

REGIONE
BASILICATA



COMUNE DI VENOSA (PZ)



Provincia
Potenza



COMUNE DI MONTEMILONE (PZ)



**PROGETTO DEFINITIVO RELATIVO ALLA REALIZZAZIONE DI UN
IMPIANTO EOLICO COSTITUITO DA 7 AEROGENERATORI E
DALLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N.
IMPIANTO "Bruno"- Potenza 42,7 MW Comuni di Montemilone- Venosa (PZ)**

**STUDIO PRELIMINARE AMBIENTALE-
QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE**

ELABORATO

A.17.1.2

PROPONENTE:



MILLEK S.R.L.

Sede Legale Via Tadino, 52

20124 Milano (MI)

P.IVA 09702620965

MAIL: info@millek.it

PEC: postmaster@pec.millek.it

MIDLEK SRL
Via Tadino 52
20124 MILANO
P.Iva 09702620965

PROGETTO E SIA:



Via della Resistenza, 46 - 70125 Bari - tel. 080 3215948 fax. 080 2020986

Il DIRETTORE TECNICO
Dott. Ing. Orazio Tricarico



CONSULENZA:

0	DIC 2020	A.A. - O.T.	A.A. - O.T.	A.A. - O.T.	Progetto definitivo
EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE

Progetto	<i>PROGETTO DEFINITIVO RELATIVO ALLA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO COSTITUITO DA 7 AEROGENERATORI E DALLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R. T.N.</i>				
Regione	<i>Basilicata</i>				
Comune	<i>Venosa (Provincia PZ – Regione Basilicata) – Montemilone (Provincia PZ – Regione Basilicata)</i>				
Proponente	<i>MILLEK S.R.L. Sede Legale Via Tadino, 52 Milano (MI)</i>				
Redazione SIA	<i>ATECH S.R.L. – Società di Ingegneria e Servizi di Ingegneria Sede Legale Via della Resistenza 48 70125 Bari (BA)</i>				
Documento	<i>Studio di Impatto Ambientale – Quadro Riferimento Programmatico</i>				
Revisione	<i>00</i>				
Emissione	<i>Dicembre 2020</i>				
Redatto	<i>B.B. - M.G.F. – ed altri</i>	Verificato	<i>A.A.</i>	Approvato	<i>O.T.</i>

Redatto: Gruppo di lavoro	<i>Ing. Alessandro Antezza Arch. Berardina Boccuzzi Ing. Alessandrina Ester Calabrese Arch. Claudia Cascella Geol. Anna Castro Arch. Valentina De Paolis Dott. Naturalista Maria Grazia Fraccalvieri Ing. Emanuela Palazzotto Ing. Orazio Tricarico</i>
Verificato:	<i>Ing. Alessandro Antezza (Socio di Atech srl)</i>
Approvato:	<i>Ing. Orazio Tricarico (Amministratore Unico e Direttore Tecnico di Atech srl)</i>

Questo rapporto è stato preparato da Atech Srl secondo le modalità concordate con il Cliente, ed esercitando il proprio giudizio professionale sulla base delle conoscenze disponibili, utilizzando personale di adeguata competenza, prestando la massima cura e l'attenzione possibili in funzione delle risorse umane e finanziarie allocate al progetto.

Il quadro di riferimento per la redazione del presente documento è definito al momento e alle condizioni in cui il servizio è fornito e pertanto non potrà essere valutato secondo standard applicabili in momenti successivi. Le stime dei costi, le raccomandazioni e le opinioni presentate in questo rapporto sono fornite sulla base della nostra esperienza e del nostro giudizio professionale e non costituiscono garanzie e/o certificazioni. Atech Srl non fornisce altre garanzie, esplicite o implicite, rispetto ai propri servizi.

Questo rapporto è destinato ad uso esclusivo di MILLEK S.R.L., Atech Srl non si assume responsabilità alcuna nei confronti di terzi a cui venga consegnato, in tutto o in parte, questo rapporto, ad esclusione dei casi in cui la diffusione a terzi sia stata preliminarmente concordata formalmente con Atech Srl.

I terzi sopra citati che utilizzino per qualsivoglia scopo i contenuti di questo rapporto lo fanno a loro esclusivo rischio e pericolo.

Atech Srl non si assume alcuna responsabilità nei confronti del Cliente e nei confronti di terzi in relazione a qualsiasi elemento non incluso nello scopo del lavoro preventivamente concordato con il Cliente stesso.



1.PREMESSA.....	3
2.INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....	5
3.STUDIO DEL POTENZIALE EOLICO PRODUCIBILITÀ.....	8
4.CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO	13
4.1. TIPOLOGIA DELL’AEROGENERATORE	14
4.2. FONDAZIONE AEROGENERATORE	18
4.3. PIAZZOLE AEROGENERATORI	18
4.1. STRADE DI ACCESSO E VIABILITÀ DI SERVIZIO	20
4.2. IMPIANTO ELETTRICO	21
4.3. CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE A 150kV	22
4.1. STAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE LATO UTENTE	23
5.FASE DI GESTIONE DELL’IMPIANTO	24
6.CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI.....	25
7.DISMISSIONE DEL PARCO	28
8.ANALISI DELLA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE ED ECONOMICA	31
8.1 GENERALITÀ	31
8.2 CONSIDERAZIONI ECONOMICO-SOCIALI	32
8.3 SOSTENIBILITÀ ECONOMICO-FINANZIARIA	33
9.ANALISI DELLE ALTERNATIVE	44



1. PREMESSA

Il presente documento costituisce il **Quadro di Riferimento Progettuale dello Studio di Impatto 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 42,7 MWp in località Parco Bruno nel comune di Venosa (Provincia di Potenza, in Regione Basilicata)**.

In particolare, il progetto è costituito da:

- **n° 7 aerogeneratori della potenza di 6,1MW** (denominati "WTG 1- 7") 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 stazione 150/380 kV di Terna S.p.A.) ubicata nel **Comune di Montemilone (PZ)**, in loc. "Perillo Soprano", Fg. 32, p.lla 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.



Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **MILLEK Srl**

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progetto per la realizzazione di un impianto eolico costituito da 7 turbine e relative opere di connessione da realizzarsi nei comuni di Venosa e Montemilone (PZ)

L'energia prodotta dagli aerogeneratori sarà raccolta dalla cabina di consegna d'impianto, dotata di trasformatore MT/AT, da realizzarsi in adiacenza alla futura stazione di consegna utente da ubicarsi nel territorio del comune di Montemilone, in provincia di Potenza ed in regione Basilicata.

La società proponente, e con essa chi scrive, è convinta della validità della proposta formulata e della sua compatibilità ambientale, e pertanto vede nella redazione del presente documento e degli approfondimenti ad esso allegati un'occasione per approfondire le tematiche specifiche delle opere che si andranno a realizzare



2. Inquadramento territoriale

L'intervento in oggetto è finalizzato alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione da fonte eolica, in zone classificate agricole, non di pregio, dal vigente strumento urbanistico comunale, da ubicare nel territorio del comune di Venosa (PZ – Regione Basilicata).

Comune di 11.500 abitanti della provincia di Potenza, raggiungibile dalla SS655.

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto interessa il territorio di Venosa per quanto concerne l'ubicazione degli aerogeneratori e relative piazzole e viabilità di accesso, mentre la Stazione elettrica di trasformazione MT-AT sarà ubicata nel territorio comunale del comune di Montemilone in Basilicata.

