

REGIONE
BASILICATA



Provincia
Potenza



COMUNE DI FORENZA (PZ)



**PROGETTO DEFINITIVO RELATIVO ALLA REALIZZAZIONE DI UN
IMPIANTO EOLICO COSTITUITO DA 11 AEROGENERATORI E
DALLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N.**

**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE**

ELABORATO

A.17.1.2

PROPONENTE:

BLUE STONE
renewable I

P.I. 1530401108
Via Vincenzo Bellini,
22 00198 Roma



PROGETTO E SIA:

TECH
SOCIETÀ DI INGEGNERIA &
SERVIZI PER L'INGEGNERIA

Via della Resistenza, 48 - 70125 Bari - tel. 080 3219948 - fax. 080 2020980

Il DIRETTORE TECNICO
Dott. Ing. Orazio Trisardico



CONSULENZA:

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

Progetto	<i>PROGETTO</i>				
Regione	<i>Basilicata</i>				
Comune	<i>FORENZA, PALAZZO SAN GERVASIO</i>				
Proponente	<i>BLUE STONE RENEWABLE I S.R.L. Sede Legale Via V. Bellini, 22 00198 ROMA</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 di Riferimento Progettuale</i>				
Revisione	<i>00</i>				
Emissione	<i>Aprile 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. Bernardina 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 BLUE STONE RENEWABLE I 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.



Indice

1. PREMESSE	4
2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....	6
3. STUDIO DEL POTENZIALE EOLICO E PRODUCIBILITÀ.....	11
4. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO	16
4.1. TIPOLOGIA AEROGENERATORE	17
4.2. FONDAZIONE AEROGENERATORE	19
4.3. PIAZZOLE AEROGENERATORI	23
4.4. STRADE DI ACCESSO E VIABILITÀ DI SERVIZIO	24
4.5. CAVIDOTTI	25
4.6. SOLUZIONE DI CONNESSIONE	26
4.7. SOTTOSTAZIONE UTENTE DI CONNESSIONE ALLA RTN	27
5. FASE DI GESTIONE DELL'IMPIANTO	28
6. CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI.....	30
7. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO.....	34
8. ANALISI DELLA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE ED ECONOMICA	37
8.1. GENERALITÀ	37
8.2. CONSIDERAZIONI ECONOMICO-SOCIALI	37
8.3. SOSTENIBILITÀ ECONOMICO-FINANZIARIA	39
9. RICADUTE SOCIO-ECONOMICHE	50
9.1. QUADRO GENERALE E DATI STATISTICI – LA BASILICATA	50
9.2. ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI E OCCUPAZIONALI	51
9.3. LE RICADUTE MONETARIE	52
9.4. LE RICADUTE ECONOMICHE E OCCUPAZIONALI SUL TERRITORIO	60
9.5. LA SEN 2017: INVESTIMENTI E OCCUPATI	62
9.6. ANALISI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE CONNESSE AL PROGETTO IN OGGETTO	63



Redazione: **Atech srl**

Proponente: **BLUE STONE RENEWABLE I Srl**

Studio di Impatto Ambientale

Progetto per la realizzazione di un impianto eolico costituito da 11 turbine e relative opere di connessione da realizzarsi nel comune di Forenza (PZ)

10. ANALISI DELLE ALTERNATIVE 69



1. PREMESSE

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 complessiva pari a 49,5 MW da realizzarsi nel Comune di Forenza e relative opere di connessione alla RTN che interessano il comune di Palazzo San Gervasio (Provincia di Potenza, in Regione Basilicata)**.

In particolare, il progetto è costituito da:

- **n° 11 aerogeneratori della potenza di 4,5 MW** (denominati "WTG 1-11") e delle rispettive piazzole di collegamento;
- tracciato dei cavidotti di collegamento (tra gli aerogeneratori e la cabina di raccolta MT e tra la cabina MT e la sottostazione elettrica di trasformazione utente MT-AT);
- nuova viabilità di progetto (o la ristrutturazione di quella esistente), che interessa per brevi tratti di confine anche il comune di Acerenza;
- nuova Stazione Elettrica Utente 150/30 Kv;
- collegamento in antenna a 150 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) di Smistamento a 150 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea 150 kV "Genzano – Palazzo San Gervasio – Forenza Maschito" da realizzarsi nel Comune di Palazzo San Gervasio, previa realizzazione di:
- una nuova SE di trasformazione RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN 380 kV "Genzano 380 – Melfi 380", da realizzarsi nel Comune di Montemilone;
- un nuovo elettrodotto RTN a 150 kV di collegamento tra le future SE suddette, che interessa i Comuni di Palazzo San Gervasio, Maschito, Venosa e Montemilone.

La società proponente è la **BLUE STONE RENEWABLE I S.r.l.**, con sede legale in via V. Bellini n.22 – 00198 Roma (ITA).

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



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



2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Il parco eolico ricade nel territorio comunale di Forenza, in provincia di Potenza, Basilicata.

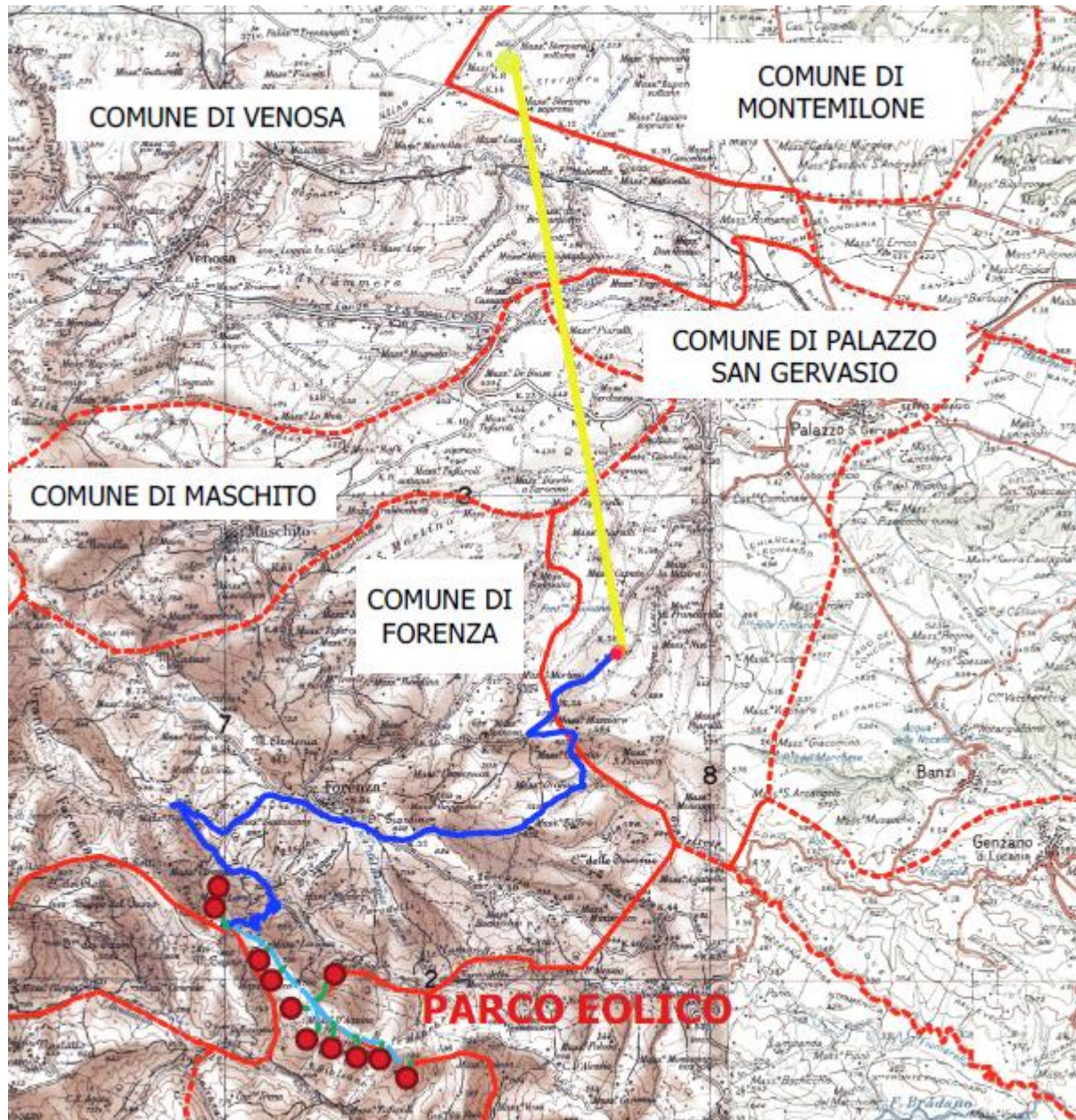


Figura 2-1: Inquadramento intervento di area vasta

Il sito di intervento è situato nell'area a sud ovest del centro abitato di Forenza, a circa 3 km, mentre ad est, dista circa 6 km da centro abitato del comune di Acerenza, a sud, dista circa 7 km dal centro abitato di Pietragalla, ad ovest dista circa 11 km dal centro abitato di Filiano.



È raggiungibile a nord, direttamente dalla SP 8 del Vulture, a sud percorrendo la SS658, successivamente imboccando la SP San Giorgio.

