

REGIONE
BASILICATA



COMUNE DI
MONTEMILONE



COMUNE DI
VENOSA



Provincia
Potenza



**PROGETTO DEFINITIVO RELATIVO ALLA REALIZZAZIONE DI UN
IMPIANTO EOLICO COSTITUITO DA 11 AEROGENERATORI E
DALLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N.
Impianto "GAUDIANO" potenza complessiva 72,6 MW**

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
Quadro di Riferimento Progettuale

ELABORATO

A.17.1.2

PROPONENTE:



Nausicaa srl

Via Tadino 52 - 20124 MILANO
PI 11052930960
postmaster@pec.nausicaa-srl.it

NAUSICAA SRL

VIA TADINO 52
20124 MILANO

PI 11052930960

PROGETTO E SIA:



Via della Resistenza, 48 - 70125 Bari - tel. 080 3219946 fax. 080 3020966

Il DIRETTORE TECNICO
Dott. Ing. Orazio ~~Trifonico~~



CONSULENZA:

EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE
1	GIU 2021	B.B.	A.A. - O.T.	A.A. - O.T.	Progetto definitivo
0	MAR 2021	B.B.	A.A. - O.T.	A.A. - O.T.	Progetto definitivo

Progetto	<i>PROGETTO DEFINITIVO RELATIVO ALLA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO COSTITUITO DA 11 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>NAUSICAA 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 Progettuale</i>				
Revisione	<i>01</i>				
Emissione	<i>Giugno 2021</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 NAUSICAA 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.....	11
4.CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO	17
4.1. TIPOLOGIA DELL’AEROGENERATORE	18
4.2. FONDAZIONE AEROGENERATORE	21
4.3. PIAZZOLE AEROGENERATORI	22
4.1. STRADE DI ACCESSO E VIABILITÀ DI SERVIZIO	23
4.2. IMPIANTO ELETTRICO	24
4.3. CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE A 150KV	26
4.1. STAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE LATO UTENTE	26
5.FASE DI GESTIONE DELL’IMPIANTO	28
6.CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI.....	29
7.DISMISSIONE DEL PARCO	32
8.ANALISI DELLA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE ED ECONOMICA	35
8.1 GENERALITÀ	35
8.2 RICADUTE ECONOMICO-SOCIALI	36
<i>8.1.1. QUADRO GENERALE E DATI STATISTICI – LA BASILICATA</i>	<i>37</i>
<i>8.1.2. ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI E OCCUPAZIONALI</i>	<i>39</i>
<i>8.1.3. LE RICADUTE MONETARIE</i>	<i>40</i>
<i>8.1.4. LE RICADUTE ECONOMICHE E OCCUPAZIONALI SUL TERRITORIO</i>	<i>49</i>
<i>8.1.5. LA SEN 2017: INVESTIMENTI E OCCUPATI</i>	<i>51</i>
<i>8.1.6. ANALISI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE CONNESSE AL PROGETTO IN OGGETTO</i>	<i>52</i>
8.3 SOSTENIBILITÀ ECONOMICO-FINANZIARIA	58
9.ANALISI DELLE ALTERNATIVE	68



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 72,6 MWp denominato "Gaudiano" nei comuni di Montemilone (ove sono ubicate tutte le turbine) e Venosa (solo per alcuni tratti di viabilità), (Provincia di Potenza, in Regione Basilicata).**

In particolare, il progetto è costituito da:

- **n° 11 aerogeneratori della potenza di 6,6 MW** (denominati "WTG 1- 11") e delle rispettive piazzole di collegamento (tutti ubicati nel comune di Montemilone);
- 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 (nel comune di Montemilone e per brevi tratti in agro di Venosa al confine con Montemilone).

La società proponente è la **Nausicaa 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.

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 Montemilone (tutti gli aerogeneratori) e Venosa (alcuni tratti di viabilità) (PZ – Regione Basilicata).

Montemilone è un comune di circa 1.500 abitanti della provincia di Potenza, in Basilicata ed è raggiungibile dalla SS655.

La Stazione elettrica di trasformazione MT-AT sarà ubicata nello stesso territorio comunale del comune di Montemilone in Basilicata.

