

	REGIONE BASILICATA		PROVINCIA DI POTENZA
	COMUNE DI MONTEMILONE		COMUNE DI VENOSA

IMPIANTO EOLICO "PERILLO SOPRANO"



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA, DELLE OPERE CONNESSE E DELLE STRUTTURE INDISPENSABILI, AI SENSI DEL D.LGS. N. 387 DEL 2003, COMPOSTO DA N° 10 AEROGENERATORI PER UNA POTENZA COMPLESSIVA DI 56 MW, SITO NEI COMUNI DI MONTEMILONE-VENOSA (PZ)

COD REG	DESCRIZIONE
PERSOP001	A.17.1.2 Studio di Impatto Ambientale – Q.R. Progettuale
SCALA DI RAPP.	

PROPONENTE	CONSULENTE
<p>MILLEK SRL, VIA TADINO N. 52 20124 MILANO P.IVA 09702620965 MAIL : info@millek.it PEC : postmaster@pec.millek.it</p>	   <p>Via della Resistenza n. 48 70125 Bari (BA) P.IVA 07153620724 PEC: atechsrl@legalmail.it Ing. Tricarico Orazio Ordine degli Ingegneri della Provincia di Bari N. 4985</p>

REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
ATECH	ATECH	RENOVA PROGETTI

REV	REV	REV
DATA	DATA	
09/09/2020		



Indice

1. PREMESSE.....	2
2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....	3
3. STUDIO DEL POTENZIALE EOLICO E PRODUCIBILITÀ.....	6
4. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO.....	10
4.1 Tipologia aerogeneratore.....	11
4.2 Fondazione aerogeneratore.....	13
4.3 Piazzole aerogeneratori.....	17
4.4 Strade di accesso e viabilità di servizio.....	19
4.5 Cavidotti.....	20
4.6 Soluzione di connessione.....	21
4.7 Sottostazione utente di connessione alla RTN.....	21
5. FASE DI GESTIONE DELL’IMPIANTO.....	22
6. CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI.....	24
7. DISMISSIONE DELL’IMPIANTO.....	27
8. ANALISI DELLA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE ED ECONOMICA.....	30
8.1 Generalità.....	30
8.2 Considerazioni economico-sociali.....	30
8.3 Sostenibilità economico-finanziaria.....	32
9. ANALISI DELLE ALTERNATIVE.....	42



1. PREMESSE

Il presente documento costituisce il **Quadro di Riferimento Progettuale** dello **Studio Preliminare Ambientale**, redatto ai sensi dell'art. 22 del D.Lgs 152/06 come modificato ed integrato dal D.Lgs 104/2017, e della Legge Regionale 14 dicembre 1998 n. 47 della Regione Basilicata, "*Disciplina della Valutazione di Impatto Ambientale e norme per la Tutela dell'Ambiente*" *modificata e integrata dalla DGR n. 46 del 22 gennaio 2019*, relativamente al progetto di un **parco eolico di potenza 56 MWp in località Perillo Soprano nei comuni di Montemilone e Venosa (una sola turbina) (Provincia di Potenza, in Regione Basilicata)**.

In particolare, il progetto è costituito da:

- **n° 10 aerogeneratori della potenza di 5,6 MW** (denominati "WTG 1- 10") e delle rispettive piazzole di collegamento;
- tracciato dei cavidotti di collegamento (tra gli aerogeneratori e la sottostazione elettrica);
- **stazione elettrica** dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (punto di consegna alla la stazione 150/380 kV di Terna S.p.A.) ubicata nel **Comune di Montemilone (PZ)**, in loc " Perillo Soprano ", Fg. 32, p.IIa 253;
- nuova viabilità di progetto (o la ristrutturazione di quella esistente).

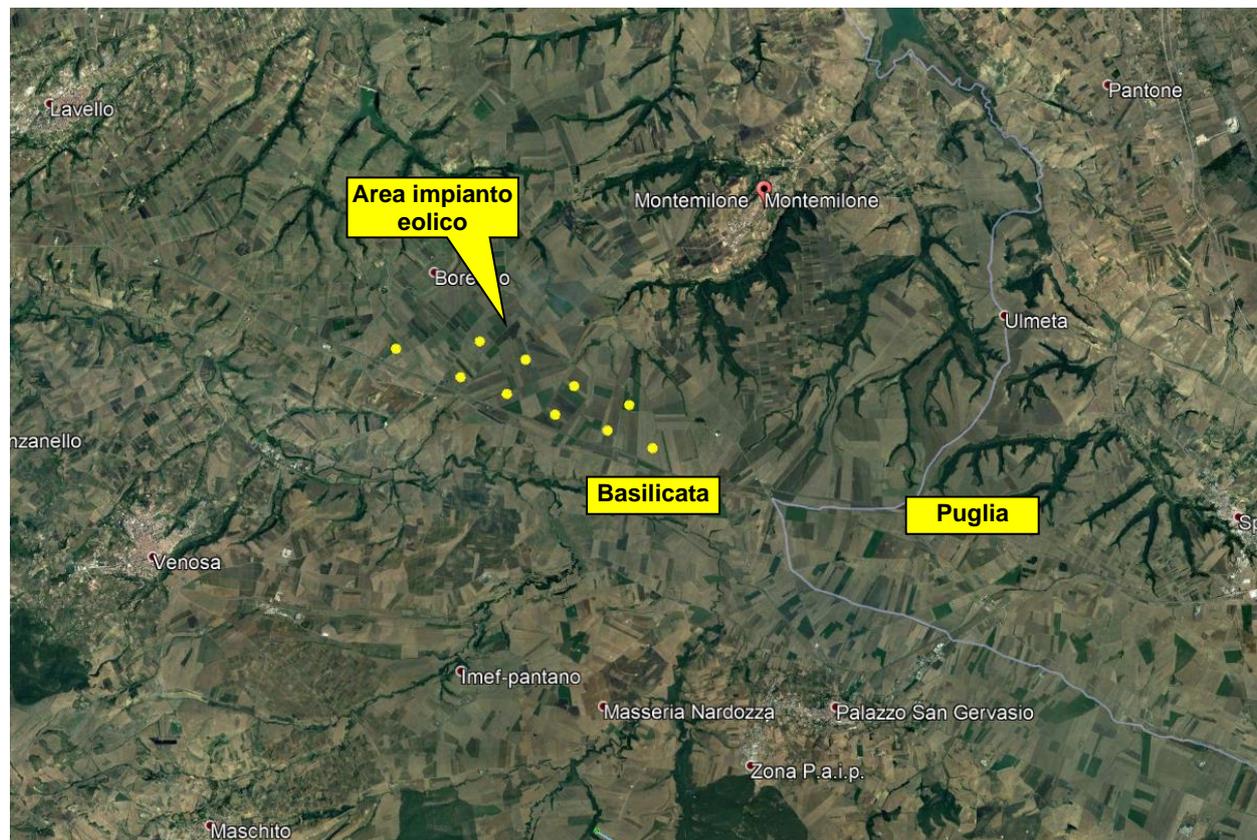
La società proponente è la **Millek S.r.l.**, con sede legale in Via Tadino 52, a Milano.

Tale opera si inserisce nel quadro istituzionale di cui al D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 "*Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*" le cui finalità sono:

- *promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;*
- *promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali;*
- *concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;*
- *favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.*

2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Il parco eolico ricade nel comune di Montemilone, in provincia di Potenza, in località “Perillo Soprano” identificato attraverso le seguenti coordinate geografiche: Latitudine 40.991949°N, Longitudine 15.917874°E; solo una turbina (WTG01) rientra nella zona di confine, ma nel territorio del Comune di Venosa, sempre in provincia di Potenza.



Inquadramento intervento di area vasta su ortofoto

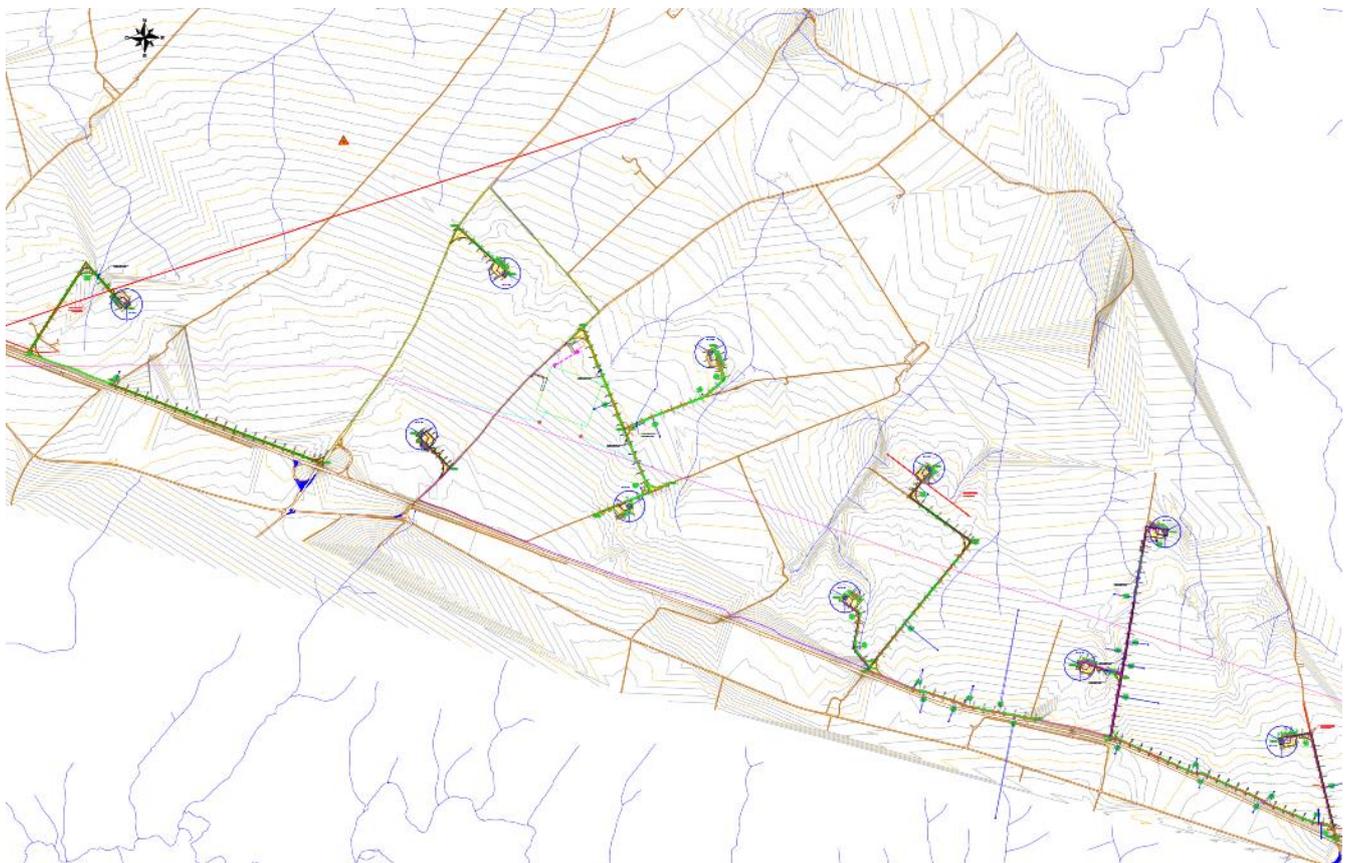
Il sito di intervento è situato nell’area a sud del comune di Montemilone, a circa 2,5 km dal confine con il territorio della regione Puglia, ed in particolare con il comune di Spinazzola, nella Provincia BAT (Barletta-Andria-Trani).

È raggiungibile direttamente dalla SS 655 Bradanica, oppure dalla SP 69 Lavello Ofantina, dalla SP77 di Santa Lucia o dalla SP Montemilone Venosa.

Nella immagine seguente è riportato un inquadramento territoriale su base ortofoto e CTR.



Area di intervento: dettaglio layout di progetto su ortofoto



Area di intervento: dettaglio layout di progetto su carta a curve di livello

Facendo riferimento agli elaborati grafici di inquadramento allegati, segue una tabella con indicazione delle coordinate degli aerogeneratori che costituiscono l'impianto eolico:

Turbina	Comune	Quota (m slm)	COORDINATE UTM WGS84		COORDINATE UTM ED50		COORDINATE GAUSS-BOAGA		FUSO
			Long. E	Lat. N	Long. E	Lat. N	Long. E	Lat. N	
WTG 1	Venosa	364	573,711	4,539,257	573,778	4,539,448	2,593,721	4,539,263	33
WTG 2	Montemilone	372	575,115	4,538,634	575,182	4,538,825	2,595,125	4,538,641	
WTG 3		358	575,514	4,539,406	575,581	4,539,597	2,595,524	4,539,413	
WTG 4		375	576,106	4,538,288	576,173	4,538,479	2,596,116	4,538,295	
WTG 5		355	576,493	4,539,027	576,560	4,539,218	2,596,503	4,539,033	
WTG 6		376	577,134	4,537,853	577,201	4,538,044	2,597,143	4,537,860	
WTG 7		358	577,534	4,538,470	577,601	4,538,661	2,597,544	4,538,477	
WTG 8		378	578,253	4,537,527	578,320	4,537,718	2,598,263	4,537,534	
WTG 9		359	578,660	4,538,165	578,727	4,538,356	2,598,670	4,538,172	
WTG 10		385	579,216	4,537,160	579,283	4,537,351	2,599,226	4,537,166	

Nella tabella sottostante sono invece riportate le inter-distanze tra le turbine in metri (in alto a destra) e in diametri di un rotore da 150 m (in basso a sinistra).