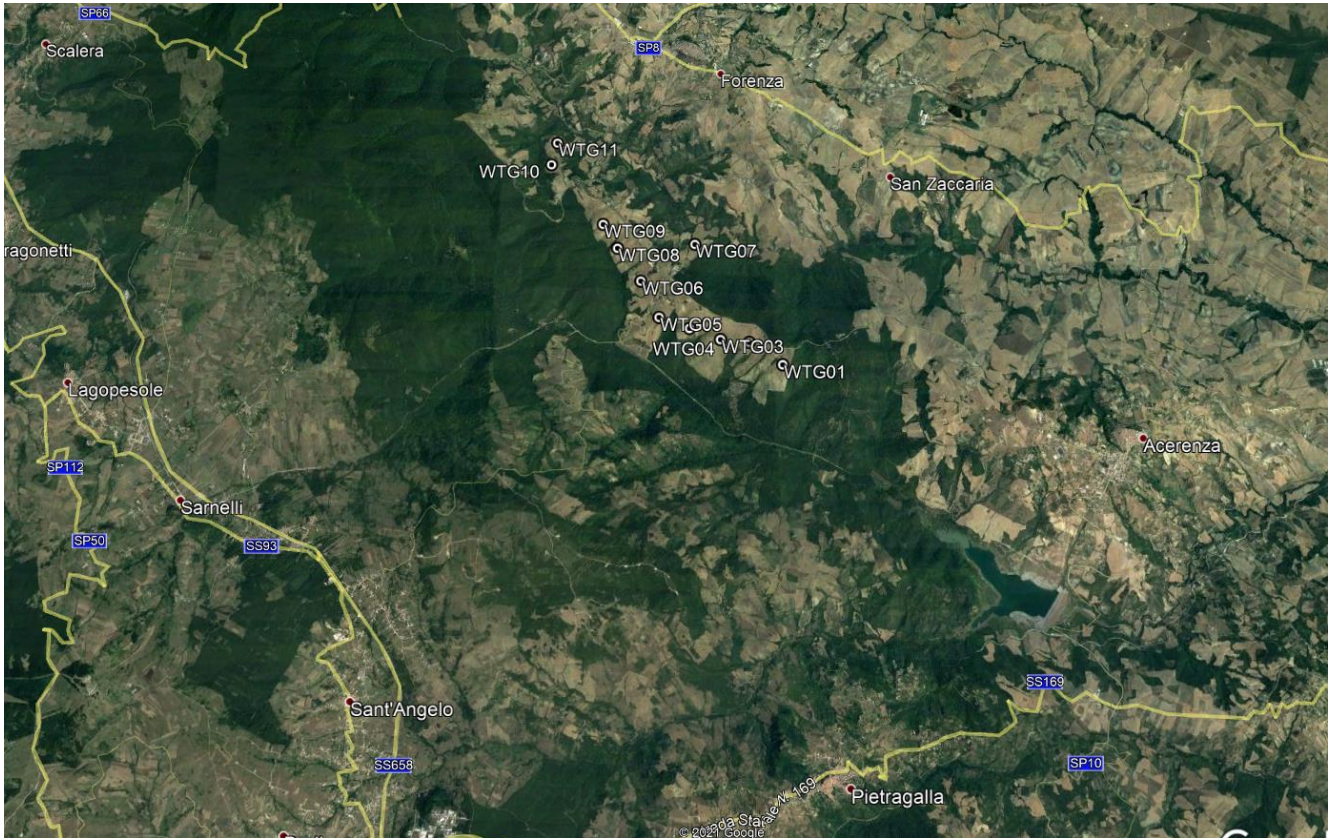


Figura 2-2: Inquadramento intervento di area vasta

Nelle immagini seguenti sono riportate gli inquadramenti di dettaglio del layout su base CTR e ortofoto.

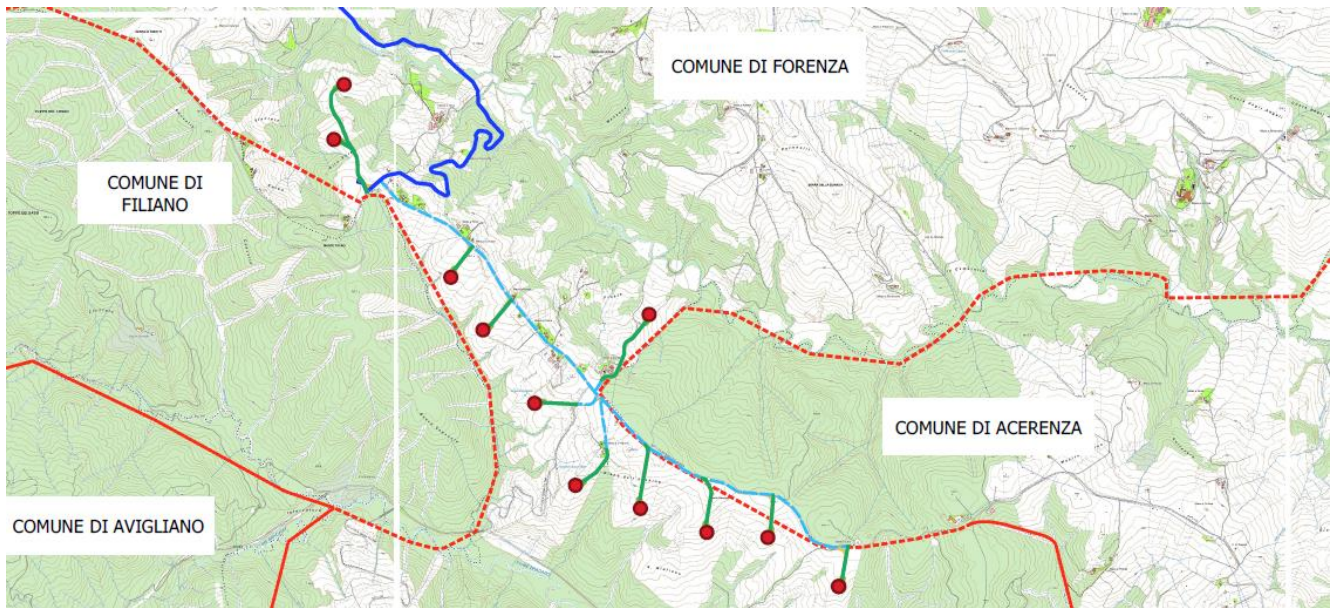


Figura 2-3: Area di intervento su base CTR

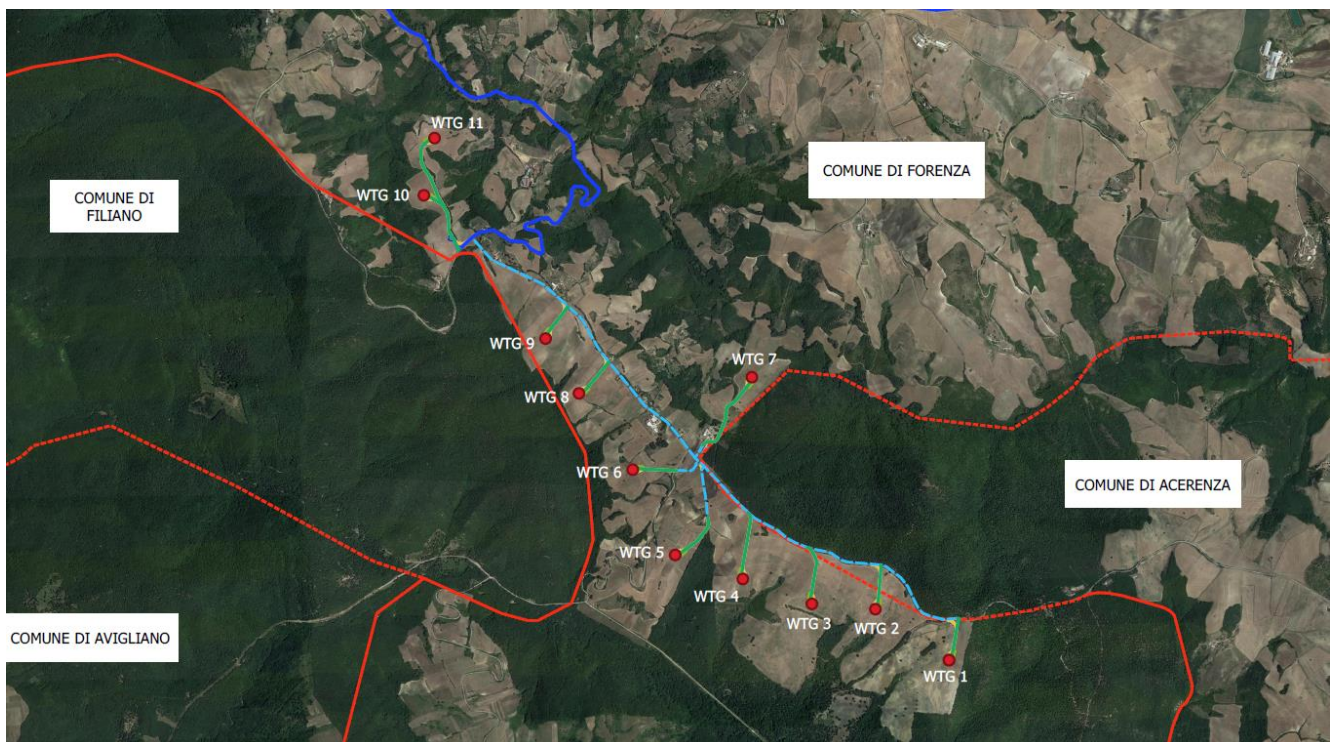


Figura 2-4: Area di intervento: dettaglio layout di progetto su ortofoto

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

ID TURBINA	UTM WGS84 33N Est (m)	UTM WGS84 33N Nord (m)
WTG01	573678 m E	4517778 m N
WTG02	573120 m E	4518163 m N
WTG03	572639 m E	4518203 m N
WTG04	572116 m E	4518392 m N
WTG05	571604 m E	4518574 m N
WTG06	571282 m E	4519219 m N
WTG07	572185 m E	4519919 m N
WTG08	570875 m E	4519796 m N
WTG09	570622 m E	4520211 m N
WTG10	569700 m E	4521295 m N
WTG11	569780 m E	4521728 m N

Per quanto concerne le inter-distanze tra le turbine in metri, dall'elaborato *A.16.b.1.2* tutte le posizioni delle WTG hanno una distanza di almeno 3 diametri di rotore tra loro (distanza minima 435 m).