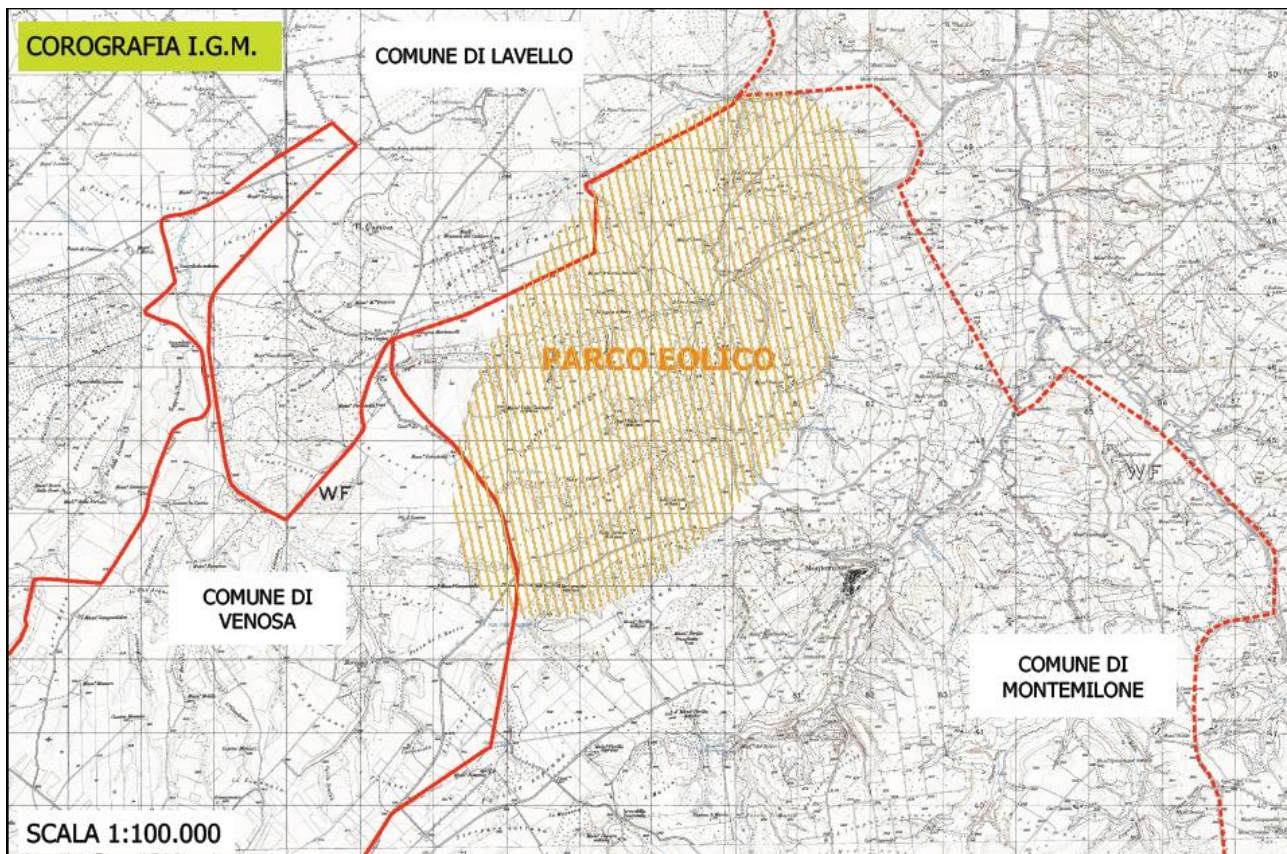


Figura 2-1: inquadramento territoriale su IGM

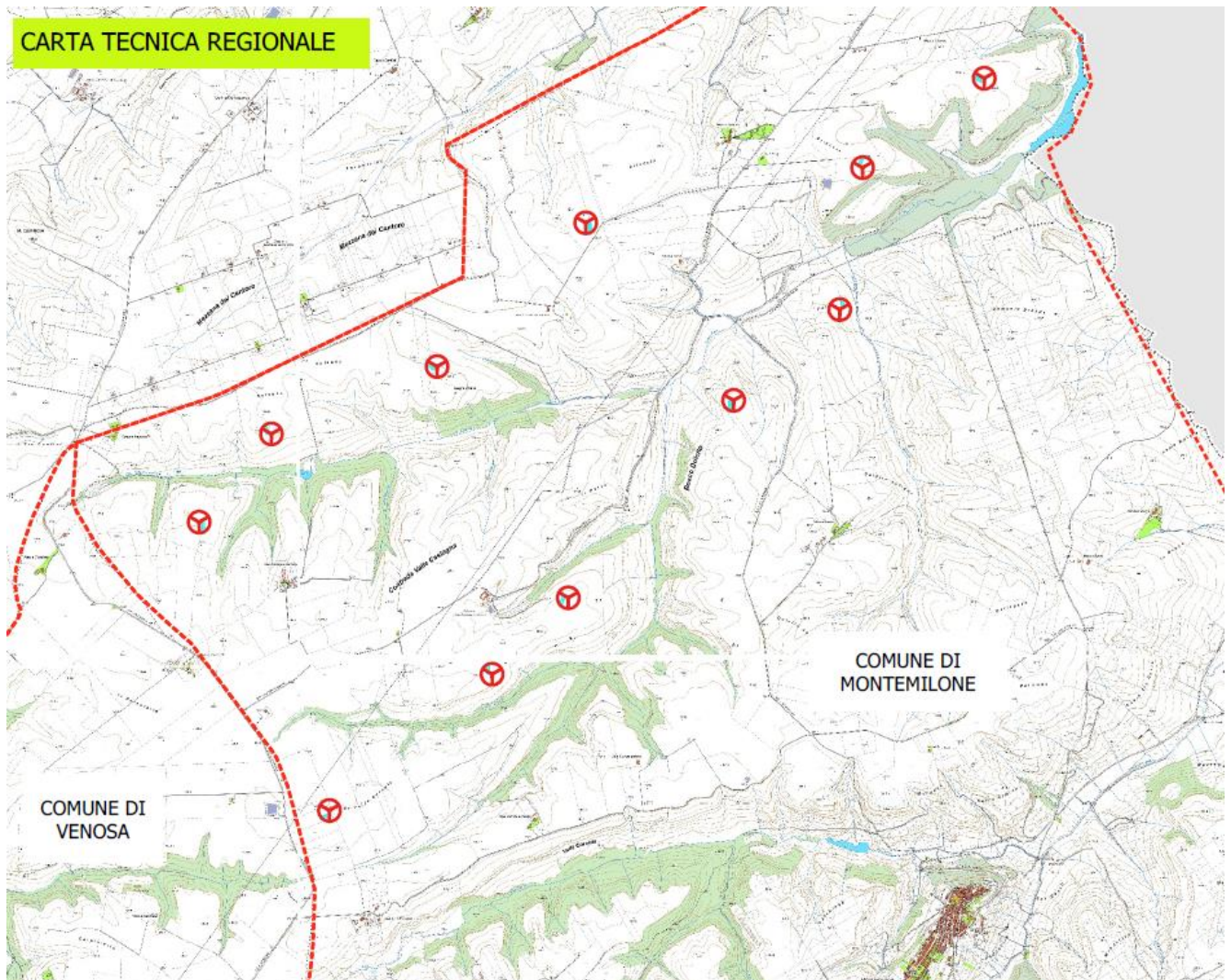


Figura 2: Area di intervento su base CTR della Regione Basilicata

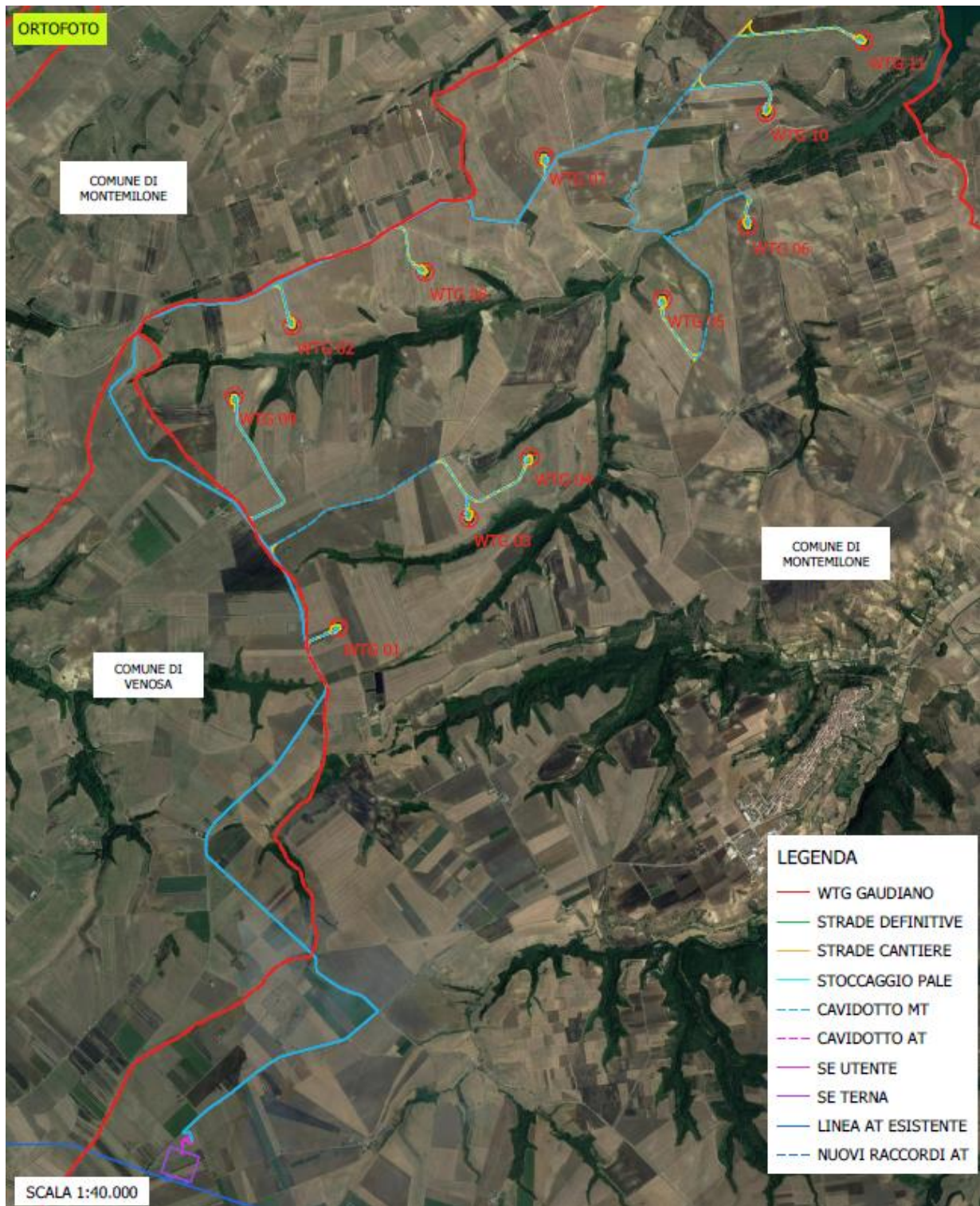


Figura 3: inquadramento area di intervento su base ortofoto

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	577191	4543571
02	576776	4546260
03	578353	4544544
04	578897	4545090
05	580078	4546499
06	580836	4547147
07	579021	4547767
08	577960	4546741
09	576260	4545630
10	580999	4548160
11	581868	4548799

Per quanto riguarda l'inquadramento catastale delle opere, il layout del parco eolico interesserà il territorio comunale del Comune di Montemilone (PZ), il comune di Venosa per alcuni collegamenti



stradali, mentre la Sottostazione elettrica di trasformazione sarà ubicata sempre nel territorio del Comune di Montemilone (PZ).

Si riportano di seguito gli estremi catastali dei lotti interessati:

ELEMENTI PROGETTUALI	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA
WTG01	MONTEMILONE	11	8-74-31-32
WTG02	MONTEMILONE	3	140-133
WTG03	MONTEMILONE	4	158-58-77-170-159-157-156-172-173-79
WTG04	MONTEMILONE	4	148-147-144-171-163-80
WTG05	MONTEMILONE	5	61-82-15-234-239-87
WTG06	MONTEMILONE	5	9
WTG07	MONTEMILONE	1	115
WTG08	MONTEMILONE	4	181-182-189-202-86-188-88-87
WTG09	MONTEMILONE	3	46-48-163-95-64-66-98-101-103-82
WTG10	MONTEMILONE	2	53-101-107-106-48-23
WTG11	MONTEMILONE	2	88-89-22-144-85-23
CAVIDOTTO	VENOSA	3	86-53
	MONTEMILONE	3	82-208-164-149-150-115-152-116-25-112-153-140-141-26-114-113-1-84-2-87-29-160-269-265-264-268-18-115-1-12-245
SOTTOSTAZIONE ELETTRICA UTENTE , S.E. TERNA E RACCORDI AEREI	COMUNE DI MONTEMILONE (PZ)	32	58-50-66-253-49-105-67



Il Preventivo di 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.

Nell'allegato A.17.1.2 - Quadro di Riferimento Progettuale, sono meglio descritte, ed inquadrare dal punto di vista territoriale, le opere annesse all'impianto da realizzare.



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
			Latitudine	Longitudine	m s.l.m.
Riferimento 1	RIF1	15	40° 42' N	15° 28' E	870

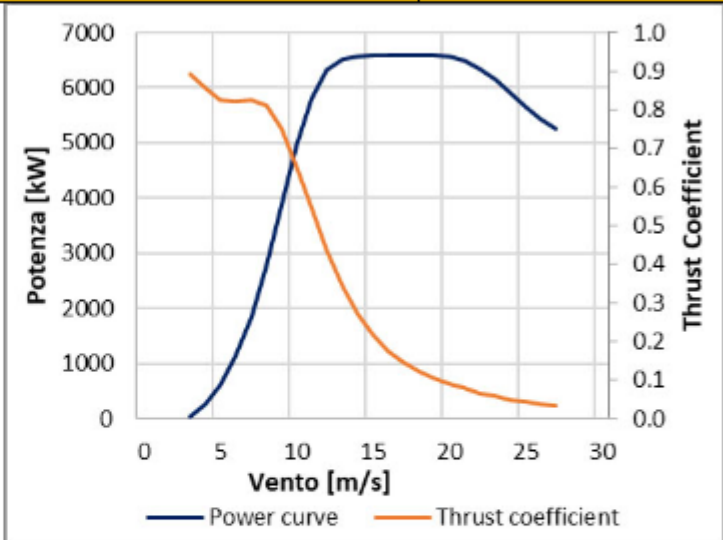
Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo di rilevazione		N° mesi
		Data inizio	Data fine	
Riferimento 1	RIF1	05/07/2019	29/07/2020	12.8

Per la valutazione di producibilità è stato utilizzato l'aerogeneratore Siemens Gamesa SG 6.0-155, potenza 6,6 MW, con altezza mozzo 122,5 m e diametro rotore 155 m, come indicato in seguito.

Costruttore	Modello	MOD	Potenza [MW]	Diametro Rotore [m]	H mozzo [m]	Classe IEC
Siemens Gamesa	SG 6.0-155	AM 0	6.6 MW	155	122.5	IIA



Turbina		SG 6.0-155		Diametro		155 m	
Altezza di mozzo		122.5 m		Classe IEC		IIA	
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient					
0	-	-					
1	-	-					
2	-	-					
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	6309	0.436					
13	6513	0.342					
14	6578	0.269					
15	6595	0.216					
16	6599	0.176					
17	6600	0.147					
18	6599	0.123					
19	6592	0.105					
20	6562	0.090					
21	6486	0.078					
22	6342	0.067					
23	6137	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:



Stazione di riferimento	RIF1 - RIF2
Modello aerogeneratore	SiemensGamesa SG 6.0-155
Potenza nominale	6,6 MW
Potenza impianto	72,6 MW
Altezza del mozzo	122,5 m
Diametro rotore	155 m

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	577259	4543762	340	122.5	6.12	16,587	1.4	16,352	2478	Si
WTG2	576844	4546451	315	122.5	6.13	16,657	3.7	16,038	2430	Si
WTG3	578421	4544735	321	122.5	6.09	16,440	3.7	15,829	2398	Si
WTG4	578965	4545281	314	122.5	6.17	16,883	5.6	15,935	2414	Si
WTG5	580146	4546690	277	122.5	6.12	16,500	3.7	15,888	2407	Si
WTG6	580904	4547339	217	122.5	5.61	14,125	5.9	13,292	2014	Si
WTG7	579089	4547959	283	122.5	6.01	16,078	2.7	15,647	2371	Si
WTG8	578028	4546932	305	122.5	6.14	16,655	3.3	16,101	2440	Si
WTG9	576328	4545821	318	122.5	6.09	16,403	1.1	16,222	2458	Si
WTG10	581067	4548352	252	122.5	6.03	16,168	3.6	15,586	2362	Si
WTG11	581937	4548990	236	122.5	6.02	16,068	4.3	15,371	2329	Si
MEDIE			289		6.05	16,233	3.6	15,660	2373	
TOTALI						178,564		172,261		

Quindi la producibilità lorda (netto scia) ammonta a:



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	6.6	11	72.6	172,261	2373

A tale producibilità lorda devono essere sottratte le perdite d'impianto. Nella tabella seguente sono riportati i valori di perdita applicati:

Perdite considerate	"Gaudiano"
Densità aria (alla densità di 1.18 Kg/m ³)	-3.0%
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	-10.7%

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	6.6	11	122.5	72.6	153,821	2119



VERIFICA REQUISITI MINIMI PIEAR (1.2.1.3)

Nella tabella di cui nel seguito si riportano i risultati delle attività di verifica dei requisiti tecnici minimi richiesti dalla Regione per la realizzazione di un impianto eolico in Basilicata.

Identificativo della Norma	Requisito tecnico	Valore soglia	Valore di verifica	Esito
a.	Velocità media annua a 25 m dal suolo	≥ 4 m/s	4.52 m/s	Positivo
b.	Ore equivalenti di funzionamento (MWh/MW) considerando: Potenza impianto 72.6 MW Energia prodotta 172,261 MWh/anno	≥ 2000 h/anno	2373 h/anno	Positivo
c.	Densità volumetrica di energia annua unitaria (kWh/(anno·m ³)) considerando: Energia prodotta 15,660 MWh/anno H mozzo 122.5 m D rotore 155 m	≥ 0.15	≥ 0.15 per ogni aerogeneratore	Positivo
d.	Numero di aerogeneratori	≤ 30	11	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. 11 aerogeneratori ciascuno della potenza di 6,6 MW, per una potenza complessiva di 72,6 MW.

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

- ❖ N° 11 Aerogeneratori tripala, di potenza unitaria pari a 6,6 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	6.6 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 6600 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.

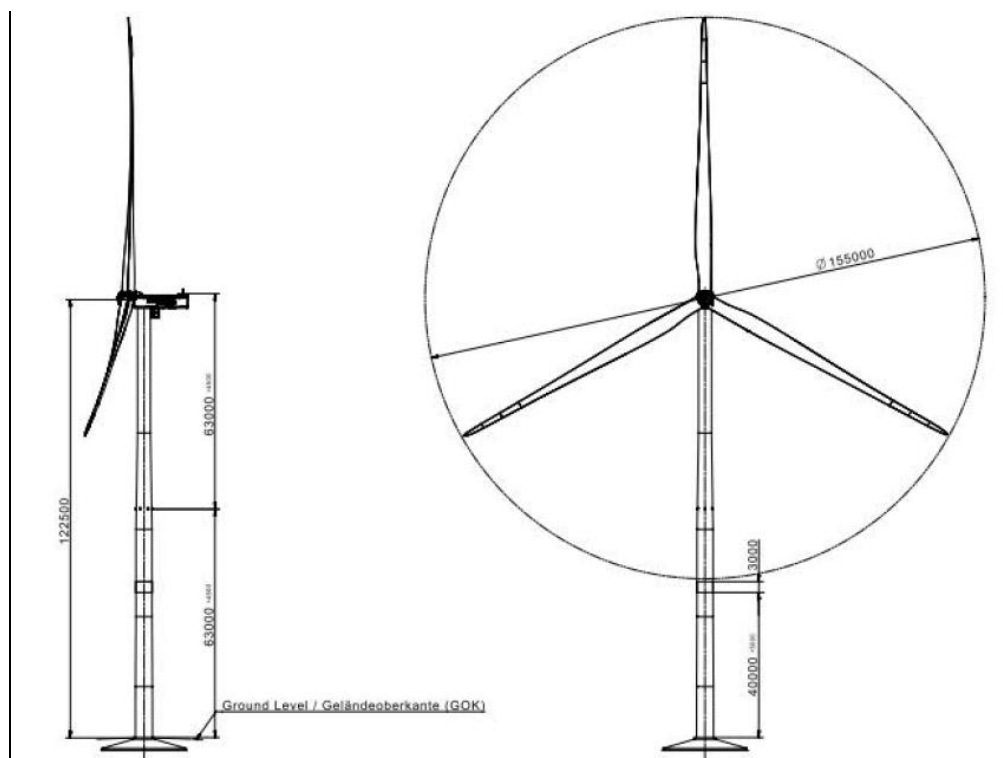


Figura 4-1: Tipico WTG geometrie complessive

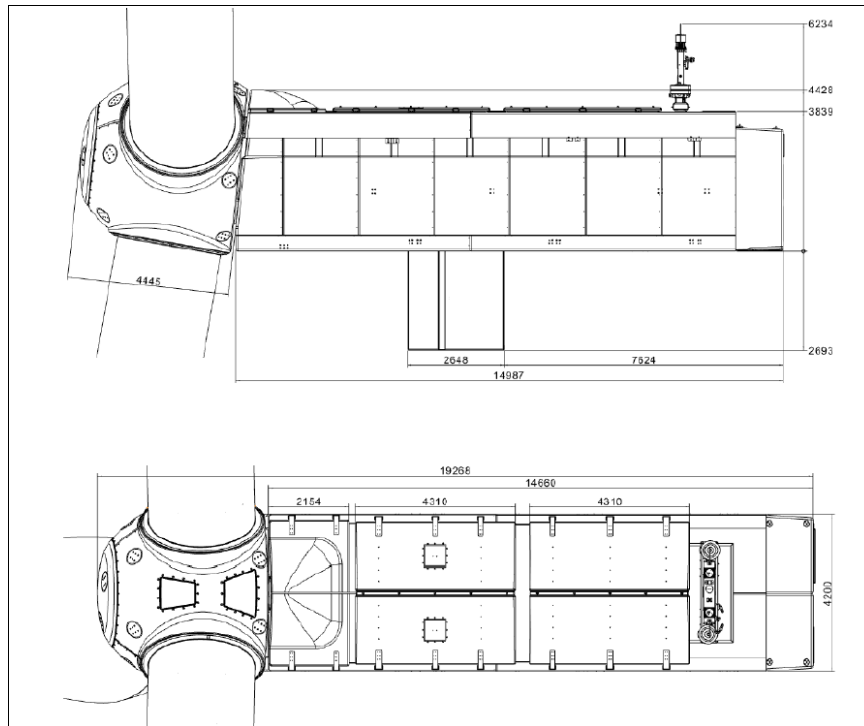


Figura 4-2: Tipico navicella WTG

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 degli 11 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/cm^2 e zone a 3 kg/cm^2 , 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

