



**CENTRALE EOLICA OFFSHORE BRINDISI
PARCO EOLICO MARINO ANTISTANTE LE COSTE DI BRINDISI -
SAN PIETRO VERNOTICO E TORCHIAROLO**

PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO	TITOLO	SCALA
PRO-REL-17	RELAZIONE TECNICA: ANALISI DI PRODUCIBILITA'	—

Responsabile Progetto: Prof. Giuseppe Cesario Calò

Committente



TG Energie rinnovabili S.r.l.
Ravenna via Zuccherificio n.10
P.IVA 02260730391



Gruppo di progettazione

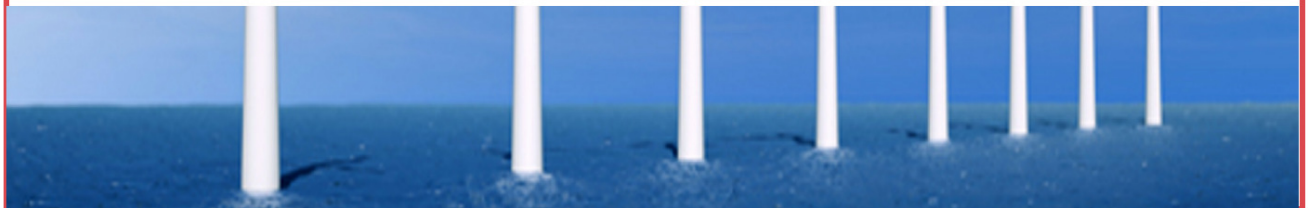
ELABORAZIONE DOCUMENTO A CURA DI



Sara Gardini

VERIFICATO E APPROVATO

Ing. Sergio Fiandaca



GESTIONE DOCUMENTO

Rif. DWG		Prot. n.	
Disk/dir.		Data Prot.	
N° revisione	01	N° edizione	
Data revisione	13-03-2013	Data edizione	

Il presente documento è proprietà riservata di TG S.r.l. Ai sensi dell'art. 2575 C.C. è vietata la riproduzione, la pubblicazione e l'utilizzo senza espressa autorizzazione.

INDICE

1. GENERALE	3
2. DESCRIZIONE DEL SITO	4
3. PROGETTO PARCO EOLICO	6
3.1 LAYOUT	6
3.2 CARATTERISTICHE AEROGENERATORE	9
4. DATI DEL VENTO	11
4.1 TECNICHE NWP: METODOLOGIA PROPOSTA PER VALUTAZIONE DI PRODUCIBILITÀ DI IMPIANTI EOLICI NEAR / OFFSHORE	11
4.2 SERIE STORICA DEL VENTO PROGETTO POWERED: RISULTATI DELLA SIMULAZIONE	13
5. IL MODELLO	16
5.1 DEFINIZIONE DEL MODELLO DI FLUSSO	16
5.2 MODELLO DI SCIA E CALCOLO DELL'ENERGIA PRODOTTA	19
5.3 DENSITÀ DELL'ARIA	19
6. STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ DEL PARCO EOLICO.....	20
7. ANALISI INCERTEZZE.....	22
8. CONCLUSIONI.....	23

1. Generale

Società: TG Energie Rinnovabili S.r.l.

Luogo:

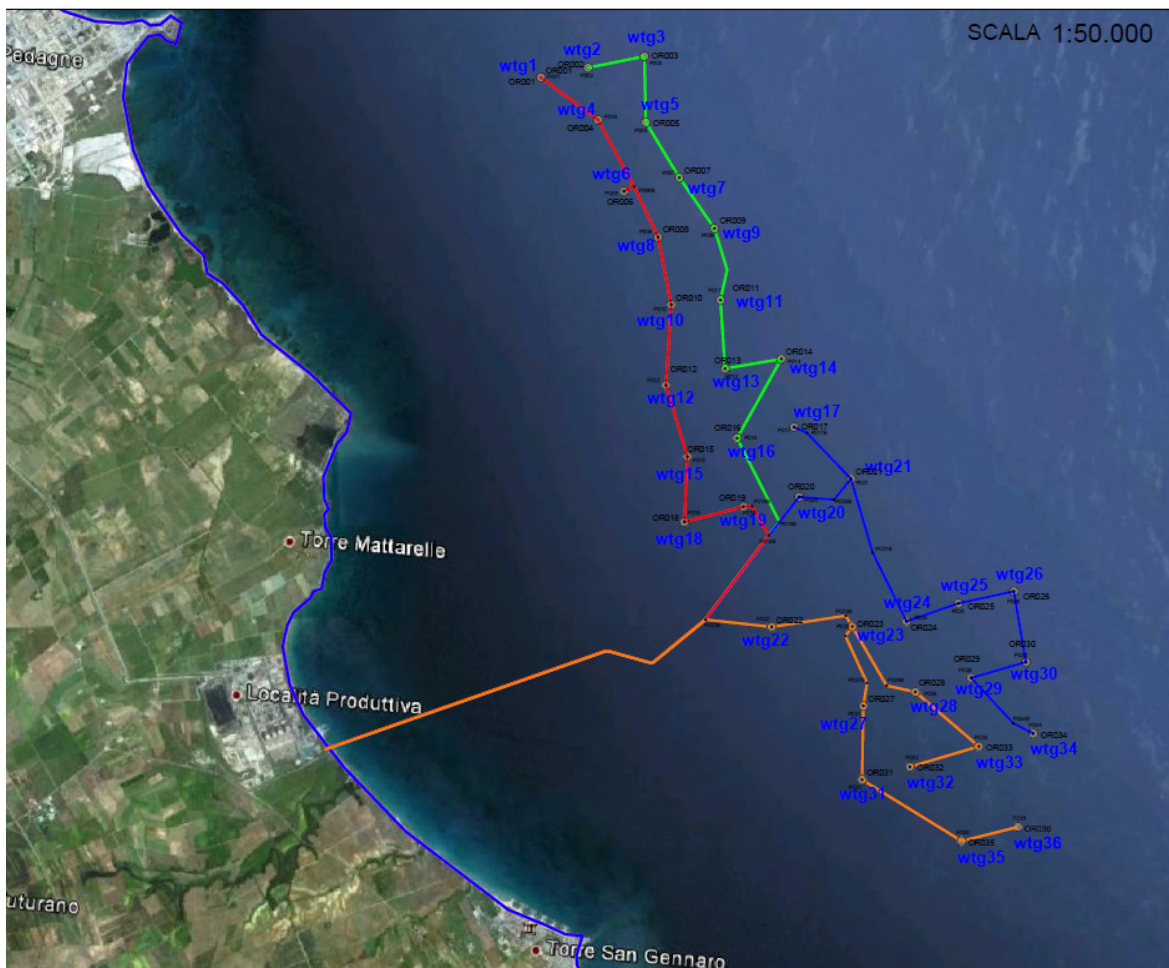
Sito: Parco Eolico Offshore – Località Cerano
Comune: Brindisi, San Pietro Vernotico e Torchiarolo
Provincia: Brindisi
Regione: Puglia
Coordinate di riferimento UTM WGS84 Fuso 34: Est min 252.724 Nord min 4.492.467
Est max 258.239 Nord max 4.502.383

