

REGIONE PUGLIA

Provincia di BRINDISI



COMUNE DI BRINDISI

COMUNE DI MESAGNE



**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO DENOMINATO "CE BRINDISI SUD" COSTITUITO DA 6 AEROGENERATORI CON POTENZA COMPLESSIVA DI 36 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N.**

Studio Anemologico

ELABORATO

PR12

**PROPONENTE:**

**AEI WIND PROJECT I SRL**

P.I 16805301005  
Via Vincenzo Bellini,  
22 00198 Roma



**AEI WIND PROJECT I S.R.L.**  
Via Vincenzo Bellini, 22  
00198 Roma (RM)  
pec: aeiwind-prima@legalmail.it

**CONSULENZA:**

Dott.ssa Paola D'ANGELA

Dott. Ing. Rocco CARONE

Dott. Geol. Michele VALERIO

**PROGETTISTI:**



Via Caduti di Nassiriya 55  
70124 Bari (BA)  
e-mail: atechsrl@libero.it  
pec: atechsrl@legalmail.it

**DIRETTORE TECNICO**

Dott. Ing. Orazio TRICARICO  
Ordine ingegneri di Bari n. 4985



Dott. Ing. Alessandro ANTEZZA  
Ordine ingegneri di Bari n. 10743



0	OTTOBRE 2022	C.C.- V.D.P.	A.A.	O.T.	Progetto definitivo
EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE

## Indice

1. INTRODUZIONE .....	2
1.1 Descrizione del sito .....	2
2. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO PROGETTUALE .....	2
2.1 Il progetto.....	2
2.2 L'aerogeneratore.....	3
3. CARATTERISTICHE DEI DATI aNEMOLOGICI .....	5
3.1 Caratteristiche dei dati.....	5
4. ANALISI DEI DATI DEL VENTO .....	5
4.1 Wind Shear - Profilo verticale .....	6
4.2 Direzione del vento .....	6
4.3 Velocità media annuale del vento a 100 m.....	6
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 .....	12
6. CONCLUSIONI.....	15



## **1. INTRODUZIONE**

La presente relazione rappresenta l'analisi di ventosità e di produzione relativo al progetto di realizzazione di un parco eolico della potenza di 36 MW denominato "CE BRINDISI SUD" situato nel comune di Brindisi (BR), con lo scopo di fare una stima della risorsa ventosa disponibile in sito.

### **1.1 Descrizione del sito**

Il sito oggetto dello studio è situato nel Comune di Brindisi (BR).

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 50 e 64,8 metri sul livello del mare.

Per quanto riguarda le condizioni climatiche sito specifiche, è stata considerata una temperatura media annua di 17,9 ° C e una densità media dell'aria nel sito all'altezza del mozzo è:  $\rho = 1,01 \text{ Kg/m}^3$ .

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 NW.

Di seguito è riportato il progetto del parco eolico proposto nel luogo.

## **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: 36 MW;
- potenza della singola turbina: 6 MW;
- n. 6 turbine;
- n. 1 cabine di smistamento.



## 2.2 L'aerogeneratore

L'aerogeneratore previsto per la realizzazione del parco eolico è la turbina da 6 MW della Siemes-Gamesa (SG 6.0-170 -MOD 6 MW).

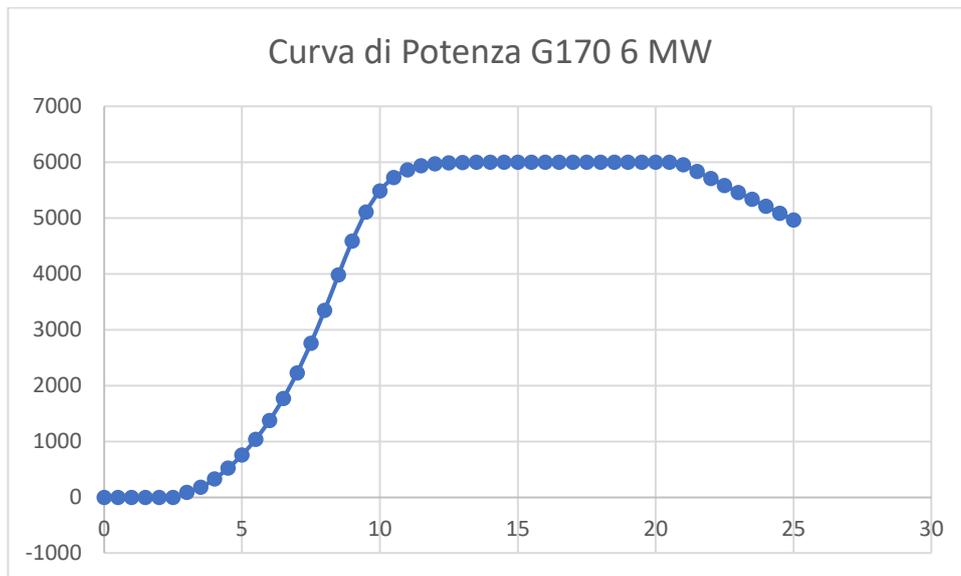
Nella tabella che segue sono sintetizzate le principali caratteristiche dell'aerogeneratore previsto nel parco eolico CE BRINDISI.