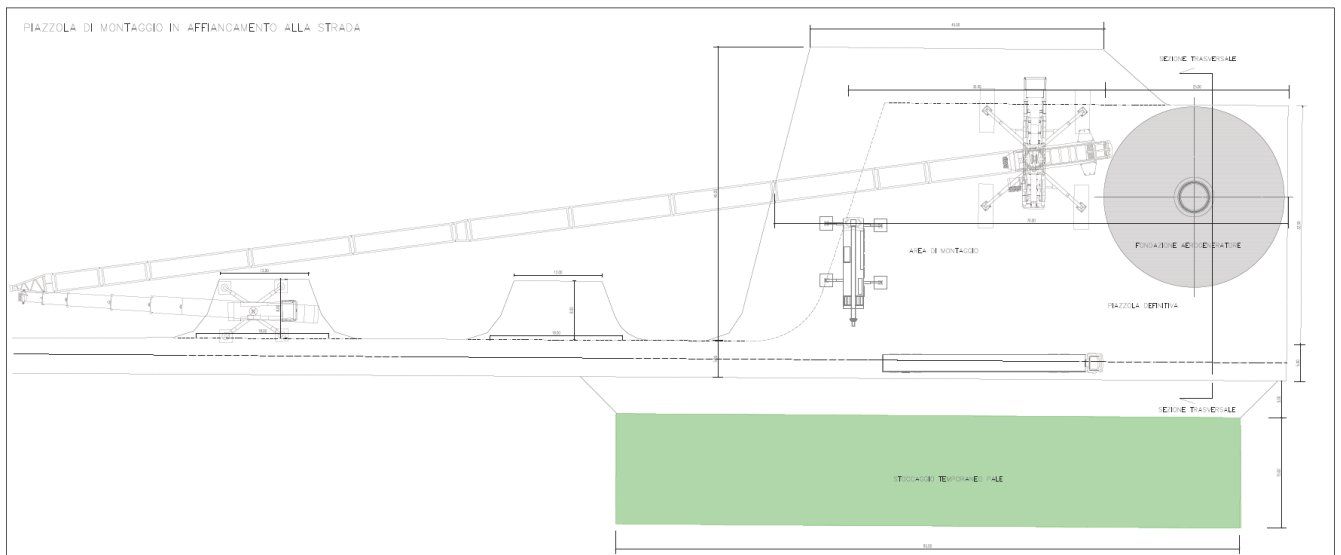


Figura 4-3: piazzola di montaggio tipo

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, SS 93, SS 529, 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-esce" 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 distanza tra la sottostazione utente ed gli aerogeneratori del parco eolico varia da 7 km a 19 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.



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 d'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.

Si riportano di seguito le metriche dei cavidotti MT, con distinzione dei tratti caratterizzati da 1 terna di cavi, da 2 terne e da 3 terne fino alla sottostazione utente:

CAVIDOTTO CON 1 TERNA DI CAVI	CAVIDOTTO CON 2 TERNE DI CAVI	CAVIDOTTO CON 3 TERNE DI CAVI	CAVIDOTTO CON 4 TERNE DI CAVI
9050 m	7450 m	5300 m	7600 m

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

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.

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 degli 11 aerogeneratori pari a 220 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 quattordicesimo 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	M13	M14
1	Accantieramenti	■													
2	Realizz. 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 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 Ricadute 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 tratta dunque di una tipologia di investimento capace di attrarre capitali sia sul piano nazionale che internazionale, con indubbi ritorni economici per il territorio.

8.1.1. Quadro generale e Dati Statistici – La Basilicata

Un'analisi particolare merita la situazione energetica della Regione Basilicata, anche alla luce dell'annunciata uscita del nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale, i cui obiettivi, al momento, restano ancora da chiarire e verificare, essendo il dibattito politico-istituzionale ancora aperto. Resta il fatto che, in alcune zone definite della Regione, la promozione delle rinnovabili in soluzione *utility-scale* e il corretto inserimento nel territorio possano avere un senso, soprattutto in termini di sviluppo, occupazione e riduzione delle emissioni di CO₂ ed altri inquinanti: si pensi, ad esempio, alla continua emissione in atmosfera e a terra di solventi e CO₂ per gli idrocarburi specialmente nella Val D'Agri.



Non esiste Regione più adatta della Basilicata per capire le contraddizioni e speranze di cui vive oggi in Italia la transizione energetica verso un futuro – si spera – più sostenibile e decarbonizzato.

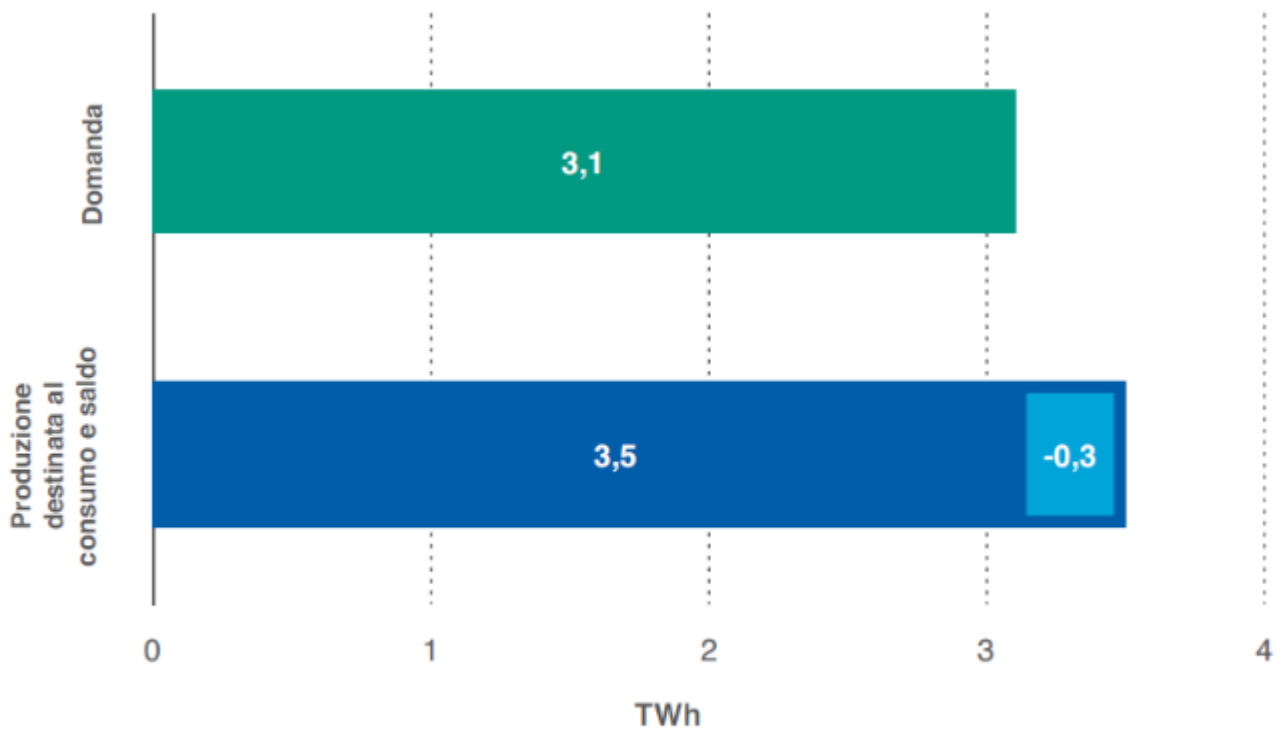
La Basilicata, infatti, da un lato ha visto una forte crescita delle installazioni eoliche, dall'altro sta promuovendo nuove emissioni pari 225 milioni di tonnellate di CO2 fino al 2050 con il progetto Tampa Rossa, saltato alla cronaca anche per vicende effettivamente poco chiare.

Sono proprio queste indicazioni contraddittorie che devono indurre ad un'analisi particolarmente dettagliata delle politiche in atto e delle scelte compiute, cercando di tenere sempre sott'occhio le statistiche ufficiali in materia di produzione e consumo di energia, emissioni e consumo del suolo, produzione *green* e corretto inserimento nel territorio.

Negli ultimi otto anni, complici i decreti FER, la Basilicata ha visto un largo e costante incremento della produzione eolica soprattutto con impianti normalmente definiti di piccola taglia (Potenza < 200KW). La corsa agli incentivi, pertanto, ha senza dubbio modificato, quando non negativamente alterato, parte del paesaggio regionale con installazioni che appaiono, in certi casi, del tutto fuori luogo e discutibili. Da un lato questa situazione ha generato una serie di interventi legislativi regionali che hanno tentato, spesso contravvenendo alla Costituzione, di combattere il fenomeno istituendo vincoli non proprio ortodossi, dall'altro ha impedito di rilevare i veri problemi che stanno alla base di un corretto inserimento nel territorio degli impianti.

Tale situazione, tuttavia, non può più pregiudicare, alla luce degli obiettivi e degli impegni di decarbonizzazione, la capacità produttiva dell'intera Regione, che può senza dubbio ambire ad esportare gran parte dell'energia elettrica prodotta. Infatti, nonostante l'incremento delle nuove installazioni, la Regione consuma esattamente l'energia che produce, come dimostra l'ultimo rapporto regionale annuale di Terna.





Struttura della Domanda e della Produzione - Anno 2018 (cfr. *Statistiche Regionali*, Terna S.p.A.)

Il dato in sé ci dice dunque che sebbene sia aumentato il numero di installazioni, il delta tra produzione e consumo non consente alla Regione esportazioni significative di energia. La questione è spinosa perché delinea che, a fronte di una potenzialità di utilizzo della risorsa eolica importante, non corrisponde l'utilizzo effettivo della risorsa medesima, con tutti i benefici in termini occupazionali ed economici che ne deriverebbero.

Grazie al vento e al sole la Basilicata potrà continuare a giocare, senza ipocrisie, un ruolo di primo piano nel settore del futuro sostenibile a impatto zero tanto in Italia quanto in Europa.

8.1.2. Analisi delle ricadute sociali e occupazionali

Il D.lgs. 28/2011, articolo 40, comma 3, lettera a) attribuisce al GSE il compito di: «sviluppare e applicare metodologie idonee a fornire stime delle ricadute industriali ed occupazionali connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili ed alla promozione dell'efficienza energetica».



L'analisi del GSE utilizza un modello basato sulle matrici delle interdipendenze settoriali (input – output) ricavate dalle tavole delle risorse e degli impieghi pubblicate dall'Istituto Nazionale di Statistica (ISTAT), opportunamente integrate e affinate. Tali matrici sono attivate da vettori di spesa ottenuti dalla ricostruzione dei costi per investimenti e delle spese di esercizio & manutenzione (O&M).