Come si può notare dalla tabella, tutte le posizioni hanno una inter-distanza di almeno 4 diametri di rotore tra loro (distanza minima 735 m tra WTG 6 e WTG 7).

3. STUDIO DEL POTENZIALE EOLICO E PRODUCIBILITÀ

Nel presente paragrafo si riporta una sintesi dello studio del potenziale eolico e della producibilità; per i dettagli si rimanda alla Relazione Specialistica Studio Anemologico redatto dalla società TecnoGaia Srl.

L'attività svolta nell'ambito dello studio anemologico è consistita in:

1. Analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici disponibili (RIF1 e RIF2);
2. Valutazione della ventosità di lungo periodo (RIF2);
3. Predisposizione della mappa territoriale in ingresso al modello con curve di livello e rugosità;
4. Simulazione del campo di vento mediante modello WAsP;
5. Valutazioni della produzione annua di lungo periodo attesa dall'impianto lorda ed al netto delle perdite stimate ($P_{50\%}$);
6. Verifica del rispetto dei requisiti minimi anemologici e di producibilità, richiesti dalla normativa regionale.

Per le valutazioni di producibilità sono stati utilizzati i dati di una stazione anemometrica tutt'oggi attiva, denominata Riferimento 1 mentre, per verifica, è stata impiegata anche un'altra serie più prossima all'area del sito d'interesse e ricadente nel comune di Venosa, con dati, per un periodo, contemporanei a RIF1, nella disponibilità di TecnoGaia per verifiche interne. Alla serie di dati aggiuntiva, come detto, è stato attribuito il codice RIF2, la descrizione Riferimento 2 e le tabelle di seguito riassumono il monitoraggio anemometrico della stessa:

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo di rilevazione		N° mesi
		Inizio	Fine	
Riferimento 2	RIF2	Aprile 1999	Gennaio 2004	56.8

Stazione anemometrica codice	H torre	Disponibilità dati validati	Velocità media	Energia	Parametri distribuzione di Weibull	
	M	%	m/s	W/m ²	Vc (m/s)	K
RIF2	15	87.4	5.22	205	5.84	1.73

Si segnala che, al fine di ulteriore verifica della coerenza delle serie di dati impiegate, è stato svolto un ulteriore confronto tra la stazione Riferimento 1 ed altre stazioni d'area prossime a Riferimento 2, con buoni risultati, a suffragare la bontà della rappresentatività della risorsa da parte delle stazioni anemometriche scelte per il sito d'interesse.

Per quanto riguarda la stazione RIF1 si riportano i dati del monitoraggio anemometrico:

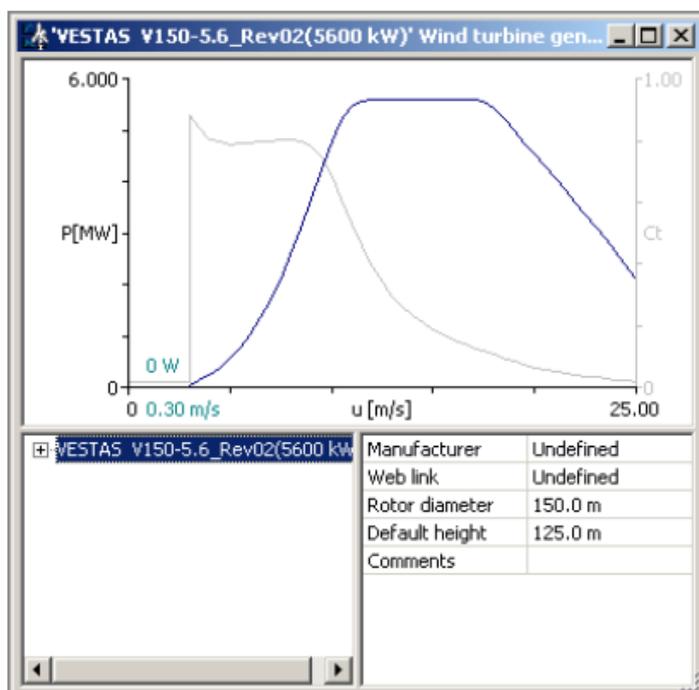
Nome Stazione	Codice Stazione	H Torre s.l.s.	Coordinate Geografiche WGS84		Altitudine
			Latitudine	Longitudine	m s.l.m.
Riferimento 1	RIF1	15	40° 42' N	15° 28' E	870

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo di rilevazione		N° mesi
		Data inizio	Data fine	
Riferimento 1	RIF1	05/07/2019	29/07/2020	12.8

Per la valutazione della producibilità è stato utilizzato l'aerogeneratore di progetto, consistente nel modello Vestas V150-5.6 MW, con altezza mozzo 125 m e diametro rotore 150 m, come indicato in seguito.

Costruttore	Modello	Rev.	Potenza [MW]	Diametro Rotore [m]	H mozzo [m]	Classe IEC
Vestas	V150-5.6 MW	v04	5.6 MW	150	125	S

VESTAS V150-5.6 MW



Speed [m/s]	Power [kW]	Thrust coefficient
3	42	0.884
4	252	0.806
5	567	0.789
6	1039	0.792
7	1704	0.798
8	2579	0.803
9	3673	0.782
10	4781	0.686
11	5452	0.534
12	5586	0.391
13	5600	0.296
14	5600	0.232
15	5600	0.187
16	5600	0.153
17	5597	0.128
18	5428	0.106
19	4993	0.083
20	4532	0.065
21	4069	0.052
22	3600	0.041
23	3114	0.032
24	2635	0.025
25	2122	0.019

Sulla base del modello aerogeneratore, è stata valutata la producibilità lorda dell'impianto ottenuta tramite le due simulazioni sulle due serie di dati disponibili (RIF1 e RIF2), opportunamente mediate "pesando" il contributo rispetto alla distanza delle stazioni dalla posizione delle turbine.

I risultati ottenuti sono riportati nella tabella seguente:

Turbina	Coordinate UTM ED50 Fuso 33		Elev. [m]	HH [m]	Vmed [m/s]	Lorda [MWh]	Perdita Scia [%]	Lorda (netto scia) [MWh]	Ore [anno]	Verifica I.D.V. [≥0.15]
	ID	X [m]								
WTG 1	573,778	4,539,448	364	125	6.03	14,746	0.2	14,717	2628	Sì
WTG 2	575,182	4,538,825	372	125	6.06	14,873	1.6	14,635	2613	Sì
WTG 3	575,581	4,539,597	358	125	6.00	14,596	3.2	14,131	2523	Sì
WTG 4	576,173	4,538,479	375	125	6.07	14,894	2.7	14,493	2588	Sì
WTG 5	576,560	4,539,218	355	125	5.95	14,401	4.6	13,735	2453	Sì
WTG 6	577,201	4,538,044	376	125	6.07	14,911	3.0	14,467	2583	Sì
WTG 7	577,601	4,538,661	358	125	5.95	14,399	5.4	13,628	2434	Sì
WTG 8	578,320	4,537,718	378	125	6.06	14,848	2.8	14,426	2576	Sì
WTG 9	578,727	4,538,356	359	125	5.94	14,329	5.1	13,605	2429	Sì
WTG 10	579,283	4,537,351	385	125	6.06	14,862	2.3	14,522	2593	Sì
MEDIE			368		6.02	14,686	3.1	14,236	2542	
TOTALI						146,858		142,358		

Quindi la producibilità lorda ammonta a:

Producibilità lorda						
Impianto	H Mozzo [m]	Potenza nominale [MW]	N° AG	Potenza impianto [MW]	Producibilità lorda [MWh/anno]	Ore [Ore/anno]
Vestas V150-5.6 MW	125	5.6	10	56.0	142,358	2542

Alla quale vanno sottratte le perdite:

Perdite considerate	"Perillo Soprano"
Densità aria (alla densità di 1.168 Kg/m ³)	-2.9%
Disponibilità aerogeneratori	-3.0%
Disponibilità aerogeneratori – non contrattuale	-0.5%
Disponibilità B.O.P.	-1.0%
Disponibilità rete	-0.2%
Perdite elettriche d'impianto	-1.5%
Perdite ambientali	-0.5%
Performance aerogeneratori	-1.5%
Totale perdite	-10.6%

Da cui si ricava la producibilità netta pari a:

Producibilità netta P _{50%}						
Impianto	Potenza nominale [MW]	N° AG	H mozzo (m)	Potenza impianto [MW]	Produttività [MWh/anno]	Ore [Ore/anno]
Vestas V150-5.6 MW	5.6	10	125	56.0	127,250	2272

Noti i parametri caratteristici in termini di producibilità dell'impianto, è stata condotta una verifica dei requisiti minimi del PIEAR della Regione Basilicata:

Identificativo della Norma	Requisito tecnico	Valore soglia	Valore di verifica	Esito
a.	Velocità media annua a 25 m dal suolo	≥4 m/s	4.32 m/s	Positivo
b.	Ore equivalenti di funzionamento (MWh/MW) considerando: Potenza impianto 56.0 MW Energia prodotta 142,358 MWh/anno	≥2000 h/anno	2542 h/anno	Positivo
c.	Densità volumetrica di energia annua unitaria (kWh/(anno·m ³)) considerando: Energia prodotta 14,236 MWh/anno H mozzo 125 m D rotore 150 m	≥0.15	≥0.15 per ogni aerogeneratore	Positivo
d.	Numero di aerogeneratori	≤ 30 (0 10)	10	Positivo

Come si può notare dai risultati ottenuti, l'esito della verifica di conformità al PIEAR è risultato positivo, pertanto il sito è idoneo alla installazione dell'impianto in oggetto.



4. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO

L'impianto è composto da 10 macchine con potenza unitaria di 5.6 MW, per una potenza complessiva pari a 56 MW.

Il sistema, quindi, sarà composto dai seguenti elementi principali:

- N° 10 Aerogeneratori tripala, di potenza unitaria pari a 5.6 MW, altezza mozzo 125 m, diametro rotore 150 m;
- Vani tecnici di trasformazione interni alle torri;
- Quadri elettrici MT;
- Sottostazione di trasformazione utente.

Per la sua realizzazione sono quindi da prevedersi le seguenti opere ed infrastrutture:

Opere Civili:

- Realizzazione della viabilità di servizio interna all'impianto;
- Adeguamento/ampliamento della rete viaria esistente nel sito
- Realizzazione dei cavidotti;
- Esecuzione dei plinti di fondazione delle macchine eoliche;
- Realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori;
- Posa in opera della sottostazione completa di basamenti e cunicoli per le apparecchiature elettromeccaniche.

Opere impiantistiche:

- Installazione degli aerogeneratori;
- Esecuzione dei collegamenti elettrici in cavidotti interrati tra i singoli aerogeneratori e tra gli aerogeneratori e la sottostazione dell'energia elettrica prodotta;
- Esecuzione del collegamento tra sottostazione utente e stazione RTN;
- Esecuzione sottostazione utente.

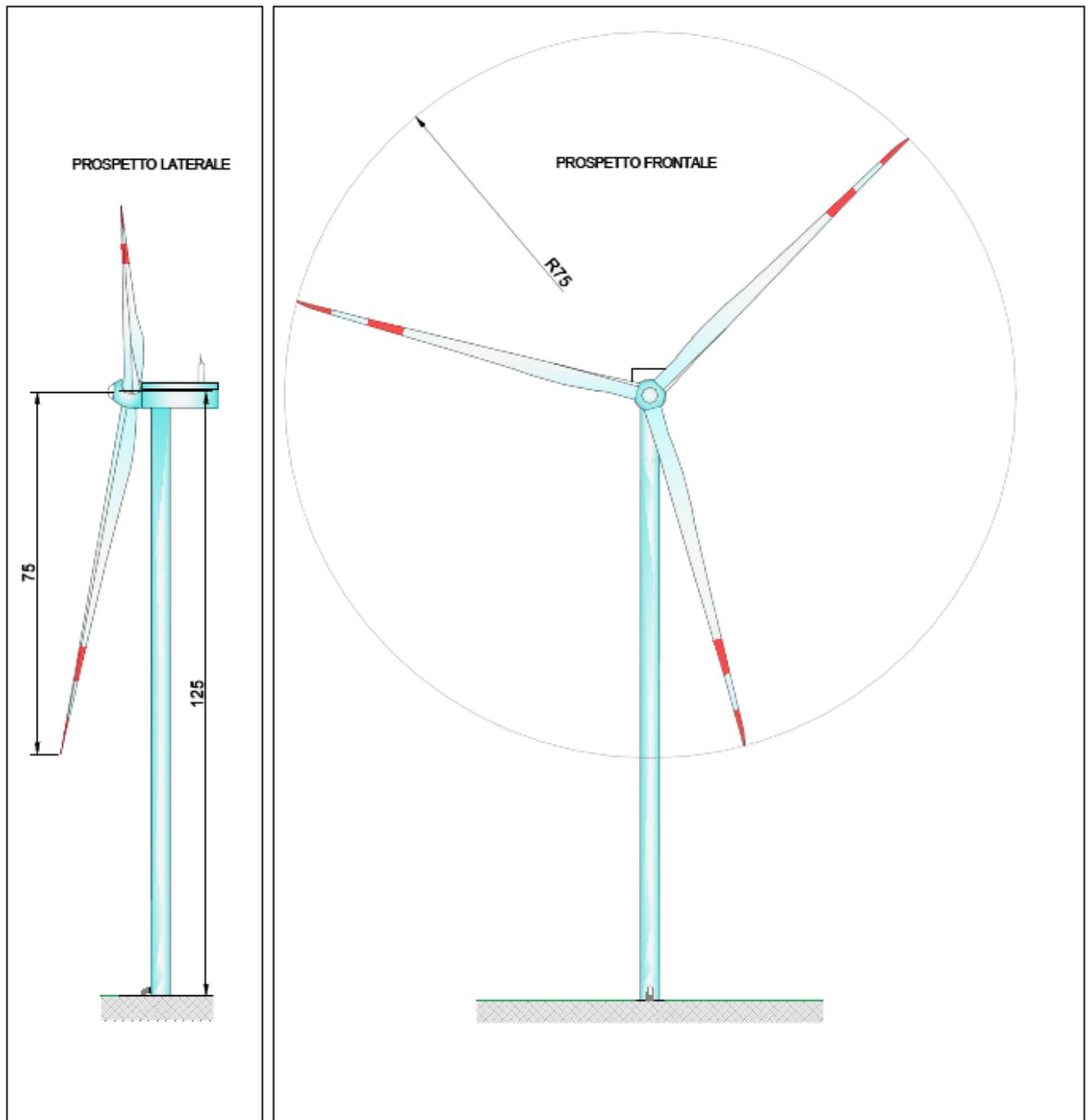


4.1 Tipologia aerogeneratore

Gli aerogeneratori costituenti il parco eolico in oggetto hanno tutti lo stesso numero di pale (tre), la stessa altezza e il medesimo senso di rotazione. Si riportano qui di seguito le caratteristiche tecniche massime previste per l'aerogeneratore tipo:

Potenza nominale	<i>5.6 MW</i>
Numero di pale	<i>3</i>
Diametro rotore	<i>150 m</i>
Altezza del mozzo	<i>125 m</i>
Velocità del vento di cut-in	<i>3 m/s</i>
Velocità del vento di cut-out	<i>25 m/s</i>
Velocità del vento nominale	<i>10 m/s</i>
Generatore	<i>Asincrono</i>
Tensione	<i>690 V</i>

Ciascuna torre sarà dotata di un proprio trasformatore 30 kV / 690 V, al fine di consentire il trasporto dell'energia verso la sottostazione utente ad un livello di tensione superiore, minimizzando così le perdite per effetto Joule.



Struttura aerogeneratore

Per l'architettura dell'aerogeneratore e le dimensioni caratteristiche si rimanda all'Elaborato Grafico.

Per effettuare le operazioni di montaggio, l'aerogeneratore si trasporta a piè d'opera suddiviso generalmente nei seguenti pezzi:

- due sezioni della torre;
- la navicella completa;



- il set dei cavi di potenza;
- il mozzo pale ed ogiva;
- l'unità di controllo;
- gli accessori (cavi di sicurezza, bulloni di assemblaggio, anemometri etc.).

Le due sezioni della torre vengono appoggiate sulla piazzola insieme alla navicella. Ad un lato della piazzola è assemblato il rotore: le tre pale vengono calettate sul mozzo e viene montata l'ogiva mediante gru.

Una seconda gru del peso di 300 tonnellate viene poi posizionata a circa 15 m dal centro torre, mentre la gru da 30 t è posta in prossimità della piazzola. terminate le operazioni precedenti, si procede al sollevamento con la sequenza di seguito riportata:

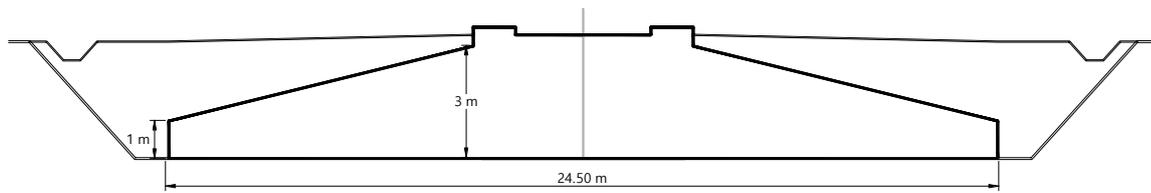
si colloca l'unità di controllo sugli appoggi disposti sulla fondazione, il primo concio di torre viene sollevato e collegato al concio di fondazione annesso nel calcestruzzo;

- il secondo concio è sollevato ed unito al primo concio;
- si eleva la navicella e si collega alla torre;
- si solleva il rotore già montato e si collega alla navicella;
- si connette il meccanismo di regolazione del passo delle pale;
- si procede al posizionamento dei cavi della navicella dalla parte interna della torre, per la connessione successiva con l'unità di controllo;
- si connettono cavi di potenza e di controllo, lasciando l'aerogeneratore predisposto per la connessione alla rete.

4.2 Fondazione aerogeneratore

Sulla base dello Studio Geologico, le caratteristiche fisico - meccaniche generali della formazione interessata dall'installazione risultano essere da discrete a buone, con conseguente esito positivo relativamente alla stabilità dell'opera.

La fondazione in progetto è in calcestruzzo armato, con pianta di forma circolare di diametro $D_e = 24,50$ m, a spessore variabile da un minimo di 1mt, sul bordo esterno, ad un massimo di 3mt in corrispondenza della zona centrale di attacco della parte in elevazione della torre.



sezione qualitativa plinto fondazione

La base della torre è solidarizzata alla struttura fondale mediante un sistema di tirafondi (anchor cages) pre-tesi ed annegati nel getto del plinto di fondazione.



immagine tipo posa anchor cages

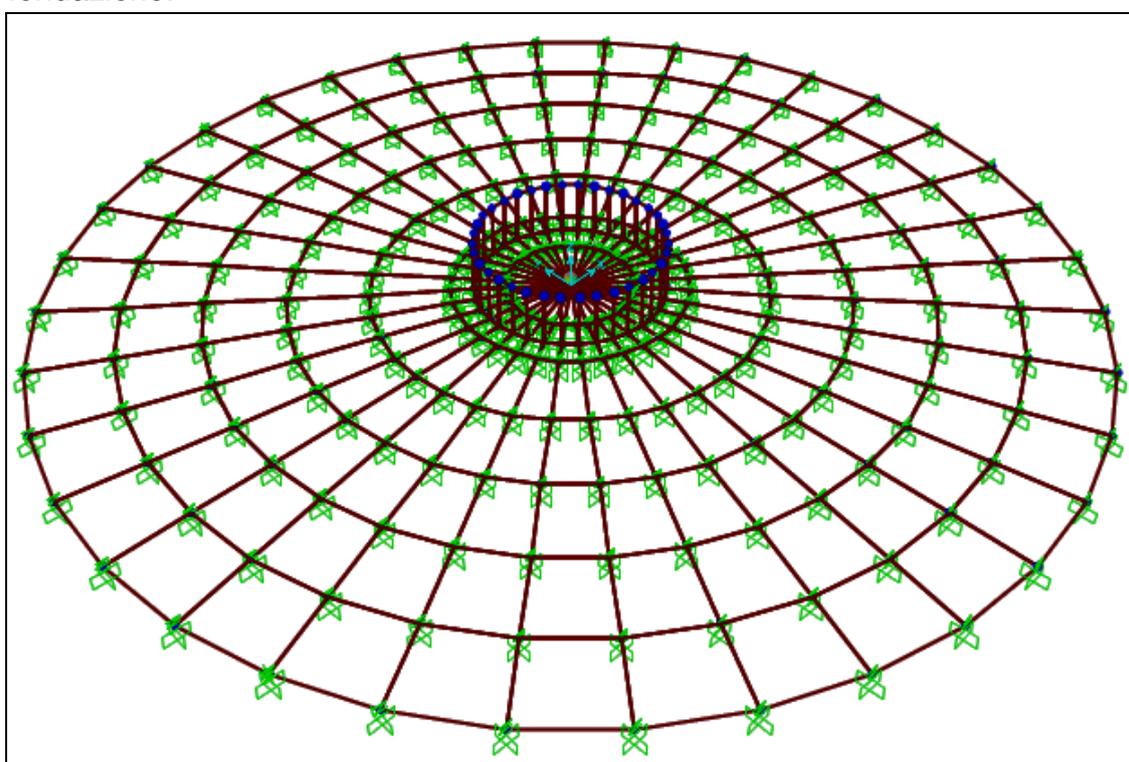


immagine tipo armature plinto

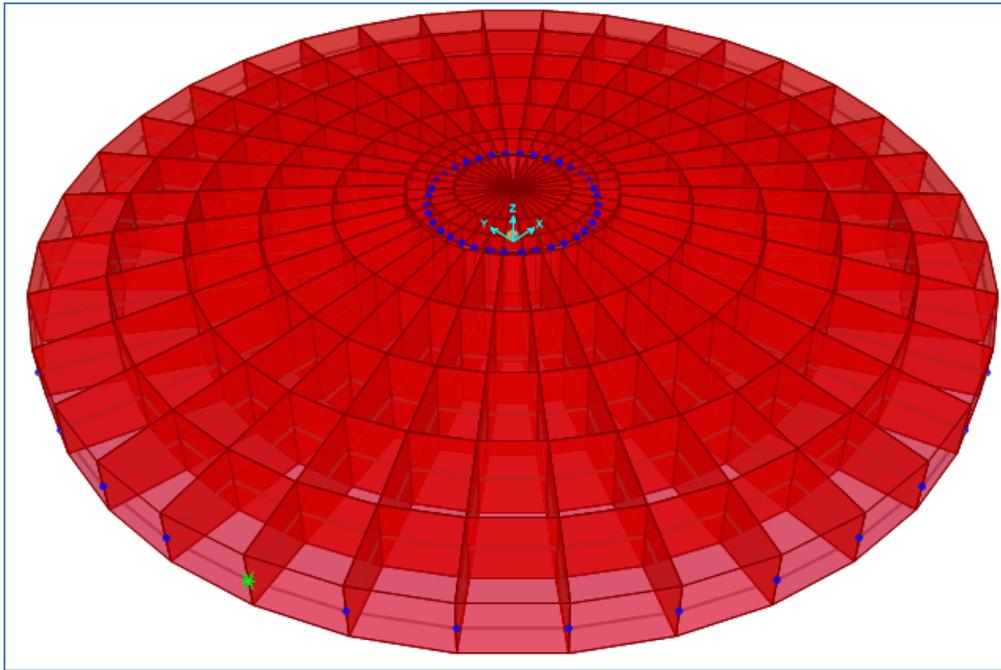
La fondazione è stata modellata con elementi finiti tipo “shell-thick” vincolati su suolo elastico alla Winkler e bloccati in modo isostatico contro le labilità di piano. La costante di sottofondo k (di Winkler) è stata calcolata come riportato in allegato A.11.1.3.3.

Il terreno è considerato col modello alla Winkler – molle non reagenti a trazione, pertanto le verifiche condotte sono di tipo non lineare.

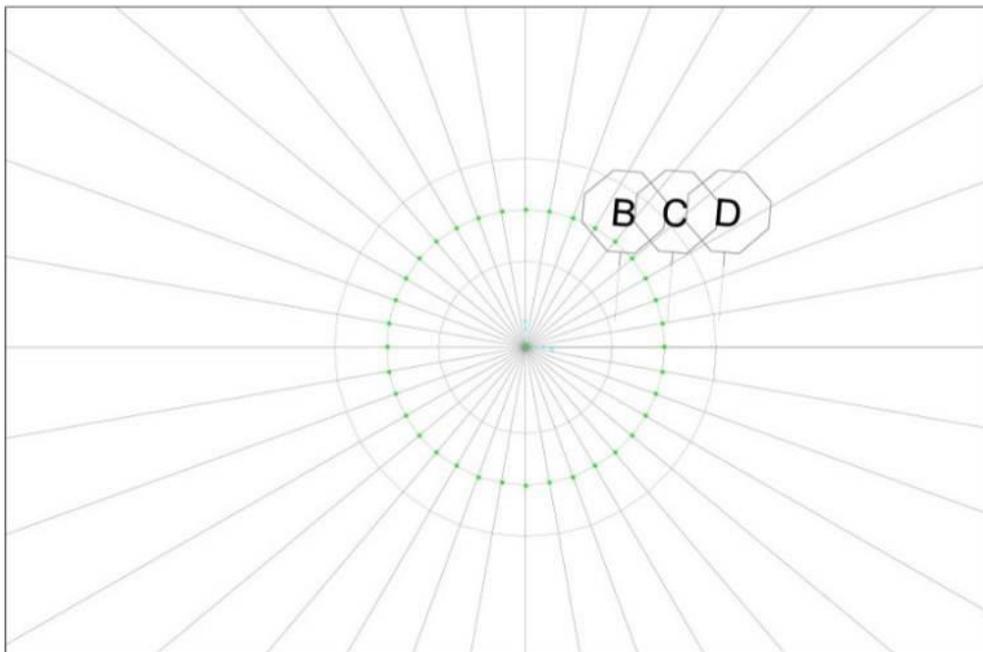
I carichi provenienti dalla struttura in elevazione (F_z , F_x , F_y , M_z , M_x , M_y) vengono applicati ad un nodo centrale posto ad una quota superiore rispetto al piano medio della piastra; questo nodo è collegato, attraverso una serie di elementi rigidi, alla corona di nodi (indicati con C nella figura seguente) cui corrisponde l’attacco della torre alla fondazione.



