

PROPONENTE:

AEI Wind Project VIII S.r.l.

Sede in:

Via Savoia n.78 - 00198 Roma (RM)

PEC: aeiwindprojectviii@legalmail.it



PROVINCIA DI
NUORO



COMUNE DI
NUORO



COMUNE DI
ORUNE



REGIONE SARDEGNA

OGGETTO:

PROGETTO DEFINITIVO DI UN IMPIANTO EOLICO COMPOSTO DA 7 AEROGENERATORI CON POTENZA COMPLESSIVA DI 46,2 MW, DENOMINATO "CE NUORO NORD", NEL COMUNE DI ORUNE (NU) E OPERE CONNESSE NEI COMUNI DI ORUNE (NU) E NUORO (NU)

NOME ELABORATO:

STIMA PRELIMINARE DELLA PRODUCIBILITÀ

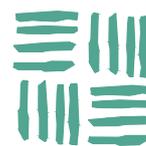
PROGETTO SVILUPPATO DA:

AGREENPOWER s.r.l.

Sede legale: Via Serra, 44

09038 Serramanna (SU) - ITALIA

Email: info@agreenpower.it



agreenpower s.r.l.

GRUPPO DI LAVORO:

Ing. Simone Abis
Dott. Ing. Fabio Sirigu
Dott. Ing. Daniele Cabiddu
Arch. Roberta Sanna
Dott. Gianluca Fadda

COLLABORATORI:

BIA Srl
Geologika Srls
Dott. Nat. Maurizio Medda
Dott. Nat. Francesco Mascia
Dott. Agronomo Vincenzo Sechi
Dott.ssa Archeologa Manuela Simbula
Ing. Federico Miscali
Ing. Luigi Cuccu
Ing. Vincenzo Carboni
Ing. Nicola Sollai

TIMBRO E FIRMA:

SCALA:	CODICE ELABORATO	TIPOLOGIA	FASE PROGETTUALE		
-	REL17	IMPIANTO EOLICO	DEFINITIVO		
FORMATO:					
-					
3					
2					
1					
0	Prima emissione	Dicembre 2023	Agreenpower	Agreenpower	Agreenpower
REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROLLATO	APPROVATO

Indice

1.	INTRODUZIONE	2
1.1	Descrizione del sito	2
2.	DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO PROGETTUALE.....	3
2.1	Il progetto	3
2.2	L'aerogeneratore	3
3.	CARATTERISTICHE DEI DATI ANEMOLOGICI.....	5
3.1	Caratteristiche dei dati	5
4.	ANALISI DEI DATI DEL VENTO	6
4.1	Wind Shear - Profilo verticale	6
4.2	Direzione del vento	7
4.3	Velocità media annuale del vento a 155 m	7
4.4	Distribuzione del vento all'altezza del mozzo	7
5.	MODELLO DI CALCOLO DELLA RISORSA EOLICA.....	8
5.1	Mappa di elevazione e di orografia	8
5.2	Calcolo energetico	9
5.3	Calcolo energetico - Perdite	9
5.4	Risultato del calcolo dell'energia	13
6.	CONCLUSIONI	15

1. INTRODUZIONE

La presente **Stima preliminare della producibilità** rappresenta l'analisi di ventosità relativa al progetto definitivo per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica, denominato "**CE Nuoro Nord**".

Il progetto prevede l'installazione di nr.7 aerogeneratori modello **Siemens Gamesa 6.6 – 170**, con diametro di 170m, altezza al mozzo 155m e altezza massima 240m, ciascuna di potenza pari a 6,6 MW, per complessivi 46,2 MW di potenza ai fini dell'immissione in rete, e relative opere connesse.

La relazione ha quale fine la stima della risorsa ventosa disponibile in sito.

1.1 Descrizione del sito

Il sito oggetto dello studio è situato nella parte orientale e meridionale Comune di Orune (NU), nelle località denominate "*Su Vacchile Novu*", "*Burbàrisi*", "*Funtana Sos Jàccanos*", "*Schina Sas Pauleddas*", "*Sa 'e Magneri*", "*Corjos*".

L'area di progetto su cui verrà realizzato il parco eolico è caratterizzata da orografia tipica delle zone collinari della zona, priva di complicazioni eccessive e con un'altezza media compresa tra 612 e 834 metri sul livello del mare.

