

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA
 PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO
 NEL MARE ADRIATICO MERIDIONALE - LUPIAE MARIS
 35 WTG – 525 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

Progettazione e SIA



Indagini ambientali e studi specialistici



Studio misure di mitigazione e compensazione



supervisione scientifica



SIA.ES STUDI SPECIALISTICI

ES.1 Analisi della producibilità attesa

REV.	DATA	DESCRIZIONE



INTRODUZIONE

Il Committente, operante nel settore delle energie rinnovabili e titolare di differenti progetti eolici nel territorio italiano, ha espresso la volontà a realizzare un parco eolico offshore composto da 35 aerogeneratori, per una potenza totale di 525 MW di fronte alla costa nord-orientale della Regione Puglia, in particolare nello specchio di mare antistante la città di Brindisi.

A tale scopo, il Committente ha provveduto a richiedere all'Autore consulenza al fine di procedere allo svolgimento delle seguenti attività per il progetto in esame:

- I. Valutazione dei dati anemometrici del sito messi a disposizione e determinazione dei parametri caratteristici.
- II. Creazione del modello Fluidodinamico Computazionale (CFD) dell'area di studio centrato sul sito in esame.
- III. Valutazione della rosa dei venti, della distribuzione di Weibull della ventosità e delle perdite per scia per ogni singolo aerogeneratore sulla base dei dati anemometrici del sito.
- IV. Produzione del presente report di sintesi e delle tabelle di produzione.

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

LIMITAZIONI DI RESPONSABILITÀ

Il presente lavoro si basa sulle informazioni trasmesse dal Cliente durante la fase di studio. L'Autore non risponde della veridicità, della correttezza e della completezza delle suddette informazioni.

Gli elaborati e le considerazioni condivise nel presente documento hanno natura di consulenza e non vanno utilizzate per scopi diversi da quelli noti ed espressi nel documento di offerta accettata.

Tutte le informazioni condivise dal Cliente, e quelle contenute nel presente lavoro, si ritengono confidenziali tra le parti e non possono essere condivise con terzi senza comune accordo.

Nel perimetro delle attività di questo lavoro non vi sono disposizioni per cui siano dovuti al Cliente aggiornamenti e revisioni delle informazioni qui contenute legati ad eventi o informazioni divenute disponibili in un momento successivo alla consegna del presente documento.

L'Autore non è responsabile per eventuali perdite, danni diretti o indiretti, o spese che il Cliente dovesse affrontare o in cui esso dovesse incorrere in relazione alle attività legate al presente lavoro e alla loro esecuzione, a meno che i suddetti danni, spese o perdite siano riconducibili in modo diretto ed immediato a condotta fraudolenta o estremamente negligente del Consulente.

Le parti concordano comunque che l'importo totale di qualunque danno giudicato rifondibile non potrà superare quanto già pagato dal Cliente verso l'Autore.

INDICE.

LIMITAZIONI DI RESPONSABILITÀ	3
1. SCOPO.....	5
2. IL SITO EOLICO	5
2.1. CONFIGURAZIONE D'IMPIANTO.....	5
2.2. LA CURVA DI POTENZA DEL MODELLO DI AEROGENERATORE INDIVIDUATO.....	8
3. ANEMOMETRIA.....	9
4. STUDIO ANEMOLOGICO.....	13
4.1. METODOLOGIA DI ANALISI CFD.....	13
4.2. IL DOMINIO DI ANALISI.....	13
4.3. LA CLIMATOLOGY UTILIZZATA IN INPUT.....	14
5. PRODUCIBILITA' ATTESA.....	15

1. SCOPO.

Scopo del presente documento è:

- l'analisi dei dati anemometrici per il sito in esame forniti dal Cliente e la determinazione dei parametri caratteristici;
- la valutazione delle rose dei venti;
- calcolo delle produzioni al netto delle perdite per scia tramite modellizzazione software CFD;
- produzione del report di sintesi e delle tabelle di producibilità

2. IL SITO EOLICO

2.1. CONFIGURAZIONE D'IMPIANTO.

Il Sito Eolico in esame si trova al largo della costa di Brindisi, in Puglia come raffigurato in **Figura 1**. L'estensione del sito parte da circa 16 km di distanza dalla costa fino a circa 21 km dal litorale. L'ingombro del campo eolico lungo l'asse nord ovest – sud est è di circa 16 km.