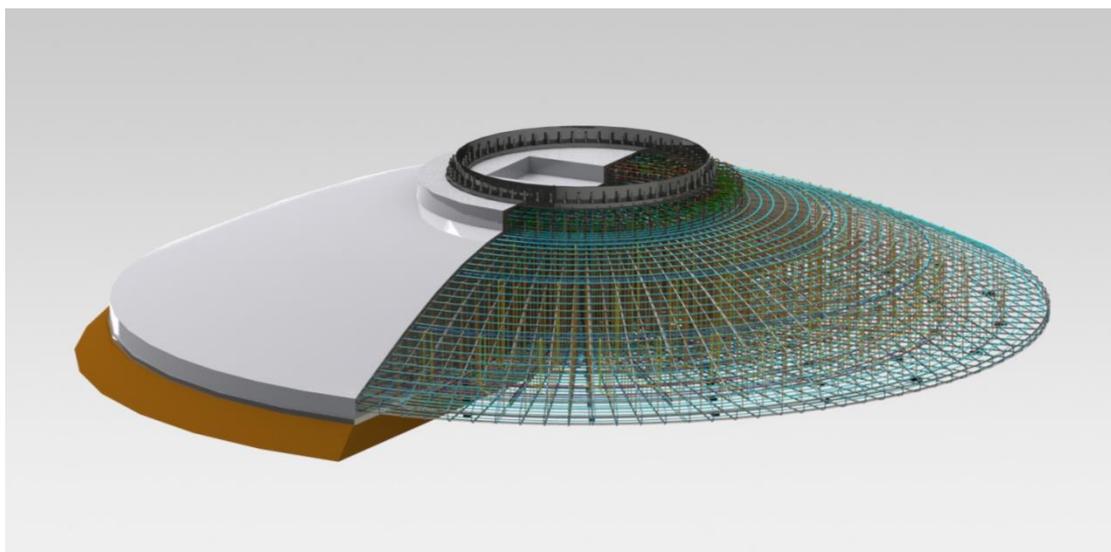
modello di calcolo a elementi finiti



vista solida del modello FEM



nodo centrale connesso rigidamente



vista render del modello

Si rimanda alla *Relazione preliminare strutture* per i dettagli.

Nella fondazione, oltre al sistema di ancoraggio della torre, saranno posizionate le tubazioni passacavo in PVC corrugato, nonché gli idonei collegamenti alla rete di terra.

Le opere di fondazione delle torri saranno completamente interrato e ricoperte da vegetazione e, laddove necessario, sarà predisposto un sistema di regimentazione delle acque meteoriche cadute sui piazzali.

4.3 Piazzole aerogeneratori

La postazione di macchina, al pari della viabilità, è stata progettata nel rispetto dell'ambiente fisico in cui viene inserita.

Le piazzole di montaggio, da installarsi in aree non pianeggianti, verranno realizzate con piani di posa adattati alle pendenze del terreno di ciascuna piazzola con l'obiettivo di minimizzare i movimenti terra (sterri e rilevati) necessari per la realizzazione delle stesse.

In fase di cantiere e di realizzazione dell'impianto sarà necessario approntare delle piazzole di montaggio degli aerogeneratori, prossime a ciascuna fondazione, dedicate al posizionamento delle gru ed al montaggio di ognuno dei 10 aerogeneratori costituenti il parco eolico.

Sono state ipotizzate due tipologie di piazzola di montaggio, con stoccaggio parziale e assemblaggio in due fasi e con stoccaggio totale e assemblaggio in una fase. La scelta tra le due tipologie di montaggio sarà effettuata in fase di progettazione esecutiva e gli elaborati del presente progetto, nonché il piano particellare di esproprio sono stati redatti in via prudenziale nell'ipotesi di ingombro massimo (stoccaggio totale e

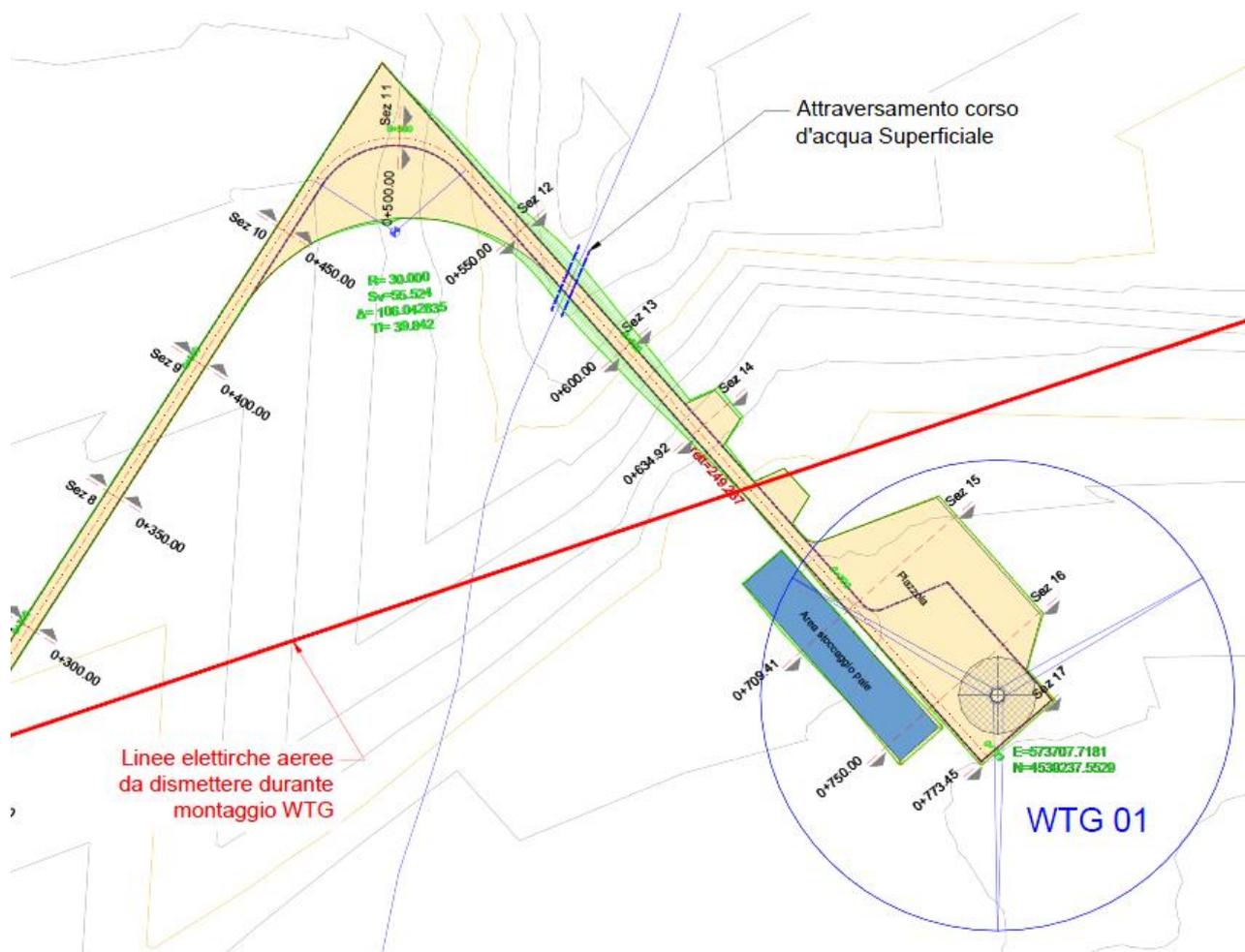
assemblaggio in una fase). Per maggiori dettagli relativi all'architettura della piazzola, sia quella di montaggio che quella definitiva si rimanda all'Elaborato Grafico.

Le dimensioni della piazzola di montaggio sono state fissate in relazione alle specifiche tecniche della turbina. Tali dimensioni sono dell'ordine dei 4000 m² complessivi, e suddivisi in zone dedicate allo stoccaggio pale, zone a 2 kg/cm² e zone a 3 kg/cm², caratterizzazione derivante dalla differente capacità portante del terreno e dal differente impiego dello stesso tra movimentazioni dei materiali e stoccaggio e zona di installazione della gru principale.

Al termine dei lavori, saranno rimosse le piazzole di montaggio e mantenute solo quelle di tipo definitivo, finalizzate a garantire la gestione e manutenzione dell'impianto durante la vita utile.

Al termine della vita operativa dell'impianto, tutte le piazzole degli aerogeneratori saranno rimosse e le aree ripristinate allo stato vegetale originario.

Nella immagine seguente è riportata la viabilità di accesso e piazzola della WTG01.



vista viabilità di accesso e piazzola della WTG01



4.4 Strade di accesso e viabilità di servizio

Per quanto possibile sarà utilizzata la viabilità già esistente, al fine di minimizzare gli effetti derivanti dalla realizzazione sia delle opere di accesso così come di quelle per l'allacciamento alla rete di trasmissione nazionale. La creazione di nuove strade è limitata alle zone dove non è presente alcun tipo di viabilità fruibile e/o adeguabile, portando allo sviluppo della nuova viabilità di accesso tra le strade esistenti e/o adeguate e le piazzole di servizio degli aerogeneratori.

Nel caso di adeguamento di strade esistenti e/o di creazione di strade nuove, la larghezza normale della strada in rettilineo fra i cigli estremi (cunette escluse) sarà fissata in almeno 5 m.

La viabilità di servizio, come detto, cerca di ripercorrere il più possibile la viabilità esistente e i collegamenti tra le singole parti dell'impianto saranno fatti in modo da non determinare un consumo di suolo, ripercorrendo i confini catastali.

Il sito è raggiungibile mediante strade pubbliche di natura provinciale e statale, quali la SS 655, la SP 18, la SP Montemilone Venosa, oltre che attraverso strade locali, come rappresentato nell'Elaborato Grafico di riferimento.

L'attuale ipotesi di ubicazione degli aerogeneratori tiene quindi in debito conto sia delle strade principali di accesso, che delle strade secondarie.

Ove necessario saranno previsti adeguamenti del fondo stradale e/o allargamenti temporanei della sede stradale della viabilità esistente, per tutto il tratto che conduce all'impianto.

In corrispondenza dell'accesso dalla SP e in tutti i tratti di accesso alle turbine, sono stati previsti dei raccordi con lo scopo di rendere il raggio di curvatura idoneo all'accesso dei mezzi eccezionali.

Nello specifico, viene indicata la viabilità interna alla zona d'impianto, suddivisa in nuova viabilità e viabilità da ammodernare.

Per maggiori dettagli in merito al tracciato della viabilità e all'individuazioni dei differenti tratti interessati da ammodernamento, così come la localizzazione di eventuali attività di raccordo previsti, si rimanda all'Elaborato Grafico di riferimento.

In merito alle sezioni stradali si precisa che, alla luce dei sopralluoghi effettuati in sito si conferma l'idoneità delle sezioni tipo della viabilità stradale, applicabili a tutta la viabilità interna.

4.5 Cavidotti

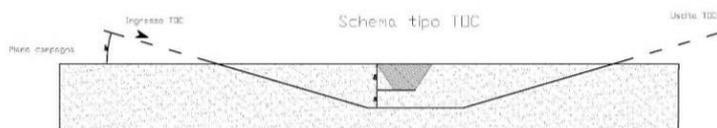
L'intervento è previsto nel territorio dei Montemilone (PZ) e la sottostazione utente è stata progettata nel territorio comunale di Montemilone. Nell'individuazione del tracciato del cavidotto di connessione alla soluzione individuata dalla STMG, si è cercato di impiegare il medesimo tracciato della viabilità interna per quanto concerne la connessione tra le turbine. Per il tratto di cavidotto di collegamento tra l'impianto e la SE è stato ipotizzato di seguire la viabilità pubblica, evitare centri abitati e minimizzare l'occupazione di nuovi terreni non interessati da altre opere riguardanti l'impianto.

La distanza tra la sottostazione utente ed gli aereogeneratori del parco eolico varia da 1 km a 9 km, comporterà la realizzazione di un cavidotto MT di utenza di connessione tra le WTG e la sottostazione utente, costituito da 4 linee MT in arrivo dagli aerogeneratori come. Saranno poi presenti i cavidotti di connessione MT tra le WTG, anch'essi riportati nell'elaborato grafico di riferimento.

Per ottimizzare le opere di scavo e l'occupazione, è stato infatti ipotizzato di impiegare un unico scavo condiviso da più linee fino al punto di connessione, pertanto i cavidotti saranno caratterizzati da un diverso numero di terne a seconda del tratto considerato.

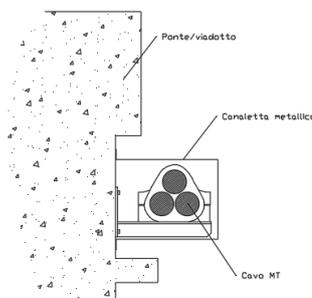
Sono stati inoltre previsti degli attraversamenti sia di tipo "TOC" che di tipo "a staffaggio" in corrispondenza di corsi d'acqua. L'attraversamento di tipo TOC è una tecnica di trivellazione con controllo attivo della traiettoria, per la posa di infrastrutture sotterranee senza scavo.

Si riporta di seguito un particolare del cavidotto in TOC e del cavidotto con staffaggio dei cavi.