Per quanto riguarda le condizioni climatiche sito specifiche, è stata considerata una temperatura media annua di 14.9 ° C e una densità media dell'aria nel sito all'altezza del mozzo è: $\rho = 1,11 \text{ Kg/m}^3$.

Attualmente il sito presenta un uso del suolo principalmente agricolo. La copertura vegetale arborea è scarsa, quindi l'area in esame è caratterizzata da una rugosità media, caratteristica favorevole allo sfruttamento del vento.

Le turbine eoliche saranno posizionate in modo omogeneo, in direzione perpendicolare al vento prevalente W.



Figura 1: inquadramento geografico dell'area interessata dal progetto CE Nuoro Nord.

2. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO PROGETTUALE

2.1 Il progetto

Il parco eolico per la produzione di energia elettrica oggetto di studio avrà le seguenti caratteristiche:

- potenza installata totale: 46.20 MW;
- potenza della singola turbina: 6.6 MW;
- n. 7 turbine;
- n. 1 cabine di smistamento.

2.2 L'aerogeneratore

L'aerogeneratore previsto per la realizzazione del parco eolico è la turbina da 6.6 MW della Siemens Gamesa **SG 6.6-170 -MOD 6,6 MW_v2**.

Nella tabella che segue sono sintetizzate le principali caratteristiche dell'aerogeneratore previsto nel parco eolico CE NUORO NORD.

Tipo di Aerogeneratore	Altezza al mozzo (m)	Diametro rotore (m)	Potenza nominale (kW)
Gamesa SG 6.6-170 - MOD 6,6 MW_v2	155 m	170 m	6600

Tabella 1 – Caratteristiche principali dell'aerogeneratore

Curva di potenza

La figura 1 mostra i dati della curva di potenza per diverse velocità del vento per una densità di $1,225 \text{ kg/m}^3$. Questa curva è stata ricavata dai dati inviati da Siemens Gamesa.

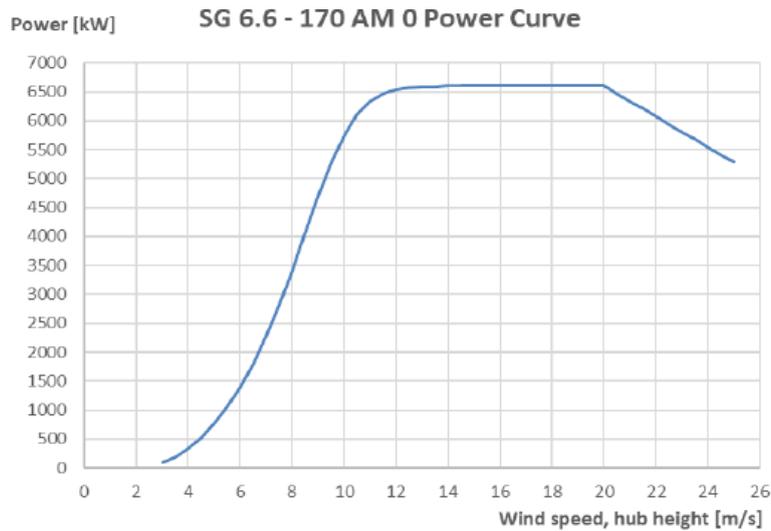


Figura 2 - Curva di potenza Gamesa SG 6.6-170 -MOD 6,6 MW_v2

Curva di spinta

La Figura 2 mostra i valori della curva di spinta per diverse velocità del vento e una densità dell'aria di $1,225 \text{ kg/m}^3$.