Figura 2-5: Estratto tavola A.16.b.1.2 Planimetria con distanze aerogeneratori

3. STUDIO DEL POTENZIALE EOLICO E PRODUCIBILITÀ

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

- L'attività svolta nell'ambito dello studio anemologico è consistita in:
- Analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici disponibili;
- Valutazione della ventosità di lungo periodo;
- Predisposizione della mappa territoriale in ingresso al modello con curve di livello e rugosità;
- Simulazione del campo di vento mediante modello WAsP;
- Valutazioni della produzione annua di lungo periodo attesa dall'impianto lorda ed al netto delle perdite stimate ($P_{50\%}$);
- Verifica del rispetto dei requisiti minimi anemologici e di producibilità, richiesti dalla normativa regionale.

Per la caratterizzazione dei dati relativi alla risorsa eolica disponibile in sito, sono stati utilizzati i dati del database di rianalisi di MERRA-2.

Per la realizzazione di questo studio preliminare è stata analizzata una serie storica di 20 anni di dati provenienti dal database MERRA-2 ad altezze di 2, 10 e 50 m.



Il punto di riferimento utilizzato per ottenere i dati di velocità e direzione del vento è di seguito descritto ed identificato:

- Coordinate: 578395,69 E, 4522601,54 m N Huso 33T
- Altezza al livello del mare: 690 m
- Periodo download dati: 01/01/2000 - 01/01/2020

Velocità / direzione vento	2 m
Velocità / direzione vento	10 m
Velocità / direzione vento	50 m
Temperatura	2 m
Temperatura	10 m
Pressione (m s.l.m.)	0 m

Tabella 1 – Dati di misurazione.

Prima di procedere con la modellazione dei dati del vento disponibili, è stata effettuata un'operazione di verifica dei dati stessi al fine di renderli omogenei e affidabili: sono stati infatti rimossi i dati delle ombre e i dati non validi. Questo lavoro di pulizia dei dati è stato effettuato mediante ispezione visiva e grafica dei dati di vento disponibili utilizzando il software Furow.

Ai fini della modellazione, il fattore esponenziale medio della legge di potenza è stato calcolato per ogni ora e per ogni direzione.

Inizio serie dati	Fine serie dati	Elevazione (m)	Calcolo dell'altezza (m)	Esponente di taglio (%)
01/01/2000	01/01/2020	145	4,5	0,127

Tabella 2 – Wind Shear - Profilo verticale.



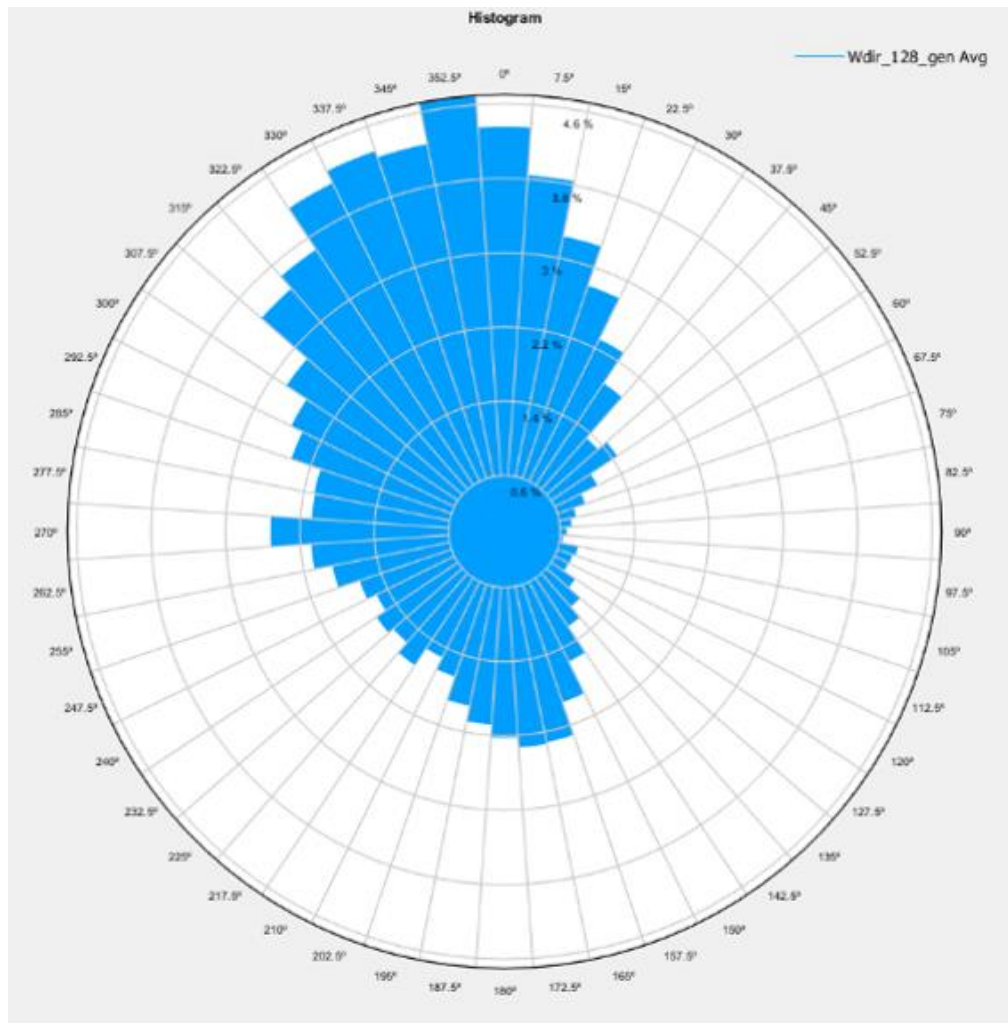


Figura 3-1: Rosa dei venti del progetto CE FORENZA.

La direzione del vento nel sito mostra chiaramente una direzione del vento predominante da nord-ovest, sia in frequenza che in energia. Questo può essere mostrato nella figura seguente:

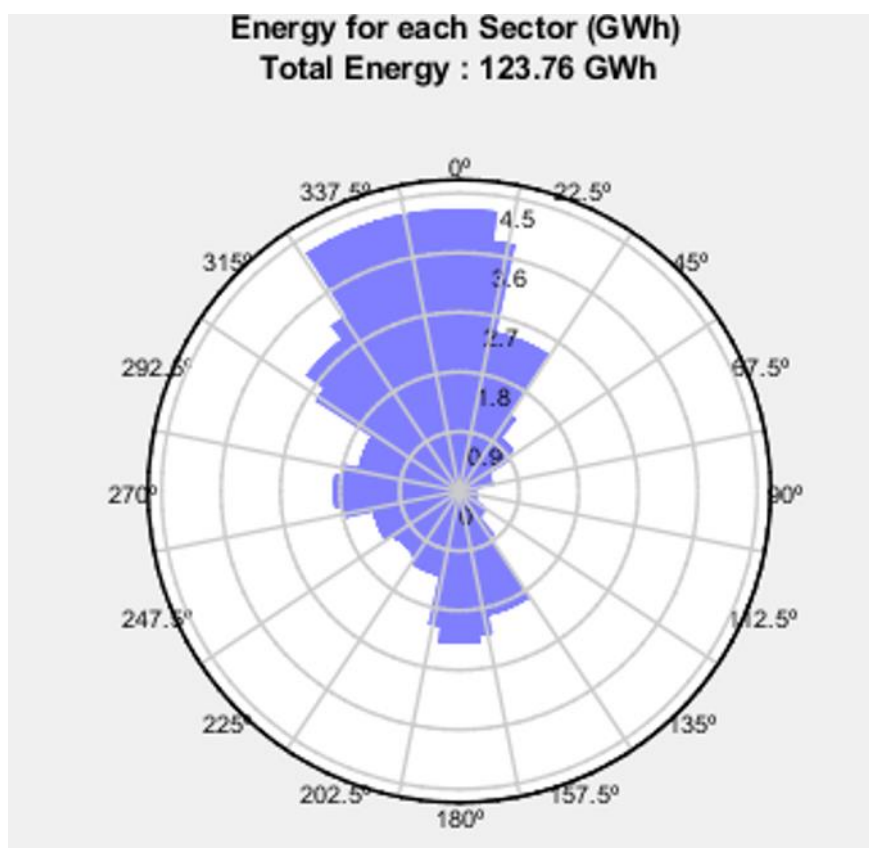


Figura 3-2: Rosa dei venti di produzione eolica del progetto CE FORENZA.

Dall'elaborazione dei dati ottenuti è stato possibile determinare la produzione energetica dell'impianto.

Nella tabella che segue sono riportate la potenza totale delle turbine installate, l'energia annua (MWh), il fattore impianto (%) e le ore equivalenti del parco eolico CE FORENZA.

Tipo di Turbina	Numero d Turbina	MW total	Rendimento netto (MWh)	Fattore di capacità netto (%)	Ore equivalenti nette (h)
Gamesa G145 4,5 MW	11	49,5	141.220	32,54	2.852,92

Tabella 3 – Producibilità della risorsa eolica del progetto CE FORENZA.

Infine sono sintetizzati i valori delle principali perdite sopramenzionate per il parco eolico CE FORENZA.



PERDITE PER INDISPONIBILITÀ	
Aerogeneratore (%)	3
Sistema collettamento (%)	0,25
Sottostazione (%)	0,25
Rete (%)	0,25
TOTALE (%)	3,7257
PERDITE ELETTRICHE	
Trasformatore turbina (%)	3
Sistema collettamento (%)	0,25
Sottostazione (%)	0,25
Linea di trasmissione (%)	0,25
Potenza consumata al minimo (%)	0,05
TOTALE (%)	3,99099
PERDITE PER RENDIMENTO AEROGENERATORE	
Adattamento alla curva di potenza (%)	1
Isteresi da venti forti (%)	0,1
Taglio del vento (%)	0,1
TOTALE (%)	1,1979
PERDITE PER DEGRADAZIONE	
Degradazione delle pale (%)	1
Congelamento della lama (%)	0,1
TOTALE (%)	1,1

Tabella 4 – Riepilogo delle perdite di processo del progetto CE FORENZA.