Schema tipo attraversamento con TOC

Particolare staffaggio cavi



Schema tipo attraversamento con staffaggio all'impalcato



4.6 Soluzione di connessione

Lo schema di allacciamento alla RTN, in base alla STMG ricevute da Terna con CP 201900678, prevede il collegamento in antenna della sottostazione di trasformazione utente al sistema di sbarre a 150kV della futura stazione Elettrica di Trasformazione SE della RTN 380/150 kV da inserire in entra esci sulla linea 380 kV Genzano Bisaccia, come da progetto TERNA.

La realizzazione della sottostazione di trasformazione utente 30/150 kV da condividere con la medesima società proprietaria di una seconda richiesta di connessione è frutto di un accordo di condivisione fra le società per la realizzazione delle parti comuni.

Per l'allacciamento dell'impianto sarà, quindi, prevista la costruzione di una sottostazione elettrica di trasformazione dell'energia prodotta dal parco eolico (SE di utenza) alla quale convergeranno i cavi di potenza e controllo provenienti dal parco eolico.

Il cavo AT 150kV in uscita dalla sottostazione utente verrà collegato al sistema di sbarre a 150kV della futura stazione Elettrica di Trasformazione SE della RTN 380/150 kV.

4.7 Sottostazione utente di connessione alla RTN

All'interno dell'area della sottostazione AT/MT sarà realizzato un edificio atto a contenere le apparecchiature di potenza e controllo relative alla sottostazione stessa; saranno previsti i seguenti locali:

- Locale quadri di controllo e di distribuzione per l'alimentazione dei servizi ausiliari– sala BT;
- Locale contenente il quadro di Media Tensione;
- Locale quadro misure AT, con accesso garantito sia dall'interno che dall'esterno della SSE – sala MIS;
- Locale contenente il gruppo elettrogeno per l'alimentazione dei servizi ausiliari in situazione di emergenza – sala GE;
- Locale contenente i quadri di comando e controllo del parco fotovoltaico.

La sottostazione di trasformazione AT/MT sarà opportunamente recintata e sarà previsto un ingresso carraio collegato al sistema viario più prossimo.



5. FASE DI GESTIONE DELL'IMPIANTO

La centrale viene tenuta sotto controllo-mediante un sistema di supervisione che permette di rilevare le condizioni di funzionamento con continuità e da posizione remota.

A fronte di situazioni rilevate dal sistema di monitoraggio, di controllo e di sicurezza, è prevista l'attivazione di interventi da parte di personale tecnico addetto alla gestione e conduzione dell'impianto, le cui principali funzioni possono riassumersi nelle seguenti attività:

- servizio di guardiania;
- conduzione impianto, in conformità a procedure stabilite, di liste di controllo e verifica programmata;
- manutenzione preventiva ed ordinaria, programmate in conformità a procedure stabilite per garantire efficienza e regolarità di funzionamento;
- segnalazione di anomalie di funzionamento con richiesta di intervento di riparazione e/o manutenzione straordinaria da parte di ditte esterne specializzate ed autorizzate dai produttori delle macchine ed apparecchiature;
- predisposizione di rapporti periodici sulle condizioni di funzionamento dell'impianto e sull'energia elettrica prodotta.

La gestione dell'impianto sarà effettuata generalmente con ispezioni a carattere giornaliero, mentre la manutenzione ordinaria sarà effettuata con interventi a periodicità mensile.

Ad ogni modo, in base a specifiche indicazioni dei fornitori degli aerogeneratori e delle apparecchiature elettriche sarà predisposto in dettaglio il programma di manutenzione dell'impianto, comprendente gli interventi di manutenzione ordinaria e gli interventi di manutenzione straordinaria.

Di norma, prima di arrivare alla manutenzione ordinaria suddetta, dopo il primo trimestre di funzionamento si opera la verifica generale dell'impianto e della messa a punto dei componenti; le attività manutentive saranno comunque condotte con scadenze semestrali in modo da verificare l'efficienza dell'intero impianto ivi compresi i cavi interrati.

La frequenza delle attività manutentive consentirà anche la verifica dello stato di usura dei componenti in movimento e dei componenti idraulici dell'aerogeneratore; rientrano nel programma di manutenzione ordinaria la sostituzione dell'olio idraulico e di raffreddamento degli aerogeneratori e dell'olio dei trasformatori elettrici in genere e della Sottostazione 150/30 KV in particolare.



Per tutti i quantitativi di oli saranno assicurati i trattamenti adeguati e lo smaltimento presso il “Consorzio obbligatorio di smaltimento degli oli esauriti” in ottemperanza alle norme dettate dal D. Lgs. 27 gennaio 1992, n. 95, e in attuazione delle Direttive 75/439/CEE e 87/1001/CEE oltre che del Testo Unico Ambientale e normative di settore.

6. CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI

Con l'avvio della fase di cantiere si procederà in primo luogo all'allestimento dell'area di cantiere.

La realizzazione dell'impianto prevede, nel suo complesso, una serie di azioni che produrranno degli effetti (impatti) i quali potranno essere più o meno estesi a seconda della sensibilità ambientale del sito su cui si realizzeranno. Dette azioni possono riassumersi in otto fasi:

- 1a fase preparazione del cantiere attraverso i rilievi sull'area, la realizzazione delle strade di servizio e di collegamento alle piazzole degli aerogeneratori; avvio alla costruzione della sottostazione che poi avrà inizio nel mese successivo;
- 2a fase allargamento e adattamento delle strade interpoderali esistenti e delle eventuali opere al fine di permettere il transito degli automezzi speciali per il trasporto dei componenti delle torri e delle attrezzature per il montaggio;
- 3a fase riguarda l'allestimento dei cantieri per il montaggio di ciascun aerogeneratore, ovvero la realizzazione: delle piazzole di servizio con materiale idoneo per l'alloggiamento degli aerogeneratori e relative opere annesse, delle rampe di accesso (dalla viabilità generale alla piazzola temporanea);
- 4a fase realizzazione dello scavo di fondazione, preparazione dell'armatura del plinto e successivo getto di conglomerato cementizio previa formazione dei conci di ancoraggio delle torri;
- 5a fase realizzazione dei cavidotti interrati adiacenti alla viabilità di servizio, infilaggio dei cavi nelle condotte interrate ed esecuzione delle connessioni elettriche necessarie alle macchine per entrare in funzione;
- 6a fase attività di trasporto e montaggio delle torri, della navicella e del rotore (mozzo e pale);
- 7a fase apprestamento della sottostazione mediante l'impiego di due squadre di operai le quali svolgeranno rispettivamente i lavori civili e il montaggio e cablaggio di tutte le macchine nonché la connessione alla linea del G.R.T.N. (tale attività si sovrapporrà temporalmente alle precedenti come sarà indicato nel cronoprogramma di seguito riportato);
- 8a fase realizzazione di opere di ripristini e mitigazioni varie, prove di avviamento e collaudo finale.

Andando ad analizzare nello specifico, contemporaneamente alla realizzazione degli interventi sulla viabilità di accesso all'area d'impianto ed alla realizzazione della linea elettrica interrata, si procederà alla realizzazione delle piste di servizio e delle singole piazzole e quindi delle fondazioni delle torri di sostegno.



Si procederà, quindi, al completamento definitivo delle piste di servizio e delle piazzole, per ottenere la configurazione plano-altimetrica necessaria per il transito dei mezzi di trasporto delle componenti degli aerogeneratori e per il montaggio delle stesse componenti.

La fase d'installazione degli aerogeneratori prenderà avvio, a conclusione della sistemazione delle piazzole e realizzazione del cavidotto, con il trasporto sul sito delle componenti da assemblare: la torre, suddivisa in segmenti tubolari di forma tronco conica, la parte posteriore della navicella, il generatore, le tre pale.

Per ogni aerogeneratore si prevede la realizzazione delle piazzole e del plinto di fondazione, secondo le seguenti attività (in totale circa 20 giorni per turbina):

- scavo – richiederà almeno 3 giorni;
- sistemazione della messa a terra – seguita almeno una settimana dopo il getto stesso;
- posizionamento e preparazione delle armature – richiede circa 3 giorni;
- getto - impegna circa 2-3 giorni di betoniere;
- preparazione della piazzola – richiede almeno 3-4 giorni;
- montaggio delle componenti (torre, navicella e rotore) – 3-4 giorni;
- sistemazione interna elettrica ed elettronica – almeno 2-3 giorni.

Il trasporto delle singole componenti verrà effettuato in stretto coordinamento con la sequenza di montaggio delle macchine, che prevede nell'ordine:

- il montaggio del tronco di base della torre sulla fondazione;
- il montaggio dei tronchi successivi,
- il sollevamento della navicella e del generatore sulla torre;
- l'assemblaggio a terra delle tre pale sul mozzo;
- il montaggio, infine, del rotore alla navicella.

Quindi si prevede un tempo massimo tra trasporto e montaggio dei 10 aerogeneratori pari a 5 mesi.

Nell'area d'impianto lo scavo, la posa dei cavi elettrici e la ricopertura avvengono in rapida successione con una velocità media di avanzamento stimabile in circa 80/100 metri al giorno.

In particolare, i primi due mesi saranno impiegati per l'adeguamento delle strade sterrate esistenti, per la realizzazione delle nuove strade di accesso e per le piazzole, secondo la suddivisione dei tempi riportata nel cronoprogramma.



Dal terzo mese, e per una durata di circa 6 mesi, avranno inizio anche i lavori di realizzazione dei cavidotti in MT e AT, per mezzo delle attività di scavo, posa dei cavi e ripristini.

Dal secondo mese, e per una durata di circa sei mesi, avranno inizio le attività di realizzazione delle fondazioni.

Le operazioni di trasporto, consegna e montaggio degli aerogeneratori sono previste dall'ottavo al dodicesimo mese.

Al termine della realizzazione dei cavidotti, quindi intorno alla fine dell'ottavo mese, si passerà alla realizzazione delle cabine e delle stazioni per le quali è previsto un tempo di esecuzione pari a 3 mesi che si accavallerà al montaggio degli aerogeneratori. In ogni caso tale attività avrà già avuto inizio dal secondo mese per la parte civile.

Infine si prevede il mese finale le operazioni di ripristino, avviamento e collaudo.

CRONOPROGRAMMA DI MASSIMA PARCO EOLICO													
n.	Attività	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12
1	Accantieramenti												
2	Realizzazione ed adeguamento strade, realizzazione piazzole												
3	Realizzazione fondazioni												
4	Realizzazione cavidotti MT ed AT e ripristino												
5	Realizzazione sottostazione (opera civili ed elettriche)												
6	Trasporto e Montaggio Aerogeneratori												
7	Opere RTN												
8	Ripristino, avviamento e collaudo												



7. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

In linea generale i parchi eolici hanno una durata di vita media pari a 30 anni passati i quali il Proponente provvede allo smantellamento dello stesso e al ripristino delle condizioni originali o procede con operazioni di revamping nel caso fossero applicabili.

Di seguito si riportano i passi per una corretta dismissione dell'impianto eolico:

- Smontaggio delle pale
- Smontaggio della navicella
- Rimozione dei corpi cilindrici che compongono la torre
- Rimozione completa del tubolare (fissato alla fondazione) senza alterare l'integrità del plinto in cemento armato che svolgerà la sola funzione di presidio strutturale del versante in questione.

L'intera area viene, quindi, ricoperta di terreno vegetale ripristinando la forma originaria e consentendo tutte le normali operazioni agricole (aratura compresa) e/o pastorali a cui era originariamente dedicata l'area in oggetto.

In particolare al completamento della vita utile dell'impianto o comunque dalla data di dismissione dell'impianto, si procederà ai seguenti interventi di dismissione e di ripristino:

- svuotamento dei circuiti idraulici degli aerogeneratori e dei trasformatori elettrici con trasporto e smaltimento presso impianto autorizzato per raccolta rifiuti speciali e tossico nocivi o smaltimento presso il "Consorzio obbligatorio di smaltimento degli oli esausti" in ottemperanza delle norme dettate dal D. Lgs. 27 gennaio 1992, n. 95, e in attuazione delle Direttive 75/439/CEE e 87/1001/CEE oltre che del Testo Unico Ambientale e normative di settore in vigore al momento della dismissione;
- rimozione degli aerogeneratori con utilizzo di gru di adeguata dimensione previa scomposizione dei componenti in modo da renderli trasportabili e con recupero delle materie prime riutilizzabili tramite aziende di riciclaggio autorizzate;
- smantellamento delle apparecchiature elettriche all'interno dei manufatti delle cabine di smistamento ed all'interno della Sottostazione AT/MT;
- ripristino delle aree già interessate alle piazzole con rimozione dei materiali inerti di fondazione e riporto di terreno agrario originale;
- rimozione previa demolizione anche con l'utilizzo di martello pneumatico di manufatti e opere d'arte in cemento utilizzate per la formazione di piazzole o strade di servizio con avvio delle materie di risulta a discarica autorizzata;



- rimozione completa di linea elettrica interrata con conferimento dei materiali presso impianti autorizzati di trattamento e recupero;
- asportazione di ogni manufatto realizzato nell'area di posizionamento dell'aerogeneratore fino a 1,00 m di profondità dal piano di campagna ad esclusione del blocco fondale non amovibile ma inerte ai fini dell'alterazione chimica;
- ricoprimento con terreno agrario originale del blocco di fondazione per uno spessore di almeno 1,00 m.

Si precisa che una volta separati i diversi componenti in base alla loro natura ed in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi, i rifiuti saranno consegnati ad apposite ditte per il riciclo e il riutilizzo degli stessi; la rimanente parte, costituita da rifiuti non riutilizzabili, sarà conferita a discarica autorizzata.