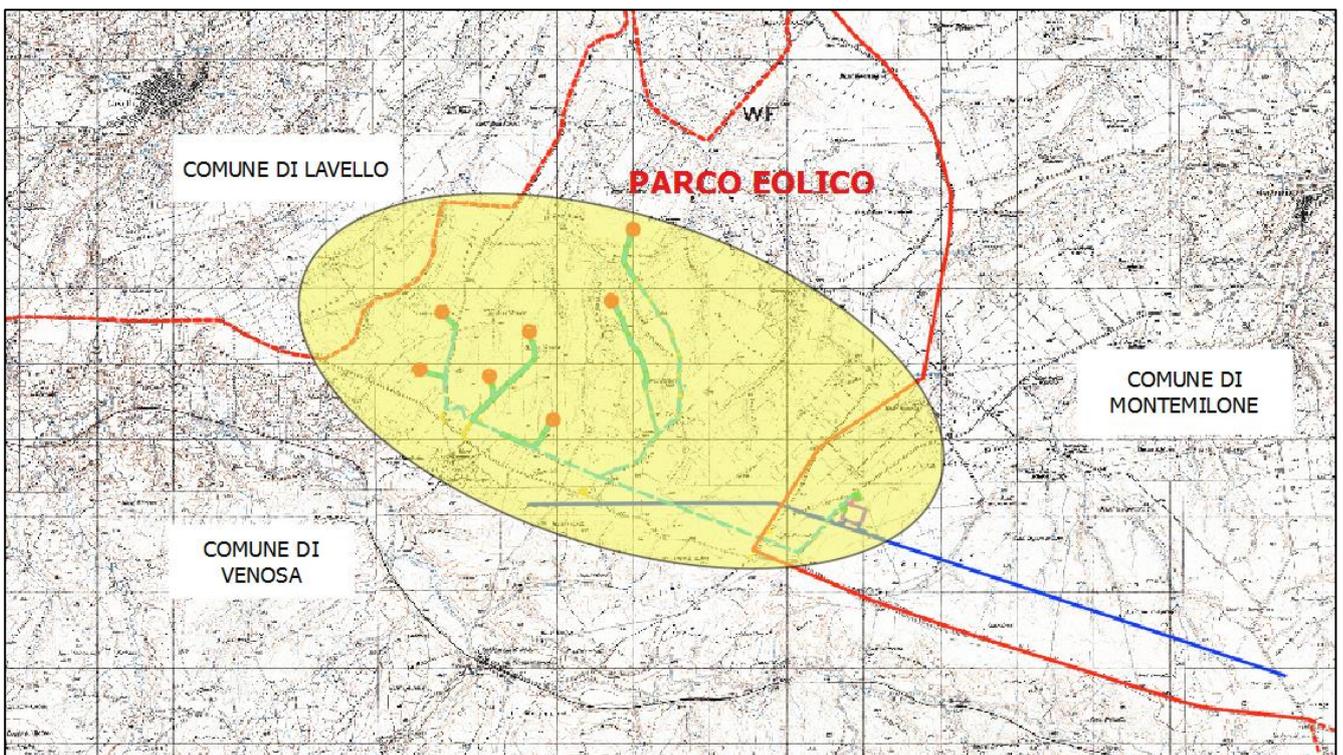


Figura 2-1: inquadramento territoriale su IGM

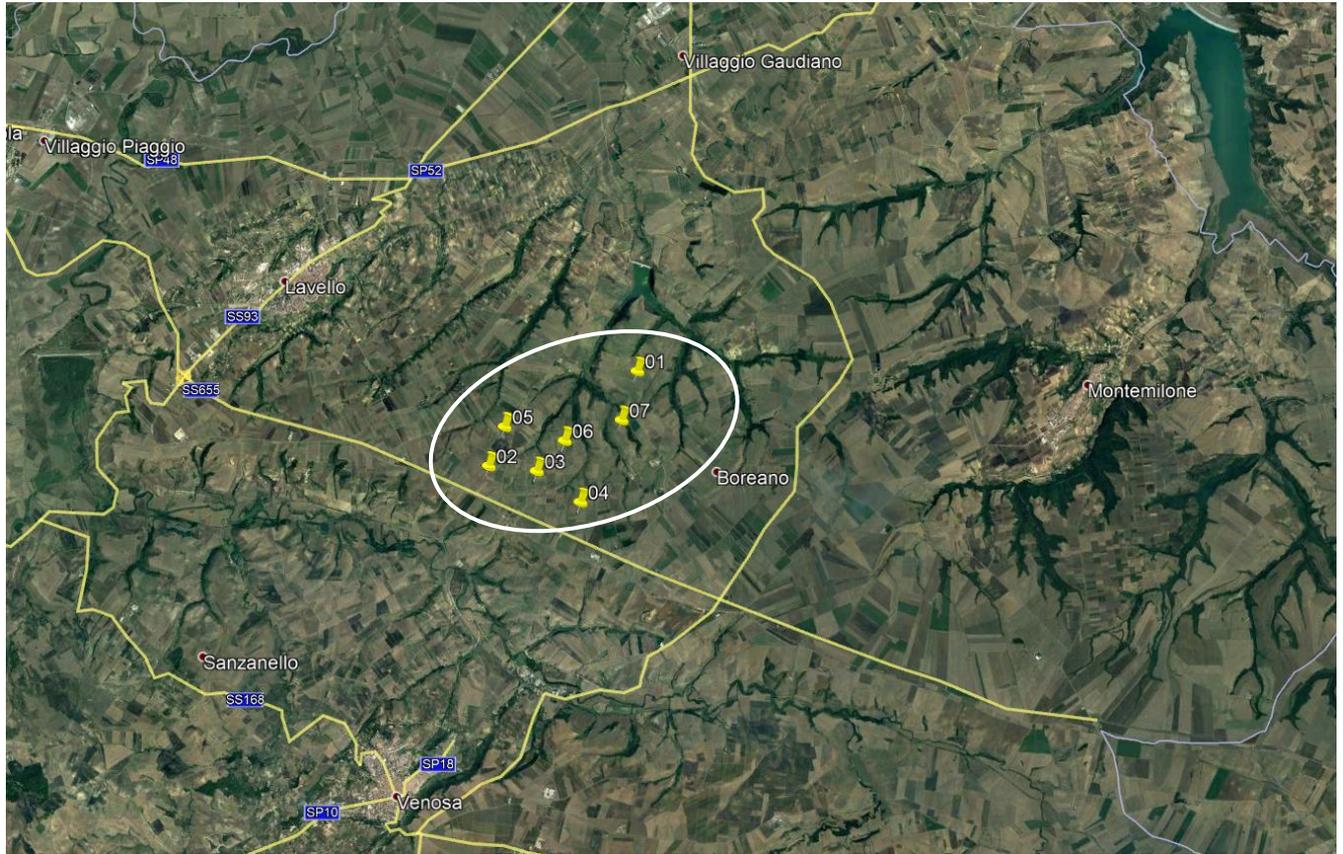


Figura 2-2: inquadramento area di intervento su base ortofoto – Fonte Google Earth

I terreni interessati dall'intervento sono totalmente privi di alberature come è desumibile dalle tavole di progetto e risultano di proprietà privata.

L'ubicazione degli aerogeneratori e delle infrastrutture necessarie è stata evidenziata sugli stralci planimetrici degli elaborati progettuali.

Tali aerogeneratori, collegati in gruppi, convoglieranno l'energia elettrica prodotta alla Stazione Elettrica di trasformazione utente, utilizzando cavidotti MT in linea interrata.

Quest'ultima sarà collegata con cavo AT alla S.E. TERNA di Montemilone (PZ).

Gli interventi per l'installazione dei singoli aerogeneratori sono analoghi per le diverse aree; pertanto, di seguito saranno descritte le tipologie standard previste in progetto.

Infine, si evidenzia che tutti gli aerogeneratori componenti il Parco Eolico in oggetto sono stati installati su aree non potenzialmente in frana, lontane da bordi di scarpata e da creste rocciose molto

strette ed allungate e con pendenze naturali inferiori al 15%. Tali pendenze hanno consentito che la progettazione delle nuove strade di accesso al parco avvenisse senza la previsione di opere di un certo rilievo.

Le coordinate geografiche nel sistema UTM (WGS84; Fuso 33) ove sono posizionati gli aerogeneratori sono le seguenti:

WTG	E	N
01	572941	4542557
02	570162	4540718
03	571069	4540631
04	571902	4540056
05	570448	4541467
06	571586	4541215
07	572656	4541620

Per quanto riguarda l'inquadramento catastale delle opere, il layout del parco eolico interesserà il territorio comunale del Comune di Venosa (PZ), mentre la Sottostazione elettrica di trasformazione sarà ubicata nel territorio del Comune di Montemilone (PZ).

Si riportano di seguito gli estremi catastali dei lotti interessati:

ELEMENTI PROGETTUALI	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA
WTG01	COMUNE DI VENOSA (PZ)	2	13-190-89-64
		14	117
WTG02	COMUNE DI VENOSA (PZ)	11	227-218
WTG03	COMUNE DI VENOSA (PZ)	13	558-559-560-561-562-563
WTG04	COMUNE DI VENOSA (PZ)	13	341-342-314-313-312-311-310-308-306-279-280-275-414
WTG05	COMUNE DI VENOSA (PZ)	11	206



WTG06	COMUNE DI VENOSA (PZ)	13	232-233-234-235-236-237-239
WTG07	COMUNE DI VENOSA (PZ)	14	89-24-26-27-126-127-28-30-134-51-202-430-200-201-199-107-56-77
STAZIONE TRASFORMAZIONE UTENTE	COMUNE DI MONTEMILONE (PZ)	32	253
Cavo AT	COMUNE DI MONTEMILONE (PZ)	32	253

Il Preventivo di connessione cod. Pratica 201900870 rilasciato da TERNA SpA in data 10/10/2019 e relativo alla connessione dell'impianto eolico in progetto, prevede che l'impianto eolico *venga collegato in antenna a 150 kV sulla futura Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV da inserire in entra-esce sulla linea 380 kV Genzano-Bisaccia.*

Il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della centrale alla S.E. della RTN, costituirà impianto di utenza di connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta stazione costituirà impianto di rete per la connessione.

3. Studio del potenziale eolico 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 (P50%);



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	H torre	Disponibilità dati validati	Velocità media	Energia	Parametri distribuzione di Weibull	
codice	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:

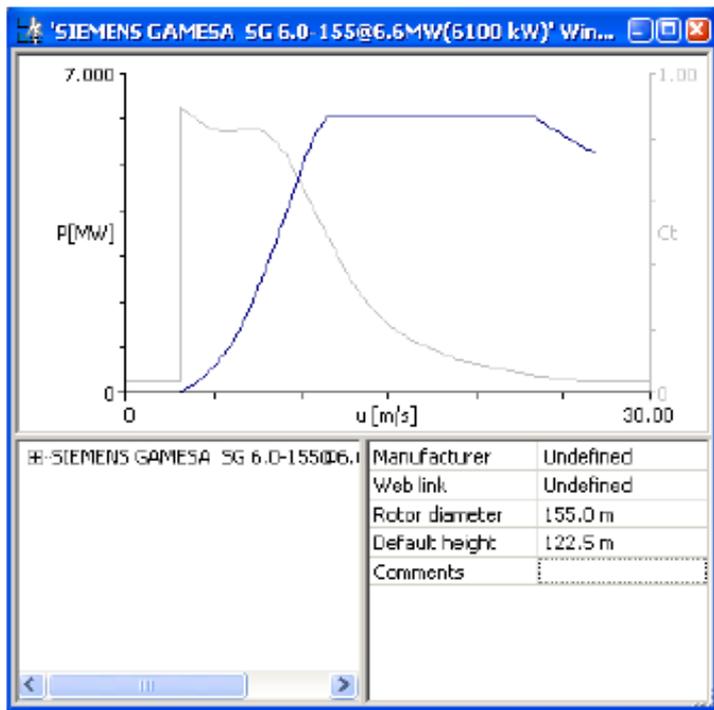
Nome Stazione	Codice Stazione	H Torre s.l.s.	Coordinate Geografiche WGS84		Altitudine m s.l.m.
			Latitudine	Longitudine	
Riferimento 1	RIF1	15	40° 42' N	15° 28' E	870

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 di producibilità è stato utilizzato l'aerogeneratore Siemens Gamesa SG 6.0-155, con altezza mozzo 122,5 m e diametro rotore 155 m, come indicato in seguito.