Il progetto eolico oggetto del presente studio consta di complessive 35 installazioni eoliche del costruttore Vestas modello V236 di 150m di hub e potenza nominale 15000 kW e le cui coordinate sono riportate in **Tabella 1**. Il relativo layout è mostrato nella successiva **Figura 2**



Figura 1 – Posizione del sito eolico su stralcio ortofotoplanimetrico estratto da Google Earth.



Figura 2 – Layout di impianto del proposto parco eolico offshore su stralcio ortofotoplanimetrico estratto da Google Earth.

Turbine type	Turbine No.	coordinate system	
		WGS84, Zone 34	
		x	y
V236_hub150m	T_101	289554	4481149
V236_hub150m	T_102	288408	4482115
V236_hub150m	T_103	287261	4483080
V236_hub150m	T_104	286114	4484046
V236_hub150m	T_105	284967	4485012
V236_hub150m	T_106	283820	4485977
V236_hub150m	T_108	281527	4487909
V236_hub150m	T_109	280380	4488875
V236_hub150m	T_201	290520	4482296
V236_hub150m	T_202	289373	4483261
V236_hub150m	T_203	288226	4484227
V236_hub150m	T_204	287080	4485193
V236_hub150m	T_205	285933	4486159
V236_hub150m	T_206	284786	4487124
V236_hub150m	T_207	283639	4488090
V236_hub150m	T_208	282492	4489056
V236_hub150m	T_209	281346	4490022
V236_hub150m	T_210	280199	4490987
V236_hub150m	T_211	279052	4491953
V236_hub150m	T_212	277905	4492919
V236_hub150m	T_301	291486	4483443
V236_hub150m	T_302	290339	4484408
V236_hub150m	T_303	289192	4485374
V236_hub150m	T_304	288045	4486340
V236_hub150m	T_305	286899	4487305
V236_hub150m	T_306	285752	4488271
V236_hub150m	T_307	284605	4489237
V236_hub150m	T_308	283458	4490203
V236_hub150m	T_309	282311	4491168
V236_hub150m	T_310	281165	4492134
V236_hub150m	T_311	280018	4493100
V236_hub150m	T_312	278871	4494066
V236_hub150m	T_407	285571	4490384
V236_hub150m	T_408	284424	4491349
V236_hub150m	T_409	283277	4492315

Tabella 1 – Coordinate in WGS84 z34, quota, altezza hub delle 35 turbine previste.

2.2. LA CURVA DI POTENZA DEL MODELLO DI AEROGENERATORE INDIVIDUATO

Il committente intende installare presso il sito eolico di Brindisi l'aerogeneratore marca Vestas modello V236 da 150m di hub e rotore del diametro di 236m e potenza nominale unitaria di 15000 kW. Si riporta nella successiva **Tabella 2** la tabulazione della curva di potenza relativa alla densità standard dell'aria pari a $1,225 \text{ kg/m}^3$ per il modello di aerogeneratore individuato assieme ai valori del coefficiente di spinta.

Vestas V236 (1.225 kg/m³)

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

Tabella 2 – Curva di potenza Vestas V236 e coefficiente di spinta Ct.

3. ANEMOMETRIA.

Per il sito in esame il committente ha fornito i dati anemometrici orari satellitari ERA5 della piattaforma EMD-WRF all'altezza di hub ovvero a 150m per complessivi 23 anni (a partire dal 01/01/1999 al 01/05/2022). Il punto di misura ha coordinate geografiche 18.463196°E 40.516900°N.

Nella **Tabella 3** successiva sono mostrate le principali caratteristiche della torre anemometrica virtuale in oggetto.