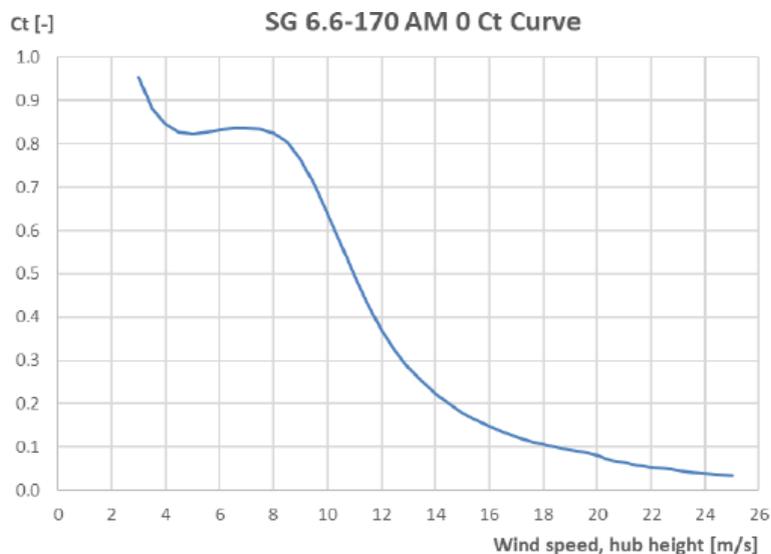


Figura 3 - Curva di spinta Gamesa SG 6.6-170 -MOD 6,6 MW_v2

Dati di input per il calcolo

Analizzando il database ERA-5, è stato effettuato un calcolo di varie altezze a partire da 155 m, che è l'altezza al mozzo della turbina eolica selezionata.

Il software utilizzato per le elaborazioni è il Furow; di seguito vengono descritti i principali dati di input implementati nel modello scelto:

• **Topografia:** è stata inserita una mappa topografica del sito dal database ASTER in coordinate UTM.

• **Rugosità:** è stata importata una mappa di rugosità dal database CORINE 2006. I valori di rugosità sono stati confrontati in Google Earth, verificandone la corrispondenza. Nella figura 4, riportata nel proseguo di questa relazione, è mostrata la mappa di rugosità del sito.

• **Dati meteorologici:** sono stati scaricati i dati di pressione e temperatura ERA-5 a 0 e 2 m dal suolo ed è stata effettuata una estrapolazione per simulare i dati a 155 m, che è l'altezza alla quale si trova il mozzo.

3. CARATTERISTICHE DEI DATI ANEMOLOGICI

3.1 Caratteristiche dei dati

Per la caratterizzazione dei dati relativi alla risorsa eolica disponibile in sito, sono stati utilizzati i dati del database di rianalisi di ERA-5.

Per la realizzazione di questo studio preliminare è stata analizzata una serie storica di 5 anni di dati provenienti dal database ERA-5 ad altezze di 2, 10 e 100 m.

Il punto di riferimento utilizzato per ottenere i dati di velocità e direzione del vento è di seguito descritto ed identificato:

- Coordinate: 40.392079 E, 9.346397 m N Huso 32T;
- Altezza al livello del mare: 723 m;
- Periodo download dati: 01/01/2018 - 31/08/2023.

Velocità / direzione vento	2 m
Velocità / direzione vento	10 m
Velocità / direzione vento	100 m
Temperatura	2 m
Pressione (m s.l.m.)	0 m

Tabella 2 – Dati di misurazione

4. ANALISI DEI DATI DEL VENTO

Prima di procedere con la modellazione dei dati del vento disponibili, è stata effettuata un'operazione di verifica dei dati stessi al fine di renderli omogenei e affidabili: sono stati infatti rimossi i dati delle ombre e i dati non validi. Questo lavoro di pulizia dei dati è stato effettuato mediante ispezione visiva e grafica dei dati di vento disponibili utilizzando il software Furow.

4.1 Wind Shear - Profilo verticale

Ai fini della modellazione, il fattore esponenziale medio della legge di potenza è stato calcolato per ogni ora e per ogni direzione.

Inizio serie dati	Fine serie dati	Elevazione (m)	Calcolo dell'altezza (m)	Esponente di taglio (%)
01/01/2018	31/08/2023	723	155	0,1

Tabella 3 – Wind Shear - Profilo verticale.

4.2 Direzione del vento

La direzione del vento nel sito mostra chiaramente una direzione del vento predominante da Ovest, sia in frequenza che in energia, come mostrato nella Figura 3:

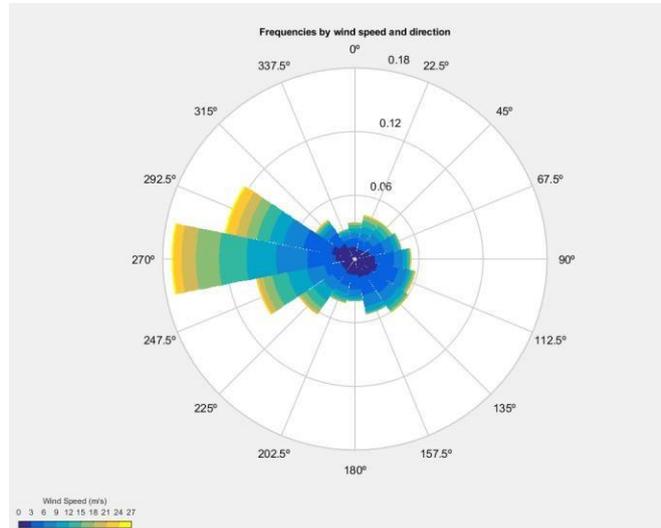


Figura 4 – Rosa dei venti del progetto CE NUORO NORD

4.3 Velocità media annuale del vento a 155 m

La velocità media annuale del vento a 155 m è stimata a **8.54 m/s**.

4.4 Distribuzione del vento all'altezza del mozzo

	348.7...	11.25°...	33.75°...	56.25...	78.75...	101.2...	123...	146.2...	168.7...	191...	213.7...	236.2...	258.7...	281...	303.7...
0.50 m/s	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500
1.50 m/s	0.1500	0.1500	0.1500	0.1500	0.1500	0.1500	0.1500	0.1500	0.1500	0.1500	0.1500	0.1500	0.1500	0.1500	0.1500
2.50 m/s	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500
3.50 m/s	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500
4.50 m/s	0.4500	0.4500	0.4500	0.4500	0.4500	0.4500	0.4500	0.4500	0.4500	0.4500	0.4500	0.4500	0.4500	0.4500	0.4500
5.50 m/s	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500
6.50 m/s	0.6500	0.6500	0.6500	0.6500	0.6500	0.6500	0.6500	0.6500	0.6500	0.6500	0.6500	0.6500	0.6500	0.6500	0.6500
7.50 m/s	0.7500	0.7500	0.7500	0.7500	0.7500	0.7500	0.7500	0.7500	0.7500	0.7500	0.7500	0.7500	0.7500	0.7500	0.7500
8.50 m/s	0.8500	0.8500	0.8500	0.8500	0.8500	0.8500	0.8500	0.8500	0.8500	0.8500	0.8500	0.8500	0.8500	0.8500	0.8500
9.50 m/s	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500
10.50 m/s	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500
11.50 m/s	1.1500	1.1500	1.1500	1.1500	1.1500	1.1500	1.1500	1.1500	1.1500	1.1500	1.1500	1.1500	1.1500	1.1500	1.1500
12.50 m/s	1.2500	1.2500	1.2500	1.2500	1.2500	1.2500	1.2500	1.2500	1.2500	1.2500	1.2500	1.2500	1.2500	1.2500	1.2500
13.50 m/s	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500
14.50 m/s	1.4500	1.4500	1.4500	1.4500	1.4500	1.4500	1.4500	1.4500	1.4500	1.4500	1.4500	1.4500	1.4500	1.4500	1.4500
15.50 m/s	1.5500	1.5500	1.5500	1.5500	1.5500	1.5500	1.5500	1.5500	1.5500	1.5500	1.5500	1.5500	1.5500	1.5500	1.5500
16.50 m/s	1.6500	1.6500	1.6500	1.6500	1.6500	1.6500	1.6500	1.6500	1.6500	1.6500	1.6500	1.6500	1.6500	1.6500	1.6500
17.50 m/s	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500
18.50 m/s	1.8500	1.8500	1.8500	1.8500	1.8500	1.8500	1.8500	1.8500	1.8500	1.8500	1.8500	1.8500	1.8500	1.8500	1.8500
19.50 m/s	1.9500	1.9500	1.9500	1.9500	1.9500	1.9500	1.9500	1.9500	1.9500	1.9500	1.9500	1.9500	1.9500	1.9500	1.9500
20.50 m/s	2.0500	2.0500	2.0500	2.0500	2.0500	2.0500	2.0500	2.0500	2.0500	2.0500	2.0500	2.0500	2.0500	2.0500	2.0500
21.50 m/s	2.1500	2.1500	2.1500	2.1500	2.1500	2.1500	2.1500	2.1500	2.1500	2.1500	2.1500	2.1500	2.1500	2.1500	2.1500
22.50 m/s	2.2500	2.2500	2.2500	2.2500	2.2500	2.2500	2.2500	2.2500	2.2500	2.2500	2.2500	2.2500	2.2500	2.2500	2.2500
23.50 m/s	2.3500	2.3500	2.3500	2.3500	2.3500	2.3500	2.3500	2.3500	2.3500	2.3500	2.3500	2.3500	2.3500	2.3500	2.3500
24.50 m/s	2.4500	2.4500	2.4500	2.4500	2.4500	2.4500	2.4500	2.4500	2.4500	2.4500	2.4500	2.4500	2.4500	2.4500	2.4500
25.50 m/s	2.5500	2.5500	2.5500	2.5500	2.5500	2.5500	2.5500	2.5500	2.5500	2.5500	2.5500	2.5500	2.5500	2.5500	2.5500