Costruttore	Modello	Riferimento Produttore	Potenza [MW]	Diametro Rotore [m]	H mozzo [m]	Classe IEC
Siemens Gamesa	SG 6.0-155	D2294354/14 (12/08/2020)	6.1 MW (*)	155	122.5	IIA/IIIB



SIEMENS GAMESA SG 6.0-155

Speed [m/s]	Power [KW]	Thrust coefficient
3	47	0.894
4	252	0.856
5	613	0.825
6	1128	0.821
7	1840	0.825
8	2775	0.812
9	3868	0.750
10	4948	0.653
11	5812	0.545
12	6100	0.436
13	6100	0.342
14	6100	0.269
15	6100	0.216
16	6100	0.176
17	6100	0.147
18	6100	0.123
19	6100	0.105
20	6100	0.090
21	6100	0.078
22	6100	0.067
23	6100	0.058
24	5894	0.049
25	5652	0.043
26	5434	0.037
27	5262	0.033

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]								
WTG1	572,809	4,542,747	315	122.5	6.06	16.005	4.4	15.294	2507	Sì
WTG2	570,229	4,540,909	351	122.5	6.13	16.274	1.7	15.999	2623	Sì
WTG3	571,136	4,540,822	346	122.5	6.08	16.083	3.3	15.554	2550	Sì
WTG4	571,969	4,540,247	354	122.5	6.07	16.035	3.0	15.548	2549	Sì
WTG5	570,526	4,541,651	333	122.5	6.00	15.683	3.0	15.215	2494	Sì
WTG6	571,653	4,541,406	324	122.5	5.97	15.572	6.6	14.538	2383	Sì
WTG7	572,723	4,541,811	326	122.5	5.99	15.641	5.5	14.785	2424	Sì
MEDIE			336		6.04	15,899	3.9	15,276	2504	
TOTALI						111,293		106,932		

Quindi la producibilità lorda ammonta a:

Producibilità lorde						
Impianto	H Mozzo [m]	Potenza nominale [MW]	N° AG	Potenza impianto [MW]	Producibilità lorda [MWh/anno]	Ore [Ore/anno]
Siemens Gamesa SG 6.0-155	122.5	6.1	7	42.7	106,932	2504



Alla quale vanno sottratte le perdite:

Perdite considerate	"Parco Bruno"
Densità aria (alla densità di 1.171 Kg/m ³)	-3.1%
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	-10.8%

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]	Producibilità [MWh/anno]	Ore [Ore/anno]
Siemens Gamesa SG 6.0-155	6.1	7	122.5	42.7	95,387	2234



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	4.45 m/s	Positivo
b.	Ore equivalenti di funzionamento (MWh/MW) considerando: Potenza impianto 42.7 MW Energia prodotta 106,932 MWh/anno	≥ 2000 h/anno	2504 h/anno	Positivo
c.	Densità volumetrica di energia annua unitaria (kWh/(anno·m ³)) considerando: Energia prodotta 15,276 MWh/anno H mozzo 122.5 m D rotore 155 m	≥ 0.15	≥ 0.15 per ogni aerogeneratore	Positivo
d.	Numero di aerogeneratori	≤ 30 (0 10)	7	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

Il parco eolico in progetto è costituito da n. 7 aerogeneratori ciascuno della potenza di 6,1 MW, per una potenza complessiva di 42,7 MW.

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

- ❖ N° 7 Aerogeneratori tripala, di potenza unitaria pari a 6,1 MW, altezza mozzo 122,5 m, diametro rotore 155 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 dell'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 individuato, **SIEMENS GAMESA SG 6.0-155 122.5m**:

Principali caratteristiche WTG	
Altezza mozzo	122,5 m
Diametro rotore	155 m
Lunghezza pala	76 m
Area spazzata	18,869 mq
Potenza nominale	6.0 MW/6.6 MW
Velocità vento di Cut-in	3 m/s



Velocità vento di Cut-out	27 m/s
---------------------------	--------

Le WTG sono costituiti da:

- un corpo centrale (navicella), costituito da una struttura portante in acciaio e rivestita da un guscio in materiale composito (fibra di vetro in fibra epossidica), vincolata alla testa della torre tramite un cuscinetto a strisciamento che le consente di ruotare sul suo asse di imbardata contenente l'albero lento, unito direttamente al mozzo, che trasmette la potenza captata dalle pale al generatore attraverso un moltiplicatore di giri; il generatore è del tipo asincrono a doppia alimentazione a 4 poli, tensione ai morsetti pari a 690 V e frequenza di 50 Hz; la potenza nominale, come detto, è di 6100 kW.
- un mozzo a cui sono collegate 3 pale, in materiale composito, formato da fibre di vetro in matrice epossidica, costituite da due gusci collegati ad una trave portante e con inserti di acciaio che uniscono la pala al cuscinetto e quindi al mozzo;
- un sostegno costituito da una torre realizzata da una struttura metallica tubolare di forma circolare ancorata al terreno a mezzo di idonee fondazioni.

Il sistema di controllo dell'aerogeneratore per frenare la macchina mette le pale in bandiera (posizione ad incidenza aerodinamica nulla); è previsto comunque un sistema di frenata di emergenza montato sull'albero veloce del moltiplicatore di giri. Tale impianto di emergenza, così come il meccanismo di regolazione del passo delle pale, è attivato da un sistema oleodinamico.

Tutte le funzioni dell'aerogeneratore sono gestite e monitorate da unità di controllo computerizzate, poste all'interno della navicella e trasmesse al PLC ubicato al piede della torre. I segnali di ogni torre saranno raccolti e trasmessi ad una stazione remota di telecontrollo tramite linee telefoniche o segnali via etere.