Codice Torre	x	y	z	measurement	period	duration
EMD-WRF	285090	4488223	150	150m	01/01/1999 - 01/05/2022	23 years

Tabella 3 – Caratteristiche principali della torre anemometrica virtuale utilizzata per il presente studio – coordinate in WGS84 z34.

Nella **Tabella 4** successiva vengono presentati i risultati dell'analisi anemometrica condotta sui dati della torre virtuale.

Variable	Speed 150 m
Measurement height (m)	150
Mean wind speed (m/s)	7.479
MoMM wind speed (m/s)	7.467
Median wind speed (m/s)	6.83
Min wind speed (m/s)	0.04
Max wind speed (m/s)	31.77
CRMC wind speed (m/s)	9.762
Weibull k	1.745
Weibull c (m/s)	8.403
Mean power density (W/m ²)	558
MoMM power density (W/m ²)	555
Mean energy content (kWh/m ² /yr)	4889
MoMM energy content (kWh/m ² /yr)	4866
Energy pattern factor	2.224
Frequency of calms (%)	0
Possible data points	204504
Valid data points	204504
Missing data points	0
Data recovery rate (%)	100

Tabella 4 – Riepilogo risultati analisi anemometrica della torre virtuale EMD-WRF.

Dall'esame dei risultati mostrati in **Tabella 4** si evince come il valore medio della velocità misurata sia di 7,48 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 5** successiva, la velocità media storicizzata presso il sito di Brindisi a 150m di quota è pari a 7,48 m/s.

Sensore di velocità	V media misurata m/s	V media storicizzata m/s
150m	7.48	7.48

Tabella 5 – Confronto tra le velocità medie misurate e storicizzate per la torre anemometrica virtuale.

Dall'analisi delle successive **Figure 3** e **4** si osserva la tipica direzionalità del vento Nord-Sud che caratterizza i siti del Salento. La discretizzazione delle rose dei venti è attuata in 36 settori.

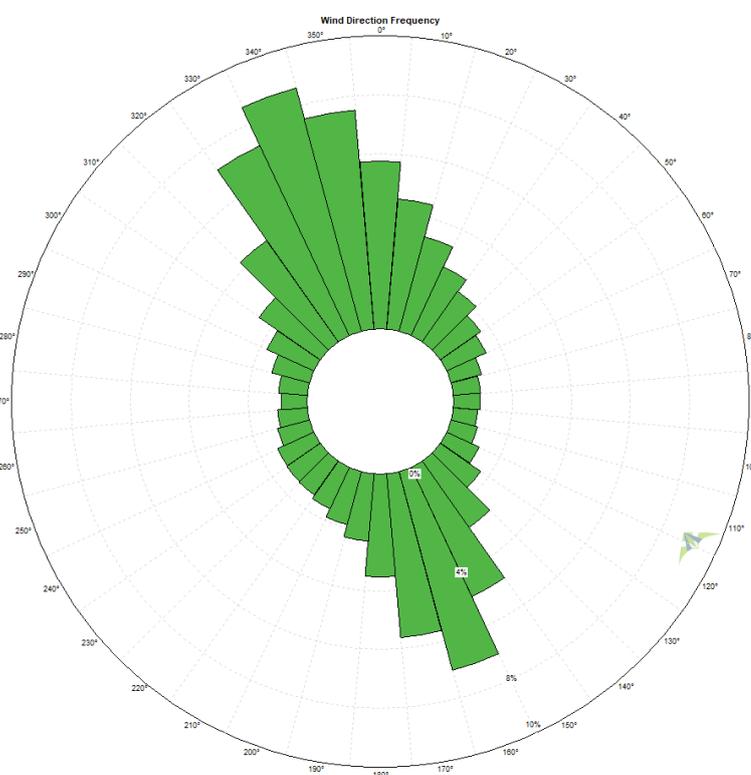


Figura 3 – Rosa dei venti in frequenza di lungo periodo a 150m per la torre anemometrica virtuale.