Considerando le perdite sopra stimate si è determinato che l'energia annua generata dalle 11 turbine eoliche Gamesa G145 da 4,5 MW sarà di **141.220 MWh/anno**.

Noti i parametri caratteristici in termini di producibilità dell'impianto, è stata condotta una verifica dei requisiti minimi del PIEAR della Regione Basilicata che come è possibile riscontrare nello *Studio anemologico* (Allegato A.5) **ha dato esito positivo, pertanto il sito è idoneo alla installazione dell'impianto in oggetto.**



4. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO

L'impianto è composto da 11 macchine con potenza unitaria di 4.5 MW, per una potenza complessiva pari a 49,5 MW.

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

- N° 11 Aerogeneratori tripala, di potenza unitaria pari a 4.5 MW, altezza mozzo 127.5 m, diametro rotore 145 m;
- Vani tecnici di trasformazione interni alle torri;
- Quadri elettrici MT;
- Cabina di raccolta 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 cabina MT prefabbricata, posa in opera della sottostazione utente completa di basamenti e cunicoli per le apparecchiature elettromeccaniche.

Opere impiantistiche:

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



- Esecuzione del collegamento tra sottostazione utente e stazione RTN;
- Esecuzione sottostazione utente.

4.1. Tipologia aerogeneratore

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

Potenza nominale	4.5 MW
Numero di pale	3
Diametro rotore	145 m
Altezza del mozzo	127.5 m
Velocità del vento di cut-in	3 m/s
Velocità del vento di cut-out	27 m/s
Velocità del vento nominale	10.7 m/s
Generatore	Asincrono
Tensione	690 V

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



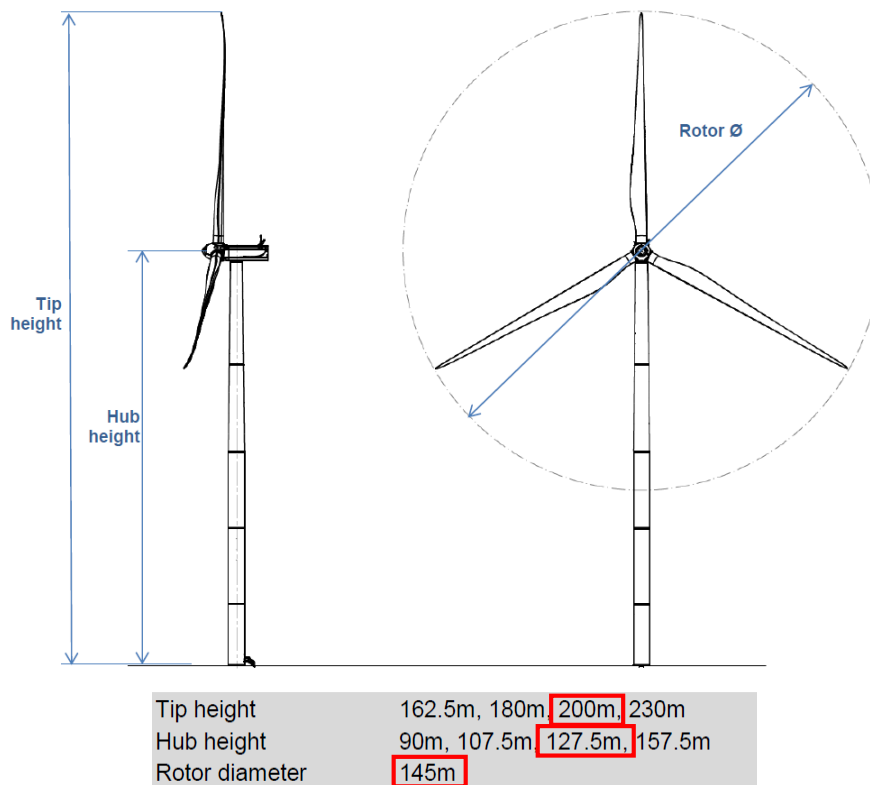


Figura 4-1: Struttura aerogeneratore

Per l'architettura dell'aerogeneratore e le dimensioni caratteristiche si rimanda all'Elaborato Grafico A.16.b.8.

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

- 5 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 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;

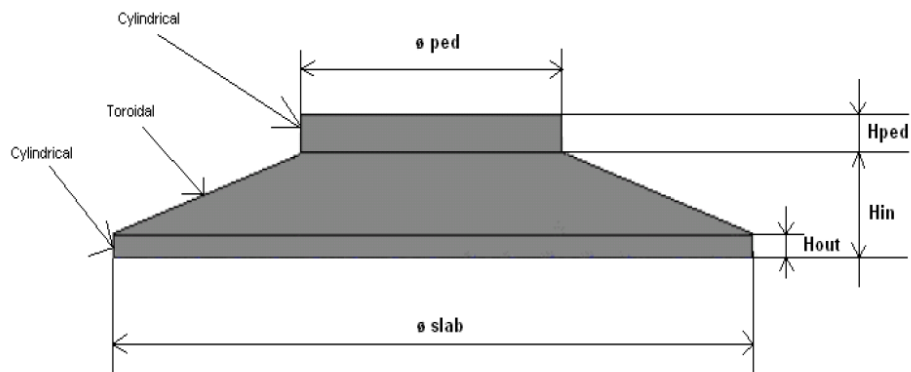
- il secondo concio è sollevato ed unito al primo concio e così via;
- si eleva la navicella e si collega alla torre;
- si solleva il rotore già montato e si collega alla navicella;
- si connette il meccanismo di regolazione del passo delle pale;
- si procede al posizionamento dei cavi della navicella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

4.2. Fondazione aerogeneratore

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

La fondazione prevista per le turbine in progetto è in calcestruzzo armato, con pianta di forma circolare di diametro $D_e = 24,50$ m, a spessore variabile da un minimo di 0.5 mt, sul bordo esterno, ad un massimo di 3mt in corrispondenza della zona centrale di attacco della parte in elevazione della torre.





FOUNDATION GEOMETRY	
ϕ_{slab} = Slab diameter [m]	20.80
Hout= Outer edge height [m]	0.50
Hin= Inner edge height [m]	3.0
ϕ_{ped} = Pedestal diameter [m]	5.50
Hped= Pedestal height [m]	0.50

Figura 4-2: Sezione tipo del plinto fondazione

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

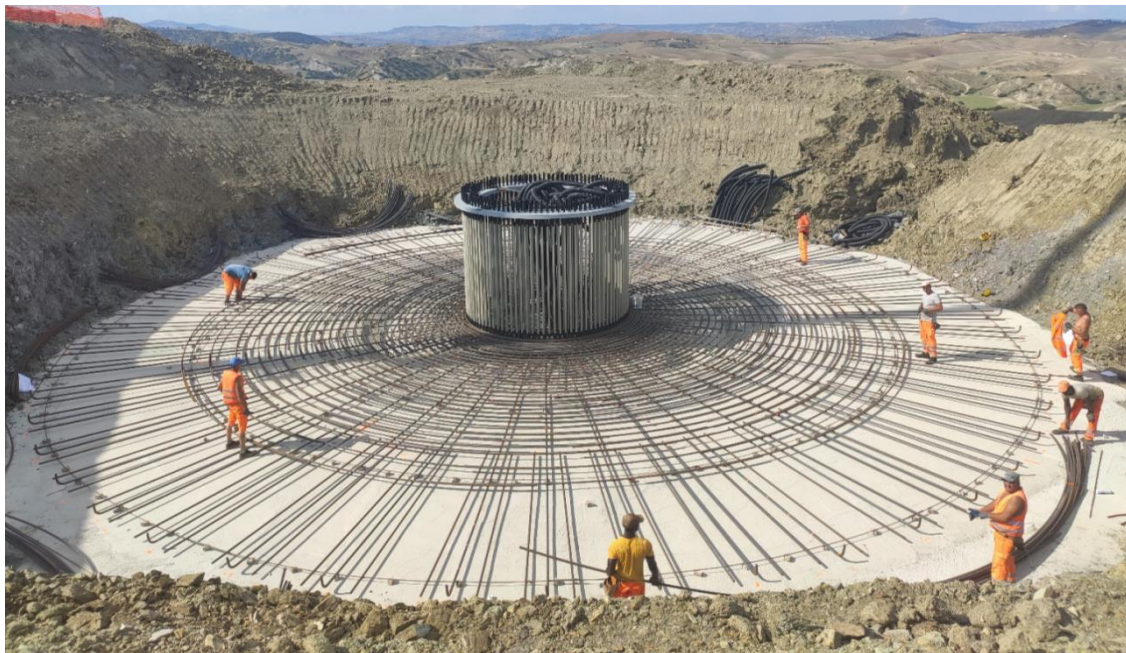


Figura 4-3: immagine tipo posa anchor cages



Figura 4-4: immagine tipo armature plinto

La fondazione è stata modellata con elementi finiti tipo "shell-thick" vincolati su suolo elastico alla Winkler e bloccati in modo isostatico contro le labilità di piano. La costante di sottofondo k (di Winkler) è stata calcolata come riportato in allegato A.11 Relazione preliminare sulle strutture.