Progetto Parco Eolico:

Numero aerogeneratori: 36
Costruttore aerogeneratori: VESTAS
Tipo aerogeneratore: V112 Offshore (3 MW)
Altezza mozzo: 84 m
Potenza totale nominale Parco Eolico: 108 MW

2. Descrizione del Sito

L'impianto eolico si svilupperà su una superficie acquica di circa 2.000 ettari al largo della costa compresa tra Torre Cavallo, immediatamente a Sud di Brindisi, ed il litorale delle località Lendinuso e Casalabate.



In tutto saranno installati 36 aerogeneratori con distanza dalla costa variabile da 4.5 km a 7.0 km; gli aerogeneratori saranno fondati su fondali variabili da quota -20m a quota -35m rispetto al livello medio mare. Gli aerogeneratori saranno suddivisi in quattro sotto campi; per ogni sotto campo sarà realizzato un cavidotto

elettrico sottomarino che collegherà gli aerogeneratori ad un punto di approdo che sarà realizzato in prossimità della centrale ENEL di Cerano.

Il litorale prospiciente lo specchio di mare interessato dall'intervento in esame presenta varie tipologie morfologiche.

Il tratto di costa compreso tra Torre Cavallo e Punta della Contessa è costituito quasi esclusivamente da spiaggia sabbiosa a meno della parte più meridionale.

Il litorale oltre Punta della Contessa, fino alla centrale ENEL di Cerano, è invece costituito da falesia con presenza per brevi tratti di una stretta spiaggia ciottolosa al piede. In tale area è molto intenso il fenomeno dell'erosione costiera che sta determinando crolli e cedimenti in vari punti del costone roccioso.

Di seguito alcune immagini relative a questa morfologia litoranea:



Proseguendo verso Sud fino alla località di Torre S. Gennaro, la costa è costituita da falesia con spiaggia sabbiosa al piede. A causa dei fenomeni erosivi in atto, lungo il litorale in questione sono state realizzate alcune opere di protezione costiera; nello specifico gli interventi realizzati consistono in 5 pennelli trasversali tra Cerano e Torre S. Gennaro, nonché 6 barriere distaccate longitudinali lungo la spiaggia antistante Torre S. Gennaro.

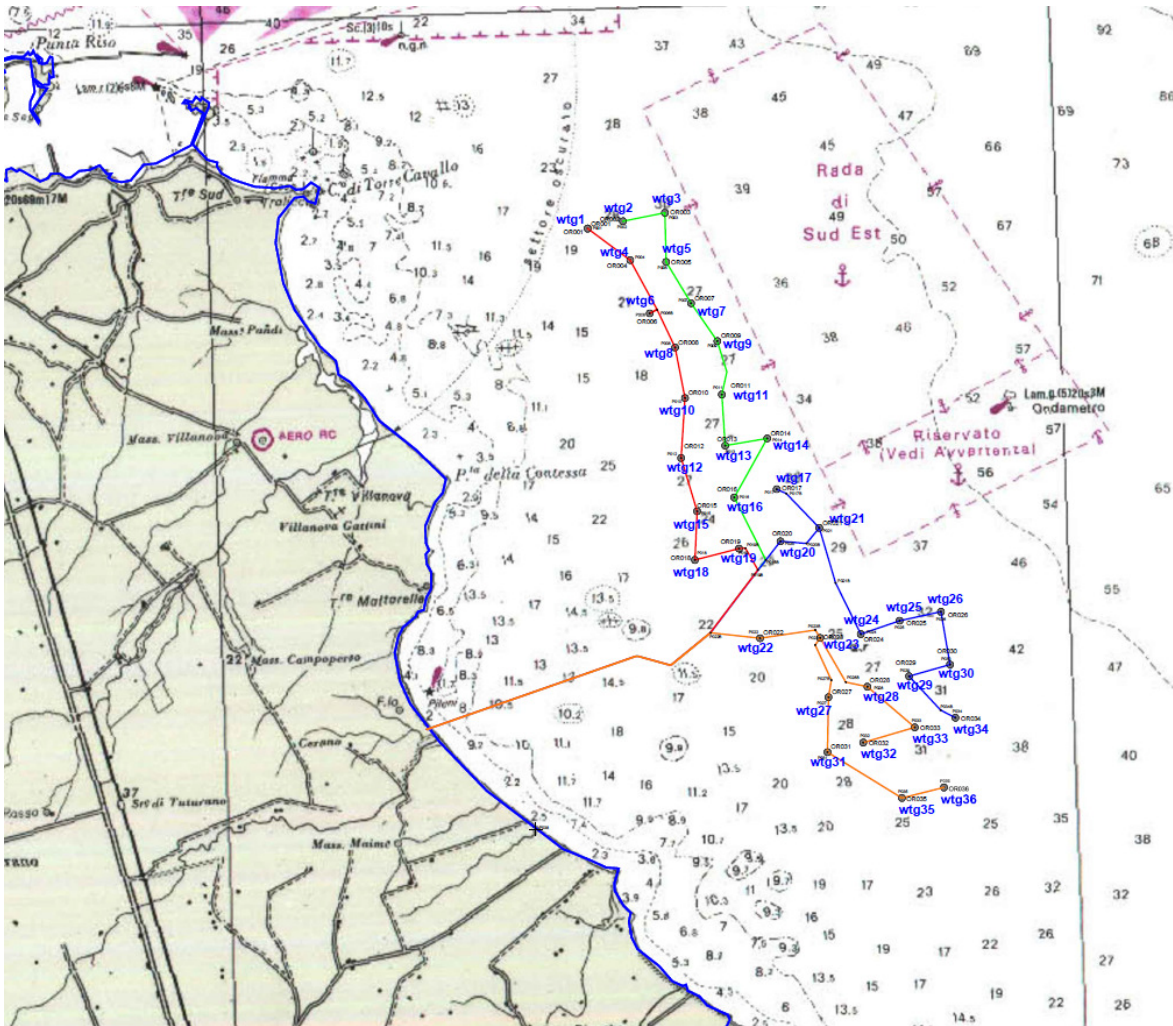
Il litorale a Sud di Torre S. Gennaro è ancora caratterizzato da falesia con spiaggia sabbiosa al piede; anche in questo caso si è avuto un consistente arretramento della costa per effetto dei fenomeni erosivi in atto.