Il ricorso alle metodologie della Tavola input-output e della matrice di contabilità sociale (Sam, Social Accounting Matrix) permette inoltre la quantificazione degli impatti generati da programmi di spesa in termini di:

- ❖ effetti diretti su valore aggiunto e occupazione prodotti direttamente nel settore interessato dall'attivazione della domanda;
- ❖ effetti indiretti generati a catena sul sistema economico e connessi ai processi di attivazione che ciascun settore produce su altri settori di attività, attraverso l'acquisto di beni intermedi, semilavorati e servizi necessari al processo produttivo;
- ❖ effetti indotti - Matrice Sam - in termini di valore aggiunto e occupazione generati dalle utilizzazioni dei flussi di reddito aggiuntivo conseguito dai soggetti coinvolti nella realizzazione delle misure (moltiplicatore keynesiano).

L'analisi dei flussi commerciali con l'estero, basata in parte sull'indagine Prodcum pubblicata da Eurostat, permette, infine, di tenere conto delle importazioni che in alcuni settori hanno un peso rilevante.

8.1.3. Le ricadute monetarie

Creazione di valore aggiunto

Il valore aggiunto nazionale risulta dalla differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle branche produttive e il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive); esso, inoltre, corrisponde alla somma delle remunerazioni dei fattori produttivi.

Ricadute occupazionali dirette



Sono date dal numero di addetti direttamente impiegati nel settore oggetto di analisi (es: fasi di progettazione degli impianti, costruzione, installazione, O&M).

Ricadute occupazionali indirette

Sono date dal numero di addetti indirettamente correlati alla produzione di un bene o servizio e includono gli addetti nei settori "fornitori" della filiera sia a valle sia a monte.

Occupazione permanente

L'occupazione permanente si riferisce agli addetti impiegati per tutta la durata del ciclo di vita del bene (es: fase di esercizio e manutenzione degli impianti).

Occupazione temporanea

L'occupazione temporanea indica gli occupati nelle attività di realizzazione di un certo bene, che rispetto all'intero ciclo di vita del bene hanno una durata limitata (es. fase di installazione degli impianti).

Unità lavorative annue (ULA)

Una ULA rappresenta la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno, ovvero la quantità di lavoro equivalente prestata da lavoratori a tempo parziale trasformate in unità lavorative annue a tempo pieno. Ad esempio, un occupato che abbia lavorato un anno a tempo pieno nella attività di installazione di impianti FER corrisponde a 1 ULA. Un lavoratore che solo per metà anno si sia occupato di tale attività (mentre per la restante metà dell'anno non abbia lavorato oppure si sia occupato di attività di installazione di altri tipi di impianti) corrisponde a 0,5 ULA attribuibili al settore delle FER.

Valori Occupazionali 2011-2016

Utilizzando nel modello di calcolo i dati riguardanti le nuove installazioni (costi in €/kW e nuova potenza installata MW), si è stimato che, nel periodo 2011-2016, gli investimenti in nuovi impianti siano ammontati in totale a circa 35 miliardi di euro.

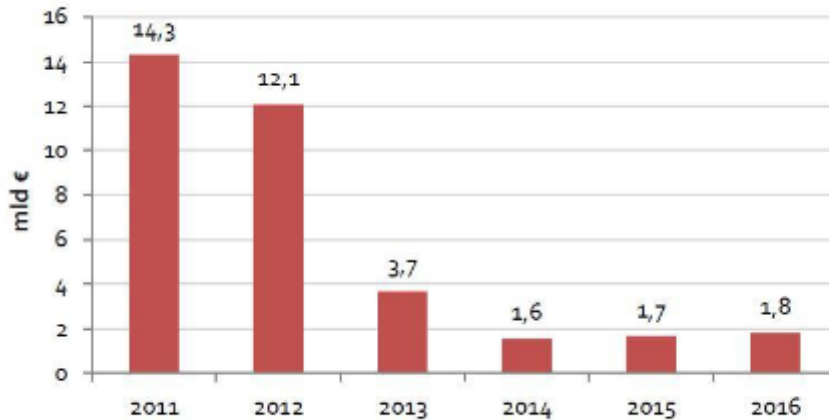
Durante i sei anni monitorati, gli investimenti in nuovi impianti per la produzione di energia elettrica da FER sono generalmente diminuiti. Essi hanno subito una forte accelerazione verso la fine degli anni 2000 per raggiungere il picco nel 2011. Successivamente, a seguito della revisione al



ribasso degli incentivi, gli investimenti hanno cominciato a diminuire, con un decremento più marcato tra il 2012 e il 2013.

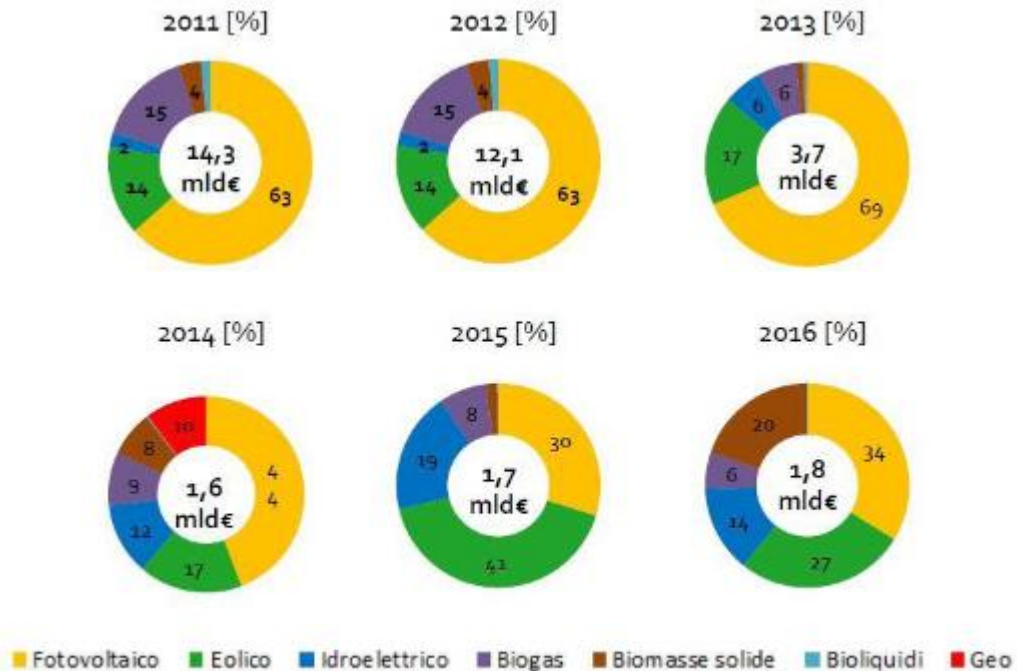
Dal 2013 al 2016, gli investimenti hanno ricominciato a crescere seppur molto gradualmente. La maggior parte degli investimenti hanno riguardato nuovi impianti fotovoltaici, nonostante la fine del "Conto Energia". Più in generale il focus di è spostato dai grandi ai piccoli impianti, come ad es: mini e micro impianti eolici e piccoli impianti idroelettrici, ovvero le tipologie ricomprese nei meccanismi di incentivazione.

Investimenti in nuovi impianti: 2011 – 2016



Fonte: GSE





Fonte GSE

Secondo le analisi del GSE, al loro picco nel 2011, gli investimenti in nuovi impianti FER-E hanno generato oltre 55 mila ULA temporanee dirette. Considerando anche i settori fornitori il totale sale a oltre 100 mila ULA temporanee (dirette più indirette).

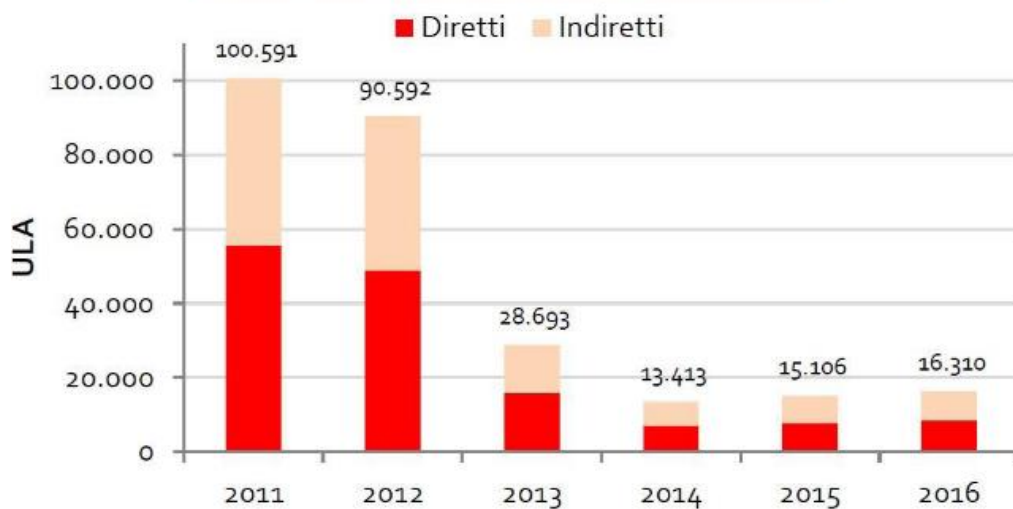
I posti di lavoro generati dalle attività di costruzione e installazione degli impianti hanno poi seguito il trend decrescente degli investimenti.

Nel 2016 le nuove installazioni hanno generato oltre 16 mila ULA temporanee dirette e indirette.

Considerando le ULA/MW, il maggior contributo alla creazione di posti di lavoro viene dalle bioenergie (soprattutto biogas), in virtù di una filiera più complessa e meno interessata dalle importazioni.

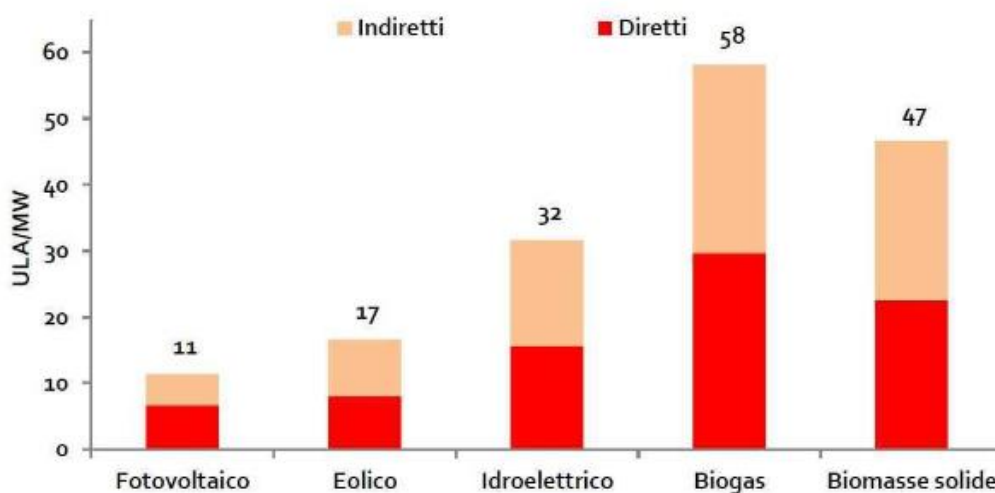


ULA temporanee: 2011 - 2016



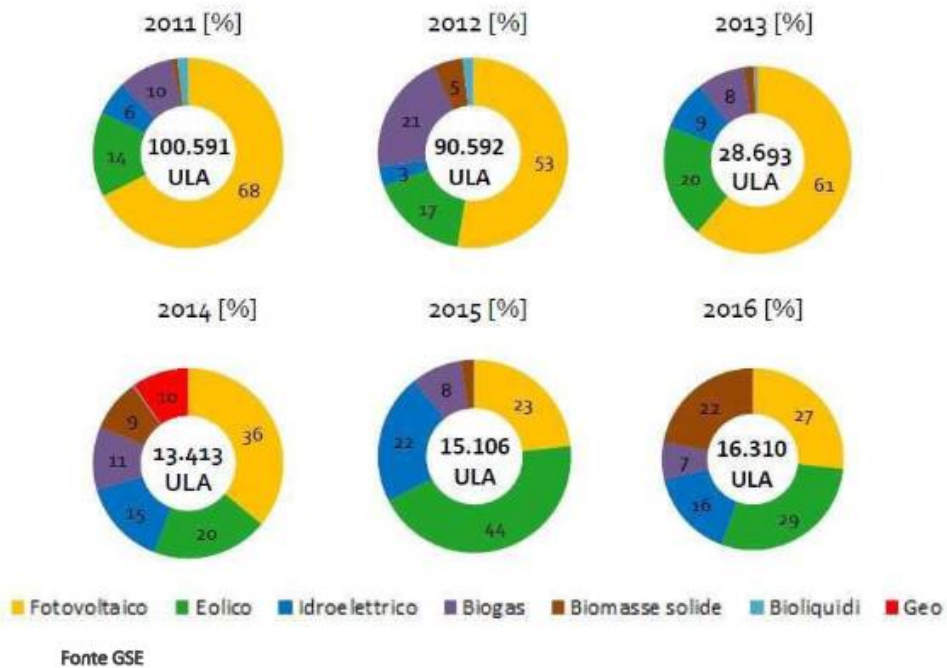
Fonte GSE

ULA/MW 2016



Fonte GSE



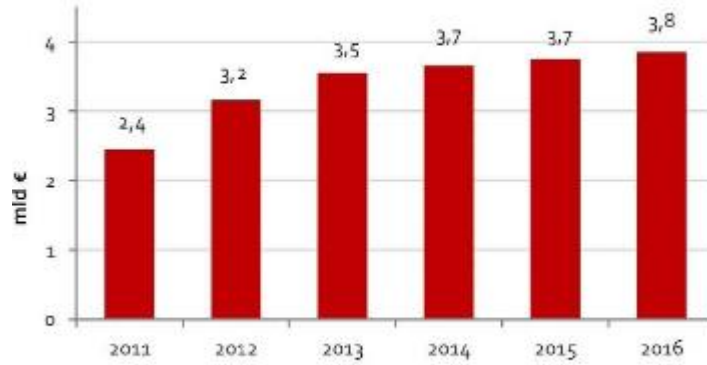


Nonostante la diminuzione degli investimenti durante il periodo oggetto di analisi, in Italia la capacità complessivamente installata ha raggiunto dimensioni ragguardevoli, rendendo sempre più importanti da un punto di vista economico le attività di gestione e manutenzione degli impianti (O&M). L'analisi del GSE mostra come nel 2016 i costi di O&M ammontino a più di 3,8 miliardi di euro a fronte di una potenza installata di oltre 59 GW.