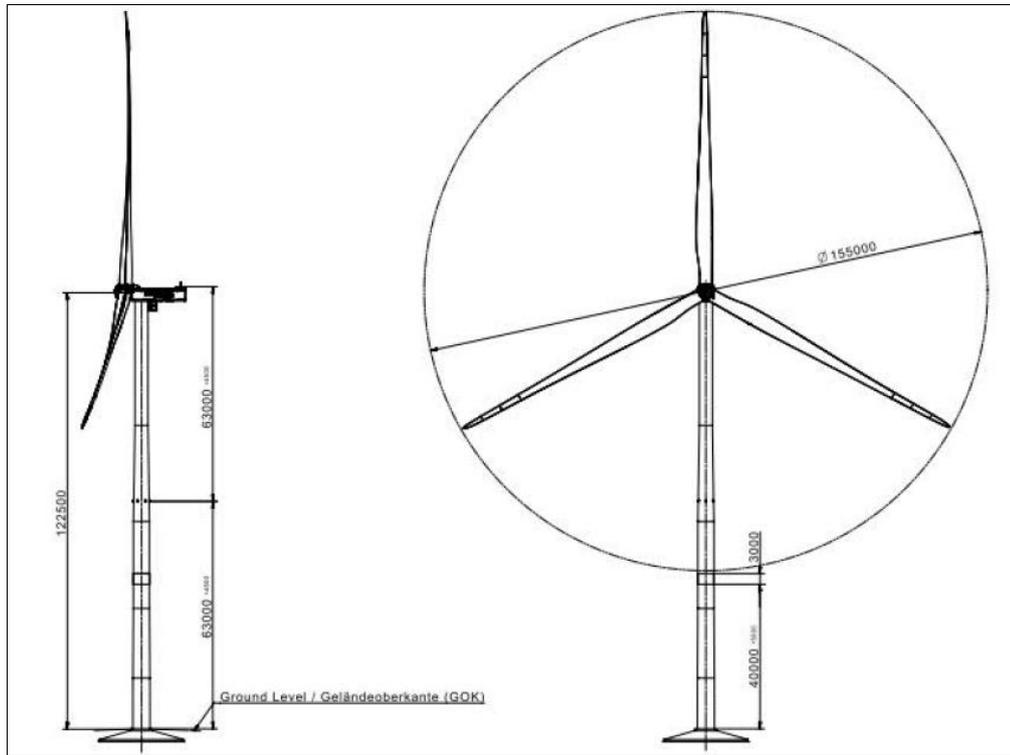


Figura 4-1: Tipico WTG geometrie complessive

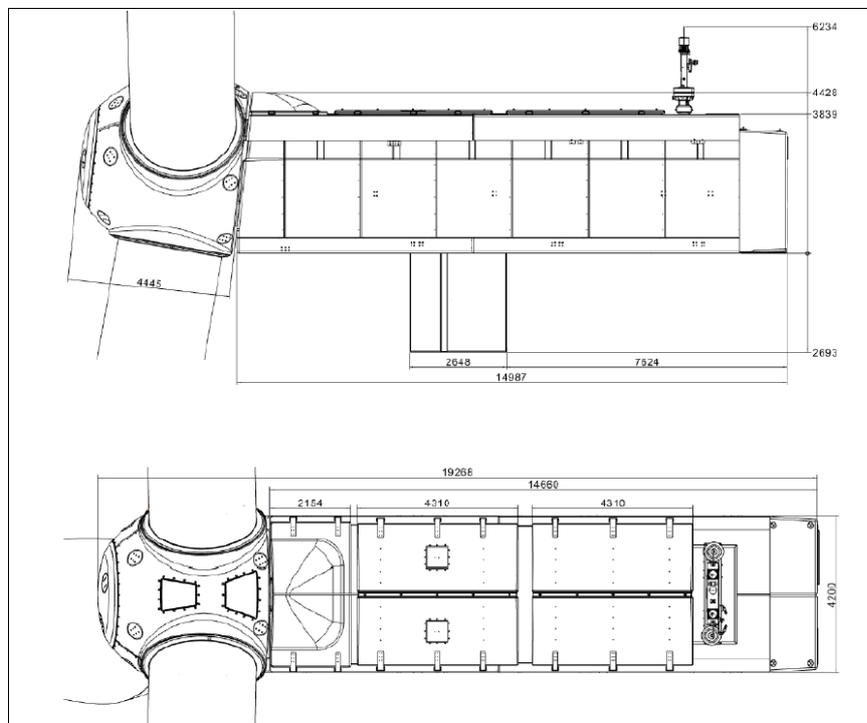


Figura 4-2: Tipico navicella WTG

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 annegato 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.

Le opere di fondazione, con relative opere di scavo, sono previste per ciascuna delle torri e per le cabine elettriche di trasformazione e consegna.

Gli scavi di fondazione delle torri saranno a sezione ampia, di sezione trapezia, con base circolare avente diametro di 26,0 m e con profondità di circa 3 m.

Il piano di posa delle fondazioni sarà opportunamente regolarizzato con calcestruzzo magro.

Le fondazione è in calcestruzzo armato, con pianta di forma tronco-conica a base circolare di diametro $D_e = 24.50$ m, spessore variabile da 1m sul bordo esterno fino a 3m in corrispondenza della zona centrale, ove si innesta la parte in elevazione della torre.

Nel plinto è annegato il sistema di ancoraggio base della torre di sostegno dell'aerogeneratore, al quale verrà unito, tramite un giunto bullonato, il concio successivo della torre stessa.

Le dimensioni del plinto rinvengono da un dimensionamento che dovrà essere opportunamente confermato in sede di progetto esecutivo.

I materiali da utilizzare saranno, salvo diverse prescrizioni del progetto esecutivo:

- Calcestruzzo Rck 35 Mpa
- Acciaio per armatura c.a. FeB450C

Per quanto attiene i materiali, in particolare la classe della miscela di calcestruzzo da utilizzare, oltre alle caratteristiche di resistenza meccanica necessarie per la sicurezza strutturale in relazione alle sollecitazioni agenti, dovranno considerarsi le caratteristiche dell'ambiente di posa in opera in relazione ai rischi di corrosione delle armature o di attacco chimico connesse, per soddisfare i requisiti di durabilità dell'opera

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 7 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 riportato lo schema di una piazzola tipo



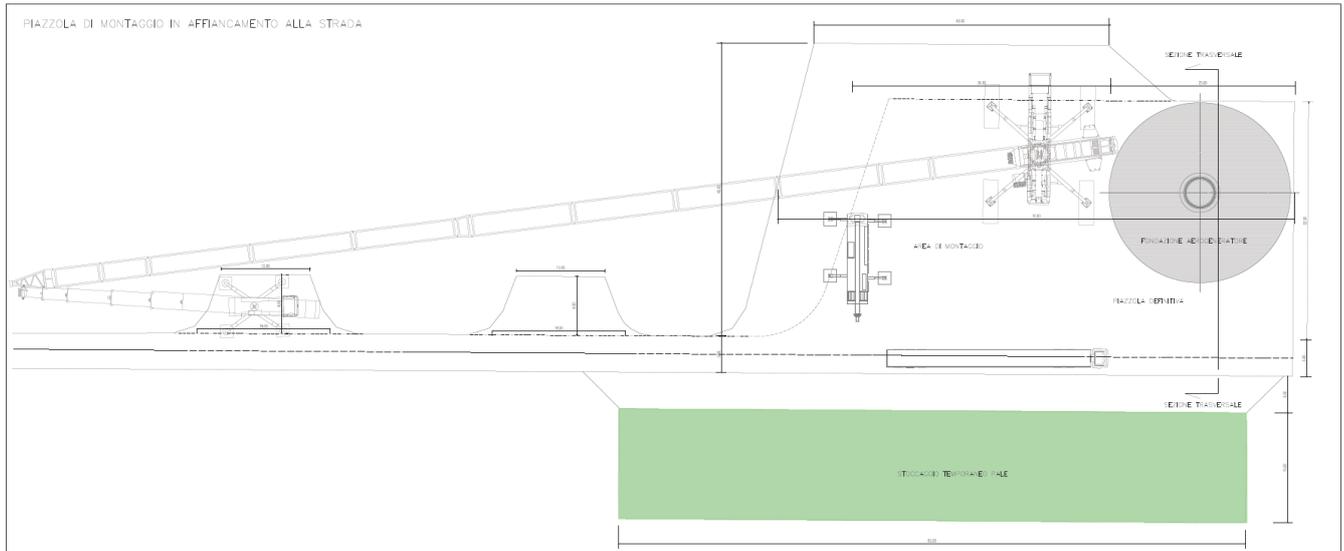


Figura 4-3: piazzola di montaggio tipo

4.1. 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 Ofantina, 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 al progetto definitivo.

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.

4.2. Impianto elettrico

I generatori eolici saranno connessi fra loro, mediante connessione di tipo "entra-esci" in cabina a singolo o multiplo quadro secondo lo schema elettrico unifilare di progetto. All'interno del parco eolico sarà pertanto realizzata una rete di cavi interrati a 30 kV, di sezione adeguata alla potenza trasportata dalle diverse linee elettriche.

La rete elettrica in MT sarà realizzata con:

- cavi unipolari in alluminio, in formazione a trifoglio ad elica visibile, del tipo ARP1H5 (AR) E Plaser Aibag 18/30 KV e giuntati con muffe a colata di resina;
- conduttore a corda rotonda compatta di alluminio;
- semiconduttivo interno in elastomerico estruso;
- isolante in mescola di gomma ad alto modulo elastico (qualità G7);
- semiconduttivo esterno in elastomerico estruso pelabile a freddo;
- schermatura a fili di rame rosso;
- guaina PVC di qualità Rz, colore rosso.



I cavi saranno direttamente interrati ad una profondità non inferiore a 1,20 m.

La Sottostazione elettrica proposta è costituita da un montante di trasformazione 150/30kV, in aria, collegata dal lato A.T. al punto di consegna e dall'altra al quadro MT situato nella cabina di consegna all'interno della stazione. I terminali in uscita dei cavi 30kV provenienti dal parco eolico saranno allacciati al quadro MT precedentemente menzionato.

4.3. Connessione alla rete elettrica di distribuzione a 150kV

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede il collegamento 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.

L'ubicazione della sottostazione di trasformazione è prevista nel Comune di Montemilone, in un'area catastalmente identificata dal fg.32 p.la 253 nelle immediate vicinanze della Stazione RTN di proprietà Terna SpA.

La sottostazione utente verrà condivisa con altro progetto in corso di autorizzazione della stessa società.

La viabilità interna sarà realizzata in modo da consentire l'esercizio e la manutenzione dell'impianto. Le strade e le aree di manovra saranno finite in misto granulare stabilizzato, le aree destinate alle apparecchiature saranno finite in pietrisco.

Queste condizioni richiederanno modeste opere di sbancamento e/o rilevati per la predisposizione delle aree necessarie alla realizzazione della Stazione Utente.

In definitiva, si ritiene idonea la localizzazione dell'impianto per la connessione, in relazione a:

- Conformazione topografica del sito;
- buona accessibilità, assicurata dalla viabilità delle strade esistenti;
- ridotto impatto visivo degli impianti, per modeste dimensioni delle opere;
- ridotto impatto ambientale, in quanto le opere in progetto non incideranno significativamente sulla vegetazione delle aree interessate;
- ridotta onerosità dei raccordi, data la facile realizzazione e la ridotta lunghezza.



4.1. Stazione elettrica di trasformazione lato utente

La sottostazione di trasformazione utente sarà così costituita:

- 1 montante trasformatore (completo di trasformatore AT/MT da 60 MVA)
- locali destinati al contenimento dei quadri di potenza e controllo relativi all’Impianto Utente.

Il trasformatore AT/MT provvederà ad elevare il livello di tensione della rete del parco eolico (30kV) al livello di tensione della Rete Nazionale (150kV); detto trasformatore sarà di tipo con isolamento in olio.

Sarà previsto un adeguato sistema d’illuminazione esterna, gestito da un interruttore crepuscolare. Tutta la sottostazione sarà provvista di un adeguato impianto di terra che collegherà tutte le apparecchiature elettriche e le strutture metalliche presenti nella sottostazione stessa

Il fabbricato denominato “Edificio Comandi”, comprende le apparecchiature di comando e protezione ed il trasformatore MT/BT dei servizi ausiliari e il locale misure.