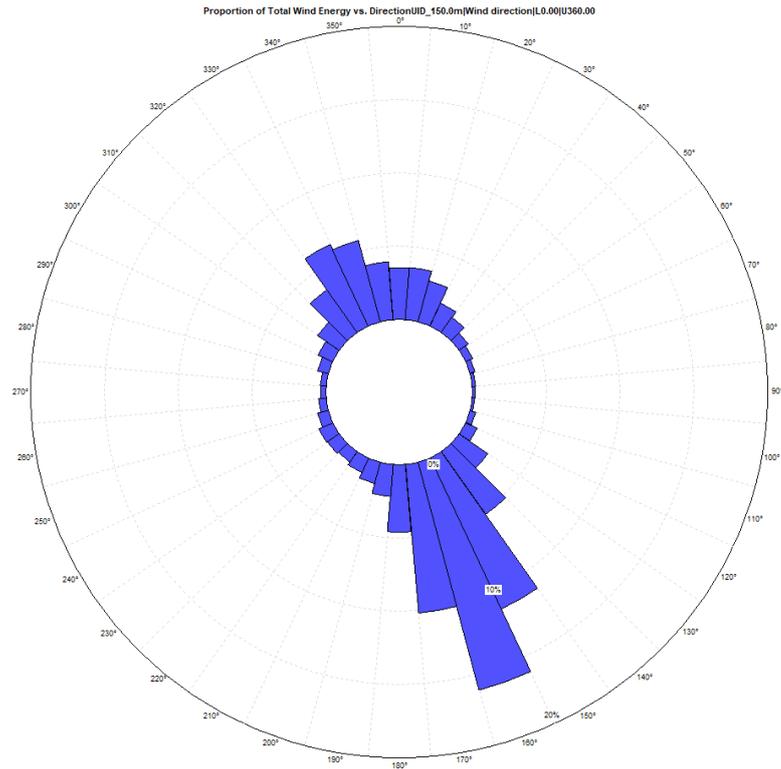


Figura 4 – Rosa dei venti in energia di lungo periodo a 150m di quota per la torre anemometrica virtuale.

Si osserva come in termini energetici il contributo dei venti settentrionali sia decisamente inferiore a quello dei venti meridionali.

4. 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.

4.1. METODOLOGIA DI ANALISI CFD.

Per la corretta modellazione del campo di vento del sito in esame si è elaborato un modello Fluidodinamico Computazionale (CFD) che risolve le equazioni di Navier-Stokes agli elementi finiti. La Fluidodinamica 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.

4.2. 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 30 km x 24 km (centrato sul sito in esame) con grid di 100m, come riportato nella successiva **Tabella 6**.

	Min (m)	Max (m)	Extension (m)	Resolution Terrain Data (m)
Easting (m)	270000	300000	30000	100
Northing (m)	4476000	4500000	24000	100
	Easting	Northing	z	Total
Grid spacing (m)	100	100	Variable	-
Number of cells	300	240	60	4320000

Tabella 6 – Caratteristiche del dominio utilizzato per la simulazione CFD in coordinate WGS84 z34.

4.3. LA CLIMATOLOGY UTILIZZATA IN INPUT.

Si riporta nella successiva **Tabella 7** la climatology in input utilizzata sulla base delle considerazioni fin qui svolte.

site name		EMD-WRF Brindisi Offshore 150m										
measurement period	01/01/1999 01:00 - 01/05/2022 01:00										# records = 204504	
position	x = 285089.6					y = 4488222.5					z (agl) = 150.0	
Weibull param.	k = 1.76					A = 8.45					average = 7.48	
<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	1.74	1.5	1.44	1.44	1.38	1.32	1.34	1.3	1.26	1.23	1.13	1.08
A	7.19	7.22	7.18	6.65	6.27	5.49	5.25	4.8	4.36	4.23	3.88	4.43
freq	5.8	4.5	3.4	2.6	2.2	1.7	1.5	1.1	0.9	0.9	0.8	0.9
mean	6.59	6.84	6.78	6.24	6	5.29	5	4.61	4.24	4.15	4.05	4.62
.	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
k	1.11	1.31	1.67	2.12	2.42	2.36	2.08	1.8	1.66	1.61	1.67	1.87
A	5.44	7.84	10.2	12.01	12.39	11.4	9.83	8.4	7.62	7.2	6.95	7.76
freq	1.2	1.7	2.7	4.8	7	5.6	3.5	2.3	1.9	1.6	1.4	1.4
mean	5.62	7.37	8.96	10.35	10.77	9.94	8.59	7.45	6.86	6.52	6.25	6.75
.	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
k	1.9	1.79	1.61	1.54	1.6	1.75	1.88	2.08	2.48	2.89	2.84	2.41
A	8.07	7.56	6.61	5.87	6.15	6.96	7.52	8.05	8.97	9.28	8.51	7.63
freq	1.4	1.1	1	0.9	1	1.3	1.7	2.5	4.2	7.1	8.5	7.5
mean	6.95	6.58	5.94	5.34	5.51	6.15	6.56	7	7.77	8.11	7.46	6.72
<i>Weibull (k,A), frequency (% related to all sectors) and average wind speed (m/s) versus sector.</i>												