Tipo di Aerogeneratore	Altezza al mozzo (m)	Diametro rotore (m)	Potenza nominale (kW)
Gamesa SG 6.0-170 - MOD 6 MW	135 m	170 m	6000

**Tabella 1 – Caratteristiche principali dell'aerogeneratore previsto nel parco eolico CE BRINDISI SUD.**

- Curva di potenza

La figura 1 mostra i dati della curva di potenza per diverse velocità del vento per una densità di 1,225 kg/m<sup>3</sup>. Questa curva è stata ricavata dai dati inviati da S.Gamesa.

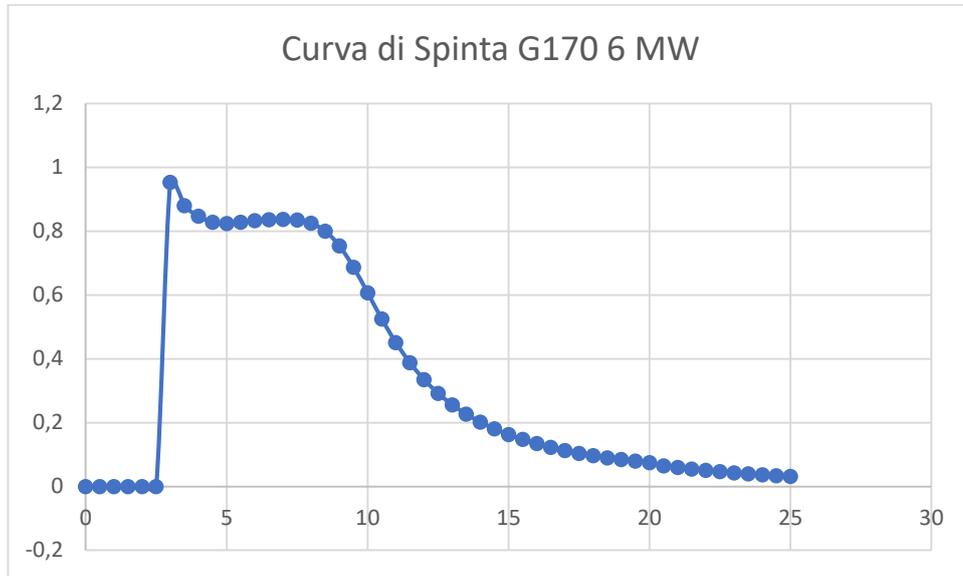


**Figura 1 - Curva di potenza Gamesa SG170 6 MW.**

- 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 kg/m<sup>3</sup>.





**Figura 2 - Curva di spinta Gamesa G170 6 MW.**

• Dati di input per il calcolo

Analizzando il database MERRA-2, è stato effettuato un calcolo di varie altezze a partire da 135 m, che è l'altezza della turbina eolica selezionata.

Il software utilizzato per le elaborazioni è il Furow; di seguito vengono descritti i principali i 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-1 a 0 e 10 m dal suolo ed è stata effettuata una estrapolazione per simulare i dati a 135 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 MERRA-2.

Per la realizzazione di questo studio preliminare è stata analizzata una serie storica di 20 anni di dati provenienti dal database MERRA-2 ad altezze di 2, 10 e 50 m.