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

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

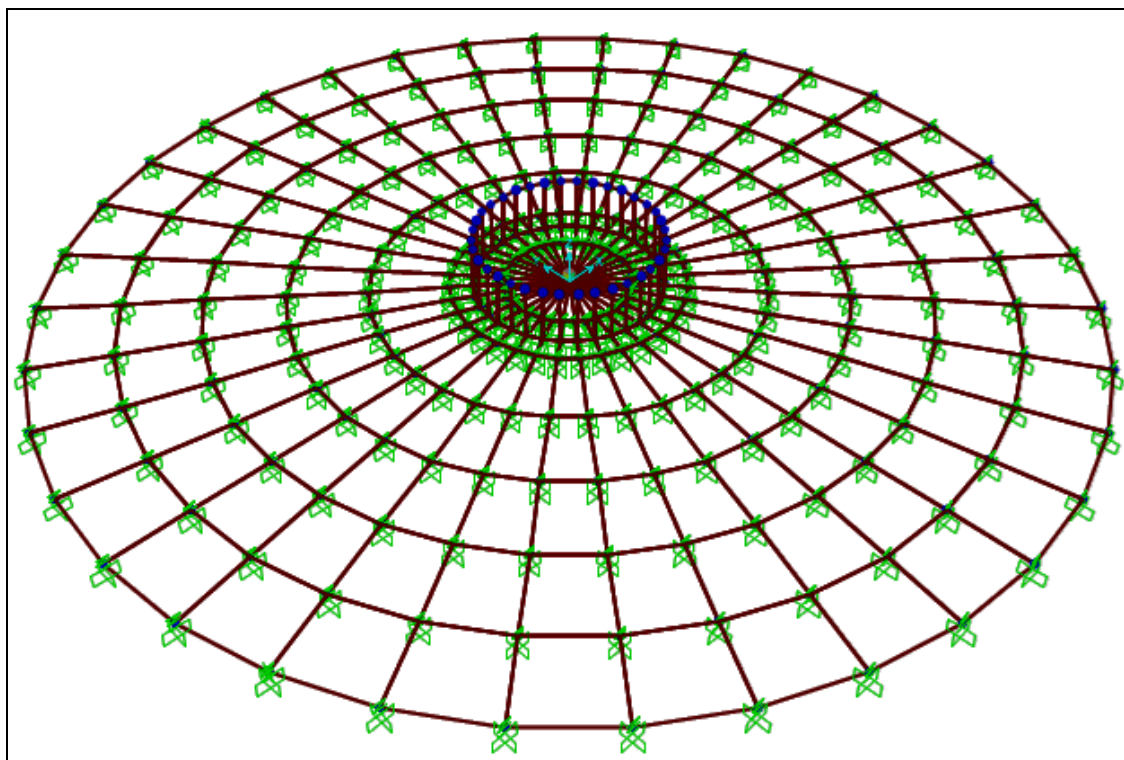


Figura 4-5: Modello di calcolo a elementi finiti

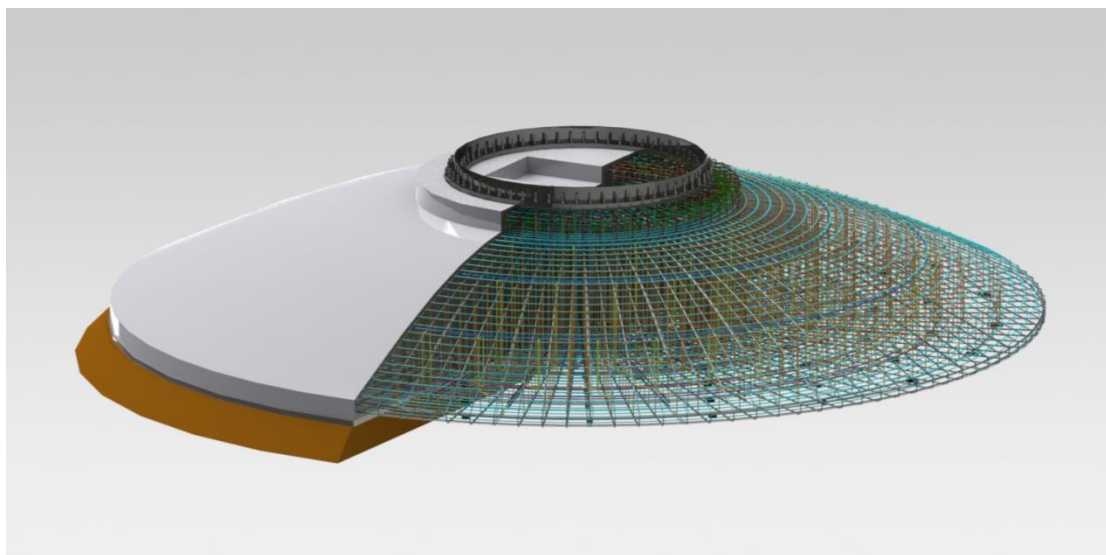


Figura 4-6: Vista render del modello

Si rimanda alla Relazione preliminare delle strutture per i dettagli.

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

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

4.3. Piazzole aerogeneratori

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

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

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

Sono state ipotizzate due tipologie di piazzola di montaggio, con stoccaggio parziale e assemblaggio in due fasi e con stoccaggio totale e assemblaggio in una fase. La scelta tra le due tipologie di montaggio sarà effettuata in fase di progettazione esecutiva e gli elaborati del presente progetto, nonché il piano particellare di esproprio sono stati redatti in via prudenziale nell'ipotesi di ingombro massimo (stoccaggio totale e assemblaggio in una fase). Per maggiori dettagli relativi all'architettura della piazzola, sia quella di montaggio che quella definitiva si rimanda all'Elaborato Grafico.

Le dimensioni della piazzola di montaggio sono state fissate in relazione alle specifiche tecniche della turbina. Tali dimensioni sono dell'ordine dei 3500 m² complessivi, e suddivisi in zone dedicate allo stoccaggio pale, zone a 2 kg/cm² e zone a 3 kg/cm², caratterizzazione derivante dalla differente capacità portante del terreno e dal differente impiego dello stesso tra movimentazioni dei materiali e stoccaggio e zona di installazione della gru principale.

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



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

Nella immagine seguente è riportata la piazzola tipo.

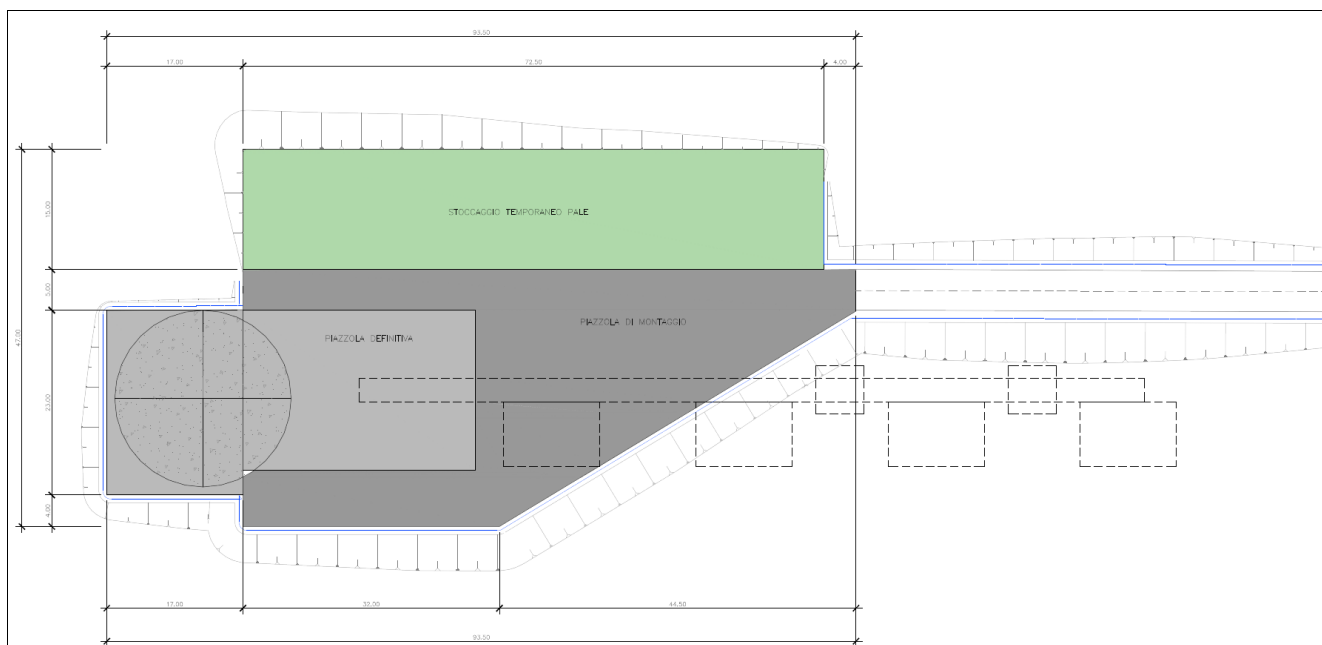


Figura 4-7: Piazzola tipo e viabilità di accesso

4.4. Strade di accesso e viabilità di servizio

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

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

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

Il sito è raggiungibile mediante strade pubbliche di natura provinciale e statale, quali la SS 658, la SP San Giorgio, oltre che attraverso strade locali, come rappresentato nell'Elaborato Grafico di riferimento.

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

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

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

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

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

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

4.5. Cavidotti

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

La distanza tra la sottostazione utente ed gli aerogeneratori del parco eolico varia da 8.8 km a 10.2 km, comporterà la realizzazione di un cavidotto MT di utenza di connessione tra le WTG e la cabina di raccolta dalla quale partirà il cavidotto esterno fino alla sottostazione utente, costituito da 4



linee MT. Saranno poi presenti i cavidotti di connessione MT tra le WTG, anch'essi riportati nell'elaborato grafico di riferimento.