Tabella 4 – Distribuzione del vento all'altezza del mozzo.

5. MODELLO DI CALCOLO DELLA RISORSA EOLICA

Di seguito vengono descritti i principali aspetti considerati del modello utilizzato per il calcolo della risorsa eolica nel sito di progetto.

- Il modello di rianalisi che meglio si adatta all'area in esame è il ERA-5. Ai fini della elaborazione di questo studio preliminare è stata considerata una serie storica di 5 anni di dati scaricati dal database ERA-5 a 155 m.

- La velocità del vento e le distribuzioni della direzione sono state calcolate sulla base di un periodo di riferimento di 5 anni (dal 01/01/2018 al 01/01/2023).

- La turbolenza ambientale media è stata stimata in base alla rugosità del sito.

- I dati di temperatura e pressione sono stati ottenuti dai dati di analisi dal modello ERA-5 ad un'altezza di 2 e 0 m rispettivamente e sono stati estrapolati ad un'altezza di 155 m tenendo conto dell'elevazione del sito.

- La densità dell'aria è stata calcolata utilizzando i dati di rianalisi di temperatura e pressione ottenuti ed estrapolandoli ad un'altezza di 155 m.

- Sono state create griglie topografiche con risoluzione ogni 25m sulla base dell'orografia ottenuta dalla base del National Geographic Institute (curve di contorno interpolate ogni 5m) e della rugosità basata sul database CLC2006 che contiene informazioni ogni 75m.

- Tutte le simulazioni sono state eseguite utilizzando il software di calcolo Furow.

- Per il calcolo dell'energia è stato utilizzato il modello Simplified Eddy Viscosity, valutando i 72 settori.

5.1 Mappa di elevazione e di orografia

Per l'elaborazione dei dati di vento è stata utilizzata una mappa altimetrica con una risoluzione verticale di 25 m e una rugosità del sito e dei dintorni basata sui seguenti valori:

- Foresta: 0,5
- Aree a verde: 0,1
- Terreno coltivato: 0,1
- Superfici incolte: 0,03
- Specchi d'acqua: 0,0001
- Città: 0,5

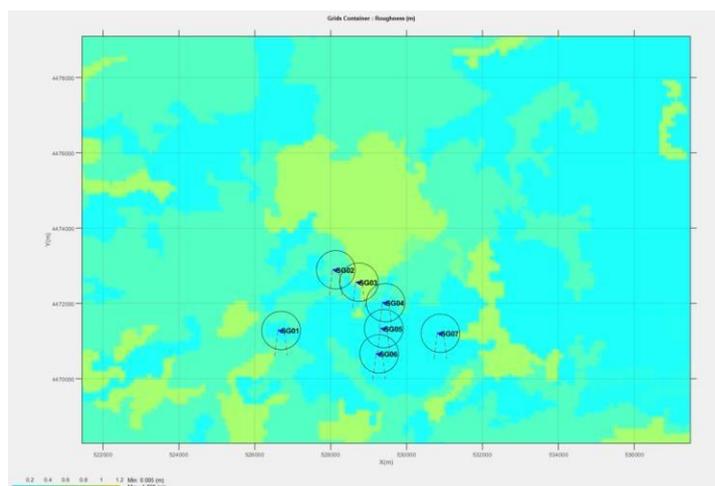


Figura 5 – Rugosità del sito del progetto CE NUORO NORD

5.2 Calcolo energetico

Nella tabella che segue sono riportate la potenza totale delle turbine installate, l'energia annua (MWh), il fattore impianto (%) e le ore equivalenti del parco eolico CE NUORO NORD.