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

- Coordinate: 746361.18 E, 4491158.70 m N Huso 33T
- Altezza al livello del mare: 62 m
- Periodo download dati: 01/01/2000 - 01/01/2020

Velocità / direzione vento	2 m
Velocità / direzione vento	10 m
Velocità / direzione vento	50 m
Temperatura	2 m
Temperatura	10 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

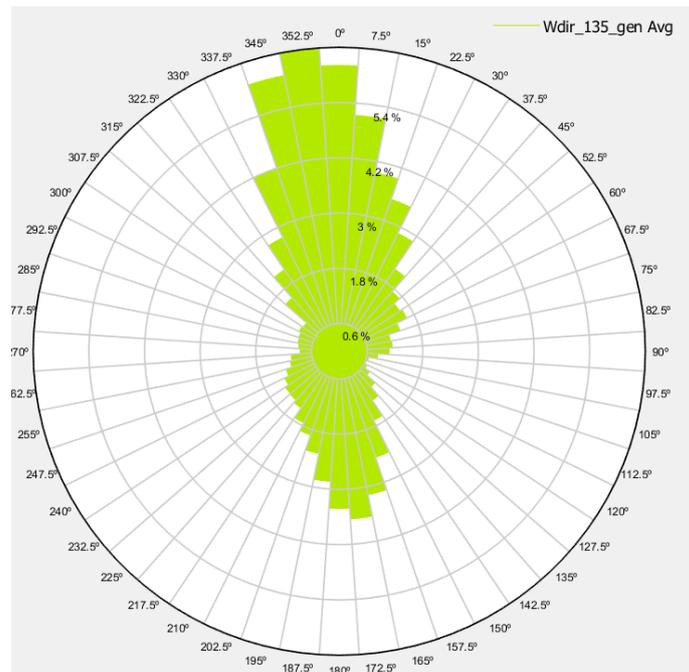
Ai fini della modellazione, il fattore esponenziale medio della legge di potenza è stato calcolato per ogni ora e per ogni direzione.

Inizio serie dati	Fine serie dati	Elevazione (m)	Calcolo dell'altezza (m)	Esponente di taglio (%)
01/01/2000	01/01/2020	115	135	0,200

**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 Nord-Ovest, sia in frequenza che in energia. Questo può essere mostrato nella Figura 3:



**Figura 3 – Rosa dei venti del progetto CE BRINDISI.**

**4.3** Velocità media annuale del vento a 100 m

La velocità media annuale del vento a 100 m è stimata a **6,53 m/s**.



#### 4.4 Distribuzione del vento all'altezza del mozzo

	348.75° - 11.25°	11.25° - 33.75°	33.75° - 56.25°	56.25° - 78.75°	78.75° - 101.25°	101.25° - 123.75°	123.75° - 146.25°	146.25° - 168.75°
	168.75° - 191.25°	191.25° - 213.75°	213.75° - 236.25°	236.25° - 258.75°	258.75° - 281.25°	281.25° - 303.75°	303.75° - 326.25°	326.25° - 348.75°
0.50 m/s	0,1996	0,1768	0,1597	0,1141	0,1255	0,1198	0,1198	0,154
1.50 m/s	0,4563	0,4107	0,2567	0,2852	0,3137	0,3251	0,405	0,4164
2.50 m/s	0,5932	0,5133	0,3936	0,4164	0,2795	0,2852	0,5248	0,6731
3.50 m/s	0,6674	0,5191	0,5019	0,4734	0,4278	0,3879	0,405	0,6502
4.50 m/s	0,7244	0,4791	0,5191	0,2852	0,2852	0,3479	0,462	0,9697
5.50 m/s	0,6502	0,6217	0,4392	0,3593	0,251	0,2282	0,4164	1,4716
6.50 m/s	0,7643	0,6046	0,3308	0,2909	0,1312	0,2339	0,3879	1,3746
7.50 m/s	0,6731	0,6959	0,365	0,2453	0,1255	0,1711	0,4848	1,4659
8.50 m/s	0,7073	0,4449	0,2852	0,1597	0,1198	0,1597	0,4278	1,5058
9.50 m/s	0,7358	0,3536	0,2681	0,1939	0,2396	0,1483	0,2453	1,2948
10.50 m/s	0,7301	0,2339	0,2225	0,2339	0,2453	0,1654	0,2396	0,8898
11.50 m/s	0,6046	0,2795	0,1483	0,251	0,1084	0,0684	0,1084	0,7301
12.50 m/s	0,4449	0,1996	0,1198	0,1198	0,0285	0,0399	0,1141	0,6559
13.50 m/s	0,3251	0,0913	0,1198	0,0856	0,0285	0,0228	0,097	0,3365
14.50 m/s	0,2909	0,0856	0,1084	0,0456	0,0171	0,0228	0,0627	0,1996
15.50 m/s	0,2681	0,097	0,0228	0,0171	0,0228	0,0114	0,0285	0,1369
16.50 m/s	0,1996	0,0342	0,0171	0,0057	0	0,0285	0,0285	0,0285
17.50 m/s	0,2339	0,0171	0	0,0114	0	0,0171	0,0228	0,0228
18.50 m/s	0,2453	0,0057	0,0057	0,0057	0,0114	0,0057	0,0057	0,0114
19.50 m/s	0,1369	0,0171	0	0	0	0	0,0114	0
20.50 m/s	0,1198	0,0057	0	0	0	0	0,0057	0,0342
21.50 m/s	0,0456	0,0114	0	0	0	0	0	0,0114
22.50 m/s	0,0342	0,0057	0	0	0	0	0	0
23.50 m/s	0,0171	0	0	0	0	0	0	0
24.50 m/s	0,0114	0	0	0	0	0	0	0
25.50 m/s	0,0057	0	0	0	0	0	0	0
26.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
27.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0
28.50 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0