3. Progetto Parco Eolico

3.1 Layout

Il layout ipotizzato è costituito da 36 aerogeneratori caratterizzati da una potenza nominale di 3.000 kW cadauno (per le stime è stata ipotizzata l'installazione di aerogeneratori VESTAS modello V112-offshore), per una potenza nominale totale installata di 108 MW.

La figura seguente da una visualizzazione intuitiva del layout.



Le coordinate UTM WGS84 Fuso 34 relative ad ognuno dei suddetti aerogeneratori sono espresse in tabella:

	UTM WGS84 FUSO34	
	X	Y
WTG01	252724	4502211
WTG02	253314	4502292
WTG03	254016	4502383
WTG04	253391	4501642
WTG05	253981	4501572
WTG06	253652	4500742
WTG07	254346	4500862
WTG08	254033	4500151
WTG09	254736	4500208
WTG10	254139	4499307
WTG11	254750	4499323
WTG12	254007	4498322
WTG13	254749	4498476
WTG14	255449	4498548
WTG15	254211	4497426
WTG16	254839	4497612
WTG17	255549	4497699
WTG18	254120	4496625
WTG19	254860	4496763
WTG20	255553	4496836
WTG21	256207	4497014
WTG22	255107	4495262
WTG23	256099	4495198
WTG24	256772	4495215
WTG25	257427	4495393
WTG26	258119	4495495
WTG27	256169	4494212
WTG28	256823	4494341
WTG29	257521	4494467
WTG30	258209	4494614
WTG31	256091	4493307
WTG32	256691	4493425
WTG33	257558	4493617
WTG34	258239	4493730
WTG35	257266	4492467
WTG36	257972	4492594

3.2 Caratteristiche aerogeneratore

Ai fini del calcolo della producibilità annua del parco eolico è necessario che la potenza in uscita ed il coefficiente di spinta dell'aerogeneratore siano funzione della velocità media del vento.

Le specifiche tecniche dell'aerogeneratore VESTAS modello V112-offshore sono riportate nella scheda sottostante:

V112–3.0 MW 50 Hz Offshore



Operational data

Rated power: 3,000 kW
Cut-in wind speed: 3 m/s
Rated wind speed: 12.5 m/s
Cut-out wind speed: 25 m/s
Re cut-in wind speed: 23 m/s
Wind class IEC61400-3: IEC 1B
Operational temperature range: -20°C to 35°C

Rotor

Rotor diameter: 112 m
Swept area: 9,852 m²
Nominal revolutions: 13.8 rpm
Operational interval: 8.1 – 19.0 rpm
Air brake: full blade feathering with 3 pitch cylinders

Electrical

Frequency: 50 Hz
Converter type: full scale converter
Generator type: permanent magnet generator

Gearbox

Type: 4-stage planetary/helical

Power regulation

Pitch regulated with variable speed



Vestas

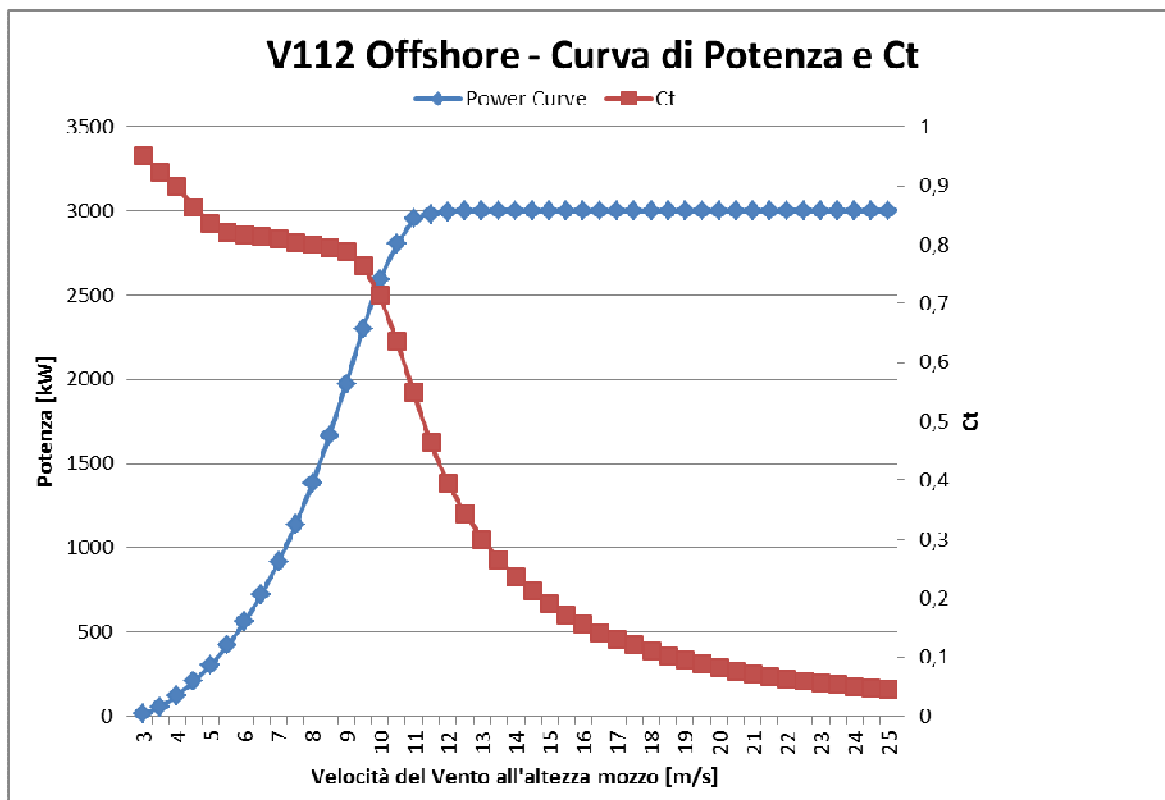
In particolare, nel nostro caso, le grandezze necessarie alla valutazione della producibilità sono:

Diametro rotore[m]	112
Altezza mozzo [m]	84
Velocità vento di cut-in [m/s]	3,0
Velocità vento nominale [m/s]	12,5
Velocità vento di cut-out [m/s]	25,0

I valori della potenza in uscita e del coefficiente di spinta garantiti dal costruttore in funzione della velocità media del vento all'altezza del mozzo e per una densità dell'aria pari a 1,225 Kg/m³ sono i seguenti:

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ct	Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ct
3	12	0,950	13,5	3.000,00	0,265
3,5	53	0,923	14	3.000,00	0,236
4	121	0,899	14,5	3.000,00	0,211
4,5	205	0,864	15	3.000,00	0,190
5	303	0,836	15,5	3.000,00	0,172
5,5	420	0,822	16	3.000,00	0,156
6	559	0,817	16,5	3.000,00	0,142
6,5	723	0,813	17	3.000,00	0,130
7	914	0,809	17,5	3.000,00	0,120
7,5	1.133,00	0,804	18	3.000,00	0,110
8	1.383,00	0,800	18,5	3.000,00	0,102
8,5	1.662,00	0,795	19	3.000,00	0,095
9	1.972,00	0,788	19,5	3.000,00	0,088
9,5	2.299,00	0,764	20	3.000,00	0,082
10	2.595,00	0,714	20,5	3.000,00	0,076
10,5	2.805,00	0,636	21	3.000,00	0,071
11	2.951,00	0,549	21,5	3.000,00	0,067
11,5	2.984,00	0,463	22	3.000,00	0,063
12	2.996,00	0,396	22,5	3.000,00	0,059
12,5	3.000,00	0,343	23	3.000,00	0,056
13	3.000,00	0,300	23,5	3.000,00	0,053
			24	3.000,00	0,050
			24,5	3.000,00	0,047
			25	3.000,00	0,045

Graficamente otteniamo i seguenti andamenti per la curva di potenza e del *trust coefficient*:



Poiché la potenza estraibile da un flusso eolico è direttamente proporzionale alla densità dell'aria, nel caso in cui essa, nelle aree relative al sito in questione, si scosti dal suddetto valore standard è necessario correggere le curve di potenza e del coefficiente di spinta in riferimento alla densità realmente rilevata.

4. Dati del vento

4.1 Tecniche NWP: Metodologia proposta per valutazione di producibilità di impianti eolici near / offshore

Lo studio di un impianto eolico (sia esso onshore, offshore o nearshore) richiede la conoscenza della climatologia del vento che interessa lo stesso impianto; se ci si affida ad un approccio allo studio del vento affidato a rilevazioni in sito, si deve comunque essere sicuri che il grado di incertezza introdotto dalla strumentazione sia minimo rispetto all'incertezza complessiva della stima di **AEP** (*Annual Energy*

Production). Nel caso non si disponga di dati sperimentali puntuali, la variazione del vento causata da complessi fenomeni di interazione tra la superficie terrestre e l'atmosfera può essere colta solo se si risolvono le dinamiche atmosferiche connesse attraverso le opportune scale di moto (spaziali e temporali). A livello numerico ciò non può avvenire con i codici di microscala (i codici usualmente utilizzati in ambito eolico quando si dispongono di dati sperimentali puntuali), ma bensì si deve ricorrere a codici di mesoscala; questi possono essere fondamentalmente di due tipi:

- **Statistical dynamical methods:** si simulano N casistiche stazionarie a livello di mesoscala, poi queste vengono combinate secondo le probabilità di occorrenza delle stesse
- **Dynamical Nesting method:** si simula l'evoluzione nel tempo dei fenomeni atmosferici che si verificano sulla zona di interesse. Tali codici sono solitamente utilizzati per le previsioni meteorologiche, ed afferiscono alla famiglia delle tecniche numeriche **NWP (Numerical Weather Prediction)**

In entrambi i casi questi metodi consentono di ricostruire la storia o la statistica del vento per tutto il dominio simulato a molteplici quote dal suolo. Naturalmente questo passaggio di simulazione non preclude la possibilità di inserire, in fase successiva, le informazioni ricavate all'interno di un codice di microscala, per studiare la produzione di eventuali impianti eolici che ricadano nel dominio di simulazione.

Nell'ambito del progetto **POWERED**, progetto europeo finalizzato alla valutazione sperimentale e numerica della risorsa del vento nel bacino Adriatico e di cui il Gruppo Tozzi è sponsor ufficiale, sono stati elaborati, tramite tecniche **NWP**, dati di vento puntuali caratterizzanti lo specchio d'acqua interessante il parco eolico offshore in esame.

Tali dati di vento, concessi ufficialmente al Gruppo Tozzi, sono stati riconosciuti dallo stesso progetto **POWERED** validi e sostitutivi di misure a mare e quindi utilizzabili per la valutazione della producibilità dell'impianto eolico in oggetto.