Tipo di Turbina	Numero d Turbina	MW total	Rendimento netto (MWh)	Fattore di capacità netto (%)	Ore equivalenti nette (h)
Gamesa SG 6.6-170 -MOD 6,6 MW_v2	7	46.20	160879.7	39.7244	3482.24

Tabella 5 – Producibilità della risorsa eolica del progetto CE TEMPIO II

5.3 Calcolo energetico - Perdite

Per il calcolo della produzione energetica del parco è stato utilizzato il programma Furow, che fornisce anche il valore delle perdite dovute ai percorsi utilizzando il modello Eddy Viscosity, calcolando i percorsi per un totale di 72 settori (ogni 5 °).

Il numero di ore annue considerato è 8.766, inclusi gli anni bisestili.

Per ottenere la produzione netta del parco in esame è stato necessario quantificare le perdite di processo che vengono di seguito indicate:

- **Perdite dovute a scia:** queste perdite sono prodotte dalla vicinanza delle linee delle turbine eoliche, provocando riduzioni della velocità del vento che interessano le turbine eoliche a valle. Per il parco eolico CE Nuoro Nord sono state considerate perdite per scia intorno al 1,36%;

- **Perdite per indisponibilità dell'aerogeneratore:** sono le perdite stimate per fermo impianto durante le operazioni di manutenzione preventiva e correttiva dell'aerogeneratore. A causa della natura stagionale del vento nel sito, la manutenzione del parco ha una gestione complessa, quindi questa indisponibilità può essere ridotta sfruttando le stagioni di vento debole. Solitamente questo tipo di perdita viene considerata intorno al 3,00%; nel caso del parco in progetto è stato assunto lo stesso valore considerando che gli stessi produttori delle macchine garantiscono solitamente una disponibilità tecnica del 97%;

- **Perdite per indisponibilità del sistema collettore:** si riferiscono a quelle dovute a guasti e indisponibilità dell'impianto elettrico interno del parco. Tali perdite sono state stimate intorno al 0,25%;

- **Perdite per indisponibilità della cabina:** si riferiscono alle perdite per indisponibilità dovuta a manutenzione e riparazioni per guasti della cabina di entrata. Tali perdite sono state stimate intorno al 0,25%.

- **Perdite per indisponibilità della rete:** si riferiscono alle perdite dovute alla indisponibilità della rete di evacuazione del parco. Tali perdite sono state stimate intorno al 0,25%;

- **Perdite elettriche:** rappresentano le perdite elettriche totali del parco. Tali perdite sono state considerate pari al 3,2635%;

- **Perdite dovute all'adeguamento della curva di potenza:** valore assunto 1%;

- **Perdite per isteresi per vento forte:** le perdite per isteresi sono dovute al tempo in cui la turbina eolica rimane ferma a velocità all'interno dell'intervallo operativo dopo eventi di arresto per vento forte. Tali perdite sono state stimate in un valore dello 0,2%;

- **Perdite dovute al wind shear:** valore assunto 0,1%;

- **Perdite associate al disorientamento dell'aerogeneratore:** si tratta di perdite causate dall'incapacità dell'aerogeneratore di orientarsi abbastanza rapidamente nella direzione incidente del vento, modificando così l'angolo di incidenza e riducendo leggermente la velocità effettiva del vento. Tali perdite sono state considerate pari allo 0,1%.

Nella tabella che segue sono sintetizzati i valori delle principali perdite sopramenzionate per il parco eolico CE NUORO NORD.

PERDITE PER INDISPONIBILITÀ	
Aerogeneratore (%)	3
Sistema collettamento (%)	0,25
Sottostazione (%)	0,25
Rete (%)	0,25
TOTALE (%)	3,7257
PERDITE ELETTRICHE	
Trasformatore turbina (%)	1
Sistema collettamento (%)	0,25
Sottostazione (%)	0,5
Linea di trasmissione (%)	1,5
Potenza consumata al minimo (%)	0,05
TOTALE (%)	3,2635
PERDITE PER RENDIMENTO AEROGENERATORE	
Adattamento alla curva di potenza (%)	1
Isteresi da venti forti (%)	0,2
Taglio del vento (%)	0,1
TOTALE (%)	1,4941
PERDITE PER DEGRADAZIONE	
Degradazione delle pale (%)	1
Congelamento della lama (%)	0,1
TOTALE (%)	1,2967

Tabella 6 – Riepilogo delle perdite di processo del progetto CE NUORO NORD

Nella tabella 7, di seguito riportata, è stata riportata una sintesi dei risultati annuali di produzione CE NUORO NORD stimati da Furow per un periodo di tempo annuale.