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



## **5. MODELLO DI CALCOLO DELLA RISORSA EOLICA**

Nel 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 MERRA-2. Ai fini della elaborazione di questo studio preliminare è stata considerata una serie storica di 20 anni di dati scaricati dal database MERRA-2 a 135 m.

- La velocità del vento e le distribuzioni della direzione sono state calcolate sulla base di un periodo di riferimento di 20 anni (dal 01/01/2000 al 31/12/2020).

- 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 MERRA-2 ad un'altezza di 10 e 0 m rispettivamente e sono stati estrapolati ad un'altezza di 135 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 135 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.

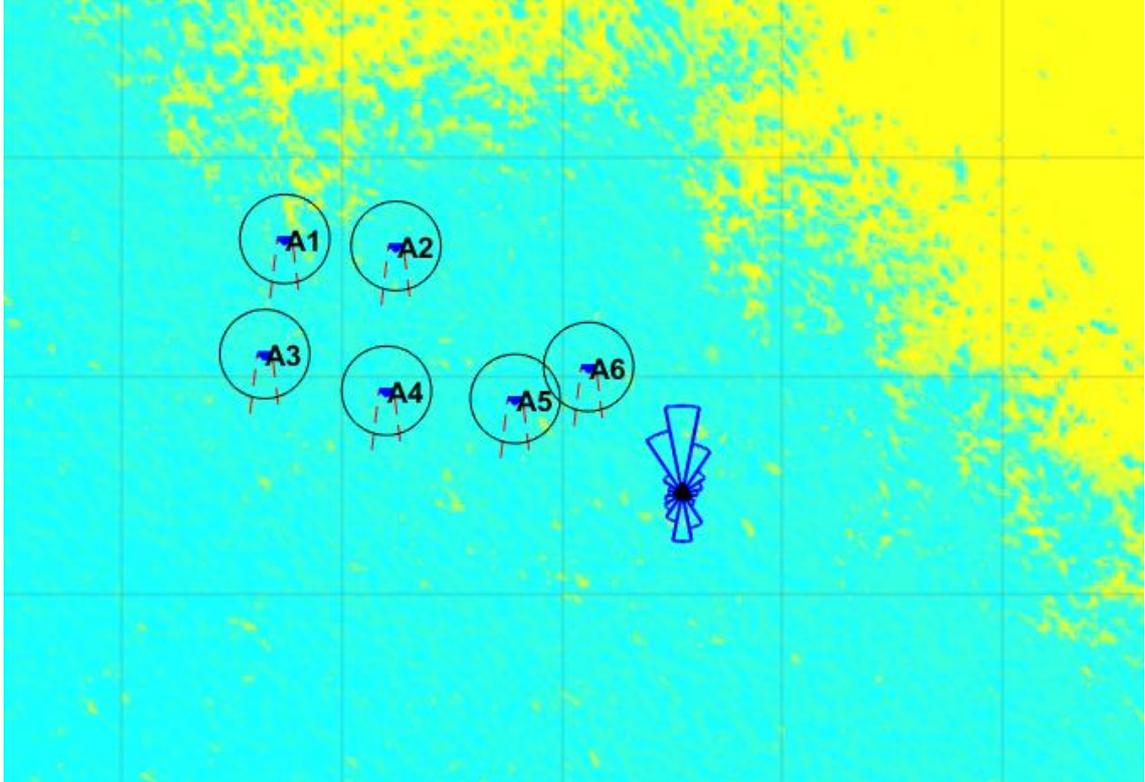
### **5.1 Mappa di elevazione e di orografia**