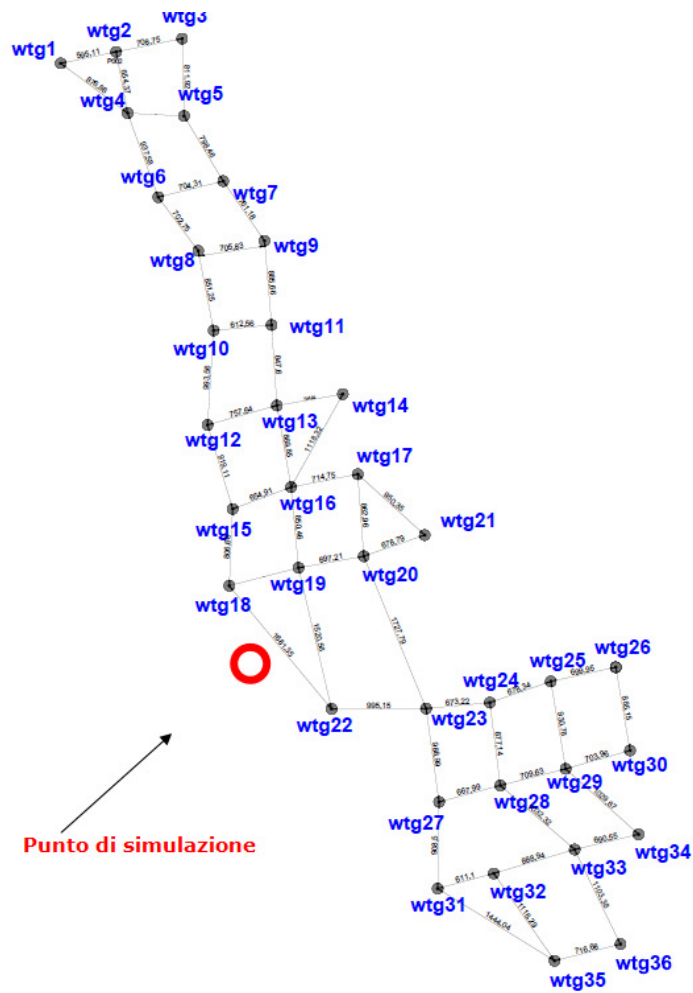
Come suddetto, l'indagine della ventosità caratterizzante l'area in esame è stata condotta dal progetto **POWERED** tramite tecniche **NWP**, affidando la simulazione di mesoscala a codici ampiamente diffusi in ambito scientifico.

Una volta ricostruito il campo di moto all'interno del dominio di interesse e concluso il processamento statistico, si è ottenuta una serie di ventosità storica e puntuale a ridosso dell'impianto eolico. Successivamente ci si è affidati ad un codice di microscala (di cui si tratterà ampiamente nei capitoli successivi) che ha permesso la stima di produzione del parco, considerando anche le caratteristiche di macchina ed il layout.

4.2 Serie Storica del Vento Progetto POWERED: Risultati della Simulazione

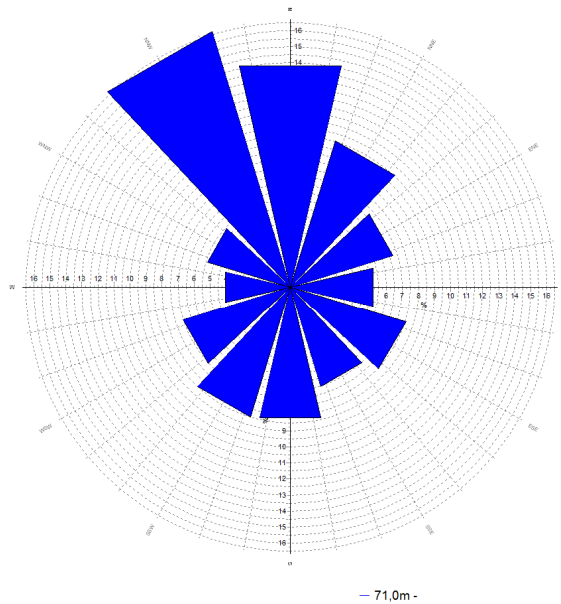
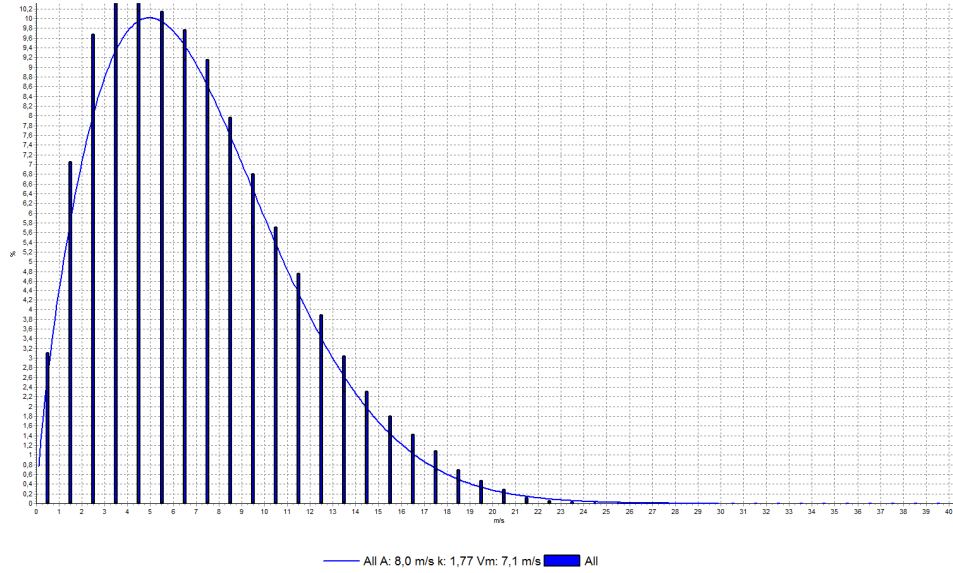
Vengono di seguito riportate la distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento a 71 m s.l.m. elaborati e concessi dal progetto **POWERED** per la stima di producibilità dell'impianto eolico offshore in studio.

La figura di seguito fornisce una visualizzazione del punto in cui sono stati estratti i dati meteorologici ottenuti dalla simulazione. Tale punto, baricentrico all'impianto, è certamente rappresentativo della ventosità di tutto lo specchio d'acqua interessato.



Per l'intensità della velocità del vento vengono riportati sia l'andamento dei valori dei coefficienti di scala e di forma della funzione di Weibull (funzione densità di probabilità) che approssima la distribuzione di frequenza misurata, sia una tabella del coefficiente di forma, della velocità media, del coefficiente di scala e la relativa frequenza per ognuno dei 12 settori di direzione considerati.