Tabella 7 – Caratteristiche della climatology in input al software relativa all'anemometro di riferimento.

5. PRODUCIBILITA' 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 offshore di Brindisi nella configurazione di impianto costituita da 35 WTG V236 hub 150m. Nella successiva **Tabella 8** sono proposti i risultati per la climatology utilizzata.

name	power (kW)	hub height (m)	density (kg/m**3)	wind speed without wake losses (m/s)	power density (W/m**2)	gross AEP (MWh/y)	AEP with wake losses (MWh/y)	wake loss (%)	wind speed with wake losses (m/s)
Turbine101	15000	150	1.195	7.48	577	52080	48156	7.5	7.23
Turbine102	15000	150	1.195	7.48	573	52026	47641	8.4	7.19
Turbine103	15000	150	1.195	7.48	570	51996	47562	8.5	7.17
Turbine104	15000	150	1.195	7.48	567	51984	47573	8.5	7.17
Turbine105	15000	150	1.195	7.48	564	52000	47706	8.3	7.17
Turbine106	15000	150	1.195	7.48	562	52034	48093	7.6	7.19
Turbine108	15000	150	1.195	7.48	559	52175	48287	7.5	7.19
Turbine109	15000	150	1.195	7.48	559	52281	48987	6.3	7.24
Turbine201	15000	150	1.195	7.48	573	52042	48081	7.6	7.22
Turbine202	15000	150	1.195	7.48	569	51999	46979	9.7	7.13
Turbine203	15000	150	1.195	7.48	566	51979	46457	10.6	7.09
Turbine204	15000	150	1.195	7.48	563	51984	46411	10.7	7.08
Turbine205	15000	150	1.195	7.48	561	52011	46528	10.5	7.08
Turbine206	15000	150	1.195	7.48	559	52059	46509	10.7	7.07
Turbine207	15000	150	1.195	7.48	558	52133	46826	10.2	7.09
Turbine208	15000	150	1.195	7.48	557	52229	47354	9.3	7.12
Turbine209	15000	150	1.195	7.48	557	52350	47506	9.3	7.14
Turbine210	15000	150	1.195	7.48	558	52493	47810	8.9	7.16
Turbine211	15000	150	1.195	7.48	558	52654	49518	6.0	7.27
Turbine212	15000	150	1.195	7.48	559	52836	51767	2.0	7.44
Turbine301	15000	150	1.195	7.48	569	52033	50565	2.8	7.39
Turbine302	15000	150	1.195	7.48	566	52004	49394	5.0	7.30
Turbine303	15000	150	1.195	7.48	563	51998	48782	6.2	7.25
Turbine304	15000	150	1.195	7.48	561	52012	48371	7.0	7.22
Turbine305	15000	150	1.195	7.48	559	52054	47805	8.2	7.18
Turbine306	15000	150	1.195	7.48	558	52117	47025	9.8	7.11
Turbine307	15000	150	1.195	7.48	557	52209	46909	10.2	7.09
Turbine308	15000	150	1.195	7.48	556	52318	47872	8.5	7.15
Turbine309	15000	150	1.195	7.48	557	52451	48840	6.9	7.23
Turbine310	15000	150	1.195	7.48	557	52606	49303	6.3	7.27
Turbine311	15000	150	1.195	7.48	558	52774	49771	5.7	7.30
Turbine312	15000	150	1.195	7.48	560	52963	50783	4.1	7.38
Turbine407	15000	150	1.195	7.48	556	52315	49200	6.0	7.27
Turbine408	15000	150	1.195	7.48	556	52441	49069	6.4	7.26
Turbine409	15000	150	1.195	7.48	557	52585	49832	5.2	7.31
All	525000	-	-	-	-	1828225	1689270	7.6	
Mean	-	-	1.195	7.48	562	-	-	-	7.20