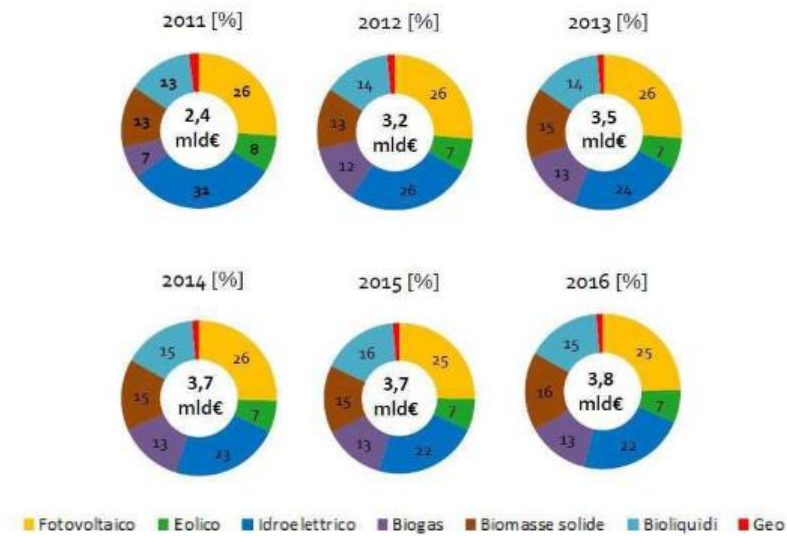
Una buona parte dei costi sostenuti riguardano gli impianti FV. Ciò è principalmente dovuto al gran numero di impianti esistenti (circa 730.000 corrispondenti a quasi 19,3 GW di potenza installata).



Costi di O&M: 2011 - 2016



Fonte: GSE



Fonte GSE

Secondo le analisi del GSE nel 2016, le spese di O&M in impianti FER-E hanno generato circa 23 mila ULA permanenti dirette. Considerando anche i settori fornitori il totale sale a circa 39,5 mila ULA permanenti (dirette più indirette).

Considerando le ULA/MW, le bioenergie appaiono essere particolarmente efficaci nella creazione di posti di lavoro nelle attività di O&M. Ciò è dovuto in particolare alla fase di approvvigionamento di combustibile. Il settore eolico, nonostante gli ingenti investimenti, si dimostra il meno efficace nel generare ULA permanenti.



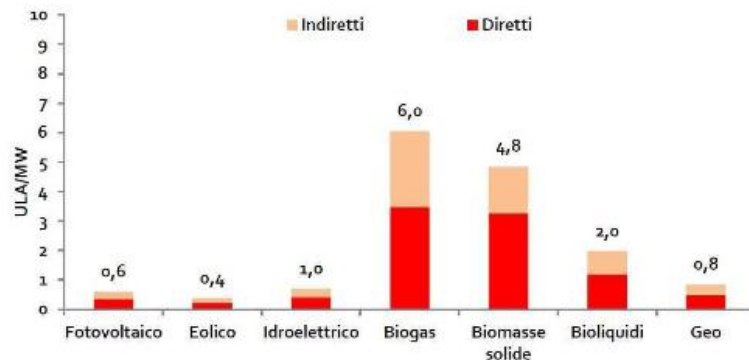
Appare evidente, tuttavia, sottolineare che i nuovi impianti di produzione realizzati al di fuori del mercato in certo senso viziati degli incentivi, produrranno un rapporto decisamente diverso ULA/MW. Tale considerazione nasce anche ai nuovi presupposti introdotti dal meccanismo delle PPA (Power Purchase Agreement); l'impianto realizzato in *market-parity* necessiterà costantemente di competenze altamente specializzate nel trading di energia.

ULA permanenti: 2011 - 2016



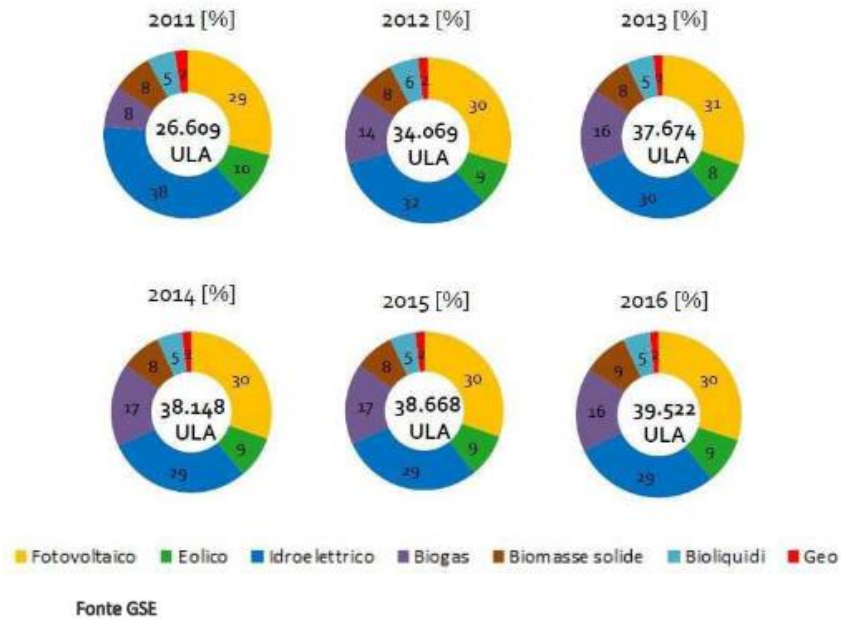
Fonte GSE

ULA/MW 2016



Fonte GSE





Valore Aggiunto: 2011 – 2016

Nel 2016, il settore FER ha contribuito alla creazione di valore aggiunto per il sistema paese per circa 3,3 miliardi di euro (considerando gli impatti diretti e indiretti). Le attività di O&M sugli impianti esistenti è responsabile di una gran parte del valore aggiunto generato (oltre il 70%).

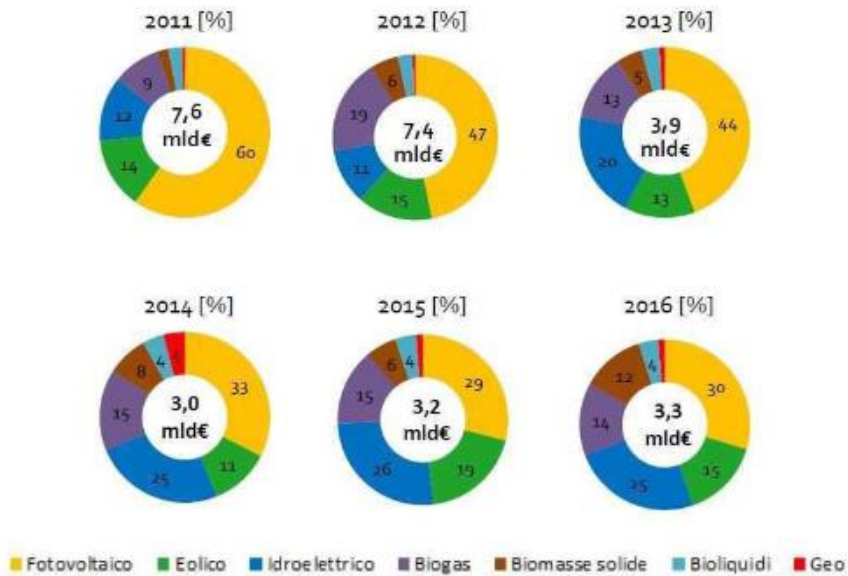
La distribuzione del Valore Aggiunto tra le differenti tecnologie è influenzato da vari fattori, in particolare dal numero degli impianti, dalla potenza installata e dal commercio internazionale. Per esempio le componenti utilizzate nella fase di costruzione ed installazione degli impianti fotovoltaici ed eolici sono fortemente oggetto di importazioni. In altre parole, una non trascurabile parte del valore aggiunto associato alla costruzione di impianti FV ed eolici finisce all'estero a causa delle importazioni, fermi restando i valori di gettito fiscale diretto.



Valore Aggiunto: 2011 - 2016



Fonte GSE



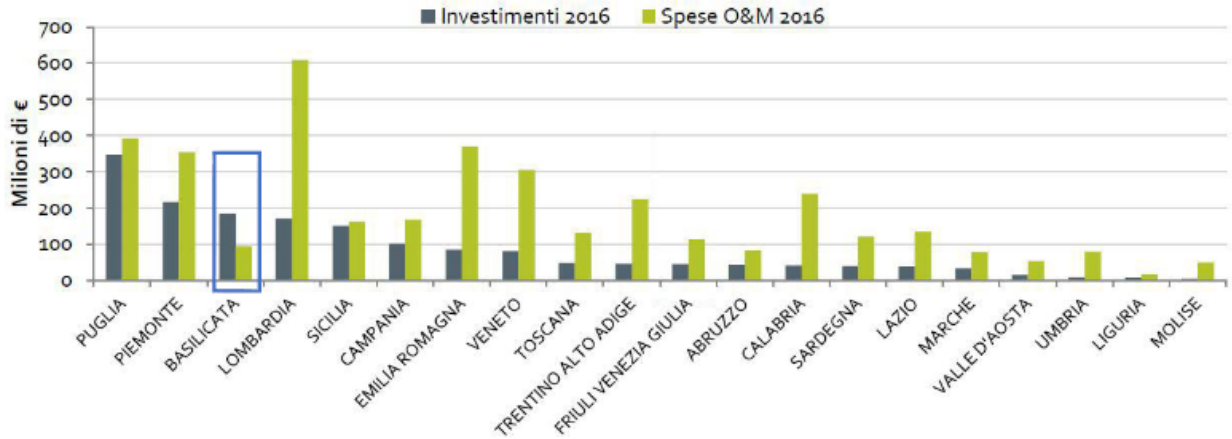
Fonte GSE

8.1.4. Le ricadute economiche e occupazionali sul territorio

La potenza installata e l'energia prodotta in Basilicata possono essere messe in relazione con i corrispondenti investimenti attivati e relativi occupati.



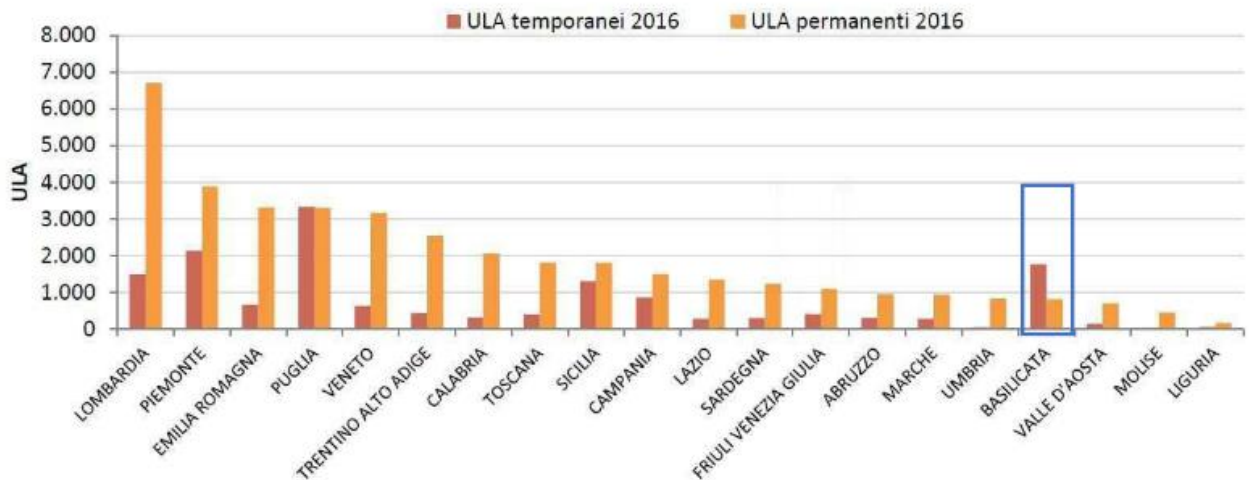
Stima degli investimenti e delle spese di O&M nelle Regioni italiane nel 2016 (mln di €)



Fonte GSE

In Basilicata nel 2016 sono stati investiti circa 200 mln di € in nuovi impianti FER-E e spesi circa 100 mln di € per le attività di O&M degli impianti esistenti.