In particolare, i materiali di risulta, opportunamente selezionati, dovranno essere riutilizzati per quanto è possibile nell'ambito del cantiere per formazione di rilevati, di riempimenti od altro; il rimanente materiale di risulta non utilizzabile dovrà essere conferito a discarica autorizzata.

La disponibilità delle discariche sarà assicurata nel totale rispetto della Legislazione vigente, degli strumenti urbanistici locali e dei vincoli imposti dalle competenti Autorità, e dopo avere valutato correttamente gli aspetti tecnici ed ambientali connessi alla collocazione a discarica dei materiali di risulta.

Si dovrà provvedere, inoltre, a qualsiasi onere, incombenza e prestazione relativa al trasporto ed alla collocazione in idonea discarica autorizzata dei materiali di risulta prodotti dal cantiere (scavi, demolizioni, lavorazioni varie, etc.) e non riutilizzabili nello stesso.

Di seguito si riporta una tabella indicativa delle tipologie di rifiuti che si produrranno a seguito della dismissione dell'impianto



Codice CER	Descrizione rifiuto
130208*	Altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione
150203	Guanti, stracci
150202*	Guanti, stracci contaminati
160604	Batterie alcaline
170107	Miscugli o scorie di cemento, mattoni, mattonelle e ceramiche
170201	Scarti legno
170203	Canaline, Condotti aria
170301*	Catrame sfridi
170401	Rame, bronzo, ottone
170402	Alluminio
170405	Ferro e acciaio
170407	Metalli misti
170411	Cavi
200101	Carta, cartone
200102	Vetro
200139	Plastica
200121*	Neon
200140	lattine
200134	Pile
200301	Indifferenziato

Per i dettagli si rimanda al *Piano di dismissione dell'impianto*.



8. ANALISI DELLA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE ED ECONOMICA

Nel presente paragrafo sono riportate alcune considerazioni di natura tecnico economica riguardanti i costi complessivi di impianto ed i benefici dal punto di vista ambientale, anche paragonati ad altri impianti di produzione di energia elettrica da fonte non rinnovabile.

8.1 Generalità

La politica energetica ci impone nei prossimi anni una sfida: affrontare la questione del cambiamento climatico, coniugando la crescente domanda di energia con la tutela delle fonti energetiche.

L'energia eolica è una tra le tecnologie attualmente più avanzate, efficienti e pronte ad essere utilizzate su larga scala.

I tempi tecnici di installazione degli impianti eolici sono di gran lunga inferiori a quelli degli impianti convenzionali e questo è di certo un fattore di successo se si pensa al ritmo vertiginoso con cui, anno dopo anno, cresce il fabbisogno energetico su scala mondiale.

Solo portare ad una quota pari al 12% della produzione globale di energia prodotta dal vento, che era l'obiettivo per il 2020, comporterebbe un contributo di riduzione delle emissioni di CO₂ equivalenti di oltre 1,8 miliardi di tonnellate, creando allo stesso tempo 1,79 milioni di posti di lavoro, con un profitto annuale di oltre 75 miliardi di euro.

A parità di investimento, infatti, un impianto eolico produce 2,3 volte più energia e 5 volte più occupazione rispetto, ad esempio, ad un impianto nucleare, offrendo energia a poco più di 3 € cent/kWh. Le previsioni mostrano come, secondo i trend attuali, il costo per chilowattora possa scendere negli anni a venire e rendere l'energia del vento competitiva anche dal punto di vista tariffario, soppiantando sia le fonti fossili che quelle nucleari.

8.2 Considerazioni economico-sociali

I costi esterni, o esternalità, nella produzione d'energia elettrica sono quei costi che non rientrano nel prezzo di mercato e non ricadono sui produttori e sui consumatori, ma sono globalmente imposti alla società.

Essi comprendono tutti i danni procurati all'ambiente, sia naturale, sia costruito, ed alla salute dell'uomo durante l'intero ciclo di uno specifico combustibile e della relativa tecnologia (dall'acquisizione della risorsa, alla realizzazione ed esercizio degli impianti fino alla dismissione degli stessi).

Si stima che, complessivamente, i costi esterni, non inclusi nelle tariffe del kWh a carico dei consumatori e, quindi, sostenuti dalla società nel suo complesso, rappresentino circa il 2% del prodotto interno lordo dell'UE.

I tradizionali metodi di valutazione economica non ne tengono conto e ciò rende difficile un confronto omogeneo tra le diverse tecnologie, penalizzando quelle fonti, come le rinnovabili, caratterizzate da ridotto impatto ambientale.

Nella tabella che segue sono riportate le quantificazioni di tali esternalità, scaturite dal decennale progetto ExternE, finanziato dall'Unione Europea.

Tenologia	Carbone e lignite	Petrolio	Gas	Nucleare	Biomasse	Idro	FV	Eolico
€cen/kWh	2-15	3-11	1-3	0,2-0,7	0,08-3	0,03-1	0,6	0,05-0,25

Come si può notare un impianto eolico, tra le varie fonti di produzione di energia tradizionali e non, produce le esternalità minori quindi i più bassi danni ambientali a parità di energia prodotta.

Il consumo energetico, oggi basato principalmente sui combustibili fossili, è responsabile diretto delle emissioni inquinanti : CO, CO₂, SO_x, NO_x, CH₄, idrocarburi composti volatili e particolati vari.

Nel caso dell'eolico, 1 MW di potenza installata durante la vita media dell'impianto (25-29 anni circa) consente di evitare mediamente le seguenti emissioni in atmosfera :

- ☺ CO₂ : 50.000 tonnellate
- ☺ SO₂ : 70 tonnellate
- ☺ NO₂ : 100 tonnellate + polveri

Si conclude, quindi, come un impianto eolico produca notevoli benefici ambientali, evitando sia ragguardevoli quantità di consumo di materia prima rispetto ad un analogo impianto alimentato con una risorsa tradizionale, sia di emissioni nocive in atmosfera.

Inoltre, in termini di elementi di valutazione socio-economica, la realizzazione del Parco potrà apportare al territorio indubbi vantaggi dal punto di vista economico, occupazionale e di sviluppo.

Risulteranno beneficiati dall'intervento gli agricoltori proprietari dei terreni, le Amministrazioni Comunali, le imprese di costruzione, le imprese di gestione.



Le imprese di costruzione nel settore civile (strade, fondamenta, opere varie) ed elettrico (cavidotti, cabine, linee), oltre che la stessa ENEL Distribuzione/Terna per le opere di allacciamento, saranno impegnate in interventi che prevedono indubbi ritorni di tipo occupazionale in un territorio gravato da endemica crisi.

Anche la società di gestione dell'impianto potrà aumentare significativamente la propria dotazione di personale per le attività di manutenzione, di amministrazione, di management e di gestione tecnica. Si calcola che l'investimento complessivo in oggetto potrà dare occupazione transitoria (periodo di realizzazione dell'impianto) a circa 30-35 unità ed occupazione permanente a circa 10-12 unità.

Si tratta dunque di una tipologia di investimento capace di attrarre capitali sia sul piano nazionale che internazionale, con indubbi ritorni economici per il territorio.

8.3 Sostenibilità economico-finanziaria

Il rendimento di un impianto eolico si ottiene dai ricavi dovuti alla vendita dell'energia elettrica per mezzo di sistemi incentivanti, mentre i costi, oltre quelli di impianto, sono legati alla manutenzione, al personale, all'affitto e/o acquisto dei suoli, oltre che al pagamento degli eventuali interessi sui finanziamenti e prestiti bancari.

L'impianto in esame ha una potenza nominale complessiva di 56 MW (10 aerogeneratori di potenza pari a 5,6 MW l'uno) con una producibilità annua dell'impianto stimata in 127.250 MWh nette, e 2272 ore/anno (per i dettagli sulla stima si rimanda alla analisi di producibilità contenuto nello Studio Anemologico allegato).

Il costo dell'impianto (per 10 aerogeneratori) può essere stimato in circa € 52.795.544, comprensivo di tutti gli oneri, spese generali, IVA, ecc (per maggiori dettagli si rimanda al computo metrico estimativo).

Il ricavo monetario è stato ottenuto considerando una stima della tariffa omnicomprensiva, con una opportuna riduzione stimata per il ribasso d'asta (tariffa unica di circa 70 €/MWh).

Accanto ai costi d'impianto sono state considerate anche delle spese di gestione e manutenzione, assicurazione, locazione dei suoli, IMU, costi amministrativi e del personale.

Dai ricavi annui sono state sottratte le aliquote da destinare alle tasse (stimate in una media del 30%), oltre che ovviamente i costi di impianto.

Oltre ai benefici economici che indubbiamente determinano una iniziativa del genere, si dovrebbero identificare ed aggiungere anche i "benefici ambientali" che, tuttavia, risultano difficilmente monetizzabili o comunque traducibili in una unità di misura confrontabile con le spese economiche da sostenere.

In questa sede, pertanto, si possono ipotizzare e prevedere una serie di benefici ambientali, traducibili teoricamente (ma non praticamente) in ricavi monetari, quindi non utilizzabili nell'analisi economica.

Tuttavia, la realizzazione di qualsiasi intervento, anche se complessivamente positivo dal punto di vista degli effetti ambientali, potrebbe comunque determinare delle interferenze negative su alcune componenti ambientali, traducibili, al contrario, in perdite monetarie (cioè in ulteriori spese da sostenere), anche queste però di difficile determinazione.

Ipotizzando di assegnare un ricavo monetario a tali elementi, vista l'importanza e il peso delle singole voci positive conseguenti ad alla realizzazione di un parco eolico, si può concludere che la realizzazione dell'intervento comporterebbe la prevalenza di benefici ambientali positivi che si tradurrebbero sicuramente in un eccesso di ricavi rispetto alle spese sostenute.

Per la stima dei ricavi economici, sono stati impiegati i dati di produzione netti ricavati nello studio anemologico, di seguito riportati.

Producibilità netta P _{50%}						
Impianto	Potenza nominale [MW]	N° AG	H mozzo (m)	Potenza impianto [MW]	Producibilità [MWh/anno]	Ore [Ore/anno]
Vestas V150-5.6 MW	5.6	10	125	56.0	127,250	2272

Nel seguito si riportano i risultati della stima della analisi di sostenibilità finanziaria.

Noto il costo totale dell'investimento, è stato ipotizzato un apporto di capitale pari al 20% dell'intero investimento, mentre la restante parte da reperire per mezzo di copertura del finanziamento, come indicato nella tabella seguente.

VOCI DI COSTO	IMPORTI
COSTO IMPIANTO DA CME	€ 52 795 544,00
Equity (20%)	€ 10 559 108,80
Debito bancario (80%)	€ 42 236 435,20

Nel seguito è riportato il relativo Piano di ammortamento del debito.



Dati input				
Importo da finanziare	€ 42 236 435,20			
Tasso nominale annuo	3%			
	Canone	Quota capitale	Quota interessi	Debito residuo
0				€ 42 236 435,20
1	€ 4 243 160,30	€ 2 976 067,24	€ 1 267 093,06	€ 39 260 367,96
2	€ 4 243 160,30	€ 3 065 349,26	€ 1 177 811,04	€ 36 195 018,69
3	€ 4 243 160,30	€ 3 157 309,74	€ 1 085 850,56	€ 33 037 708,96
4	€ 4 243 160,30	€ 3 252 029,03	€ 991 131,27	€ 29 785 679,92
5	€ 4 243 160,30	€ 3 349 589,90	€ 893 570,40	€ 26 436 090,02
6	€ 4 243 160,30	€ 3 450 077,60	€ 793 082,70	€ 22 986 012,42
7	€ 4 243 160,30	€ 3 553 579,93	€ 689 580,37	€ 19 432 432,50
8	€ 4 243 160,30	€ 3 660 187,33	€ 582 972,97	€ 15 772 245,17
9	€ 4 243 160,30	€ 3 769 992,94	€ 473 167,36	€ 12 002 252,23
10	€ 4 243 160,30	€ 3 883 092,73	€ 360 067,57	€ 8 119 159,49
11	€ 4 243 160,30	€ 3 999 585,52	€ 243 574,78	€ 4 119 573,98
12	€ 4 243 160,30	€ 4 119 573,08	€ 123 587,22	€ 0,90

Per quanto riguarda i costi di gestione, sono stati determinati sulla base di una percentuale del costo di investimento, per quanto riguarda la manutenzione ordinaria (2% in termini di canone annuo), manutenzione straordinaria (1,5% come aliquote una tantum al 10° e 15° anno) e assicurazione (2% in termini di canone annuo).

Per quanto riguarda, invece, l'IMU è stato stimato in € 5.000/anno per turbina mentre il diritto di superficie in € 20.000/anno per turbina.

Infine, per le spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigazioni e ristori ambientali, consulenze, ecc.), è stato stimato un importo a corpo di € 250.000/anno.

Nella tabella seguente è riportato il riepilogo dei costi di gestione.

VOCE DI COSTO	COSTO ANNUO
Manutenzione ordinaria	€ 1 055 910,88
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ 791 933,16
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ 791 933,16
Assicurazione	€ 1 055 910,88
IMU + diritto di superficie	€ 250 000,00
Spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigazioni e ristori ambientali, consulenze, ecc)	€ 250 000,00

Noti gli importi di costi e ricavi è stato ricavato il piano economico finanziario, con orizzonte temporale di 30 anni, come di seguito riportato.

Dalla analisi dei risultati ottenuti si evince la convenienza economica dell'investimento.