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

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

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

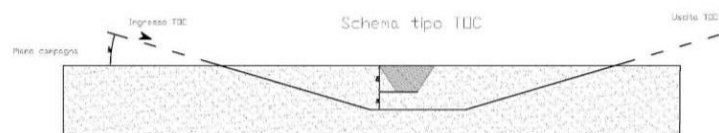


Figura 4-8: Schema tipo attraversamento con TOC

Particolare staffaggio cavi

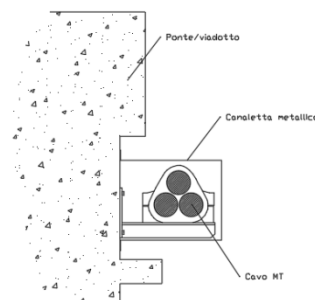


Figura 4-9: Schema tipo attraversamento con staffaggio all'impalcato

4.6. Soluzione di connessione

Lo schema di allacciamento alla RTN, prevede un collegamento in antenna a 150 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) di Smistamento a 150 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea 150 kV "Genzano – Palazzo San Gervasio – Forenza Maschito" da realizzarsi nel Comune di Palazzo San Gervasio.

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

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

4.7. Sottostazione utente di connessione alla RTN

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

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

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



5. FASE DI GESTIONE DELL'IMPIANTO

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

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

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

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

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

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

La frequenza delle attività manutentive consentirà anche la verifica dello stato di usura dei componenti in movimento e dei componenti idraulici dell'aerogeneratore; rientrano nel programma di



manutenzione ordinaria la sostituzione dell'olio idraulico e di raffreddamento degli aerogeneratori e dell'olio dei trasformatori elettrici in genere e della Sottostazione 150/30 KV in particolare.

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



6. CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI

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

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

1a fase preparazione del cantiere attraverso i rilievi sull'area, la realizzazione delle strade di servizio e di collegamento alle piazzole degli aerogeneratori; avvio alla costruzione della sottostazione che poi avrà inizio nel mese successivo;

2a fase allargamento e adattamento delle strade interpoderali esistenti e delle eventuali opere al fine di permettere il transito degli automezzi speciali per il trasporto dei componenti delle torri e delle attrezzature per il montaggio;

3a fase riguarda l'allestimento dei cantieri per il montaggio di ciascun aerogeneratore, ovvero la realizzazione: delle piazzole di servizio con materiale idoneo per l'alloggiamento degli aerogeneratori e relative opere annesse, delle rampe di accesso (dalla viabilità generale alla piazzola temporanea);

4a fase realizzazione dello scavo di fondazione, preparazione dell'armatura del plinto e successivo getto di conglomerato cementizio previa formazione dei conci di ancoraggio delle torri;

5a fase realizzazione dei cavidotti interrati adiacenti alla viabilità di servizio, infilaggio dei cavi nelle condotte interrate ed esecuzione delle connessioni elettriche necessarie alle macchine per entrare in funzione;

6a fase attività di trasporto e montaggio delle torri, della navicella e del rotore (mozzo e pale);

7a fase apprestamento della sottostazione mediante l'impiego di due squadre di operai le quali svolgeranno rispettivamente i lavori civili e il montaggio e cablaggio di tutte le macchine nonché la connessione alla linea RTN tale attività si sovrapporrà temporalmente alle precedenti come sarà indicato nel cronoprogramma di seguito riportato);

8a fase realizzazione di opere di ripristini e mitigazioni varie, prove di avviamento e collaudo finale.



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

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

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

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

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

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

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



Quindi si prevede un tempo massimo tra trasporto e montaggio dei 11 aerogeneratori pari a 7 mesi.

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

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

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

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

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

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

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

Quindi 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														



7. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

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

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

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

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

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

- svuotamento dei circuiti idraulici degli aerogeneratori e dei trasformatori elettrici con trasporto e smaltimento presso impianto autorizzato per raccolta rifiuti speciali e tossico nocivi o smaltimento presso il "Consorzio obbligatorio di smaltimento degli oli esausti" in ottemperanza delle norme dettate dal D. Lgs. 27 gennaio 1992, n. 95, e in attuazione delle Direttive 75/439/CEE e 87/1001/CEE oltre che del Testo Unico Ambientale e normative di settore in vigore al momento della dismissione;
- rimozione degli aerogeneratori con utilizzo di gru di adeguata dimensione previa scomposizione dei componenti in modo da renderli trasportabili e con recupero delle materie prime riutilizzabili tramite aziende di riciclaggio autorizzate;
- smantellamento delle apparecchiature elettriche all'interno dei manufatti delle cabine di smistamento ed all'interno della Sottostazione AT/MT;



- ripristino delle aree già interessate alle piazzole con rimozione dei materiali inerti di fondazione e riporto di terreno agrario originale;
- rimozione previa demolizione anche con l'utilizzo di martello pneumatico di manufatti e opere d'arte in cemento utilizzate per la formazione di piazzole o strade di servizio con avvio delle materie di risulta a discarica autorizzata;
- rimozione completa di linea elettrica interrata con conferimento dei materiali presso impianti autorizzati di trattamento e recupero;
- asportazione di ogni manufatto realizzato nell'area di posizionamento dell'aerogeneratore fino a 1,00 m di profondità dal piano di campagna ad esclusione del blocco fondale non amovibile ma inerte ai fini dell'alterazione chimica;
- ricoprimento con terreno agrario originale del blocco di fondazione per uno spessore di almeno 1,00 m.

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

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

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

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

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



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

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



8. ANALISI DELLA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE ED ECONOMICA

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

8.1. Generalità

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

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

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

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

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

8.2. Considerazioni economico-sociali

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



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

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

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

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

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

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

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

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

CO ₂ :	50.000 tonnellate
SO ₂ :	70 tonnellate
NO ₂ :	100 tonnellate + polveri



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

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

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

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

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

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

8.3. Sostenibilità economico-finanziaria

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

L'impianto in esame ha una potenza nominale complessiva di 49,5 MW (11 aerogeneratori di potenza pari a 4.5 MW l'uno) con una producibilità annua dell'impianto stimata in **141.220 MWh/anno** al netto delle perdite e 2.852,95ore/anno (per i dettagli sulla stima si rimanda alla analisi di producibilità contenuto nello Studio Anemologico allegato).



Il costo dell'impianto (per 11 aerogeneratori) può essere stimato in circa € 40.980.836,92 comprensivo di tutti gli oneri, spese generali, IVA, ecc (per maggiori dettagli si rimanda al computo metrico estimativo e quadro economico).

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.



Tipo di Turbina	Numero d Turbina	MW total	Rendimento netto (MWh)	Fattore di capacità netto (%)	Ore equivalenti nette (h)
Gamesa G145 4,5 MW	11	49,5	141.220	32,54	2.852,92

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	€ 40 980 836,92
Equity (20%)	€ 8 196 167,38
Debito bancario (80%)	€ 32 784 669,54

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

Dati input				
Importo da finanziare	€ 32 784 669,54			
Tasso nominale annuo	3%			
	Canone	Quota capitale	Quota interessi	Debito residuo
0				€ 32 784 669,54
1	€ 3 293 616,20	€ 2 310 076,11	€ 983 540,09	€ 30 474 593,42
2	€ 3 293 616,20	€ 2 379 378,40	€ 914 237,80	€ 28 095 215,02
3	€ 3 293 616,20	€ 2 450 759,75	€ 842 856,45	€ 25 644 455,28
4	€ 3 293 616,20	€ 2 524 282,54	€ 769 333,66	€ 23 120 172,73
5	€ 3 293 616,20	€ 2 600 011,02	€ 693 605,18	€ 20 520 161,72
6	€ 3 293 616,20	€ 2 678 011,35	€ 615 604,85	€ 17 842 150,37
7	€ 3 293 616,20	€ 2 758 351,69	€ 535 264,51	€ 15 083 798,68
8	€ 3 293 616,20	€ 2 841 102,24	€ 452 513,96	€ 12 242 696,44
9	€ 3 293 616,20	€ 2 926 335,31	€ 367 280,89	€ 9 316 361,13
10	€ 3 293 616,20	€ 3 014 125,37	€ 279 490,83	€ 6 302 235,77
11	€ 3 293 616,20	€ 3 104 549,13	€ 189 067,07	€ 3 197 686,64
12	€ 3 293 616,20	€ 3 197 685,60	€ 95 930,60	€ 1,04



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	€ 819 616,74
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ 614 712,55
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ 614 712,55
Assicurazione	€ 819 616,74
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 € 81.418.555;

TIR 21,74%.

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	€ 9 885 400,00	€ 10 033 681,00	€ 10 184 186,22	€ 10 336 949,01	€ 10 492 003,24
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 9 885 400,00	€ 10 033 681,00	€ 10 184 186,22	€ 10 336 949,01	€ 10 492 003,24
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 819 616,74	€ 831 910,99	€ 844 389,65	€ 857 055,50	€ 869 911,33
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 819 616,74	€ 831 910,99	€ 844 389,65	€ 857 055,50	€ 869 911,33
IMU + diritto di superficie	€ 275 000,00	€ 279 125,00	€ 283 311,88	€ 287 561,55	€ 291 874,98
Spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigaz	€ 450 000,00	€ 456 750,00	€ 463 601,25	€ 470 555,27	€ 477 613,60
Equity (una tantum 1 anno)	€ 8 196 167,38	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 10 560 400,86	€ 2 399 696,98	€ 2 435 692,43	€ 2 472 227,82	€ 2 509 311,24
Canone mutuo (quota capitale)	€ 2 310 076,11	€ 2 379 378,40	€ 2 450 759,75	€ 2 524 282,54	€ 2 600 011,02
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 12 870 476,97	€ 4 779 075,38	€ 4 886 452,18	€ 4 996 510,36	€ 5 109 322,26
MARGINE OPERATIVO LORDO	-€ 2 985 076,97	€ 5 254 605,62	€ 5 297 734,03	€ 5 340 438,65	€ 5 382 680,99
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 983 540,09	€ 914 237,80	€ 842 856,45	€ 769 333,66	€ 693 605,18
UTILE ANTE IMPOSTE	-€ 3 968 617,06	€ 4 340 367,82	€ 4 454 877,58	€ 4 571 104,99	€ 4 689 075,81
Imposte e tasse (30%)	-€ 1 190 585,12	€ 1 302 110,35	€ 1 336 463,27	€ 1 371 331,50	€ 1 406 722,74
TOTALE IMPOSTE	-€ 1 190 585,12	€ 1 302 110,35	€ 1 336 463,27	€ 1 371 331,50	€ 1 406 722,74
UTILE NETTO	-€ 2 778 031,94	€ 3 038 257,47	€ 3 118 414,31	€ 3 199 773,49	€ 3 282 353,06