Meteo_POWERED_71m



Sector	A parameter	k parameter	frequency	Mean wind speed
0-N	7,029	1,678	14,162	6,278
1-NNE	8,062	1,8912	9,566	7,155
2-ENE	7,842	1,809	6,721	6,972
3-E	6,335	1,4687	5,297	5,734
4-ESE	7,984	1,612	7,544	7,153
5-SSE	8,635	1,6952	6,524	7,706
6-S	8,864	1,8207	8,404	7,878
7-SSW	7,751	1,6559	8,51	6,929
8-WSW	8,025	1,6798	7,002	7,166
9-W	7,602	1,7333	4,167	6,774
10-WNW	8,386	1,7145	5,405	7,478
11-NNW	8,461	2,3098	16,699	7,496
Mean	7,954	1,7666	100	7,08

5. Il modello

5.1 Definizione del modello di flusso

Per una corretta valutazione della producibilità del parco eolico in oggetto, i dati di vento elaborati devono essere inseriti all'interno di codici in microscala, in primo luogo allo scopo di riportare la ventosità all'altezza del mozzo e alle posizioni degli aerogeneratori previsti. Tale operazione è stata effettuata tramite i programmi "WindPRO" di EMD International, versione 2.8 e "Wind Atlas and Applications Program"(Wasp) del Risø National laboratori, Roskilde, Danimarca, versione 10.

Il programma utilizza i dati anemologici, le informazioni di rugosità superficiale e di orografia in ingresso nel punto di misura per determinare il vento geostrofico (vento indisturbato in quota, in assenza delle azioni di attrito esercitate dalla superficie terrestre sulla vena fluida) per una superficie di diversi kmq di estensione. Riportando tali dati di vento estrapolati in prossimità della superficie tridimensionale rappresentante il territorio d'interesse, il programma valuta i parametri statistici della distribuzione di frequenza della velocità e della direzione in punti arbitrari di tale superficie tenendo conto della sua natura orografica, della

rugosità del terreno e dell'eventuale presenza di ostacoli al flusso del vento. Il campo di velocità fornito è tridimensionale e ciò consente di disporre della velocità media del vento a varie altezze dal suolo, compresa l'altezza mozzo dell'aerogeneratore considerato, come precedentemente sottolineato.

I dati in ingresso che devono essere forniti sono quindi:

- 1) Descrizione dettagliata del terreno (rugosità ed orografia) sotto forma di mappa digitalizzata che copra un area di almeno 10 Km² intorno il parco eolico;
- 2) Dati del vento: in particolare sono stati utilizzati i dati a 71 m dal livello del mare forniti dal progetto **POWERED**;

In tal modo, è possibile ottenere la probabile distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento all'altezza del mozzo per ciascuna posizione degli aerogeneratori previsti, come riportato nella tabella sottostante:

UTM WGS84 Zone: 34							
	East	North	Hub height	A	k	Mean wind speed	Air density
			[m]	[m/s]	(Sum)	[m/s]	[kg/m³]
WTG01	252.724	4.502.211	84	7,66	1,705	6,84	1,21
WTG02	253.314	4.502.292	84	7,69	1,701	6,86	1,21
WTG03	254.016	4.502.383	84	7,77	1,725	6,93	1,21
WTG04	253.391	4.501.642	84	7,68	1,701	6,85	1,21
WTG05	253.981	4.501.572	84	7,76	1,721	6,92	1,21
WTG06	253.652	4.500.742	84	7,73	1,725	6,89	1,21
WTG07	254.346	4.500.862	84	7,75	1,721	6,91	1,21
WTG08	254.033	4.500.151	84	7,73	1,721	6,89	1,21
WTG09	254.736	4.500.208	84	7,75	1,721	6,91	1,21
WTG10	254.139	4.499.307	84	7,71	1,725	6,87	1,21
WTG11	254.750	4.499.323	84	7,73	1,721	6,89	1,21
WTG12	254.007	4.498.322	84	7,59	1,709	6,77	1,21
WTG13	254.749	4.498.476	84	7,63	1,705	6,80	1,21
WTG14	255.449	4.498.548	84	7,65	1,701	6,83	1,21
WTG15	254.211	4.497.426	84	7,57	1,709	6,75	1,21
WTG16	254.839	4.497.612	84	7,60	1,705	6,78	1,21
WTG17	255.549	4.497.699	84	7,67	1,717	6,84	1,21
WTG18	254.120	4.496.625	84	7,53	1,713	6,72	1,21
WTG19	254.860	4.496.763	84	7,58	1,709	6,76	1,21
WTG20	255.553	4.496.836	84	7,65	1,721	6,82	1,21
WTG21	256.207	4.497.014	84	7,67	1,717	6,84	1,21
WTG22	255.107	4.495.262	84	7,58	1,713	6,76	1,21
WTG23	256.099	4.495.198	84	7,63	1,705	6,81	1,21
WTG24	256.772	4.495.215	84	7,64	1,721	6,81	1,21
WTG25	257.427	4.495.393	84	7,72	1,725	6,88	1,21
WTG26	258.119	4.495.495	84	7,73	1,721	6,90	1,21
WTG27	256.169	4.494.212	84	7,59	1,713	6,77	1,21
WTG28	256.823	4.494.341	84	7,63	1,709	6,80	1,21
WTG29	257.521	4.494.467	84	7,66	1,701	6,83	1,21
WTG30	258.209	4.494.614	84	7,70	1,717	6,87	1,21
WTG31	256.091	4.493.307	84	7,55	1,717	6,73	1,21
WTG32	256.691	4.493.425	84	7,59	1,713	6,77	1,21
WTG33	257.558	4.493.617	84	7,63	1,705	6,81	1,21
WTG34	258.239	4.493.730	84	7,68	1,721	6,85	1,21
WTG35	257.266	4.492.467	84	7,60	1,709	6,78	1,21
WTG36	257.972	4.492.594	84	7,63	1,701	6,80	1,21

5.2 Modello di scia e calcolo dell'energia prodotta

Gli effetti di scia provocati dalla reciproca schermatura tra le singole turbine eoliche sono calcolati mediante il modello bidimensionale **PARK** (N.O. Jensen EMD 2005). Gli elementi su cui il modello si basa per determinare la diminuzione del valore della velocità della vena fluida a valle dell'aerogeneratore rispetto al flusso indisturbato a monte di essa sono:

- 1) Distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento all'altezza del mozzo nelle posizioni previste per ciascun aerogeneratore;
- 2) Layout parco eolico;
- 3) Diametro rotore;
- 4) Curva del coefficiente di spinta per il tipo di aerogeneratore impiegato;

Tale modello è implementato all'interno del codice di calcolo WindPRO che utilizziamo per il calcolo della producibilità. La costante di decadimento è impostata sul valore standard di 0.075 per tutti i settori di direzione.