Infatti, la definizione dei costi di investimento, dei costi operativi, delle entrate e delle fonti di finanziamento consente di valutare la redditività finanziaria del progetto,

misurata in termini di valore attuale netto (VAN) e tasso di rendimento - TIR dell'investimento (tasso di sconto al 4%), i cui valori ottenuti sono:

VAN € 55.660.351;

TIR 13,50%.

Di seguito si riporta il Piano Economico Finanziario, con orizzonte temporale pari a 30 anni.

CONTO ECONOMICO	1	2	3	4	5
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 8 907 500,00	€ 9 041 112,50	€ 9 176 729,19	€ 9 314 380,13	€ 9 454 095,83
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 8 907 500,00	€ 9 041 112,50	€ 9 176 729,19	€ 9 314 380,13	€ 9 454 095,83
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 1 055 910,88	€ 1 071 749,54	€ 1 087 825,79	€ 1 104 143,17	€ 1 120 705,32
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)		€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 055 910,88	€ 1 071 749,54	€ 1 087 825,79	€ 1 104 143,17	€ 1 120 705,32
IMU + diritto di superficie	€ 250 000,00	€ 253 750,00	€ 257 556,25	€ 261 419,59	€ 265 340,89
Spese varie (vigilanza, manutenzione ver	€ 250 000,00	€ 253 750,00	€ 257 556,25	€ 261 419,59	€ 265 340,89
Equity (una tantum 1 anno)	€ 10 559 108,80	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 13 170 930,56	€ 2 650 999,09	€ 2 690 764,07	€ 2 731 125,53	€ 2 772 092,42
Canone mutuo (quota capitale)	€ 2 976 067,24	€ 3 065 349,26	€ 3 157 309,74	€ 3 252 029,03	€ 3 349 589,90
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 16 146 997,80	€ 5 716 348,35	€ 5 848 073,81	€ 5 983 154,57	€ 6 121 682,32
MARGINE OPERATIVO LORDO	-€ 7 239 497,80	€ 3 324 764,15	€ 3 328 655,38	€ 3 331 225,56	€ 3 332 413,51
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 1 267 093,06	€ 1 177 811,04	€ 1 085 850,56	€ 991 131,27	€ 893 570,40
UTILE ANTE IMPOSTE	-€ 8 506 590,86	€ 2 146 953,11	€ 2 242 804,81	€ 2 340 094,29	€ 2 438 843,11
Imposte e tasse (30%)	-€ 2 551 977,26	€ 644 085,93	€ 672 841,44	€ 702 028,29	€ 731 652,93
TOTALE IMPOSTE	-€ 2 551 977,26	€ 644 085,93	€ 672 841,44	€ 702 028,29	€ 731 652,93
UTILE NETTO	-€ 5 954 613,60	€ 1 502 867,18	€ 1 569 963,37	€ 1 638 066,00	€ 1 707 190,18

CONTO ECONOMICO	6	7	8	9	10
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 9 595 907,26	€ 9 739 845,87	€ 9 885 943,56	€ 10 034 232,72	€ 10 184 746,21
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 9 595 907,26	€ 9 739 845,87	€ 9 885 943,56	€ 10 034 232,72	€ 10 184 746,21
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 1 137 515,90	€ 1 154 578,64	€ 1 171 897,32	€ 1 189 475,78	€ 1 207 317,92
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 791 933,16
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 137 515,90	€ 1 154 578,64	€ 1 171 897,32	€ 1 189 475,78	€ 1 207 317,92
IMU + diritto di superficie	€ 269 321,00	€ 273 360,82	€ 277 461,23	€ 281 623,15	€ 285 847,49
Spese varie (vigilanza, manutenzione ver	€ 269 321,00	€ 273 360,82	€ 277 461,23	€ 281 623,15	€ 285 847,49
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 2 813 673,80	€ 2 855 878,91	€ 2 898 717,09	€ 2 942 197,85	€ 3 778 263,98
Canone mutuo (quota capitale)	€ 3 450 077,60	€ 3 553 579,93	€ 3 660 187,33	€ 3 769 992,94	€ 3 883 092,73
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 6 263 751,40	€ 6 409 458,84	€ 6 558 904,42	€ 6 712 190,80	€ 7 661 356,71
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 3 332 155,86	€ 3 330 387,04	€ 3 327 039,14	€ 3 322 041,92	€ 2 523 389,49
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 793 082,70	€ 689 580,37	€ 582 972,97	€ 473 167,36	€ 360 067,57
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 2 539 073,16	€ 2 640 806,66	€ 2 744 066,17	€ 2 848 874,56	€ 2 163 321,93
Imposte e tasse (30%)	€ 761 721,95	€ 792 242,00	€ 823 219,85	€ 854 662,37	€ 648 996,58
TOTALE IMPOSTE	€ 761 721,95	€ 792 242,00	€ 823 219,85	€ 854 662,37	€ 648 996,58
UTILE NETTO	€ 1 777 351,21	€ 1 848 564,66	€ 1 920 846,32	€ 1 994 212,20	€ 1 514 325,35

CONTO ECONOMICO	11	12	13	14	15
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 10 337 517,40	€ 10 492 580,16	€ 10 649 968,86	€ 10 809 718,40	€ 10 971 864,17
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 10 337 517,40	€ 10 492 580,16	€ 10 649 968,86	€ 10 809 718,40	€ 10 971 864,17
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 1 225 427,68	€ 1 243 809,10	€ 1 262 466,24	€ 1 281 403,23	€ 1 300 624,28
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)		€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 791 933,16
Assicurazione	€ 1 225 427,68	€ 1 243 809,10	€ 1 262 466,24	€ 1 281 403,23	€ 1 300 624,28
IMU + diritto di superficie	€ 290 135,21	€ 294 487,23	€ 298 904,54	€ 303 388,11	€ 307 938,93
Spese varie (vigilanza, manutenzione ver)	€ 290 135,21	€ 294 487,23	€ 298 904,54	€ 303 388,11	€ 307 938,93
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 3 031 125,78	€ 3 076 592,67	€ 3 122 741,56	€ 3 169 582,68	€ 4 009 059,58
Canone mutuo (quota capitale)	€ 3 999 585,52	€ 4 119 573,08	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 7 030 711,30	€ 7 196 165,75	€ 3 122 741,56	€ 3 169 582,68	€ 4 009 059,58
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 3 306 806,10	€ 3 296 414,41	€ 7 527 227,31	€ 7 640 135,72	€ 6 962 804,59
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 243 574,78	€ 123 587,22	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 3 063 231,32	€ 3 172 827,19	€ 7 527 227,31	€ 7 640 135,72	€ 6 962 804,59
Imposte e tasse (30%)	€ 918 969,40	€ 951 848,16	€ 2 258 168,19	€ 2 292 040,71	€ 2 088 841,38
TOTALE IMPOSTE	€ 918 969,40	€ 951 848,16	€ 2 258 168,19	€ 2 292 040,71	€ 2 088 841,38
UTILE NETTO	€ 2 144 261,92	€ 2 220 979,04	€ 5 269 059,11	€ 5 348 095,00	€ 4 873 963,21

CONTO ECONOMICO	16	17	18	19	20
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 11 136 442,13	€ 11 303 488,77	€ 11 473 041,10	€ 11 645 136,71	€ 11 819 813,76
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 11 136 442,13	€ 11 303 488,77	€ 11 473 041,10	€ 11 645 136,71	€ 11 819 813,76
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 1 320 133,64	€ 1 339 935,65	€ 1 360 034,68	€ 1 380 435,20	€ 1 401 141,73
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 320 133,64	€ 1 339 935,65	€ 1 360 034,68	€ 1 380 435,20	€ 1 401 141,73
IMU + diritto di superficie	€ 312 558,02	€ 317 246,39	€ 322 005,08	€ 326 835,16	€ 331 737,69
Spese varie (vigilanza, manutenzione ver	€ 312 558,02	€ 317 246,39	€ 322 005,08	€ 326 835,16	€ 331 737,69
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 3 265 383,32	€ 3 314 364,07	€ 3 364 079,53	€ 3 414 540,72	€ 3 465 758,83
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 3 265 383,32	€ 3 314 364,07	€ 3 364 079,53	€ 3 414 540,72	€ 3 465 758,83
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 7 871 058,82	€ 7 989 124,70	€ 8 108 961,57	€ 8 230 595,99	€ 8 354 054,93
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 7 871 058,82	€ 7 989 124,70	€ 8 108 961,57	€ 8 230 595,99	€ 8 354 054,93
Imposte e tasse (30%)	€ 2 361 317,65	€ 2 396 737,41	€ 2 432 688,47	€ 2 469 178,80	€ 2 506 216,48
TOTALE IMPOSTE	€ 2 361 317,65	€ 2 396 737,41	€ 2 432 688,47	€ 2 469 178,80	€ 2 506 216,48
UTILE NETTO	€ 5 509 741,17	€ 5 592 387,29	€ 5 676 273,10	€ 5 761 417,20	€ 5 847 838,45

CONTO ECONOMICO	21	22	23	24	25
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 5 726 250,00	€ 5 812 143,75	€ 5 899 325,91	€ 5 987 815,79	€ 6 077 633,03
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 11 997 110,97	€ 12 177 067,64	€ 12 359 723,65	€ 12 545 119,50	€ 12 733 296,30
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 1 422 158,86	€ 1 443 491,24	€ 1 465 143,61	€ 1 487 120,76	€ 1 509 427,57
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 422 158,86	€ 1 443 491,24	€ 1 465 143,61	€ 1 487 120,76	€ 1 509 427,57
IMU + diritto di superficie	€ 336 713,75	€ 341 764,46	€ 346 890,92	€ 352 094,29	€ 357 375,70
Spese varie (vigilanza, manutenzione ver)	€ 336 713,75	€ 341 764,46	€ 346 890,92	€ 352 094,29	€ 357 375,70
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 3 517 745,21	€ 3 570 511,39	€ 3 624 069,06	€ 3 678 430,10	€ 3 733 606,55
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 3 517 745,21	€ 3 570 511,39	€ 3 624 069,06	€ 3 678 430,10	€ 3 733 606,55
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 8 479 365,76	€ 8 606 556,24	€ 8 735 654,59	€ 8 866 689,41	€ 8 999 689,75
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 8 479 365,76	€ 8 606 556,24	€ 8 735 654,59	€ 8 866 689,41	€ 8 999 689,75
Imposte e tasse (30%)	€ 2 543 809,73	€ 2 581 966,87	€ 2 620 696,38	€ 2 660 006,82	€ 2 699 906,92
TOTALE IMPOSTE	€ 2 543 809,73	€ 2 581 966,87	€ 2 620 696,38	€ 2 660 006,82	€ 2 699 906,92
UTILE NETTO	€ 5 935 556,03	€ 6 024 589,37	€ 6 114 958,21	€ 6 206 682,58	€ 6 299 782,82

CONTO ECONOMICO	26	27	28	29	30
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 6 168 797,53	€ 6 261 329,49	€ 6 355 249,43	€ 6 450 578,17	€ 6 547 336,85
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 12 924 295,74	€ 13 118 160,18	€ 13 314 932,58	€ 13 514 656,57	€ 13 717 376,42
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 1 532 068,99	€ 1 555 050,02	€ 1 578 375,77	€ 1 602 051,41	€ 1 626 082,18
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 532 068,99	€ 1 555 050,02	€ 1 578 375,77	€ 1 602 051,41	€ 1 626 082,18
IMU + diritto di superficie	€ 362 736,34	€ 368 177,38	€ 373 700,04	€ 379 305,55	€ 384 995,13
Spese varie (vigilanza, manutenzione ver	€ 362 736,34	€ 368 177,38	€ 373 700,04	€ 379 305,55	€ 384 995,13
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 3 789 610,65	€ 3 846 454,81	€ 3 904 151,63	€ 3 962 713,90	€ 4 022 154,61
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 3 789 610,65	€ 3 846 454,81	€ 3 904 151,63	€ 3 962 713,90	€ 4 022 154,61
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 9 134 685,09	€ 9 271 705,37	€ 9 410 780,95	€ 9 551 942,66	€ 9 695 221,80
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 9 134 685,09	€ 9 271 705,37	€ 9 410 780,95	€ 9 551 942,66	€ 9 695 221,80
Imposte e tasse (30%)	€ 2 740 405,53	€ 2 781 511,61	€ 2 823 234,29	€ 2 865 582,80	€ 2 908 566,54
TOTALE IMPOSTE	€ 2 740 405,53	€ 2 781 511,61	€ 2 823 234,29	€ 2 865 582,80	€ 2 908 566,54
UTILE NETTO	€ 6 394 279,57	€ 6 490 193,76	€ 6 587 546,67	€ 6 686 359,87	€ 6 786 655,26