Stima degli occupati temporanei e permanenti nelle regioni italiane nel 2016 (ULA)



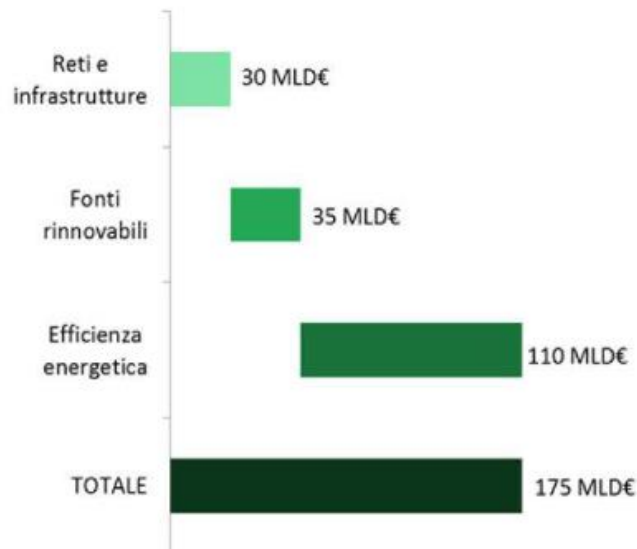
Fonte GSE

L'installazione di nuovi impianti FER-E in Basilicata ha attivato circa 2.000 occupati temporanei (in termini di ULA diretti + indiretti), mentre le attività di O&M hanno attivato circa 1.000 occupati permanenti (in termini di ULA diretti + indiretti).



8.1.5. La SEN 2017: investimenti e occupati

La SEN (Strategia Energetica Nazionale) prevede 175 mld di € di investimenti aggiuntivi (rispetto allo scenario BASE) al 2030. Gli investimenti previsti per fonti rinnovabili ed efficienza energetica sono oltre l'80%. Per le FER sono previsti investimenti per circa 35 mld di €. Si tratta di settori ad elevato impatto occupazionale ed innovazione tecnologica.



Fonte: SEN 2017

- Fotovoltaico ed eolico: quasi competitivi, guideranno la transizione.
- Idroelettrico: si dovrà principalmente mantenere in efficienza l'attuale parco impianti, cui si aggiungerà un contributo dai piccoli impianti.
- Bioenergie: programmate verso usi diversi (ad es. biometano nei trasporti) per ottimizzare le risorse. Favoriti i piccoli impianti connessi all'economia circolare
- Altre tecnologie innovative: sostegno con strumenti dedicati.

Dati gli investimenti e supponendo che l'intensità di lavoro attivata nei diversi settori dell'economia rimanga grosso modo costante nel tempo, il GSE ha stimato che gli investimenti in nuovi interventi di efficienza energetica potrebbero attivare come media annua del nel periodo 2018-2030 circa 101.000 occupati, la realizzazione degli impianti per la produzione di energia elettrica da FER potrebbe



generare una occupazione media annua aggiuntiva di circa 22.000 ULA temporanee; altrettanti occupati potrebbero essere generati dalla realizzazione di nuove reti e infrastrutture. Il totale degli investimenti aggiuntivi previsti dalla SEN potrebbe quindi attivare circa 145.000 occupati come media annua nel periodo 2018 - 2030.

8.1.6. Analisi ricadute sociali, occupazionali ed economiche connesse al progetto in oggetto

Con la realizzazione dell'impianto, denominato "Gaudiano" della potenza di picco di circa 72,6 MW, si intende conseguire un significativo contributo energetico in ambito di produzione di energia elettrica, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Vento.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze di tutela ambientale;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Tutela dell'ambiente

La promozione e la realizzazione di centrali di produzione elettrica da fonti rinnovabili trovano come primo contributo sociale da considerare quello della tutela dell'ambiente che si ripercuote a beneficio della salute dell'uomo.

Il contributo ambientale conseguente dalla promozione dell'intervento in questione si può definire secondo due parametri principali:

- Risparmio di combustibile;
- Emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive.

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Considerando l'impianto di Montemilone Gaudiano, l'energia stimata come produzione del primo anno e successivi risulta essere



di circa 153.821 MWh possiamo considerare quanto segue in termini di attenzione per l'ambiente per il tempo di vita dell'impianto minimo di 20 anni.

Risparmio di combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie eoliche per la produzione di energia elettrica.

Dato il parametro dell'energia prodotta indicata nella premessa del paragrafo, il contributo al risparmio di combustibile relativo all'impianto eolico di Montemilone può essere valorizzato secondo la seguente tabella:

Risparmio di combustibile	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in un anno	28.764,53
TEP risparmiate in 20 anni	575.290,00

Emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive

L'impianto eolico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Dato il parametro dell'energia prodotta indicata nella premessa del paragrafo, il contributo alle emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive, relativo all'impianto eolico di Montemilone, può essere valorizzato secondo la seguente tabella:

Emissioni evitate in atmosfera di	CO2	SO2	NOX	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474	0,373	0,427	0,014
Emissioni evitate in un anno [kg]	72 911 154	57 375	65 682	2 153
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	1 458 223 080	1 147 505	1 313 631	43 070
Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL				

È stata considerata a vantaggio di sicurezza una durata di gestione di 20 anni, che rappresenta certamente una durata minima, ma tali impianti, che hanno incentivi ormai molto vicini alla *grid parity*



(visti i ribassi da fare nelle aste), avranno di sicuro un periodo gestionale di almeno 30 anni, durata compatibile con la tecnologia attuale di costruzione delle turbine eoliche.

Ricadute Occupazionali ed Economiche

Oltre ai benefici di carattere ambientale per cui la realizzazione dell'impianto comporta un forte contributo, l'iniziativa della realizzazione dell'impianto eolico di Montemilone ha una importante ripercussione a livello occupazionale ed economico considerando tutte le fasi, dalle fasi preliminari di individuazione delle aree a quelle legate all'ottenimento delle autorizzazioni, dalla fase di realizzazione, a quelle di esercizio e manutenzione durante tutti gli anni di produzione della centrale elettrica.

In particolare, i benefici occupazionali ed economici sono riassumibili in:

- realizzazione dei lavori di costruzione delle turbine con il coinvolgimento certo di imprese locali, soprattutto per le opere civili e di movimento terra, quindi con importanti ricadute occupazionali, per tutta la durata dei 30 anni di gestione (per le opere di manutenzione dopo la installazione);
- coinvolgimento di un indotto locale per esigenze di vitto e alloggio per le squadre specializzate di tecnici esterni, che si rendono necessari per la installazione delle turbine, e per tutta la durata dei 30 anni di gestione (per gli interventi di manutenzione dopo la installazione);
- indennizzo ai proprietari dei suoli agricoli che avrebbero un giusto ristoro per la concessione di una residua porzione dei propri suoli, proseguendo allo stesso tempo e senza problemi le attività agricole locali, per tutta la durata dei 30 anni di gestione ;
- indennizzo in termini di contribuzioni comunali come la tassa IMU connessa alle aree di sedime degli aerogeneratori, per tutta la durata dei 30 anni di gestione;
- ristori economici comunali in termini di misure di compensazione conseguenti alla installazione dell'impianto su suolo locale, per tutta la durata dei 30 anni di gestione;
- introiti alle ditte locali connesse alla gestione e manutenzione dell'impianto (ad esempio, istituti di vigilanza, fornitori di materiale elettrico, ecc.).



Provando ad ipotizzare l'occupazione connessa alla realizzazione dell'impianto in termini di unità lavorative, secondo i parametri riportati dalle analisi di mercato redatte dal Gestore dei Servizi Energetici, possiamo assumere i seguenti parametri sintetici relativi alla fase di Realizzazione e alla fase di Esercizio e manutenzione (O&M):

- Realizzazione - Unità lavorative annue (dirette e indirette): 11 ULA/MW
- O&M – Unità lavorative annue (dirette e indirette): 0.6 ULA/MW

Nello specifico l'impianto di Montemilone "Gaudiano" di 72,6 MW contribuirà alla creazione delle seguenti unità lavorative annue:

- Realizzazione: 799 ULA
- O&M: 43 ULA

Il periodo di realizzazione dell'impianto è stimato essere di circa 14 mesi dall'inizio dei lavori alla entrata in esercizio dell'impianto. Considerando che la fase di progettazione esecutiva si avvierà sei mesi prima dell'apertura del cantiere possiamo considerare 20 mesi come durata effettiva delle attività lavorative (senza considerare la attività di progettazione già svolta per la presentazione del presente progetto che ha richiesto circa 12 mesi di attività ed altre unità lavorative).

Le attività lavorative nelle fasi di costruzione possono essere sviluppate così come riportato nella tabella sottostante riportante il cronoprogramma dei lavori:

CRONOPROGRAMMA DI MASSIMA PARCO EOLICO															
n.	Attività	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13	M14
1	Accantieramenti	■													
2	Realizz. 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																		

Dal punto di vista delle **Ricadute Economiche**, il mercato delle rinnovabili conosce una fase ormai matura ed è quindi facile reperire sul territorio competenze qualificate il cui contributo è sicuramente da considerare come una risorsa per la realizzazione dell’iniziativa in questione, dalla fase di sviluppo progettuale ed autorizzativo fino a quella di esercizio e manutenzione.

Oltre al contributo specialistico e qualificato, le competenze locali giocano un ruolo importante sotto l’aspetto logistico. La seguente tabella descrive le percentuali attese del contributo locale, a seconda delle macro attività della fase operativa dell’iniziativa:

Fase di Costruzione	Percentuale attività Contributo Locale
Progettazione	100%
Preparazione area cantiere	100%
Realizzazione strade	100%
Installazione strutture fondazione	90%
Installazione strutture	90%
Installazione WTG	50%
Cavidotti MT/bt	100%
Preparazione aree e basamenti per Conversion Units	100%
Installazione Conversion Units	100%
Installazione elettrica Conversion Units	90%
Installazione cavi MT/bt	100%
Cablaggio	90%
Opere elettriche Sottostazione	90%
Commissioning	80%



In linea generale il principale apporto locale nella fase di realizzazione è rappresentato dalle attività legate alle opere civili ed elettriche che rappresentano approssimativamente il 15-20% del totale dell'investimento.

La restante percentuale è rappresentata dalle forniture delle componenti tecnologiche, tra cui le principali sono rappresentate dalle componenti delle WTG, dalle unità di conversione (Cabine di conversione "Inverter Stations"), dai trasformatori MT/bt, dai Trasformatori AT/MT e dalle strutture di supporto. Ovviamente vanno anche considerate le attività direttamente connesse alle opere di montaggio e sistemazione stradale.

Come specificato in precedenza, le ricadute economiche positive sono anche quelle indirette dovute al coinvolgimento di un indotto locale per esigenze di vitto e alloggio per le squadre specializzate di tecnici esterni oltre ai contributi locali per l'amministrazione comunale, in termini di oneri contributivi ed indennizzi previsti come misure compensative.

Quindi oltre ai **benefici di carattere ambientale** che scaturiscono dall'utilizzo di fonti rinnovabili, esplicitabili in barili di petrolio risparmiati, tonnellate di anidride carbonica, anidride solforosa, polveri, e monossidi di azoto evitate, si hanno anche **benefici legati agli sbocchi occupazionali** derivanti dalla realizzazione di impianti fotovoltaici.

Come evidenziato dall'analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche locali, derivanti dalla realizzazione dell'impianto eolico, *si stimano in circa 800 le persone che saranno coinvolte direttamente nella progettazione, costruzione e gestione dell'impianto eolico senza considerare tutte le competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro sotto forma indiretta e che sono parte del sistema economico a monte e a valle della realizzazione dell'impianto.*

Oltre a ciò è importante valutare l'indotto economico che si può instaurare utilizzando le aree e le infrastrutture degli impianti per organizzare attività ricreative, educative, sportive e commerciali, sempre nel rispetto dell'ambiente e del territorio di riferimento.

Si tratta, infine, di aspetti di rilevante importanza in quanto vanno a connotare l'impianto proposto non solo come una modifica indotta al paesaggio, ma anche come "fulcro" di notevoli benefici intesi sia in termini ambientali (riduzione delle emissioni in atmosfera ad esempio), che in termini occupazionali e sociali, perché sorgente di innumerevoli occasioni di crescita e lavoro.