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 4 – Rugosità del sito del progetto CE BRINDISI.**

## 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 BRINDISI.

Tipo di Turbina	Numero d Turbina	MW total	Rendimento netto (MWh)	Fattore di capacità netto (%)	Ore equivalenti nette (h)
Gamesa G170 6 MW	6	36	<b>120.222,5</b>	<b>38,09</b>	<b>3.339,46</b>

**Tabella 5 – Producibilità della risorsa eolica del progetto CE BRINDISI.**

## 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 CE sono state considerate perdite per scia intorno al 2,56%;

- 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 3,99%;

- 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 0,1%;

- 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 BRINDISI.

PERDITE PER INDISPONIBILITÀ	
Aerogeneratore (%)	1
Sistema collettamento (%)	0,25
Sottostazione (%)	0,25
Rete (%)	0,25
<b>TOTALE (%)</b>	<b>3,7257</b>
PERDITE ELETTRICHE	
Trasformatore turbina (%)	3
Sistema collettamento (%)	0,25
Sottostazione (%)	0,25
Linea di trasmissione (%)	0,25
Potenza consumata al minimo (%)	0,05
<b>TOTALE (%)</b>	<b>3,99099</b>
PERDITE PER RENDIMENTO AEROGENERATORE	
Adattamento alla curva di potenza (%)	1
Isteresi da venti forti (%)	0,1
Taglio del vento (%)	0,1
<b>TOTALE (%)</b>	<b>1,1979</b>
PERDITE PER DEGRADAZIONE	
Degradazione delle pale (%)	1
Congelamento della lama (%)	0,1
<b>TOTALE (%)</b>	<b>1,1</b>

**Tabella 6 – Riepilogo delle perdite di processo del progetto CE BRINDISI.**

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



**L'energia annua generata dalle 10 turbine eoliche Gamesa G170 6 MW  
sarà di 120.220,5MWh/anno.**

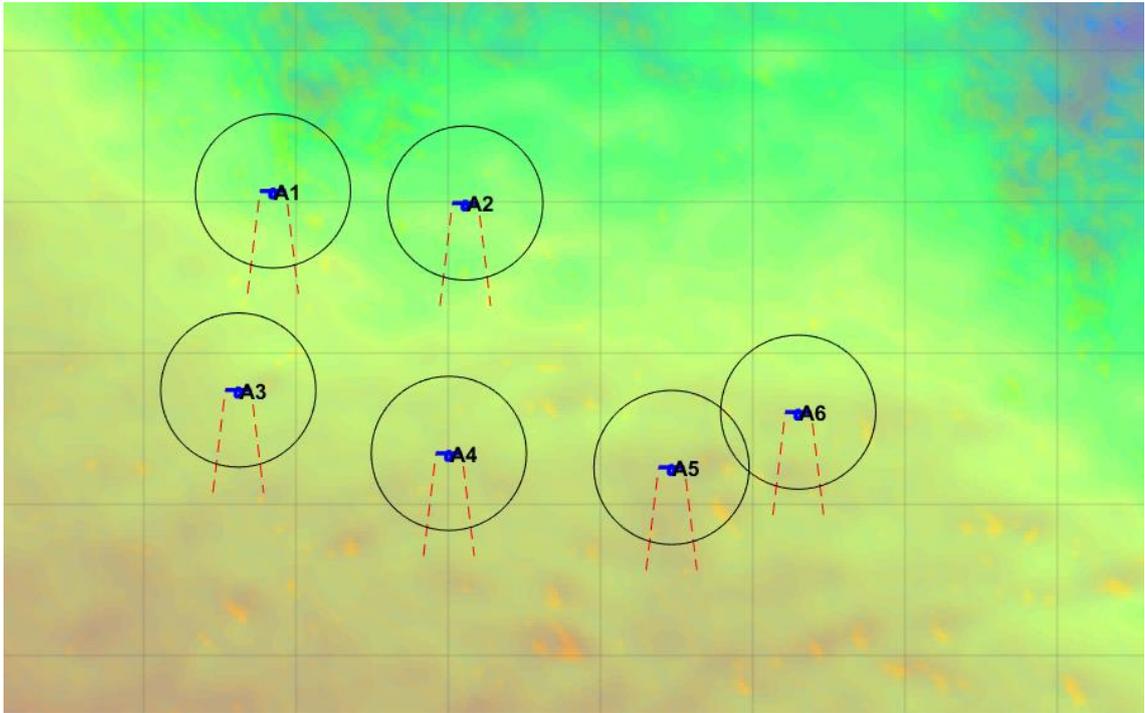
Capacità del parco (MW)	36
Numero di turbine	6
Produzione lorda [MWh/anno]	135.164,3
Perdite per scia (%)	2,56
Perdite elettriche (%)	3,99
Perdite per rendimento dell'aerogeneratore (%)	1,1979
Perdite per indisponibilità (%)	3,72
Perdite per degradazione (%)	1,1
Produzione netta [MWh/anno]	120.220,5
Fattore di impianto netto(%)	38,09
Ore equivalenti [h/anno]	3339,46