Il fabbricato di stazione sarà dotato di impianti elettrico di illuminazione e prese FM, impianto di rivelazione incendi ed impianto telefonico.

L’area di stazione sarà delimitata da recinzione perimetrale, prevista con altezza di circa metri 2.50, con muretto in calcestruzzo di altezza non inferiore a cm 50, completo di sovrastante griglia in acciaio resina. Sarà, inoltre, necessario realizzare dei muri di sostegno a lato della nuova viabilità a servizio dello stallo trasformatore, le opere di sostegno avranno una altezza compresa tra i 2 ed i 5 m. Lo stallo trasformatore sarà, a sua volta, separato dalla cabina di consegna da un muro di altezza massima pari a 3,0 m completo di sovrastante griglia di recinzione.



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 7 aerogeneratori pari a 140 giorni.

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 (opere civili ed elettriche)		■	■	■	■	■	■	■	■	■		
6	Trasporto e Montaggio Aerogeneratori								■	■	■	■	■
7	Opere RTN								■	■	■	■	■
8	Ripristino, avviamento e collaudo												■

7. DISMISSIONE DEL PARCO

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 d'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.

Tecnologia	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:



☺ CO ₂ :	50.000 tonnellate
☺ SO ₂ :	70 tonnellate
☺ NO ₂ :	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 42,7 MW (7 aerogeneratori di potenza pari a 6,1 MW l'uno) con una producibilità annua dell'impianto stimata in 106,932 MWh/anno lorde, e 2504 ore/anno (per i dettagli sulla stima si rimanda alla analisi di producibilità contenuto nello Studio Anemologico allegato).

Il costo dell'impianto (per 7 aerogeneratori) può essere stimato in circa € 42.282.133, 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 lorda						
Impianto	H Mozzo [m]	Potenza nominale [MW]	N° AG	Potenza impianto [MW]	Producibilità lorda [MWh/anno]	Ore [Ore/anno]
Siemens Gamesa SG 6.0-155	122.5	6.1	7	42.7	106,932	2504

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	€ 42 282 133,67
Equity (20%)	€ 8 456 426,73
Debito bancario (80%)	€ 33 825 706,94

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



Dati input				
Importo da finanziare	€ 33 825 706,94			
Tasso nominale annuo	3%			
	Canone	Quota capitale	Quota interessi	Debito residuo
0				€ 33 825 706,94
1	€ 3 398 201,00	€ 2 383 429,79	€ 1 014 771,21	€ 31 442 277,14
2	€ 3 398 201,00	€ 2 454 932,69	€ 943 268,31	€ 28 987 344,46
3	€ 3 398 201,00	€ 2 528 580,67	€ 869 620,33	€ 26 458 763,79
4	€ 3 398 201,00	€ 2 604 438,09	€ 793 762,91	€ 23 854 325,71
5	€ 3 398 201,00	€ 2 682 571,23	€ 715 629,77	€ 21 171 754,48
6	€ 3 398 201,00	€ 2 763 048,37	€ 635 152,63	€ 18 408 706,11
7	€ 3 398 201,00	€ 2 845 939,82	€ 552 261,18	€ 15 562 766,29
8	€ 3 398 201,00	€ 2 931 318,01	€ 466 882,99	€ 12 631 448,28
9	€ 3 398 201,00	€ 3 019 257,55	€ 378 943,45	€ 9 612 190,73
10	€ 3 398 201,00	€ 3 109 835,28	€ 288 365,72	€ 6 502 355,45
11	€ 3 398 201,00	€ 3 203 130,34	€ 195 070,66	€ 3 299 225,12
12	€ 3 398 201,00	€ 3 299 224,25	€ 98 976,75	€ 0,87

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 € 200.000/anno.

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

VOCE DI COSTO	COSTO ANNUO
Manutenzione ordinaria	€ 845 642,67
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ 634 232,01
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ 634 232,01
Assicurazione	€ 845 642,67
IMU + diritto di superficie	€ 175 000,00
Spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigazioni e ristori ambientali, consulenze, ecc)	€ 200 000,00



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 € 38.321.635;

TIR 10,56%.

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	€ 6 677 090,00	€ 6 777 246,35	€ 6 878 905,05	€ 6 982 088,62	€ 7 086 819,95
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 6 677 090,00	€ 6 777 246,35	€ 6 878 905,05	€ 6 982 088,62	€ 7 086 819,95
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 845 642,67	€ 858 327,31	€ 871 202,22	€ 884 270,26	€ 897 534,31
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 845 642,67	€ 858 327,31	€ 871 202,22	€ 884 270,26	€ 897 534,31
IMU + diritto di superficie	€ 175 000,00	€ 177 625,00	€ 180 289,38	€ 182 993,72	€ 185 738,62
Spese varie (vigilanza, manutenzione ver)	€ 200 000,00	€ 203 000,00	€ 206 045,00	€ 209 135,68	€ 212 272,71
Equity (una tantum 1 anno)	€ 8 456 426,73	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 10 522 712,08	€ 2 097 279,63	€ 2 128 738,82	€ 2 160 669,90	€ 2 193 079,95
Canone mutuo (quota capitale)	€ 2 383 429,79	€ 2 454 932,69	€ 2 528 580,67	€ 2 604 438,09	€ 2 682 571,23
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 12 906 141,87	€ 4 552 212,31	€ 4 657 319,49	€ 4 765 107,99	€ 4 875 651,18
MARGINE OPERATIVO LORDO	-€ 6 229 051,87	€ 2 225 034,04	€ 2 221 585,56	€ 2 216 980,63	€ 2 211 168,77
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 1 014 771,21	€ 943 268,31	€ 869 620,33	€ 793 762,91	€ 715 629,77
UTILE ANTE IMPOSTE	-€ 7 243 823,08	€ 1 281 765,72	€ 1 351 965,22	€ 1 423 217,72	€ 1 495 539,00
Imposte e tasse (30%)	-€ 2 173 146,92	€ 384 529,72	€ 405 589,57	€ 426 965,32	€ 448 661,70
TOTALE IMPOSTE	-€ 2 173 146,92	€ 384 529,72	€ 405 589,57	€ 426 965,32	€ 448 661,70
UTILE NETTO	-€ 5 070 676,16	€ 897 236,01	€ 946 375,66	€ 996 252,40	€ 1 046 877,30



CONTO ECONOMICO	6	7	8	9	10
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 7 193 122,25	€ 7 301 019,08	€ 7 410 534,37	€ 7 521 692,39	€ 7 634 517,77
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 7 193 122,25	€ 7 301 019,08	€ 7 410 534,37	€ 7 521 692,39	€ 7 634 517,77
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 910 997,33	€ 924 662,28	€ 938 532,22	€ 952 610,20	€ 966 899,36
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 634 232,01
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 910 997,33	€ 924 662,28	€ 938 532,22	€ 952 610,20	€ 966 899,36
IMU + diritto di superficie	€ 188 524,70	€ 191 352,57	€ 194 222,86	€ 197 136,20	€ 200 093,25
Spese varie (vigilanza, manutenzione ver)	€ 215 456,80	€ 218 688,65	€ 221 968,98	€ 225 298,52	€ 228 678,00
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 2 225 976,15	€ 2 259 365,79	€ 2 293 256,28	€ 2 327 655,12	€ 2 996 801,96
Canone mutuo (quota capitale)	€ 2 763 048,37	€ 2 845 939,82	€ 2 931 318,01	€ 3 019 257,55	€ 3 109 835,28
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 4 989 024,52	€ 5 105 305,61	€ 5 224 574,29	€ 5 346 912,68	€ 6 106 637,23
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 2 204 097,73	€ 2 195 713,47	€ 2 185 960,08	€ 2 174 779,71	€ 1 527 880,54
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 635 152,63	€ 552 261,18	€ 466 882,99	€ 378 943,45	€ 288 365,72
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 1 568 945,10	€ 1 643 452,29	€ 1 719 077,09	€ 1 795 836,26	€ 1 239 514,81
Imposte e tasse (30%)	€ 470 683,53	€ 493 035,69	€ 515 723,13	€ 538 750,88	€ 371 854,44
TOTALE IMPOSTE	€ 470 683,53	€ 493 035,69	€ 515 723,13	€ 538 750,88	€ 371 854,44
UTILE NETTO	€ 1 098 261,57	€ 1 150 416,60	€ 1 203 353,96	€ 1 257 085,38	€ 867 660,37