CONTO ECONOMICO	6	7	8	9	10
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 10 649 383,29	€ 10 809 124,04	€ 10 971 260,90	€ 11 135 829,82	€ 11 302 867,26
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 10 649 383,29	€ 10 809 124,04	€ 10 971 260,90	€ 11 135 829,82	€ 11 302 867,26
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 882 960,00	€ 896 204,40	€ 909 647,47	€ 923 292,18	€ 937 141,56
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 614 712,55
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 882 960,00	€ 896 204,40	€ 909 647,47	€ 923 292,18	€ 937 141,56
IMU + diritto di superficie	€ 296 253,10	€ 300 696,90	€ 305 207,35	€ 309 785,46	€ 314 432,24
Spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigaz	€ 484 777,80	€ 492 049,47	€ 499 430,21	€ 506 921,66	€ 514 525,49
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 2 546 950,91	€ 2 585 155,17	€ 2 623 932,50	€ 2 663 291,48	€ 3 317 953,41
Canone mutuo (quota capitale)	€ 2 678 011,35	€ 2 758 351,69	€ 2 841 102,24	€ 2 926 335,31	€ 3 014 125,37
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 5 224 962,25	€ 5 343 506,86	€ 5 465 034,74	€ 5 589 626,79	€ 6 332 078,78
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 5 424 421,04	€ 5 465 617,18	€ 5 506 226,17	€ 5 546 203,02	€ 4 970 788,49
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 615 604,85	€ 535 264,51	€ 452 513,96	€ 367 280,89	€ 279 490,83
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 4 808 816,19	€ 4 930 352,67	€ 5 053 712,20	€ 5 178 922,13	€ 4 691 297,65
Imposte e tasse (30%)	€ 1 442 644,86	€ 1 479 105,80	€ 1 516 113,66	€ 1 553 676,64	€ 1 407 389,30
TOTALE IMPOSTE	€ 1 442 644,86	€ 1 479 105,80	€ 1 516 113,66	€ 1 553 676,64	€ 1 407 389,30
UTILE NETTO	€ 3 366 171,33	€ 3 451 246,87	€ 3 537 598,54	€ 3 625 245,49	€ 3 283 908,36



CONTO ECONOMICO	11	12	13	14	15
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 11 472 410,27	€ 11 644 496,43	€ 11 819 163,87	€ 11 996 451,33	€ 12 176 398,10
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 11 472 410,27	€ 11 644 496,43	€ 11 819 163,87	€ 11 996 451,33	€ 12 176 398,10
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 951 198,69	€ 965 466,67	€ 979 948,67	€ 994 647,90	€ 1 009 567,61
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)		€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 614 712,55
Assicurazione	€ 951 198,69	€ 965 466,67	€ 979 948,67	€ 994 647,90	€ 1 009 567,61
IMU + diritto di superficie	€ 319 148,73	€ 323 935,96	€ 328 795,00	€ 333 726,92	€ 338 732,83
Spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigaz	€ 522 243,37	€ 530 077,02	€ 538 028,18	€ 546 098,60	€ 554 290,08
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 2 743 789,47	€ 2 784 946,31	€ 2 826 720,51	€ 2 869 121,31	€ 3 526 870,69
Canone mutuo (quota capitale)	€ 3 104 549,13	€ 3 197 685,60	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 5 848 338,60	€ 5 982 631,91	€ 2 826 720,51	€ 2 869 121,31	€ 3 526 870,69
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 5 624 071,67	€ 5 661 864,51	€ 8 992 443,37	€ 9 127 330,02	€ 8 649 527,41
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ 189 067,07	€ 95 930,60	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 5 435 004,60	€ 5 565 933,91	€ 8 992 443,37	€ 9 127 330,02	€ 8 649 527,41
Imposte e tasse (30%)	€ 1 630 501,38	€ 1 669 780,17	€ 2 697 733,01	€ 2 738 199,00	€ 2 594 858,22
TOTALE IMPOSTE	€ 1 630 501,38	€ 1 669 780,17	€ 2 697 733,01	€ 2 738 199,00	€ 2 594 858,22
UTILE NETTO	€ 3 804 503,22	€ 3 896 153,74	€ 6 294 710,36	€ 6 389 131,01	€ 6 054 669,19



CONTO ECONOMICO	16	17	18	19	20
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 12 359 044,07	€ 12 544 429,73	€ 12 732 596,18	€ 12 923 585,12	€ 13 117 438,90
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 12 359 044,07	€ 12 544 429,73	€ 12 732 596,18	€ 12 923 585,12	€ 13 117 438,90
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 1 024 711,13	€ 1 040 081,80	€ 1 055 683,02	€ 1 071 518,27	€ 1 087 591,04
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 024 711,13	€ 1 040 081,80	€ 1 055 683,02	€ 1 071 518,27	€ 1 087 591,04
IMU + diritto di superficie	€ 343 813,82	€ 348 971,03	€ 354 205,59	€ 359 518,67	€ 364 911,45
Spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigaz	€ 562 604,43	€ 571 043,50	€ 579 609,15	€ 588 303,29	€ 597 127,84
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 2 955 840,51	€ 3 000 178,11	€ 3 045 180,79	€ 3 090 858,50	€ 3 137 221,37
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 2 955 840,51	€ 3 000 178,11	€ 3 045 180,79	€ 3 090 858,50	€ 3 137 221,37
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 9 403 203,57	€ 9 544 251,62	€ 9 687 415,39	€ 9 832 726,62	€ 9 980 217,52
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 9 403 203,57	€ 9 544 251,62	€ 9 687 415,39	€ 9 832 726,62	€ 9 980 217,52
Imposte e tasse (30%)	€ 2 820 961,07	€ 2 863 275,49	€ 2 906 224,62	€ 2 949 817,99	€ 2 994 065,26
TOTALE IMPOSTE	€ 2 820 961,07	€ 2 863 275,49	€ 2 906 224,62	€ 2 949 817,99	€ 2 994 065,26
UTILE NETTO	€ 6 582 242,50	€ 6 680 976,13	€ 6 781 190,78	€ 6 882 908,64	€ 6 986 152,27



CONTO ECONOMICO	21	22	23	24	25
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 6 354 900,00	€ 6 450 223,50	€ 6 546 976,85	€ 6 645 181,51	€ 6 744 859,23
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 13 314 200,48	€ 13 513 913,49	€ 13 716 622,19	€ 13 922 371,52	€ 14 131 207,10
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 1 103 904,91	€ 1 120 463,48	€ 1 137 270,43	€ 1 154 329,49	€ 1 171 644,43
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 103 904,91	€ 1 120 463,48	€ 1 137 270,43	€ 1 154 329,49	€ 1 171 644,43
IMU + diritto di superficie	€ 370 385,13	€ 375 940,90	€ 381 580,02	€ 387 303,72	€ 393 113,27
Spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigaz	€ 606 084,75	€ 615 176,02	€ 624 403,66	€ 633 769,72	€ 643 276,27
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 3 184 279,69	€ 3 232 043,89	€ 3 280 524,55	€ 3 329 732,42	€ 3 379 678,40
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 3 184 279,69	€ 3 232 043,89	€ 3 280 524,55	€ 3 329 732,42	€ 3 379 678,40
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 10 129 920,79	€ 10 281 869,60	€ 10 436 097,64	€ 10 592 639,11	€ 10 751 528,69
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 10 129 920,79	€ 10 281 869,60	€ 10 436 097,64	€ 10 592 639,11	€ 10 751 528,69
Imposte e tasse (30%)	€ 3 038 976,24	€ 3 084 560,88	€ 3 130 829,29	€ 3 177 791,73	€ 3 225 458,61
TOTALE IMPOSTE	€ 3 038 976,24	€ 3 084 560,88	€ 3 130 829,29	€ 3 177 791,73	€ 3 225 458,61
UTILE NETTO	€ 7 090 944,55	€ 7 197 308,72	€ 7 305 268,35	€ 7 414 847,38	€ 7 526 070,09



CONTO ECONOMICO	26	27	28	29	30
RICAVI					
Ricavo da tariffa incentivante	€ 6 846 032,12	€ 6 948 722,60	€ 7 052 953,44	€ 7 158 747,74	€ 7 266 128,95
Inflazione 1,5					
FATTURATO	€ 14 343 175,20	€ 14 558 322,83	€ 14 776 697,67	€ 14 998 348,14	€ 15 223 323,36
COSTI DI GESTIONE					
Manutenzione ordinaria	€ 1 189 219,10	€ 1 207 057,39	€ 1 225 163,25	€ 1 243 540,69	€ 1 262 193,81
Manutenzione straordinaria 1 (10 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Manutenzione straordinaria 2 (15 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Assicurazione	€ 1 189 219,10	€ 1 207 057,39	€ 1 225 163,25	€ 1 243 540,69	€ 1 262 193,81
IMU + diritto di superficie	€ 399 009,97	€ 404 995,12	€ 411 070,05	€ 417 236,10	€ 423 494,64
Spese varie (vigilanza, manutenzione verde, mitigaz	€ 652 925,41	€ 662 719,29	€ 672 660,08	€ 682 749,98	€ 692 991,23
Equity (una tantum 1 anno)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
TOTALE COSTI DI GESTIONE	€ 3 430 373,58	€ 3 481 829,18	€ 3 534 056,62	€ 3 587 067,47	€ 3 640 873,48
Canone mutuo (quota capitale)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
COSTI OPERATIVI TOTALI	€ 3 430 373,58	€ 3 481 829,18	€ 3 534 056,62	€ 3 587 067,47	€ 3 640 873,48
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 10 912 801,62	€ 11 076 493,65	€ 11 242 641,05	€ 11 411 280,67	€ 11 582 449,88
Oneri finanziari interessi (mutuo 12 anni)	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
UTILE ANTE IMPOSTE	€ 10 912 801,62	€ 11 076 493,65	€ 11 242 641,05	€ 11 411 280,67	€ 11 582 449,88
Imposte e tasse (30%)	€ 3 273 840,49	€ 3 322 948,09	€ 3 372 792,32	€ 3 423 384,20	€ 3 474 734,96
TOTALE IMPOSTE	€ 3 273 840,49	€ 3 322 948,09	€ 3 372 792,32	€ 3 423 384,20	€ 3 474 734,96
UTILE NETTO	€ 7 638 961,14	€ 7 753 545,55	€ 7 869 848,74	€ 7 987 896,47	€ 8 107 714,92