EVOLUZIONE DEI FLUSSI CUMULATI				
ANNO	MARGINE OPERATIVO LORDO	UTILE ANTE IMPOSTE	UTILE NETTO	FLUSSO DI CASSA CUMULATO
0			-€ 11 500 000,00	
1	-€ 7 239 497,80	-€ 8 506 590,86	-€ 5 954 613,60	-€ 5 954 613,60
2	€ 3 324 764,15	€ 2 146 953,11	€ 1 502 867,18	-€ 4 451 746,42
3	€ 3 328 655,38	€ 2 242 804,81	€ 1 569 963,37	€ 3 072 830,55
4	€ 3 331 225,56	€ 2 340 094,29	€ 1 638 066,00	€ 3 208 029,37
5	€ 3 332 413,51	€ 2 438 843,11	€ 1 707 190,18	€ 3 345 256,18
6	€ 3 332 155,86	€ 2 539 073,16	€ 1 777 351,21	€ 3 484 541,39
7	€ 3 330 387,04	€ 2 640 806,66	€ 1 848 564,66	€ 3 625 915,88
8	€ 3 327 039,14	€ 2 744 066,17	€ 1 920 846,32	€ 3 769 410,98
9	€ 3 322 041,92	€ 2 848 874,56	€ 1 994 212,20	€ 3 915 058,51
10	€ 2 523 389,49	€ 2 163 321,93	€ 1 514 325,35	€ 3 508 537,55
11	€ 3 306 806,10	€ 3 063 231,32	€ 2 144 261,92	€ 3 658 587,27
12	€ 3 296 414,41	€ 3 172 827,19	€ 2 220 979,04	€ 4 365 240,96
13	€ 7 527 227,31	€ 7 527 227,31	€ 5 269 059,11	€ 7 490 038,15
14	€ 7 640 135,72	€ 7 640 135,72	€ 5 348 095,00	€ 10 617 154,11
15	€ 6 962 804,59	€ 6 962 804,59	€ 4 873 963,21	€ 10 222 058,21
16	€ 7 871 058,82	€ 7 871 058,82	€ 5 509 741,17	€ 10 383 704,39
17	€ 7 989 124,70	€ 7 989 124,70	€ 5 592 387,29	€ 11 102 128,46
18	€ 8 108 961,57	€ 8 108 961,57	€ 5 676 273,10	€ 11 268 660,39
19	€ 8 230 595,99	€ 8 230 595,99	€ 5 761 417,20	€ 11 437 690,29
20	€ 8 354 054,93	€ 8 354 054,93	€ 5 847 838,45	€ 11 609 255,65
21	€ 8 479 365,76	€ 8 479 365,76	€ 5 935 556,03	€ 11 783 394,48
22	€ 8 606 556,24	€ 8 606 556,24	€ 6 024 589,37	€ 11 960 145,40
23	€ 8 735 654,59	€ 8 735 654,59	€ 6 114 958,21	€ 12 139 547,58
24	€ 8 866 689,41	€ 8 866 689,41	€ 6 206 682,58	€ 12 321 640,80
25	€ 8 999 689,75	€ 8 999 689,75	€ 6 299 782,82	€ 12 506 465,41
26	€ 9 134 685,09	€ 9 134 685,09	€ 6 394 279,57	€ 12 694 062,39
27	€ 9 271 705,37	€ 9 271 705,37	€ 6 490 193,76	€ 12 884 473,32
28	€ 9 410 780,95	€ 9 410 780,95	€ 6 587 546,67	€ 13 077 740,42
29	€ 9 551 942,66	€ 9 551 942,66	€ 6 686 359,87	€ 13 273 906,53
30	€ 9 695 221,80	€ 9 695 221,80	€ 6 786 655,26	€ 13 473 015,13
	€ 181 952 050,01	€ 173 270 560,71	€ 121 289 392,50	

9. ANALISI DELLE ALTERNATIVE

L'analisi delle alternative, in generale, ha lo scopo di individuare le possibili soluzioni diverse da quella di progetto e di confrontarne i potenziali impatti con quelli determinati dall'intervento proposto.

Le alternative di progetto possono essere distinte per:

- ✓ alternative strategiche;
- ✓ alternative di localizzazione;
- ✓ alternative di processo o strutturali;
- ✓ alternative di compensazione o di mitigazione degli effetti negativi;

dove:

- per **alternative strategiche** si intendono quelle prodotte da misure atte a prevenire la domanda, la “motivazione del fare”, o da misure diverse per realizzare lo stesso obiettivo;
- le **alternative di localizzazione** possono essere definite in base alla conoscenza dell'ambiente, alla individuazione di potenzialità d'uso dei suoli, ai limiti rappresentati da aree critiche e sensibili;
- le **alternative di processo o strutturali** passano attraverso l'esame di differenti tecnologie, processi, materie prime da utilizzare nel progetto;
- le **alternative di compensazione o di mitigazione** degli effetti negativi sono determinate dalla ricerca di contropartite, transazioni economiche, accordi vari per limitare gli impatti negativi.
- Oltre a queste possibilità di diversa valutazione progettuale, esiste anche **l'alternativa “zero”** coincidente con la non realizzazione dell'opera.

Nel caso in esame tutte le possibili alternative sono state ampiamente valutate e vagliate nella fase decisionale antecedente alla progettazione; tale processo ha condotto alla soluzione che ha fornito il massimo rendimento con il minore impatto ambientale.

Le **alternative di localizzazione** sono state affrontate nella fase iniziale di ricerca dei suoli idonei dal punto di vista vincolistico, ambientale e ventoso; sono state condotte campagne di indagini e *micrositing* che hanno consentito di giungere ai siti di prescelti.

Nello specifico, partendo dalla scelta della macro area di impianto, che rispondesse ai requisiti di coerenza vincolistica e ambientale, ventosità, vicinanza alla stazione elettrica di connessione, viabilità di accesso, è stata condotta una attività di *micrositing*



durata un anno, nell'ambito della quale sono state valutate diverse posizioni delle turbine fino ad ottenere quella che ha soddisfatto tutti i criteri.

In particolare, sono state valutate **diverse alternative localizzative** delle turbine nell'ambito della macroarea attraverso una valutazione condivisa degli aspetti:

- Ambientali e vincolistici;
- Faunistici, avifaunistici, floristici ed ecosistemici;
- Geologici ed idrogeologici;
- Idraulici;
- Topografici;
- Archeologici;
- Anemologici.

Il processo iterativo che ha visto coinvolti tutti i tecnici specialistici esperti nelle diverse professionalità, ha condotto alla soluzione finale che ha prodotto i maggiori benefici ed allo stesso tempo i minori impatti ambientali.

Per la singola valutazione si rimanda alle relazioni specialistiche.

Le **alternative strutturali** sono state valutate durante la redazione del progetto, la cui individuazione della soluzione finale è scaturita da un processo iterativo finalizzato ad ottenere il massimo della integrazione dell'impianto con il patrimonio morfologico e paesaggistico esistente.

In particolare, la scelta delle caratteristiche delle macchine e delle opere annesse è frutto di un processo di affinamento che ha condotto alla scelta delle migliori tecnologie disponibili sul mercato.

Per quanto riguarda invece le **alternative di compensazione e/o di mitigazione**, le cui misure a volte risultano indispensabili ai fini della riduzione delle potenziali interferenze sulle componenti ambientali a valori accettabili, sono state valutate e via descritte nel capitolo dell'analisi degli impatti ambientali.

Infine, è stata considerata anche la **alternativa "zero"**; essa è stata valutata, però, non nell'ottica della non realizzazione dell'intervento in maniera asettica, che avrebbe sicuramente un impatto ambientale minore in termini prettamente paesaggistici, ma nell'ottica di produzione di energia per il soddisfacimento di un determinato fabbisogno che, in alternativa, verrebbe prodotto da altre fonti, tra cui quelle fossili.

Un confronto può essere fatto, ad esempio, in termini di consumo di materie prime (fonti energetiche non rinnovabili) e di emissioni nocive in atmosfera, tra l'energia prodotta da un impianto eolico e quella di una centrale termoelettrica con ipotesi di utilizzo di fonti non rinnovabili, a parità di potenza erogata.

Si suppone:

1. consumi medi di fonti di combustione non rinnovabili per la produzione di 1 kWh di energia elettrica ;
2. fattori di emissioni differenziate per tipologia di combustibile e per tipologia di inquinanti ;
3. valore di producibilità annua di un impianto eolico, di circa 144 GWh;

I dati dei consumi medi di fonti non rinnovabili per la produzione di 1 kWh di energia elettrica, sono riportati nella tabella seguente:

FONTI NON RINNOVABILI			
Combustibile	Consumo specifico medio	Unità di misura	Fonte dati
Carbone	0,355	kg/kWh	<i>Autorità per l'energia elettrica ed il gas Delibera n°16/98</i>
Petrolio	0,23	kg/kWh	<i>ENEL</i>
Gasolio	0,22	kg/kWh	<i>EPA</i>
Gas naturale	0,28	m ³ /kWh	<i>EPA</i>
Olio combustibile	0,221	kg/kWh	<i>Autorità per l'energia elettrica ed il gas Delibera n°16/98</i>

I fattori di emissione per tipologia di inquinante e per tipologia di combustibile (fonte APAT) sono invece:

Combustibile	Fattore di emissione CO₂	Fattore di emissione SO₂	Fattore di emissione NO_x
	(kg/GJ)	(kg/GJ)	(kg/GJ)
Carbone	94,073	0,59	0,39
Petrolio	101	0	0
Gasolio	77,149	0,22	0,14118
Gas naturale	55,82	0,25	0,00038
Olio combustibile	78	0,2	0,92683

Per quanto riguarda il consumo di materie prime per la produzione di energia equivalente che l'impianto eolico consente di evitare, si sono ottenuti i seguenti risultati relativi alla produzione annua :

Combustibile	Consumo evitato (1 anno)	Unità di misura
Carbone	45 173,75	[t/anno]
Petrolio	29 267,50	[t/anno]
Gasolio	27 995,00	[t/anno]
Gas naturale	35 630,00	[mc/anno]
Olio combustibile	28 122,25	[t/anno]

Considerato un periodo di vita dell'impianto di circa 30 anni, i consumi di materie prime evitati sono pertanto i seguenti:

Combustibile	Consumo evitato (30 anno)	Unità di misura
Carbone	1 355 212,50	[t/anno]
Petrolio	878 025,00	[t/anno]
Gasolio	839 850,00	[t/anno]
Gas naturale	1 068 900,00	[mc/anno]
Olio combustibile	843 667,50	[t/anno]

Per quanto riguarda, invece, le emissioni di gas nocivi evitate si è fatto riferimento ai dati APAT per ricavare i valori dei fattori di emissione FE per la singola attività (kg/GJ), differenziati per tipologia di combustibile e per tipologia di inquinante, considerando la formula :

$$E=A \times FE$$

dove

E: emissione dovute all'attività [t/anno]

A: indicatore di attività (ad esempio il consumo di combustibile, la quantità di energia prodotta) [GJ]

FE : Fattori di emissione per la singola attività [kg/GJ]

Nella tabella che segue, oltre ai valori dei fattori di emissione e del Potere Calorifero Inferiore (PCI) di ciascun combustibile, utilizzato quest'ultimo per il calcolo dell'Indicatore di Attività (A= Consumo di combustibile x PCI), sono stati evidenziati i risultati circa le emissioni evitate correlate al tipo di combustibile.

Combustibile	Fattore di emissione CO₂	Fattore di emissione SO₂	Fattore di emissione NO_x	Consumo	PCI	emissione CO₂	emissione SO₂	emissione NO_x
	(kg/GJ)	(kg/GJ)	(kg/GJ)	[t/anno]	[MJ/kg]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]
Carbone	94,073	0,59	0,39	45 173,75	31,40	133 438,39	836,89	553,20
Petrolio	101	0	0	29 267,50	41,80	123 561,53	0,00	0,00
Gasolio	77,149	0,22	0,14118	27 995,00	42,60	92 006,89	262,37	168,37
Gas naturale	55,82	0,25	0,00038	35 630,00	36,10	71 798,08	321,56	0,49
Olio combustibile	78	0,2	0,92683	28 122,25	41,00	89 934,96	230,60	1 068,65

Valori che riferiti al ciclo di vita dell'impianto diventano :

Combustibile	emissione CO₂	emissione SO₂	emissione NO_x
	[tonn]	[tonn]	[tonn]
Carbone	4 003 151,63	25 106,67	16 595,93
Petrolio	3 706 845,95	0,00	0,00
Gasolio	2 760 206,83	7 871,07	5 051,08
Gas naturale	2 153 942,53	9 646,82	14,66
Olio combustibile	2 698 048,67	6 918,07	32 059,39

Da quanto detto si può evincere come l'impianto eolico produca notevoli benefici ambientali, evitando sia ragguardevoli quantità di consumo di materia prima, rispetto ad un analogo impianto alimentato con una risorsa tradizionale, sia di emissioni nocive in atmosfera.

Quindi “l’Alternativa Zero” risulta senza ombra di dubbio notevolmente più impattante rispetto “all’Alternativa di Progetto”.

Tale aspetto sarà evidenziato anche sottoforma numerica attraverso il confronto matriciale.

Riepilogando quanto detto, dall’analisi delle possibili soluzioni progettuali sono state valutate e confrontate unicamente le seguenti ALTERNATIVE:

- Alternativa 0 – Centrale termoelettrica di pari potenza;
- Alternativa 1 – Parco eolico

Dai risultati delle analisi per le diverse soluzioni alternative la scelta presentata è risultata come la più opportuna sotto molteplici aspetti:

- Produttività: le analisi relative alla ventosità del sito lo propongono come ottimale rispetto alle aree contigue;
- Impatto con l’ambiente e aspetto paesaggistico: l’analisi dei vincoli ha evidenziato che i siti interessati risultano essere le aree migliori dei territori comunali per la locazione di un impianto eolico, sia sotto l’aspetto ambientale che paesaggistico. Inoltre la disposizione delle macchine risulta di minimo impatto per la fauna locale per il massimo sfruttamento della viabilità esistente.

L’Alternativa 1 è risultata quella meno impattante sull’ambiente circostante.

Le matrici sono riportate in allegato al quadro di riferimento ambientale.