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 72,6 MW (11 aerogeneratori di potenza pari a 6,6 MW l'uno) con una producibilità annua dell'impianto stimata in 172.261 MWh/anno lorde, e 2373 ore/anno (per i dettagli sulla stima si rimanda alla analisi di producibilità contenuto nello Studio Anemologico allegato). La producibilità netta è pari a 153.821 MWh/anno.

Il costo dell'impianto (per 11 aerogeneratori) può essere stimato in circa € 56.250.785, 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]
Siemens Gamesa SG 6.0-155	6.6	11	122.5	72.6	153,821	2119

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	€ 56 250 785,00
Equity (20%)	€ 11 250 157,00
Debito bancario (80%)	€ 45 000 628,00

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



Dati input				
Importo da finanziare	€ 45 000 628,00			
Tasso nominale annuo	3%			
	Canone	Quota capitale	Quota interessi	Debito residuo
0				€ 45 000 628,00
1	€ 4 520 856,85	€ 3 170 838,01	€ 1 350 018,84	€ 41 829 789,99
2	€ 4 520 856,85	€ 3 265 963,15	€ 1 254 893,70	€ 38 563 826,84
3	€ 4 520 856,85	€ 3 363 942,04	€ 1 156 914,81	€ 35 199 884,79
4	€ 4 520 856,85	€ 3 464 860,31	€ 1 055 996,54	€ 31 735 024,49
5	€ 4 520 856,85	€ 3 568 806,12	€ 952 050,73	€ 28 166 218,37
6	€ 4 520 856,85	€ 3 675 870,30	€ 844 986,55	€ 24 490 348,07
7	€ 4 520 856,85	€ 3 786 146,41	€ 734 710,44	€ 20 704 201,67
8	€ 4 520 856,85	€ 3 899 730,80	€ 621 126,05	€ 16 804 470,87
9	€ 4 520 856,85	€ 4 016 722,72	€ 504 134,13	€ 12 787 748,14
10	€ 4 520 856,85	€ 4 137 224,41	€ 383 632,44	€ 8 650 523,74
11	€ 4 520 856,85	€ 4 261 341,14	€ 259 515,71	€ 4 389 182,60
12	€ 4 520 856,85	€ 4 389 181,37	€ 131 675,48	€ 1,23

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	€ 1 125 015,70
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ 843 761,78
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ 843 761,78
Assicurazione	€ 1 125 015,70
IMU + diritto di superficie	€ 275 000,00
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 € 19.329.564;

TIR 5,66%.

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	€ 1 125 015,70	€ 1 141 890,94	€ 1 159 019,30	€ 1 176 404,59	€ 1 194 050,66
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 125 015,70	€ 1 141 890,94	€ 1 159 019,30	€ 1 176 404,59	€ 1 194 050,66
IMU + diritto di superficie	€ 275 000,00	€ 279 125,00	€ 283 311,88	€ 287 561,55	€ 291 874,98
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)	€ 11 250 157,00	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 13 975 188,40	€ 2 765 906,87	€ 2 807 395,47	€ 2 849 506,41	€ 2 892 249,00
Canone mutuo (quota capitale)	€ 3 170 838,01	€ 3 265 963,15	€ 3 363 942,04	€ 3 464 860,31	€ 3 568 806,12
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 17 146 026,41	€ 6 031 870,02	€ 6 171 337,52	€ 6 314 366,71	€ 6 461 055,12
MARGINE OPERATIVO LORDO	-€ 10 468 936,41	€ 745 376,33	€ 707 567,53	€ 667 721,91	€ 625 764,83
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 1 350 018,84	€ 1 254 893,70	€ 1 156 914,81	€ 1 055 996,54	€ 952 050,73
UTILE ANTE IMPOSTE	-€ 11 818 955,25	-€ 509 517,37	-€ 449 347,28	-€ 388 274,64	-€ 326 285,90
Imposte e tasse (30%)	-€ 3 545 686,58	-€ 152 855,21	-€ 134 804,18	-€ 116 482,39	-€ 97 885,77
TOTALE IMPOSTE	-€ 3 545 686,58	-€ 152 855,21	-€ 134 804,18	-€ 116 482,39	-€ 97 885,77
UTILE NETTO	-€ 8 273 268,68	-€ 356 662,16	-€ 314 543,10	-€ 271 792,24	-€ 228 400,13



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	€ 1 211 961,42	€ 1 230 140,84	€ 1 248 592,95	€ 1 267 321,85	€ 1 286 331,67
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 843 761,78
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 211 961,42	€ 1 230 140,84	€ 1 248 592,95	€ 1 267 321,85	€ 1 286 331,67
IMU + diritto di superficie	€ 296 253,10	€ 300 696,90	€ 305 207,35	€ 309 785,46	€ 314 432,24
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	€ 2 935 632,74	€ 2 979 667,23	€ 3 024 362,24	€ 3 069 727,67	€ 3 959 535,36
Canone mutuo (quota capitale)	€ 3 675 870,30	€ 3 786 146,41	€ 3 899 730,80	€ 4 016 722,72	€ 4 137 224,41
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 6 611 503,04	€ 6 765 813,64	€ 6 924 093,04	€ 7 086 450,39	€ 8 096 759,77
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 581 619,21	€ 535 205,45	€ 486 441,33	€ 435 241,99	-€ 462 242,00
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 844 986,55	€ 734 710,44	€ 621 126,05	€ 504 134,13	€ 383 632,44
UTILE ANTE IMPOSTE	-€ 263 367,34	-€ 199 505,00	-€ 134 684,72	-€ 68 892,14	-€ 845 874,44
Imposte e tasse (30%)	-€ 79 010,20	-€ 59 851,50	-€ 40 405,42	-€ 20 667,64	-€ 253 762,33
TOTALE IMPOSTE	-€ 79 010,20	-€ 59 851,50	-€ 40 405,42	-€ 20 667,64	-€ 253 762,33
UTILE NETTO	-€ 184 357,14	-€ 139 653,50	-€ 94 279,30	-€ 48 224,49	-€ 592 112,11



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	€ 1 305 626,65	€ 1 325 211,05	€ 1 345 089,21	€ 1 365 265,55	€ 1 385 744,54
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)		€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 843 761,78
Assicurazione	€ 1 305 626,65	€ 1 325 211,05	€ 1 345 089,21	€ 1 365 265,55	€ 1 385 744,54
IMU + diritto di superficie	€ 319 148,73	€ 323 935,96	€ 328 795,00	€ 333 726,92	€ 338 732,83
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	€ 3 162 510,19	€ 3 209 947,84	€ 3 258 097,06	€ 3 306 968,52	€ 4 200 334,82
Canone mutuo (quota capitale)	€ 4 261 341,14	€ 4 389 181,37	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 7 423 851,33	€ 7 599 129,21	€ 3 258 097,06	€ 3 306 968,52	€ 4 200 334,82
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 325 184,21	€ 266 141,86	€ 4 725 153,08	€ 4 796 030,37	€ 4 024 209,05
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 259 515,71	€ 131 675,48	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 65 668,50	€ 134 466,38	€ 4 725 153,08	€ 4 796 030,37	€ 4 024 209,05
Imposte e tasse (30%)	€ 19 700,55	€ 40 339,91	€ 1 417 545,92	€ 1 438 809,11	€ 1 207 262,72
TOTALE IMPOSTE	€ 19 700,55	€ 40 339,91	€ 1 417 545,92	€ 1 438 809,11	€ 1 207 262,72
UTILE NETTO	€ 45 967,95	€ 94 126,46	€ 3 307 607,15	€ 3 357 221,26	€ 2 816 946,34



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	€ 1 406 530,70	€ 1 427 628,66	€ 1 449 043,09	€ 1 470 778,74	€ 1 492 840,42
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 406 530,70	€ 1 427 628,66	€ 1 449 043,09	€ 1 470 778,74	€ 1 492 840,42
IMU + diritto di superficie	€ 343 813,82	€ 348 971,03	€ 354 205,59	€ 359 518,67	€ 364 911,45
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	€ 3 406 921,64	€ 3 458 025,46	€ 3 509 895,85	€ 3 562 544,28	€ 3 615 982,45
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 3 406 921,64	€ 3 458 025,46	€ 3 509 895,85	€ 3 562 544,28	€ 3 615 982,45
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 4 940 990,39	€ 5 015 105,25	€ 5 090 331,83	€ 5 166 686,80	€ 5 244 187,11
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 4 940 990,39	€ 5 015 105,25	€ 5 090 331,83	€ 5 166 686,80	€ 5 244 187,11
Imposte e tasse (30%)	€ 1 482 297,12	€ 1 504 531,57	€ 1 527 099,55	€ 1 550 006,04	€ 1 573 256,13
TOTALE IMPOSTE	€ 1 482 297,12	€ 1 504 531,57	€ 1 527 099,55	€ 1 550 006,04	€ 1 573 256,13
UTILE NETTO	€ 3 458 693,27	€ 3 510 573,67	€ 3 563 232,28	€ 3 616 680,76	€ 3 670 930,97



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	€ 1 515 233,03	€ 1 537 961,52	€ 1 561 030,95	€ 1 584 446,41	€ 1 608 213,11
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 515 233,03	€ 1 537 961,52	€ 1 561 030,95	€ 1 584 446,41	€ 1 608 213,11
IMU + diritto di superficie	€ 370 385,13	€ 375 940,90	€ 381 580,02	€ 387 303,72	€ 393 113,27
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	€ 3 670 222,18	€ 3 725 275,52	€ 3 781 154,65	€ 3 837 871,97	€ 3 895 440,05
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 3 670 222,18	€ 3 725 275,52	€ 3 781 154,65	€ 3 837 871,97	€ 3 895 440,05
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 5 322 849,91	€ 5 402 692,66	€ 5 483 733,05	€ 5 565 989,05	€ 5 649 478,88
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 5 322 849,91	€ 5 402 692,66	€ 5 483 733,05	€ 5 565 989,05	€ 5 649 478,88
Imposte e tasse (30%)	€ 1 596 854,97	€ 1 620 807,80	€ 1 645 119,92	€ 1 669 796,71	€ 1 694 843,66
TOTALE IMPOSTE	€ 1 596 854,97	€ 1 620 807,80	€ 1 645 119,92	€ 1 669 796,71	€ 1 694 843,66
UTILE NETTO	€ 3 725 994,94	€ 3 781 884,86	€ 3 838 613,14	€ 3 896 192,33	€ 3 954 635,22



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	€ 1 632 336,30	€ 1 656 821,35	€ 1 681 673,67	€ 1 706 898,77	€ 1 732 502,25
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 632 336,30	€ 1 656 821,35	€ 1 681 673,67	€ 1 706 898,77	€ 1 732 502,25
IMU + diritto di superficie	€ 399 009,97	€ 404 995,12	€ 411 070,05	€ 417 236,10	€ 423 494,64
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	€ 3 953 871,65	€ 4 013 179,72	€ 4 073 377,42	€ 4 134 478,08	€ 4 196 495,25
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 3 953 871,65	€ 4 013 179,72	€ 4 073 377,42	€ 4 134 478,08	€ 4 196 495,25
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 5 734 221,06	€ 5 820 234,38	€ 5 907 537,90	€ 5 996 150,96	€ 6 086 093,23
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 5 734 221,06	€ 5 820 234,38	€ 5 907 537,90	€ 5 996 150,96	€ 6 086 093,23
Imposte e tasse (30%)	€ 1 720 266,32	€ 1 746 070,31	€ 1 772 261,37	€ 1 798 845,29	€ 1 825 827,97
TOTALE IMPOSTE	€ 1 720 266,32	€ 1 746 070,31	€ 1 772 261,37	€ 1 798 845,29	€ 1 825 827,97
UTILE NETTO	€ 4 013 954,75	€ 4 074 164,07	€ 4 135 276,53	€ 4 197 305,68	€ 4 260 265,26



