostrata la produzione netta per ogni aerogeneratore del parco. Le ore equivalenti sono il rapporto tra la produzione annua e la potenza nominale dell'aerogeneratore.

Aerogeneratore	Produzione netta [MWh]	Potenza nominale [MW]	Ore equivalenti
WTG01	14.352	6,2	2315
WTG02	14.848	6,2	2395
WTG03	15.238	6,2	2458
WTG04	15.133	6,2	2441
WTG06	14.463	6,2	2333
WTG07	14.946	6,2	2411
WTG08	17.629	6,2	2843
WTG09	15.561	6,2	2510

Tab. 9 - Produzione netta e ore equivalenti

Nella tabella seguente viene riportata la stima della produzione energetica annuale del parco. La produzione seguente rappresenta la stima centrale annuale che si otterrebbe dopo 10 anni operativi.

N° turbine	8
Potenza nominale	49,6 MW
Produzione lorda	139,4 GWh
Perdite	12,3%
Produzione netta	122,2 GWh
Ore equivalenti	2463 h

Tab. 10 - Stima della produzione energetica annuale del parco eolico

La produzione netta rappresenta l'effettiva produzione energetica a valle dell'impianto che viene contabilizzata dal gestore della rete. Nella tabella seguente vengono elencate le potenziali perdite che agiscono sull'impianto:

Wake effect	-4,7%
Availability WTGs	-2,0%
Avalability Grid, Substation and BoP	-0,6%
Electrical losses	-2,0%
Power Curve Adjustment	-1,0%
High Temperature Shut Down	-0,2%
Enviromental (Icing)	-0,2%
High Wind Hysteresis	-0,2%
Grid curtailment	-1,4%
Total	**-12,3%**

Tab. 11 - Sorgenti di perdita

Wake Effect: sono gli effetti scia ovvero le perdite aerodinamiche causate dagli aerogeneratori stessi che implicano una diminuzione della velocità del vento dietro le turbine. Il modello di calcolo dell'effetto scia utilizzato è il N.O. Jensen.
Availability WTGs: rappresenta le perdite causate dallo spegnimento degli aerogeneratori dovute alla manutenzione ordinaria.
Availability Grid, Substation and BoP: rappresenta le perdite causate dalla manutenzione ordinaria sulla rete elettrica del parco.

Elettrical Loss: sono le perdite elettriche dovute per effetto Joule causate dai cavidotti e dall'impianto di sottostazione.
Power Curve Adjustment: la curva di potenza fornita dal costruttore viene generalmente misurata su terreni e condizioni climatologiche diverse dal sito dove viene installata. Tipicamente si riscontrano nell'aerogeneratore prestazioni inferiori che possono essere contabilizzate in una perdita di circa l'1%.
High Temperature Shut Down: sono le perdite dovute dallo spegnimento automatico degli aerogeneratori causato dal raggiungimento di temperature elevate in navicella.
Enviromental: perdite dovute a eventi climatici quali ghiaccio, neve, sabbia ecc...
High Wind Hysteresis: perdita dovuta al tempo di isteresi che un aerogeneratore impiega per riattivarsi dopo essere entrato in stallo a causa di venti che superano la velocità massima di operatività dell'aerogeneratore.
Grid Curtailment: perdite dovute alle riduzioni di potenza richieste dal gestore della rete.

11. INCERTEZZE

Nella tabella 12 vengono elencate le fonti di incertezza. Ogni incertezza viene considerata come un errore indipendente e viene modellata come un processo Gaussiano.

Incertezza	Tipo incertezza	Errore Standard %	Errore Standard Produzione %
Dati di vento misurati	velocità del vento	2,0	4,03
Estrapolazione verticale	velocità del vento	2,0	4,03
Estrapolazione orizzontale	velocità del vento	1,0	2,01
Correlazione a lungo termine	velocità del vento	1,0	2,01
Variazioni climatiche a lungo termine	Velocità del vento	2,0	4,03
Curva di potenza	produzione	4,0	4,0
Variabilità futura del vento basata su 10 anni	velocità del vento	6,0	12,09
Incertezza totale	produzione		**14,79**

Tab. 12 - Incertezza sulla stima di produzione

Queste incertezze vengono applicate sulla stima centrale al fine di calcolare la produzione con probabilità di eccedenza P50, P75 e P90 con una base statistica di 10 anni.

Livello di eccedenza	Produzione netta [GWh]	Ore equivalenti [h]
P50	122,2	2463
P75	114,5	2308
P90	107,5	2167

Tab. 13 - Produzione energetica con i livelli di eccedenza a 10 anni

12. CONCLUSIONI

In questa relazione è stata descritta la campagna anemologica effettuata in sito utilizzando un anemometro da 80m. Tramite serie storiche di riferimento è stato possibile calcolare la statistica media del vento a lungo termine. Eseguendo l'estrapolazione verticale è stato calcolato che il vento a 115m ha una velocità media di 6,1 m/s. Utilizzando il software Windpro/Wasp è stata estrapolata la statistica del vento nella posizione di ogni aerogeneratore e a partire da questa è stata calcolata la produzione totale del parco eolico. La produzione annuale P50 al netto delle perdite è di122,2 GWh e 2463 ore equivalenti.