CONTO ECONOMICO	11	12	13	14	15
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 7 749 035,54	€ 7 865 271,07	€ 7 983 250,14	€ 8 102 998,89	€ 8 224 543,87
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 7 749 035,54	€ 7 865 271,07	€ 7 983 250,14	€ 8 102 998,89	€ 8 224 543,87
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 981 402,85	€ 996 123,89	€ 1 011 065,75	€ 1 026 231,73	€ 1 041 625,21
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)		€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 634 232,01
Assicurazione	€ 981 402,85	€ 996 123,89	€ 1 011 065,75	€ 1 026 231,73	€ 1 041 625,21
IMU + diritto di superficie	€ 203 094,64	€ 206 141,06	€ 209 233,18	€ 212 371,68	€ 215 557,25
Spese varie (vigilanza, manutenzione ver)	€ 232 108,17	€ 235 589,79	€ 239 123,63	€ 242 710,49	€ 246 351,15
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 2 398 008,50	€ 2 433 978,63	€ 2 470 488,31	€ 2 507 545,63	€ 3 179 390,82
Canone mutuo (quota capitale)	€ 3 203 130,34	€ 3 299 224,25	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 5 601 138,84	€ 5 733 202,88	€ 2 470 488,31	€ 2 507 545,63	€ 3 179 390,82
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 2 147 896,70	€ 2 132 068,20	€ 5 512 761,83	€ 5 595 453,26	€ 5 045 153,05
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 195 070,66	€ 98 976,75	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 1 952 826,04	€ 2 033 091,44	€ 5 512 761,83	€ 5 595 453,26	€ 5 045 153,05
Imposte e tasse (30%)	€ 585 847,81	€ 609 927,43	€ 1 653 828,55	€ 1 678 635,98	€ 1 513 545,91
TOTALE IMPOSTE	€ 585 847,81	€ 609 927,43	€ 1 653 828,55	€ 1 678 635,98	€ 1 513 545,91
UTILE NETTO	€ 1 366 978,23	€ 1 423 164,01	€ 3 858 933,28	€ 3 916 817,28	€ 3 531 607,13



CONTO ECONOMICO	16	17	18	19	20
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 8 347 912,03	€ 8 473 130,71	€ 8 600 227,67	€ 8 729 231,09	€ 8 860 169,55
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 8 347 912,03	€ 8 473 130,71	€ 8 600 227,67	€ 8 729 231,09	€ 8 860 169,55
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 1 057 249,59	€ 1 073 108,33	€ 1 089 204,96	€ 1 105 543,03	€ 1 122 126,18
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 057 249,59	€ 1 073 108,33	€ 1 089 204,96	€ 1 105 543,03	€ 1 122 126,18
IMU + diritto di superficie	€ 218 790,61	€ 222 072,47	€ 225 403,56	€ 228 784,61	€ 232 216,38
Spese varie (vigilanza, manutenzione ver)	€ 250 046,41	€ 253 797,11	€ 257 604,07	€ 261 468,13	€ 265 390,15
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 2 583 336,20	€ 2 622 086,24	€ 2 661 417,54	€ 2 701 338,80	€ 2 741 858,88
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 2 583 336,20	€ 2 622 086,24	€ 2 661 417,54	€ 2 701 338,80	€ 2 741 858,88
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 5 764 575,83	€ 5 851 044,47	€ 5 938 810,13	€ 6 027 892,29	€ 6 118 310,67
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 5 764 575,83	€ 5 851 044,47	€ 5 938 810,13	€ 6 027 892,29	€ 6 118 310,67
Imposte e tasse (30%)	€ 1 729 372,75	€ 1 755 313,34	€ 1 781 643,04	€ 1 808 367,69	€ 1 835 493,20
TOTALE IMPOSTE	€ 1 729 372,75	€ 1 755 313,34	€ 1 781 643,04	€ 1 808 367,69	€ 1 835 493,20
UTILE NETTO	€ 4 035 203,08	€ 4 095 731,13	€ 4 157 167,09	€ 4 219 524,60	€ 4 282 817,47



CONTO ECONOMICO	21	22	23	24	25
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 4 292 415,00	€ 4 356 801,23	€ 4 422 153,24	€ 4 488 485,54	€ 4 555 812,83
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 8 993 072,10	€ 9 127 968,18	€ 9 264 887,70	€ 9 403 861,02	€ 9 544 918,93
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 1 138 958,07	€ 1 156 042,44	€ 1 173 383,08	€ 1 190 983,82	€ 1 208 848,58
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 138 958,07	€ 1 156 042,44	€ 1 173 383,08	€ 1 190 983,82	€ 1 208 848,58
IMU + diritto di superficie	€ 235 699,63	€ 239 235,12	€ 242 823,65	€ 246 466,00	€ 250 162,99
Spese varie (vigilanza, manutenzione ver)	€ 269 371,00	€ 273 411,57	€ 277 512,74	€ 281 675,43	€ 285 900,56
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 2 782 986,76	€ 2 824 731,57	€ 2 867 102,54	€ 2 910 109,08	€ 2 953 760,71
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 2 782 986,76	€ 2 824 731,57	€ 2 867 102,54	€ 2 910 109,08	€ 2 953 760,71
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 6 210 085,33	€ 6 303 236,61	€ 6 397 785,16	€ 6 493 751,94	€ 6 591 158,22
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 6 210 085,33	€ 6 303 236,61	€ 6 397 785,16	€ 6 493 751,94	€ 6 591 158,22
Imposte e tasse (30%)	€ 1 863 025,60	€ 1 890 970,98	€ 1 919 335,55	€ 1 948 125,58	€ 1 977 347,47
TOTALE IMPOSTE	€ 1 863 025,60	€ 1 890 970,98	€ 1 919 335,55	€ 1 948 125,58	€ 1 977 347,47
UTILE NETTO	€ 4 347 059,73	€ 4 412 265,63	€ 4 478 449,61	€ 4 545 626,36	€ 4 613 810,75



CONTO ECONOMICO	26	27	28	29	30
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 4 624 150,02	€ 4 693 512,27	€ 4 763 914,95	€ 4 835 373,68	€ 4 907 904,28
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 9 688 092,71	€ 9 833 414,11	€ 9 980 915,32	€ 10 130 629,05	€ 10 282 588,48
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 1 226 981,31	€ 1 245 386,03	€ 1 264 066,82	€ 1 283 027,82	€ 1 302 273,24
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 226 981,31	€ 1 245 386,03	€ 1 264 066,82	€ 1 283 027,82	€ 1 302 273,24
IMU + diritto di superficie	€ 253 915,44	€ 257 724,17	€ 261 590,03	€ 265 513,88	€ 269 496,59
Spese varie (vigilanza, manutenzione ver)	€ 290 189,07	€ 294 541,91	€ 298 960,04	€ 303 444,44	€ 307 996,10
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 2 998 067,12	€ 3 043 038,13	€ 3 088 683,70	€ 3 135 013,96	€ 3 182 039,17
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 2 998 067,12	€ 3 043 038,13	€ 3 088 683,70	€ 3 135 013,96	€ 3 182 039,17
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 6 690 025,59	€ 6 790 375,97	€ 6 892 231,61	€ 6 995 615,09	€ 7 100 549,31
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 6 690 025,59	€ 6 790 375,97	€ 6 892 231,61	€ 6 995 615,09	€ 7 100 549,31
Imposte e tasse (30%)	€ 2 007 007,68	€ 2 037 112,79	€ 2 067 669,48	€ 2 098 684,53	€ 2 130 164,79
TOTALE IMPOSTE	€ 2 007 007,68	€ 2 037 112,79	€ 2 067 669,48	€ 2 098 684,53	€ 2 130 164,79
UTILE NETTO	€ 4 683 017,91	€ 4 753 263,18	€ 4 824 562,13	€ 4 896 930,56	€ 4 970 384,52



EVOLUZIONE DEI FLUSSI CUMULATI				
ANNO	MARGINE OPERATIVO LORDO	UTILE ANTE IMPOSTE	UTILE NETTO	FLUSSO DI CASSA CUMULATO
0			-€ 11 500 000,00	
1	-€ 6 229 051,87	-€ 7 243 823,08	-€ 5 070 676,16	-€ 5 070 676,16
2	€ 2 225 034,04	€ 1 281 765,72	€ 897 236,01	-€ 4 173 440,15
3	€ 2 221 585,56	€ 1 351 965,22	€ 946 375,66	€ 1 843 611,66
4	€ 2 216 980,63	€ 1 423 217,72	€ 996 252,40	€ 1 942 628,06
5	€ 2 211 168,77	€ 1 495 539,00	€ 1 046 877,30	€ 2 043 129,70
6	€ 2 204 097,73	€ 1 568 945,10	€ 1 098 261,57	€ 2 145 138,87
7	€ 2 195 713,47	€ 1 643 452,29	€ 1 150 416,60	€ 2 248 678,17
8	€ 2 185 960,08	€ 1 719 077,09	€ 1 203 353,96	€ 2 353 770,56
9	€ 2 174 779,71	€ 1 795 836,26	€ 1 257 085,38	€ 2 460 439,34
10	€ 1 527 880,54	€ 1 239 514,81	€ 867 660,37	€ 2 124 745,75
11	€ 2 147 896,70	€ 1 952 826,04	€ 1 366 978,23	€ 2 234 638,60
12	€ 2 132 068,20	€ 2 033 091,44	€ 1 423 164,01	€ 2 790 142,23
13	€ 5 512 761,83	€ 5 512 761,83	€ 3 858 933,28	€ 5 282 097,29
14	€ 5 595 453,26	€ 5 595 453,26	€ 3 916 817,28	€ 7 775 750,56
15	€ 5 045 153,05	€ 5 045 153,05	€ 3 531 607,13	€ 7 448 424,41
16	€ 5 764 575,83	€ 5 764 575,83	€ 4 035 203,08	€ 7 566 810,22
17	€ 5 851 044,47	€ 5 851 044,47	€ 4 095 731,13	€ 8 130 934,21
18	€ 5 938 810,13	€ 5 938 810,13	€ 4 157 167,09	€ 8 252 898,22
19	€ 6 027 892,29	€ 6 027 892,29	€ 4 219 524,60	€ 8 376 691,70
20	€ 6 118 310,67	€ 6 118 310,67	€ 4 282 817,47	€ 8 502 342,07
21	€ 6 210 085,33	€ 6 210 085,33	€ 4 347 059,73	€ 8 629 877,20
22	€ 6 303 236,61	€ 6 303 236,61	€ 4 412 265,63	€ 8 759 325,36
23	€ 6 397 785,16	€ 6 397 785,16	€ 4 478 449,61	€ 8 890 715,24
24	€ 6 493 751,94	€ 6 493 751,94	€ 4 545 626,36	€ 9 024 075,97
25	€ 6 591 158,22	€ 6 591 158,22	€ 4 613 810,75	€ 9 159 437,11
26	€ 6 690 025,59	€ 6 690 025,59	€ 4 683 017,91	€ 9 296 828,67
27	€ 6 790 375,97	€ 6 790 375,97	€ 4 753 263,18	€ 9 436 281,10
28	€ 6 892 231,61	€ 6 892 231,61	€ 4 824 562,13	€ 9 577 825,31
29	€ 6 995 615,09	€ 6 995 615,09	€ 4 896 930,56	€ 9 721 492,69
30	€ 7 100 549,31	€ 7 100 549,31	€ 4 970 384,52	€ 9 867 315,08
	€ 129 532 929,91	€ 122 580 223,97	€ 85 806 156,78	



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"; consistente nella non realizzazione dell'intervento, che avrebbe sicuramente un impatto ambientale minore in termini prettamente



paesaggistici, ma con indubbi svantaggi sulla di produzione di energia a soddisfacimento del fabbisogno quantificato dal gestore nazionale.