Tabella 8 – Stima di massima della produzione ideale di lungo periodo con la V236.

Ing. Cristiano Paoletti

Viale Genova, 27 - 63084 Folignano (AP)

Tel.: +39 3518440378 - Mail: cristiano.paoletti@libero.it

Di comune accordo con il Committente si è stabilito di considerare le perdite tecniche pari al 15%.

Perdite TecnicheTotali	15.0%
-------------------------------	--------------

Tabella 9 – Stime delle perdite tecniche per il progetto eolico offshore di Brindisi.

Sulla base delle assunzioni relative alle perdite tecniche risulta una producibilità netta d’impianto P50 riportata nella successiva **Tabella 10**.

name	power (kW)	AEP with wake losses (MWh/y)	wake loss (%)	wind speed with wake losses (m/s)	Technical losses	P50 (MWh/y)	equivalent hours net (h)
					15%		
Turbine101	15000	48156	7.5	7.23		40933	2729
Turbine102	15000	47641	8.4	7.19		40494	2700
Turbine103	15000	47562	8.5	7.17		40428	2695
Turbine104	15000	47573	8.5	7.17		40437	2696
Turbine105	15000	47706	8.3	7.17		40550	2703
Turbine106	15000	48093	7.6	7.19		40879	2725
Turbine108	15000	48287	7.5	7.19		41044	2736
Turbine109	15000	48987	6.3	7.24		41639	2776
Turbine201	15000	48081	7.6	7.22		40869	2725
Turbine202	15000	46979	9.7	7.13		39932	2662
Turbine203	15000	46457	10.6	7.09		39489	2633
Turbine204	15000	46411	10.7	7.08		39449	2630
Turbine205	15000	46528	10.5	7.08		39549	2637
Turbine206	15000	46509	10.7	7.07		39532	2635
Turbine207	15000	46826	10.2	7.09		39802	2653
Turbine208	15000	47354	9.3	7.12		40251	2683
Turbine209	15000	47506	9.3	7.14		40380	2692
Turbine210	15000	47810	8.9	7.16		40639	2709
Turbine211	15000	49518	6.0	7.27		42091	2806
Turbine212	15000	51767	2.0	7.44		44002	2933
Turbine301	15000	50565	2.8	7.39		42980	2865
Turbine302	15000	49394	5.0	7.30		41984	2799
Turbine303	15000	48782	6.2	7.25		41465	2764
Turbine304	15000	48371	7.0	7.22		41115	2741
Turbine305	15000	47805	8.2	7.18		40634	2709
Turbine306	15000	47025	9.8	7.11		39971	2665
Turbine307	15000	46909	10.2	7.09		39872	2658
Turbine308	15000	47872	8.5	7.15		40691	2713
Turbine309	15000	48840	6.9	7.23		41514	2768
Turbine310	15000	49303	6.3	7.27		41908	2794
Turbine311	15000	49771	5.7	7.30		42305	2820
Turbine312	15000	50783	4.1	7.38		43165	2878
Turbine407	15000	49200	6.0	7.27		41820	2788
Turbine408	15000	49069	6.4	7.26		41709	2781
Turbine409	15000	49832	5.2	7.31		42357	2824
All	525000	1689270	7.6			1435879	2735
Mean	-	-	-	7.20			

Tabella 10 – Producibilità netta di impianto per la configurazione con le 35 WTG V236.