Il risultato del modello di scia è la distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento all'altezza del mozzo nelle posizioni previste per ciascun aerogeneratore comprensiva degli effetti di scia.

Conseguentemente utilizzando tale distribuzione e la curva di potenza dell'aerogeneratore, il codice è in grado di valutare la reale produzione energetica del parco eolico.

Dal rapporto fra l'energia prodotta considerando gli effetti di scia e l'energia prodotta trascurando tali effetti è possibile stimare il rendimento del parco eolico e quindi la validità del layout ipotizzato.

5.3 Densità dell'aria

WindPRO possiede in database le misure di temperatura, pressione e densità per alcune stazioni storiche vicine alle aree interessate alla realizzazione dell'impianto.

Partendo dai dati relativi alla stazione di Brindisi (distante 24 Km, a 15 m s.l.s, $T_{media}=16,7$ °C e $Densità_{media}=1,218$ Kg/m³) il codice, in funzione della quota altimetrica, calcola il corretto valor medio annuo della densità dell'aria ad altezza mozzo per ogni singola posizione degli aerogeneratori considerati. La densità dell'aria così calcolata è risultata essere 1,210 Kg/m³.

Per l'aerogeneratore VESTAS V112 Offshore si disponeva della curva di potenza riferita ad un valore della densità dell'aria standard pari a $1,225 \text{ Kg/m}^3$. Poiché la densità media dell'aria nel sito in questione si discosta dal suddetto valore, la curva di potenza è stata corretta in riferimento alla densità realmente rilevata, secondo la metodologia descritta dallo Standard IEC 61400-12.

Di seguito la curva di potenza della turbina VESTAS V112 Offshore 3MW per un valore di densità pari a $1,210 \text{ Kg/m}^3$, implementata nel modello per la stima di produzione del parco eolico in oggetto.

Velocità del vento [m/s]	Potenza [kW]	Velocità del vento [m/s]	Potenza [kW]
1	0	15	3.000,0
2	0	16	3.000,0
3	11,0	17	3.000,0
4	118,7	18	3.000,0
5	298,9	19	3.000,0
6	552,1	20	3.000,0
7	902,7	21	3.000,0
8	1.366,3	22	3.000,0
9	1.946,7	23	3.000,0
10	2.563,7	24	3.000,0
11	2.930,6	25	3.000,0
12	2.993,9		
13	3.000,0		
14	3.000,0		

6. Stima della producibilità del Parco Eolico

Vengono qui di seguito riportati i risultati ottenuti utilizzando il codice di calcolo WindPRO per il parco eolico offshore al largo delle coste Brindisine.

Nella tabella sottostante vengono indicate per ogni singolo aerogeneratore la producibilità annua al netto delle perdite di scia e le perdite per effetto scia.

	UTM WGS84 Zone: 34		Hub height [m]	Net Result [MWh/y]	Wake Loss [%]
	East	North			
WTG01	252.724	4.502.211	84	9.163,30	3,09
WTG02	253.314	4.502.292	84	9.040,70	4,83
WTG03	254.016	4.502.383	84	9.177,90	5,00
WTG04	253.391	4.501.642	84	8.829,20	6,85
WTG05	253.981	4.501.572	84	8.891,70	7,69
WTG06	253.652	4.500.742	84	8.812,40	7,97
WTG07	254.346	4.500.862	84	8.717,80	9,43
WTG08	254.033	4.500.151	84	8.658,70	9,61
WTG09	254.736	4.500.208	84	8.697,30	9,62
WTG10	254.139	4.499.307	84	8.717,10	8,64
WTG11	254.750	4.499.323	84	8.604,50	10,22
WTG12	254.007	4.498.322	84	8.599,70	7,65
WTG13	254.749	4.498.476	84	8.368,00	10,81
WTG14	255.449	4.498.548	84	8.593,10	8,85
WTG15	254.211	4.497.426	84	8.446,90	8,96
WTG16	254.839	4.497.612	84	8.370,30	10,38
WTG17	255.549	4.497.699	84	8.505,70	10,15
WTG18	254.120	4.496.625	84	8.618,30	6,40
WTG19	254.860	4.496.763	84	8.413,30	9,50
WTG20	255.553	4.496.836	84	8.521,30	9,60
WTG21	256.207	4.497.014	84	8.752,50	7,59
WTG22	255.107	4.495.262	84	8.698,20	6,45
WTG23	256.099	4.495.198	84	8.640,00	7,96
WTG24	256.772	4.495.215	84	8.544,90	9,25
WTG25	257.427	4.495.393	84	8.781,40	8,13
WTG26	258.119	4.495.495	84	8.983,90	6,32
WTG27	256.169	4.494.212	84	8.495,40	8,85
WTG28	256.823	4.494.341	84	8.352,10	11,00
WTG29	257.521	4.494.467	84	8.484,10	10,13
WTG30	258.209	4.494.614	84	8.754,90	8,09
WTG31	256.091	4.493.307	84	8.578,80	7,15
WTG32	256.691	4.493.425	84	8.420,40	9,52
WTG33	257.558	4.493.617	84	8.506,40	9,45
WTG34	258.239	4.493.730	84	8.741,50	7,82
WTG35	257.266	4.492.467	84	8.648,40	7,29
WTG36	257.972	4.492.594	84	8.716,70	7,09

Nella tabella sottostante è indicata la produzione energetica annua al netto delle perdite per effetto scia ed il conseguente rendimento dell'impianto.