Le alternative studiate, raggruppate nelle tre elencate in seguito:

- Alternativa 0 – lasciare inalterato lo stato dei luoghi non realizzando il parco eolico;
- Alternativa 1 – Layout del parco eolico prima della verifica ambientale;
- Alternativa 2 – Layout del parco eolico in oggetto.

L'Alternativa 0, ossia lasciare inalterato lo stato dei luoghi non realizzando il parco eolico in oggetto, ha ripercussioni sicuramente positive sulle varie componenti ambientali coinvolte durante la fase di realizzazione dell'intervento. Ad ogni modo, è importante evidenziare come, la realizzazione dell'impianto serva a produrre energia (che va comunque reperita) sfruttando fonti rinnovabili, riducendo sensibilmente gli impatti causati da eventuali altre fonti, ad esempio centrali termoelettriche, con un elevato valore inquinante.

Il gruppo Terna, che è proprietario della rete di trasmissione nazionale italiana (RTN) dell'elettricità, e che ha il ruolo di servizio pubblico, indispensabile per assicurare l'energia elettrica al Paese e permettere il funzionamento dell'intero sistema elettrico nazionale, nel suo piano di gestione della trasmissione elettrica, ha predisposto la realizzazione di una Stazione Elettrica nel territorio comunale di Montemilone.

Il parco eolico in oggetto prevede il collegamento alla suddetta SE di Terna, attraverso una Sotto Stazione di trasformazione elettrica, assecondando così la richiesta di produzione e trasmissione di energia elettrica a servizio della RTN.

Il mancato apporto di tale produzione elettrica comporterebbe uno scompenso nella pianificazione e nello sviluppo della rete, impostata per gestire i flussi di energia tra domanda e offerta.

Quindi si ritiene, che la realizzazione del parco eolico in oggetto ha l'obiettivo di favorire e assecondare, la transizione energetica, attuata dal gruppo Terna. Aderire, quindi, ad un processo di trasformazione ineludibile verso un sistema di produzione e consumo di energia sostenibile e decarbonizzato, in cui la generazione elettrica è sempre più decentrata e basata sullo sfruttamento delle fonti rinnovabili di energia.

Nell'Alternativa 1, viene considerato un layout del parco eolico, in una fase progettuale iniziale che non tiene conto degli aspetti ambientali caratteristici dell'area interessata dall'intervento.



Nell'Alternativa 2, alternativa di Progetto, si considera il layout definitivo del parco eolico, a seguito di modifiche conseguenti a valutazioni tecniche che hanno ridotto gli impatti ambientali che si erano evidenziati nella prima stesura progettuale.

Il posizionamento degli aerogeneratori WTG 03 e WTG 04 è rimasto invariato, nelle due versioni di layout, in quanto la loro collocazione non andava ad inficiare alcuna componente paesaggistica.

Mentre sono stati leggermente traslati i restati gli aerogeneratori, nell'immagine seguente sono indicati in **giallo** quelli del Layout definitivo (Alternativa 2) mentre sono in **celeste** quelli del layout provvisorio (Alternativa 1).

Gli aerogeneratori WTG02, WTG 06 e WTG 07 sono stati spostati per poter mantenere le opportune distanze dai corpi idrici presenti, mentre l'aerogeneratore WTG 05 è stato allontanato dalla viabilità esistente al fine di rispettare la distanza minima di sicurezza.

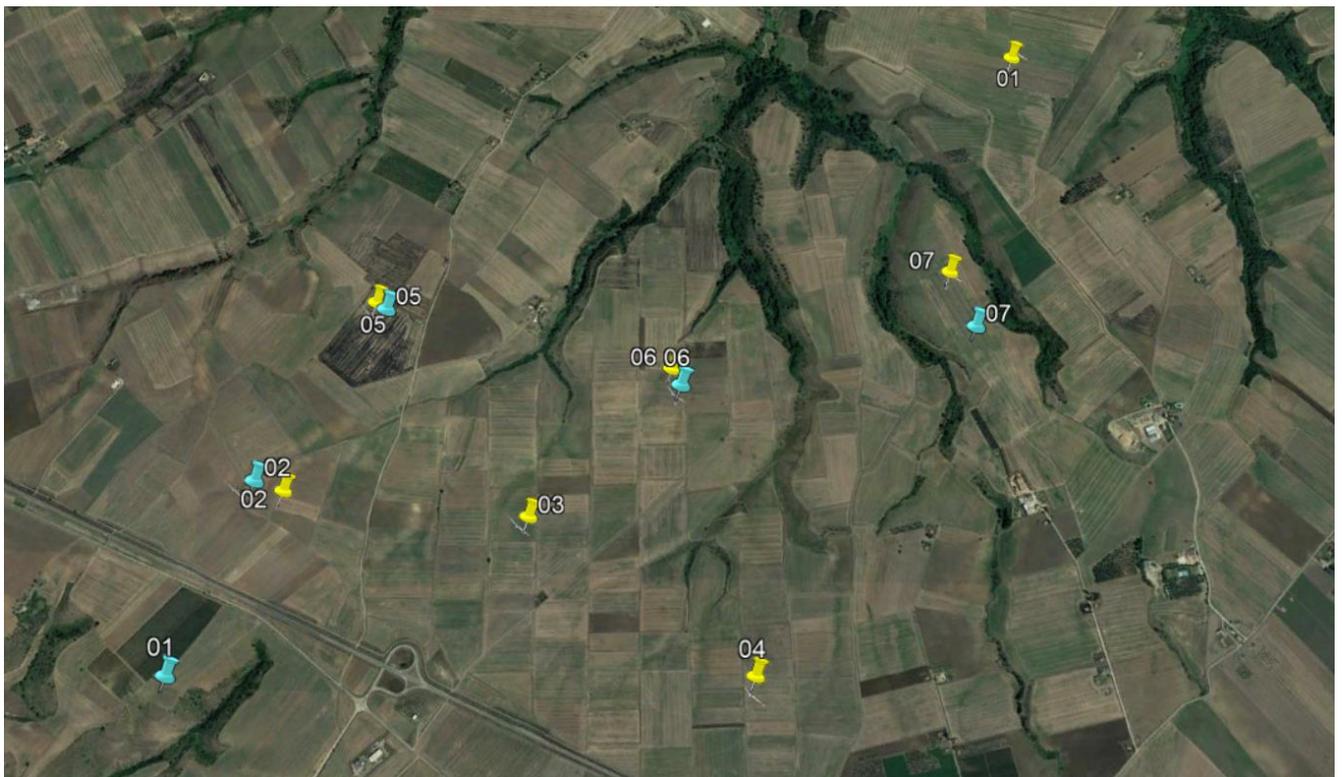


Figura 9-1: confronto dei layout di progetto analizzati nella Alternativa 1 (segnaposto celeste) e nella Alternativa 2 (segnaposto giallo)

L'aerogeneratore WTG01 è stato spostato al fine di evitare che il tracciato del cavidotto interrato interessasse la SP69 (individuata come del Regio Tratturello Melfi-Castellaneta con DM in data 25 febbraio 1960).

Inoltre, il layout definitivo dà buoni risultati di producibilità totale dell'impianto, nella figura seguente vengono tabellati, per singolo aerogeneratore, i risultati della simulazione con il modello di calcolo descritto nella relazione anemologica, alla quale si rimanda per maggiori approfondimenti.

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]								
WTG1	572,809	4,542,747	315	122.5	6.06	16.005	4.4	15.294	2507	Sì
WTG2	570,229	4,540,909	351	122.5	6.13	16.274	1.7	15.999	2623	Sì
WTG3	571,136	4,540,822	346	122.5	6.08	16.083	3.3	15.554	2550	Sì
WTG4	571,969	4,540,247	354	122.5	6.07	16.035	3.0	15.548	2549	Sì
WTG5	570,526	4,541,651	333	122.5	6.00	15.683	3.0	15.215	2494	Sì
WTG6	571,653	4,541,406	324	122.5	5.97	15.572	6.6	14.538	2383	Sì
WTG7	572,723	4,541,811	326	122.5	5.99	15.641	5.5	14.785	2424	Sì
MEDIE			336		6.04	15,899	3.9	15,276	2504	
TOTALI						111,293		106,932		

Figura 9-2: Tabella sulla producibilità

Gli aerogeneratori danno tutti verifica positiva, per tutte queste considerazioni si ritiene di poter affermare che il layout definitivo, individuato nell'Alternativa 2 sia il più idoneo e quello con minor impatto sull'ambiente circostante.