EVOLUZIONE DEI FLUSSI CUMULATI				
ANNO	MARGINE OPERATIVO LORDO	UTILE ANTE IMPOSTE	UTILE NETTO	FLUSSO DI CASSA CUMULATO
0			-€ 11 500 000,00	
1	-€ 10 468 936,41	-€ 11 818 955,25	-€ 8 273 268,68	-€ 8 273 268,68
2	€ 745 376,33	-€ 509 517,37	-€ 356 662,16	-€ 8 629 930,83
3	€ 707 567,53	-€ 449 347,28	-€ 314 543,10	-€ 671 205,25
4	€ 667 721,91	-€ 388 274,64	-€ 271 792,24	-€ 586 335,34
5	€ 625 764,83	-€ 326 285,90	-€ 228 400,13	-€ 500 192,38
6	€ 581 619,21	-€ 263 367,34	-€ 184 357,14	-€ 412 757,27
7	€ 535 205,45	-€ 199 505,00	-€ 139 653,50	-€ 324 010,63
8	€ 486 441,33	-€ 134 684,72	-€ 94 279,30	-€ 233 932,80
9	€ 435 241,99	-€ 68 892,14	-€ 48 224,49	-€ 142 503,80
10	-€ 462 242,00	-€ 845 874,44	-€ 592 112,11	-€ 640 336,60
11	€ 325 184,21	€ 65 668,50	€ 45 967,95	-€ 546 144,16
12	€ 266 141,86	€ 134 466,38	€ 94 126,46	€ 140 094,41
13	€ 4 725 153,08	€ 4 725 153,08	€ 3 307 607,15	€ 3 401 733,62
14	€ 4 796 030,37	€ 4 796 030,37	€ 3 357 221,26	€ 6 664 828,41
15	€ 4 024 209,05	€ 4 024 209,05	€ 2 816 946,34	€ 6 174 167,60
16	€ 4 940 990,39	€ 4 940 990,39	€ 3 458 693,27	€ 6 275 639,61
17	€ 5 015 105,25	€ 5 015 105,25	€ 3 510 573,67	€ 6 969 266,95
18	€ 5 090 331,83	€ 5 090 331,83	€ 3 563 232,28	€ 7 073 805,95
19	€ 5 166 686,80	€ 5 166 686,80	€ 3 616 680,76	€ 7 179 913,04
20	€ 5 244 187,11	€ 5 244 187,11	€ 3 670 930,97	€ 7 287 611,74
21	€ 5 322 849,91	€ 5 322 849,91	€ 3 725 994,94	€ 7 396 925,91
22	€ 5 402 692,66	€ 5 402 692,66	€ 3 781 884,86	€ 7 507 879,80
23	€ 5 483 733,05	€ 5 483 733,05	€ 3 838 613,14	€ 7 620 498,00
24	€ 5 565 989,05	€ 5 565 989,05	€ 3 896 192,33	€ 7 734 805,47
25	€ 5 649 478,88	€ 5 649 478,88	€ 3 954 635,22	€ 7 850 827,55
26	€ 5 734 221,06	€ 5 734 221,06	€ 4 013 954,75	€ 7 968 589,96
27	€ 5 820 234,38	€ 5 820 234,38	€ 4 074 164,07	€ 8 088 118,81
28	€ 5 907 537,90	€ 5 907 537,90	€ 4 135 276,53	€ 8 209 440,59
29	€ 5 996 150,96	€ 5 996 150,96	€ 4 197 305,68	€ 8 332 582,20
30	€ 6 086 093,23	€ 6 086 093,23	€ 4 260 265,26	€ 8 457 570,94
	€ 90 416 761,20	€ 81 167 105,78	€ 56 816 974,04	



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, oggetto della presente istanza;
- Alternativa 2 – Layout del parco eolico in oggetto, con la modifica della posizione di n. 4 turbine.

L'Alternativa 0, ossia lasciare inalterato lo stato dei luoghi non realizzando il parco eolico in oggetto, non determina ripercussioni sulle varie componenti ambientali coinvolte direttamente durante la fase di realizzazione dell'intervento.

Per essere più precisi, in particolare, le componenti che potrebbero subire una potenziale interferenza con l'introduzione del parco eolico, come l'uso di terreno agricolo per la posa delle turbine, l'adeguamento della viabilità con la realizzazione di qualche opera d'arte (toc o tombini per il deflusso delle acque) e l'alterazione del paesaggio con i nuovi elementi visivi, restano neutri, nel senso che non subiscono alcuna mutazione, proprio perché si tratta di una alternativa zero, ossia non realizzazione dell'intervento.

Di contro, però, anche nella valutazione della alternativa "zero" bisogna considerare **la perdita delle "opportunità" connesse alla realizzazione dell'intervento** che, nella valutazione ambientale quali-quantitativa, vengono considerati come "impatti" positivi, che determinano benefici per le **componenti ambientali oppure per l'ambiente antropico, bilanciano una valutazione e facendo propendere una valutazione verso un esito favorevole.**

Nel caso di specie 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 scompensamento 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.

Oltre ai su elencati notevoli **vantaggi "energetici"**, la non realizzazione dell'intervento farebbe perdere una serie di opportunità per il territorio quantificabili in:

- Mancata realizzazione dei lavori di costruzione delle turbine con il coinvolgimento certo di imprese locali, soprattutto per le opere civili e di movimento terra, quindi con importanti ricadute occupazionali, per tutta la durata dei 30 anni di gestione (per le opere di manutenzione dopo la installazione);
- Mancato coinvolgimento di un indotto locale per esigenze di vitto e alloggio per le squadre specializzate di tecnici esterni, che si rendono necessari per la installazione delle turbine, e per tutta la durata dei 30 anni di gestione (per gli interventi di manutenzione dopo la installazione);
- Mancato indennizzo ai proprietari dei suoli agricoli che avrebbero un giusto ristoro per la concessione di una residua porzione dei propri suoli, proseguendo allo stesso tempo e senza problemi le attività agricole locali, per tutta la durata dei 30 anni di gestione ;
- Mancato indennizzo in termini di contribuzioni comunali come la tassa IMU connessa alle aree di sedime degli aerogeneratori, per tutta la durata dei 30 anni di gestione;



- Mancati ristori economici comunali in termini di misure di compensazione conseguenti alla installazione dell'impianto su suolo locale, per tutta la durata dei 30 anni di gestione;
- Mancati introiti alle ditte locali connesse alla gestione e manutenzione dell'impianto (ad esempio, istituti di vigilanza, fornitori di materiale elettrico, ecc.).

Nell'Alternativa 1, 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 e che hanno portato alla **soluzione ottimale sviluppata con il Progetto Definitivo allegato alla presente istanza.**

Nell'Alternativa 2, si considera il layout di progetto con una ipotesi diversa di localizzazione di 4 turbine.

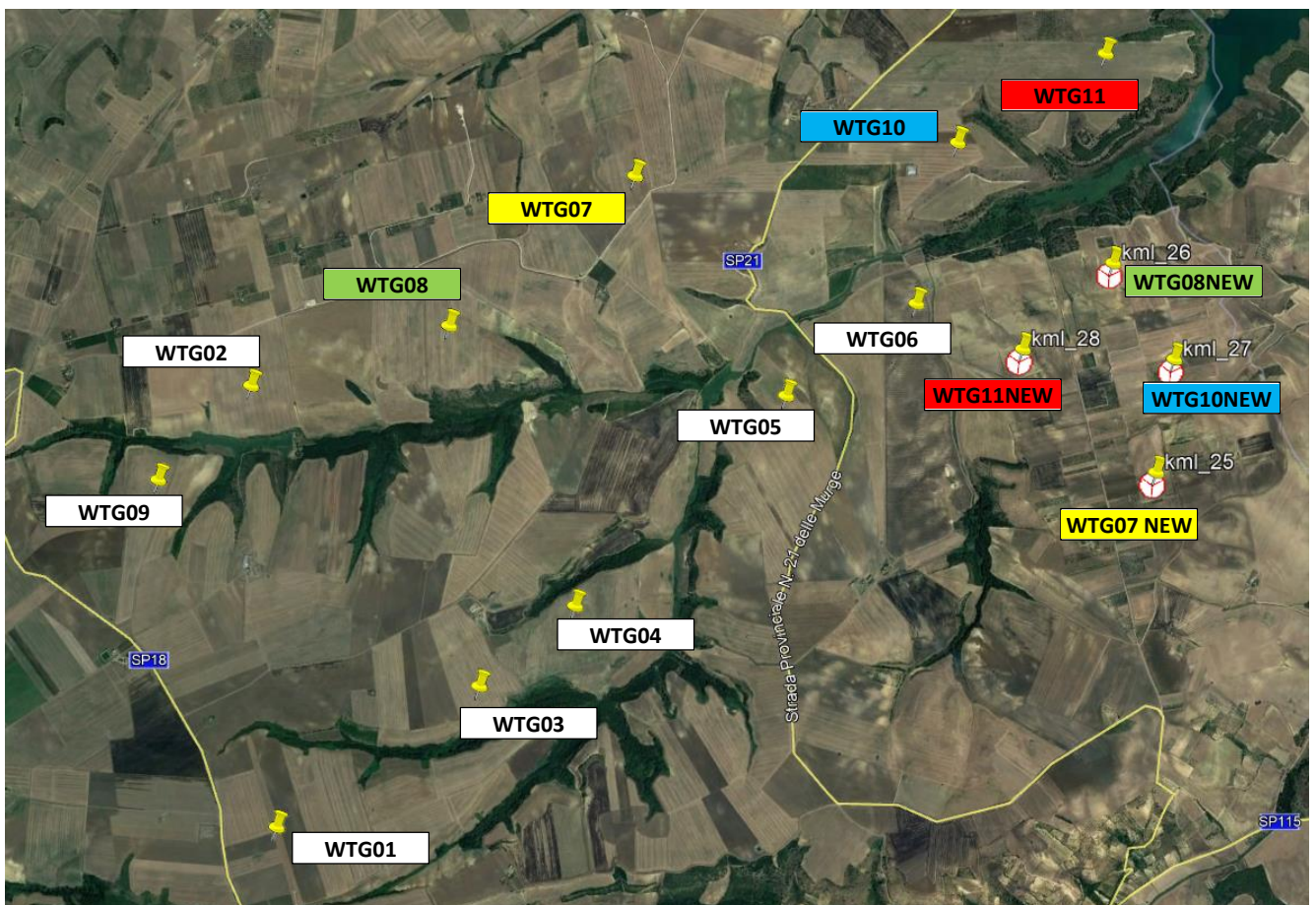


Figura 9-1: confronto dei layout di progetto analizzati nella Alternativa 1 e nella Alternativa 2 (delocalizzazione delle turbine 7-8-10-11)

Come si può evincere dalla immagine precedente, la **Alternativa 2** considera una diversa ubicazione delle turbine WTG7, WTG8, WTG10, WTG11, prevista allo scopo di valutare una soluzione alternativa impiantistica che permetta di "liberare" l'area a nord ed utilizzare una porzione territoriale posta ad est.

La ubicazione delle turbine nella parte ad est è stata prevista nell'ambito dell'attività esplorativa condotta dal proponente durante la fase di progettazione, nella quale confluiscono le indicazioni fornite dalle diverse professionalità coinvolte finalizzate alla ottimizzazione del layout di impianto.

In particolare, nella attività di *micrositing* (che si svolge a valle della definizione del sito a scala di macrositing), vengono valutate ed incrociate su un sistema informativo territoriale (GIS) le informazioni di carattere vincolistico (ed aree non idonee), urbanistico, geologico ed idrogeologico, catastale/topografico, archeologico, paesaggistico, floro-faunistico, anemologico e mutua distanza degli aerogeneratori, edifici esistenti, viabilità, ed ogni altra peculiarità territoriale che può emergere in loco.

Per quanto motivo, dopo questa attenta e laboriosa analisi che ha visto coinvolte tutte le figure specialistiche citate, si è preferito considerare una seconda alternativa di layout, proponendo lo spostamento delle 4 turbine suddette, ritenuta valida dal punto di vista ambientale similmente alla soluzione di progetto (denominata alternativa 1).

La soluzione alternativa 2, pertanto, risulta anch'essa compatibile dal punto di vista ambientale e, unitamente alla soluzione di progetto (alternativa 1), indubbiamente migliori rispetto alla alternativa zero, come dimostrato anche quantitativamente con le matrici di impatto ambientale.

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, quindi il punto di partenza. Il percorso definito in progetto, è quello che minimizza il percorso tra i punti fissi di inizio e fine, senza creare interferenze non superabili con i vincoli ambientali.

Tutte le considerazioni su riportate relativamente alla posizione delle turbine e del cavidotto, hanno permesso di valutare il Layout definitivo (Alternativa 1) come quello che genera minori impatti possibili sulle componenti ambientali interessate. Come detto, il layout della alternativa 2 risulta comunque compatibile dal punto di vista ambientale.



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 "impattano" 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 1*) in quanto produce un minore impatto ambientale (punteggio positivo maggiore). La *Alternativa 2*, tuttavia, risulta comunque una soluzione compatibile e coerente con il complesso delle componenti ambientali e con il quadro di riferimento programmatico.

Il punteggio negativo che si ha in seguito al maggiore impatto introdotto sulla componente paesaggio (per entrambe) 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 (ma anche la *Alternativa 2*) sia più vantaggiosa rispetto alla alternativa zero, essendo caratterizzata da un valore positivo, sicuramente significativo a livello di impatto globale.**

È evidente, quindi, come nella matrice *Alternativa 1*, è risultato un valore assoluto notevolmente maggiore di quello ottenuto con la matrice dell'*Alternativa 0*.

Quindi, il layout finale (*Alternativa 1*) 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. Stesso discorso per la *Alternativa 2* rispetto alla *Alternativa zero*.

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