	Totale
Produzione annua netta [MWh]	311.847
Perdite per effetto scia [%]	8,26
Rendimento parco eolico [%]	91,74

Va ricordato che nei calcoli effettuati non sono incluse le seguenti perdite sistematiche:

- perdite elettriche di rete e di trasformazione (4%)
- perdite dovute alla disponibilità degli aerogeneratori (3%)
- perdite dovute alla presenza di ghiaccio sulle pale e degradazione superficie pale anche per corrosione causato da ambiente marino (2%)
- altre perdite (1%)

Prendendo in considerazione tali perdite la produzione annua attesa risulta:

	Totale
Perdite [%]	10,00
Produzione annua attesa [MWh]	280.662
Potenza nominale totale [MW]	108
Ore anno funzionamento VESTAS V112 3MW [ore/anno]	2.600

7. Analisi incertezze

La valutazione della producibilità annua dell'impianto, indipendentemente dalla precisione dei dati in input e dalla modellazione effettuata, contengono incertezze di carattere tecnico, metodologico e climatologico. Tali incertezze sono legate:

1. alle misura anemometriche utilizzate
2. alla variabilità della media annuale in relazione al periodo di misura
3. alla variabilità della media annuale
4. alla definizione della curva di potenza

5. alla definizione del modello di flusso
6. alla definizione del modello delle perdite per effetto scia
7. alla definizione delle perdite sistematiche sopraelencate

Con il termine incertezza di un parametro s'intende lo scarto quadratico medio della distribuzione statistica del parametro considerato. Questo deve essere convertito in incertezza di produzione tramite il fattore di sensitività. Sommando quadraticamente tutte le incertezze di produzione è possibile calcolare lo scarto quadratico medio della distribuzione statistica della produzione annua (incertezza totale).

Facendo riferimento al precedente elenco dei parametri d'incertezza otteniamo:

	Par. 1	Par. 2	Par. 3	Par. 4	Par. 5	Par. 6	Par. 7
Incertezza parametro[%]	3	3,6	5	3	4	10	50
Fattore sensitività	2,06	2,06	2,06	1	1	0,05	0,03
Incertezza produzione [%]	6,18	7,32	10,3	3	4	0,5	1,5
Incertezza totale [%]	≈ 15%						

8. Conclusioni

La presente relazione riporta i risultati dell'analisi di producibilità per un impianto eolico offshore formato da 36 aerogeneratori che si svilupperà su una superficie acqua di circa 2.000 ettari al largo della costa compresa tra Torre Cavallo, immediatamente a Sud di Brindisi, ed il litorale delle località Lendinuso e Casalabate.

La stima di produzione annua netta sopra riportata rappresenta la P50%, ossia il valor medio della distribuzione statistica della produzione annua. Lo scarto

quadratico medio di tale distribuzione è dato dal valore dell'incertezza totale calcolato al precedente paragrafo.

Sulla base di semplici considerazioni di carattere statistico siamo in grado di valutare il valore di P75%, vale a dire la produzione attesa che presenta una probabilità del 75% di essere superata nel corso dell'anno.

Viene di seguito riportata la tabella riepilogativa indicante per ogni singolo aerogeneratore la producibilità al netto delle perdite per effetto scia e la P75% al netto delle perdite sistematiche e dei parametri di incertezza sopraelencati:

PARCO EOLICO OFFSHORE: 36 VESTAS V112 3MW H=84m

	UTM WGS84 Zone: 34		Hub height [m]	Mean wind speed [m/s]	Net Result [P50] [MWh/y]	Net Result [P75] [MWh/y]	Eq. Hours [P75]	Wake Loss [%]
	East	North						
WTG01	252.724	4.502.211	84	6,84	8.246,97	7.406	2.469	3,09
WTG02	253.314	4.502.292	84	6,86	8.136,63	7.307	2.436	4,83
WTG03	254.016	4.502.383	84	6,93	8.260,11	7.418	2.473	5,00
WTG04	253.391	4.501.642	84	6,85	7.946,28	7.136	2.379	6,85
WTG05	253.981	4.501.572	84	6,92	8.002,53	7.186	2.395	7,69
WTG06	253.652	4.500.742	84	6,89	7.931,16	7.122	2.374	7,97
WTG07	254.346	4.500.862	84	6,91	7.846,02	7.046	2.349	9,43
WTG08	254.033	4.500.151	84	6,89	7.792,83	6.998	2.333	9,61
WTG09	254.736	4.500.208	84	6,91	7.827,57	7.029	2.343	9,62
WTG10	254.139	4.499.307	84	6,87	7.845,39	7.045	2.348	8,64
WTG11	254.750	4.499.323	84	6,89	7.744,05	6.954	2.318	10,22
WTG12	254.007	4.498.322	84	6,77	7.739,73	6.950	2.317	7,65
WTG13	254.749	4.498.476	84	6,8	7.531,20	6.763	2.254	10,81
WTG14	255.449	4.498.548	84	6,83	7.733,79	6.945	2.315	8,85
WTG15	254.211	4.497.426	84	6,75	7.602,21	6.827	2.276	8,96
WTG16	254.839	4.497.612	84	6,78	7.533,27	6.765	2.255	10,38
WTG17	255.549	4.497.699	84	6,84	7.655,13	6.874	2.291	10,15
WTG18	254.120	4.496.625	84	6,72	7.756,47	6.965	2.322	6,40
WTG19	254.860	4.496.763	84	6,76	7.571,97	6.800	2.267	9,50
WTG20	255.553	4.496.836	84	6,82	7.669,17	6.887	2.296	9,60

WTG21	256.207	4.497.014	84	6,84	7.877,25	7.074	2.358	7,59
WTG22	255.107	4.495.262	84	6,76	7.828,38	7.030	2.343	6,45
WTG23	256.099	4.495.198	84	6,81	7.776,00	6.983	2.328	7,96
WTG24	256.772	4.495.215	84	6,81	7.690,41	6.906	2.302	9,25
WTG25	257.427	4.495.393	84	6,88	7.903,26	7.097	2.366	8,13
WTG26	258.119	4.495.495	84	6,9	8.085,51	7.261	2.420	6,32
WTG27	256.169	4.494.212	84	6,77	7.645,86	6.866	2.289	8,85
WTG28	256.823	4.494.341	84	6,8	7.516,89	6.750	2.250	11,00
WTG29	257.521	4.494.467	84	6,83	7.635,69	6.857	2.286	10,13
WTG30	258.209	4.494.614	84	6,87	7.879,41	7.076	2.359	8,09
WTG31	256.091	4.493.307	84	6,73	7.720,92	6.933	2.311	7,15
WTG32	256.691	4.493.425	84	6,77	7.578,36	6.805	2.268	9,52
WTG33	257.558	4.493.617	84	6,81	7.655,76	6.875	2.292	9,45
WTG34	258.239	4.493.730	84	6,85	7.867,35	7.065	2.355	7,82
WTG35	257.266	4.492.467	84	6,78	7.783,56	6.990	2.330	7,29
WTG36	257.972	4.492.594	84	6,8	7.845,03	7.045	2.348	7,09

Totale	280.662	252.035	
Media Parco		7.001	2.334