Il **tracciato del cavidotto interrato**, ha come vincoli imprescindibili, la destinazione finale, individuata dal posizionamento della SE di Terna e la posizione dei vari aerogeneratori.



Nell'immagine seguente vengono evidenziati i 2 tracciati del cavidotto a confronto, il tracciato definitivo (Alternativa 2) evidenziato in giallo, verrà realizzato a valle della scarpata della Strada Statale 655, sarà interrato e non provocherà alterazione allo stato dei luoghi.

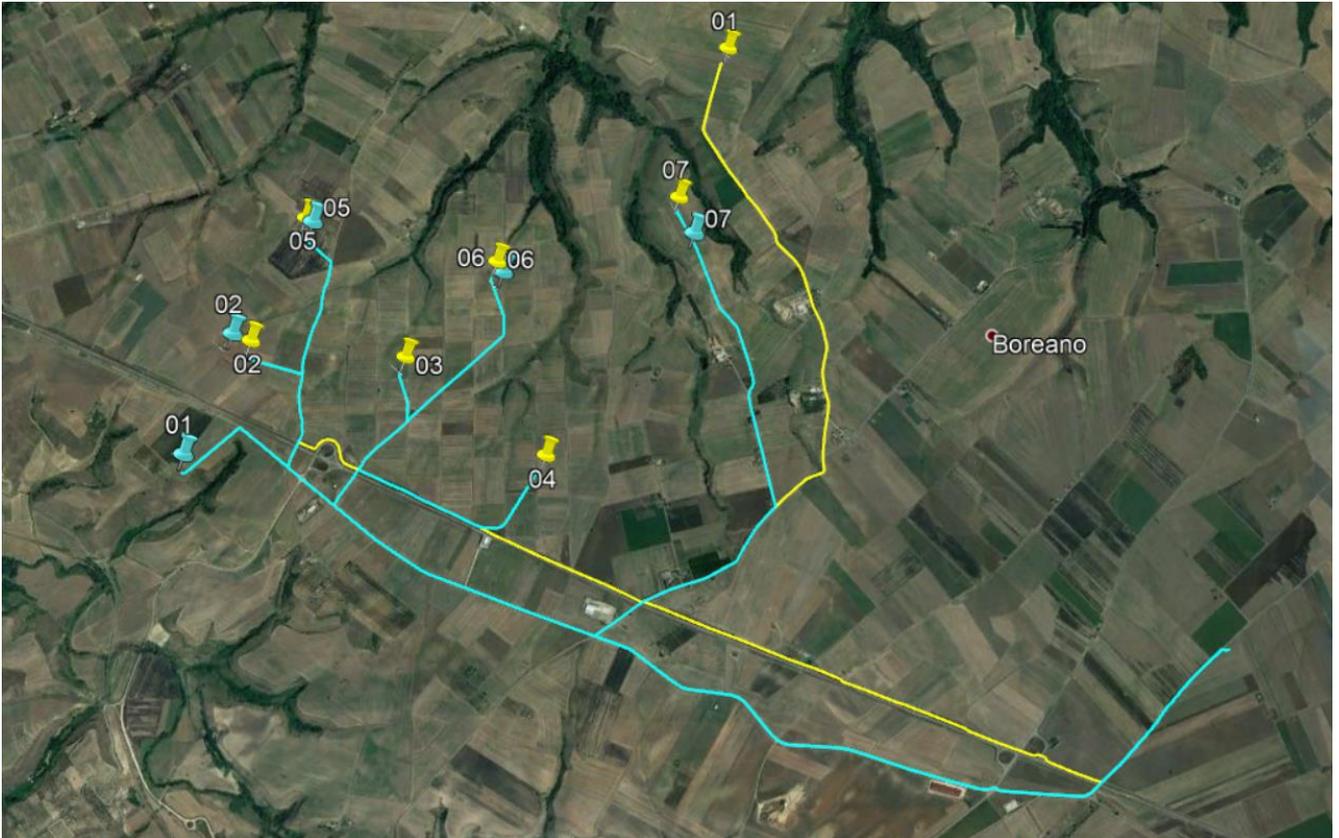


Figura 9-3: confronto del tracciato del cavidotto interrato di progetto tra l'Alternativa 1(tratto celeste) e l'Alternativa 2(tratto giallo)

Nella Alternativa 1, la strada provinciale N.69 Lavello ofantina era interessata dal cavidotto interrato. Dall'indagine vincolistica è emerso che la SP69 è individuata negli strumenti programmatici come Regio Tratturo Melfi-Castellaneta ai sensi del D.M. 22 dicembre 1983.

Per questo si è ritenuto opportuno, nell'alternativa 2 individuare un percorso diverso per il cavidotto interrato.

Nell'Alternativa 2, il tratto di cavidotto su cui si innestano tutti in tratti provenienti dai vari aerogeneratori è posizionato parallelamente alla SS 655, a valle della scarpata del rilevato su cui sorge la strada statale.

Queste considerazioni hanno permesso di valutare il Layout definitivo (Alternativa 2) come quello che genera minori impatti possibili sulle componenti ambientali interessate.

Ritornando alle matrici, la metodologia scelta prende spunto da quella delle matrici coassiali poiché, rispetto alle altre, è stata ritenuta la più valida per evidenziare al meglio la complessità con cui le azioni di progetto "impattino" sulle singole componenti ambientali.

Precisato questo, grazie all'ausilio di più passaggi di analisi (individuazione delle azioni di progetto, prima – individuazione dei fattori causali d'impatto, poi) si rende possibile una maggiore discretizzazione del problema generale in elementi più piccoli, facilmente analizzabili.

Sebbene alla fine verranno considerate le relazioni dirette, esistenti tra i fattori causali d'impatto e le componenti ambientali, grazie alla maggiore definizione del problema, introdotta dalla metodologia scelta, e all'uso di una ulteriore matrice, si può correlare facilmente l'impatto con le azioni di progetto.

Nel corso della presente relazione, come dettagliatamente riportato nei paragrafi precedenti e successivi, sono descritte le caratteristiche:

- **progettuali**, da cui sono scaturite le azioni di progetto;
- **programmatici**, in cui è stata valutata la fattibilità dell'intervento nei confronti degli strumenti di pianificazione e programmazione
- **ambientali**, in cui è stato analizzato lo stato di fatto *ante operam*, sono stati valutati qualitativamente gli effetti sulle componenti ambientali ed infine descritte le misure di mitigazione e compensazione.

Evidenziate le relazioni tra le azioni di progetto ed i potenziali fattori ambientali e stabilito un fattore ponderale da affidare alle singole componenti, sono stati quantificati i possibili impatti ambientali, attraverso una rappresentazione matriciale che evidenzia in maniera chiara e sintetica le interazioni esistenti e conseguenti alla realizzazione dell'opera.

Una rappresentazione numerica di tale tipo, oltre a fornire una quantificazione degli impatti sulle singole componenti ambientali, consentendo, durante la definizione, una progettazione più dettagliata e mirata degli interventi di mitigazione e compensazione, permette di effettuare un confronto diretto e numerico con le eventuali ipotesi alternative.

Dall'analisi dei risultati ottenuti con le matrici è possibile ricavare le seguenti considerazioni.



La matrice *Alternativa Zero* è risultata quella con punteggio negativo, infatti la non realizzazione del parco eolico e quindi il mancato apporto alla RTN di energia ottenuta attraverso fonti rinnovabili ha un impatto decisamente maggiore rispetto alla presenza fisica del parco, soprattutto a seguito delle misure di mitigazione adottate.

La valutazione quantitativa matriciale degli impatti positivi e negativi, determinati dalle azioni di progetto sulle componenti ambientali interessate, ha permesso un confronto tra le Alternative 1 e 2, differenti nel layout planimetrico dell'impianto. È emerso che la soluzione progettuale adottata sia più vantaggiosa (*Alternativa 2*) in quanto produce un minore impatto ambientale (punteggio positivo maggiore).

Il punteggio negativo che si ha in seguito al maggiore impatto introdotto sulla componente paesaggio è ampiamente compensato dai benefici in termini di consumo di risorse non rinnovabili, ricadute di emissioni in atmosfera e produzione vera e propria di energia pulita.

La valutazione quantitativa matriciale degli impatti positivi e negativi, determinati dalle azioni di progetto sulle componenti ambientali interessate ha permesso pertanto un confronto tra le ipotesi evidenziando come **la soluzione di progetto sia più vantaggiosa essendo caratterizzata da un valore positivo, sicuramente significativo a livello di impatto globale, rispetto alla alternativa zero ed alla alternativa 1.**

È evidente, quindi, come nella matrice *Alternativa 2*, è risultato un valore assoluto notevolmente maggiore di quello ottenuto con la matrice dell'*Alternativa 0*.

Quindi, il layout finale (*Alternativa 2*) presenta bassi livelli di criticità ambientali dal punto di vista della compatibilità paesaggistica e delle visuali panoramiche, della compatibilità rispetto alle caratteristiche idrogeomorfologiche e storico culturali esistenti nell'area di interesse e rispetto agli ecosistemi naturali.

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