L'energia annua generata dalle 7 turbine eoliche Gamesa SG 6.6-170 - MOD 6,6 MW_v2 sarà di 160879.7 MWh/anno.

Capacità del parco (MW)	46.20
Numero di turbine	7
Produzione lorda [MWh/anno]	180688.2
Perdite per scia (%)	1,36
Perdite elettriche (%)	3,2635
Perdite per rendimento dell'aerogeneratore (%)	1,4941
Perdite per indisponibilità (%)	3,72
Perdite per degradazione (%)	1,2967
Produzione netta [MWh/anno]	160879.7
Fattore di impianto netto(%)	39.7244
Ore equivalenti [h/anno]	3482.24

Tabella 7 – Stima della produzione energetica del parco CE NUORO NORD con 7 turbine Gamesa SG 6.6-170 -MOD 6,6 MW_v2 a 155 m

5.4 Risultato del calcolo dell'energia

La Figura 5 e la Tabella 8 mostrano le coordinate e le posizioni delle turbine eoliche CE NUORO NORD.

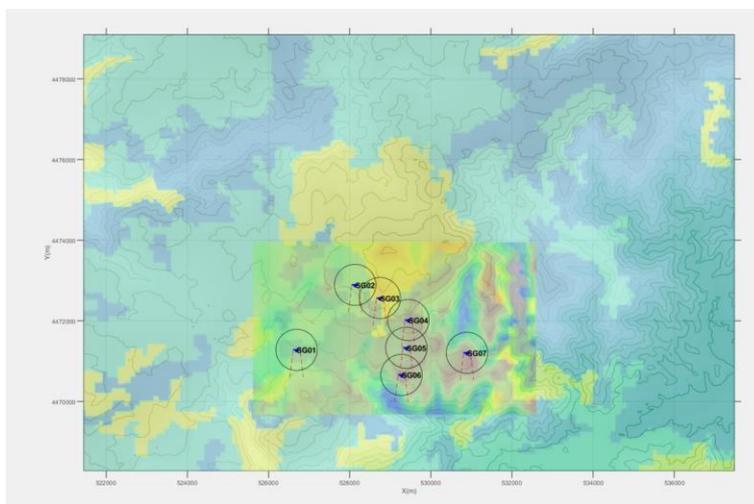


Figura 6 – Posizione delle turbine del progetto CE NUORO NORD.

N° Turbine	SG01	SG02	SG03	SG04	SG05
Tipo di turbina	Gamesa SG 6.6-170 -MOD 6,6 MW_v2				
Altezza della turbina (m)	155	155	155	155	155
Diametro della turbina (m)	170	170	170	170	170
Potenza (kW)	6600	6600	6600	6600	6600
X (m)	526695.0	528137.2	528746.0	529447.7	529398.6
Y(m)	4471282.3	4472894.4	4472566.6	4472021.7	4471333.2
Elevazione del terreno (m)	700.0	808.2	830.6	786.4	722.9
Turbina più vicina	SG02	SG03	SG02	SG05	SG06
Distanza dalla turbina più vicina	2163.0	691.4	691.4	690.3	682.0
Temperatura (°C)	0	0	0	0	0
Pressione (hPa)	1013	1013	1013	1013	1013
Umidità relativa (%)	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
Densità dell'aria (kg/m³)	1.104	1.091	1.089	1.094	1.101
Velocità media (m/s)	7.8267	8.0862	8.5257	8.8612	8.5759