**Tabella 7 – Stima della produzione energetica del parco CE BRINDISI con 6 turbine G170 6 MW a 135 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 BRINDISI.





**Figura 5 – Posizione delle turbine del progetto CE BRINDISI.**

N° Turbine	WT1	WT2	WT3	WT4	WT5
Tipo di turbina	Gamesa SG 6.0-170 -MOD 6 MW				
Altezza della turbina (m)	135	135	135	135	135
Diametro della turbina (m)	170	170	170	170	170
Potenza (kW)	6000	6000	6000	6000	6000
X (m)	741847	743111	741619	743003	744466
Y(m)	4494071	4493991	4492754	4492335	4492242
Elevazione del terreno (m)	50	52,2	55,3	60	64,8
Turbina più vicina	A2	A1	A1	A3	A6
Distanza dalla turbina più vicina	1266,5	1266,5	1336,6	1446	909,9
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)	1,18	1,18	1,18	1,179	1,179
Velocità media (m/s)	7,1423	7,1417	7,3574	7,3914	7,4542



Velocità media influenzata (m/s)	7,1002	7,099	7,2986	7,3206	7,4149
Ambiente TI (%)	15,032	15,196	13,865	13,754	13,685
Totale TI (%)	15,259	15,403	14,257	14,169	13,985
Rendimento ideale (MWh)	23117,8	23117,8	23117,8	23117,8	23117,8
Efficienza topografica (%)	94,5189	94,2249	98,4194	98,8836	100,0116
Efficienza lorda (MWh)	21850,7	21782,7	22752,4	22859,7	23120,5
Fattore di capacità (CF) lordo (%)	41,5444	41,4151	43,2588	43,4628	43,9586
Ore di lavoro lorde (h)	3641,78	3630,45	3792,06	3809,95	3853,41
Efficienza del parco (%)	98,9038	98,9332	98,4554	98,0681	98,9731
Rendimento del parco (MWh)	21611,2	21550,3	22400,9	22418,1	22883
Efficienza netta (MWh)	19461	19406,2	20172,2	20187,6	20606,3
Fattore di capacità (CF) netto (%)	37,0008	36,8967	38,353	38,3824	39,1784
Ore di lavoro nette (h)	3243,49	3234,36	3362,03	3364,6	3434,38
	<b>WT6</b>				
Tipo di turbina	Gamesa SG 6.0-170 -MOD 6 MW				
Altezza della turbina (m)	135				
Diametro della turbina (m)	170				
Potenza (kW)	6000				
X (m)	745299				
Y(m)	4492608				
Elevazione del terreno (m)	60,7				
Turbina più vicina	A5				
Distanza dalla turbina più vicina	909,9				
Temperatura (°C)	0				
Pressione (hPa)	1013				
Umidità relativa (%)	NaN				
Densità dell'aria (kg/m³)	1,179				
Velocità media (m/s)	7,3677				
Velocità media influenzata (m/s)	7,3382				
Ambiente TI (%)	14,152				
Totale TI (%)	14,345				
Rendimento ideale (MWh)	23117,8				



Efficienza topografica (%)	98,6182
Efficienza lorda (MWh)	22798,3
Fattore di capacità (CF) lordo (%)	43,3461
Ore di lavoro lorde (h)	3799,72
Efficienza del parco (%)	99,3049
Rendimento del parco (MWh)	22639,9
Efficienza netta (MWh)	20387,3
Fattore di capacità (CF) netto (%)	38,7621
Ore di lavoro nette (h)	3397,89

**Tabella 8 – Risultati del calcolo dell'energia del parco CE BRINDISI.**

## 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 135 mt ha una velocità media di 7,30 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 120.220 [MWh/anno] e 3.339,46 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 enemometriche 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.