Velocità media influenzata (m/s)	7.8013	8.0142	8.3721	8.7728	8.4725
Ambiente TI (%)	15.824	15.913	16.068	15.375	15.025
Totale TI (%)	15.931	16.544	17.164	16.219	15.771
Rendimento ideale (MWh)	25893.9	25893.9	25893.9	25893.9	25893.9
Efficienza Topografica(%)	93.2896	96.0958	98.9608	101.0115	100.0064
Efficienza lorda (MWh)	24156.3	24882.9	25624.8	26155.8	25895.5
Fattore di capacità (CF) lordo (%)	41.7527	43.0086	44.2909	45.2087	44.7588
Ore di lavoro lorde (h)	3660.04	3770.14	3882.54	3962.99	3923.56
Efficienza del parco (%)	99.4059	98.4879	96.8553	98.2442	97.9388
Rendimento del parco (MWh)	24012.8	24506.6	24818.9	25696.5	25361.7
Efficienza netta (MWh)	21743.9	22191.1	22473.9	23268.5	22965.4
Fattore di capacità (CF) netto (%)	37.5830	38.3559	38.8448	40.2183	39.6943
Ore di lavoro nette (h)	3294.53	3362.28	3405.13	3525.54	3479.60
	SG06	SG07			
Tipo di turbina	Gamesa SG 6.6-170 -MOD 6,6 MW_v2	Gamesa SG 6.6-170 -MOD 6,6 MW_v2			
Altezza della turbina (m)	155	155			
Diametro della turbina (m)	170	170			
Potenza (kW)	6600	6600			
X (m)	529278.5	530891.6			
Y(m)	4470661.9	4471209.7			
Elevazione del terreno (m)	700.0	640.8			
Turbina più vicina	SG05	SG05			
Distanza dalla turbina più vicina	682.0	1498.1			
Temperatura (°C)	0	0			
Pressione (hPa)	1013	1013			
Umidità relativa (%)	NaN	NaN			
Densità dell'aria (kg/m³)	1.104	1.110			
Velocità media (m/s)	8.8672	9.0692			
Velocità media influenzata (m/s)	8.8076	8.9827			
Ambiente TI (%)	15.177	14.589			

Totale TI (%)	15.624	15.018	
Rendimento ideale (MWh)	25893.9	25893.9	
Efficienza topografica (%)	104.4341	104.0054	
Efficienza lorda (MWh)	27042.0	26931.0	
Fattore di capacità (CF) lordo (%)	46.7405	46.5486	
Ore di lavoro lorde (h)	4097.28	4080.45	
Efficienza del parco (%)	98.8816	98.5138	
Rendimento del parco (MWh)	26739.6	26530.7	
Efficienza netta (MWh)	24213.0	24023.9	
Fattore di capacità (CF) netto (%)	41.8508	41.5239	
Ore di lavoro nette (h)	3668.64	3639.99	

Tabella 8 – Risultati del calcolo dell'energia del parco CE NUORO NORD

6. CONCLUSIONI

La relazione descrive l'analisi anemologica ottenuta attraverso l'utilizzo del software Furow, analizzando serie storiche e dati di bibliografia di riferimento e rappresentative dell'area oggetto di studio in cui è stato possibile calcolare la statistica media del vento a lungo termine.

Eseguendo l'estrapolazione verticale è stato calcolato che il vento a 155 mt ha una velocità media di 8.54 m/s. Sempre utilizzando il software Furow è stata estrapolata la statistica del vento nella posizione di ogni aerogeneratore e, a partire da quest'ultima, è stata calcolata la produzione totale del parco eolico.

La produzione annuale al netto delle perdite è di 160879.7[MWh/anno] e 3482.24 ore equivalenti.

Si ritiene che i risultati ottenuti dallo studio condotto mediante l'utilizzo di dati storici e di bibliografia analizzati per il tramite del software Furow e, come descritti nei paragrafi precedenti, siano ben rappresentativi delle condizioni reali dell'area oggetto di intervento e della tipologia degli aerogeneratori che si intendono installare.

È possibile altresì asserire che il risultato ottenuto dallo studio oggetto della relazione è paragonabile ai risultati di altri studi effettuati nell'area in oggetto, a parità delle condizioni progettuali condotte con dati e serie storiche derivanti da torri anemometriche installate in sito.

In conclusione, lo studio condotto risulta ben rappresentativo del sito e della tipologia di intervento, e questo permette di affermare che il progetto rispetta i requisiti tecnici minimi in termini di velocità media annua del vento, ore equivalenti e densità volumetrica, rendendo congrua la realizzazione del parco eolico sia dal punto di vista tecnico che economico.