EVOLUZIONE DEI FLUSSI CUMULATI				
ANNO	MARGINE OPERATIVO LORDO	UTILE ANTE IMPOSTE	UTILE NETTO	FLUSSO DI CASSA CUMULATO
0			-€ 11 500 000,00	
1	-€ 2 985 076,97	-€ 3 968 617,06	-€ 2 778 031,94	-€ 2 778 031,94
2	€ 5 254 605,62	€ 4 340 367,82	€ 3 038 257,47	€ 260 225,53
3	€ 5 297 734,03	€ 4 454 877,58	€ 3 118 414,31	€ 6 156 671,78
4	€ 5 340 438,65	€ 4 571 104,99	€ 3 199 773,49	€ 6 318 187,80
5	€ 5 382 680,99	€ 4 689 075,81	€ 3 282 353,06	€ 6 482 126,56
6	€ 5 424 421,04	€ 4 808 816,19	€ 3 366 171,33	€ 6 648 524,39
7	€ 5 465 617,18	€ 4 930 352,67	€ 3 451 246,87	€ 6 817 418,20
8	€ 5 506 226,17	€ 5 053 712,20	€ 3 537 598,54	€ 6 988 845,41
9	€ 5 546 203,02	€ 5 178 922,13	€ 3 625 245,49	€ 7 162 844,04
10	€ 4 970 788,49	€ 4 691 297,65	€ 3 283 908,36	€ 6 909 153,85
11	€ 5 624 071,67	€ 5 435 004,60	€ 3 804 503,22	€ 7 088 411,58
12	€ 5 661 864,51	€ 5 565 933,91	€ 3 896 153,74	€ 7 700 656,96
13	€ 8 992 443,37	€ 8 992 443,37	€ 6 294 710,36	€ 10 190 864,10
14	€ 9 127 330,02	€ 9 127 330,02	€ 6 389 131,01	€ 12 683 841,37
15	€ 8 649 527,41	€ 8 649 527,41	€ 6 054 669,19	€ 12 443 800,20
16	€ 9 403 203,57	€ 9 403 203,57	€ 6 582 242,50	€ 12 636 911,69
17	€ 9 544 251,62	€ 9 544 251,62	€ 6 680 976,13	€ 13 263 218,63
18	€ 9 687 415,39	€ 9 687 415,39	€ 6 781 190,78	€ 13 462 166,91
19	€ 9 832 726,62	€ 9 832 726,62	€ 6 882 908,64	€ 13 664 099,41
20	€ 9 980 217,52	€ 9 980 217,52	€ 6 986 152,27	€ 13 869 060,90
21	€ 10 129 920,79	€ 10 129 920,79	€ 7 090 944,55	€ 14 077 096,82
22	€ 10 281 869,60	€ 10 281 869,60	€ 7 197 308,72	€ 14 288 253,27
23	€ 10 436 097,64	€ 10 436 097,64	€ 7 305 268,35	€ 14 502 577,07
24	€ 10 592 639,11	€ 10 592 639,11	€ 7 414 847,38	€ 14 720 115,72
25	€ 10 751 528,69	€ 10 751 528,69	€ 7 526 070,09	€ 14 940 917,46
26	€ 10 912 801,62	€ 10 912 801,62	€ 7 638 961,14	€ 15 165 031,22
27	€ 11 076 493,65	€ 11 076 493,65	€ 7 753 545,55	€ 15 392 506,69
28	€ 11 242 641,05	€ 11 242 641,05	€ 7 869 848,74	€ 15 623 394,29
29	€ 11 411 280,67	€ 11 411 280,67	€ 7 987 896,47	€ 15 857 745,21
30	€ 11 582 449,88	€ 11 582 449,88	€ 8 107 714,92	€ 16 095 611,38
	€ 240 124 412,63	€ 233 385 686,72	€ 163 369 980,71	



9. RICADUTE SOCIO-ECONOMICHE

9.1. 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.

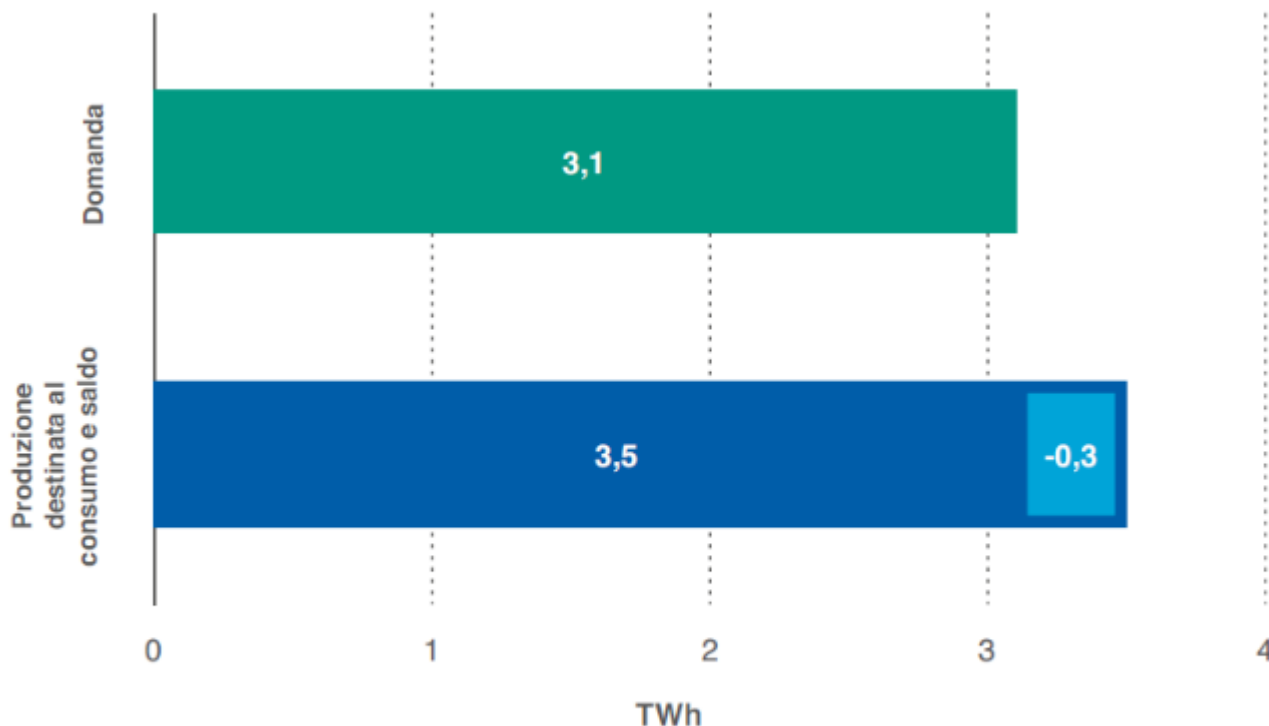
Sono proprio queste indicazioni contraddittorie che devono indurre ad un'analisi particolarmente dettagliata delle politiche in atto e delle scelte compiute, cercando di tenere sempre sott'occhio le statistiche ufficiali in materia di produzione e consumo di energia, emissioni e consumo del suolo, produzione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

9.2. 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 Prodcop pubblicata da Eurostat, permette, infine, di tenere conto delle importazioni che in alcuni settori hanno un peso rilevante.

9.3. 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

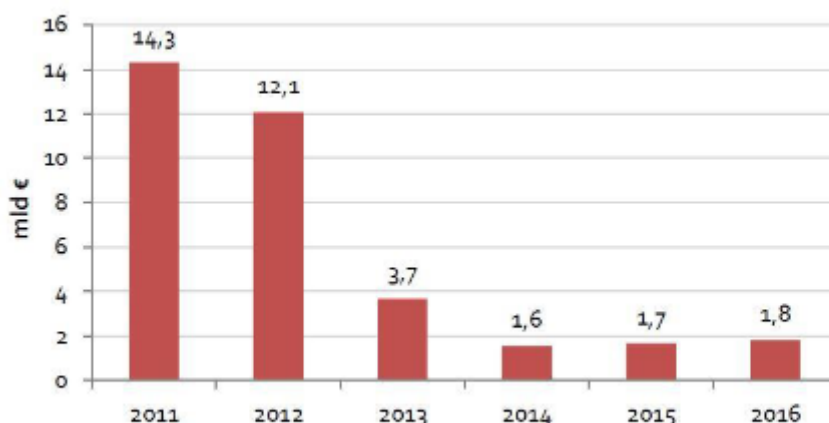
Utilizzando nel modello di calcolo i dati riguardanti le nuove installazioni (costi in €/kW e nuova potenza installata MW), si è stimato che, nel periodo 2011-2016, gli investimenti in nuovi impianti siano ammontati in totale a circa 35 miliardi di euro.

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.

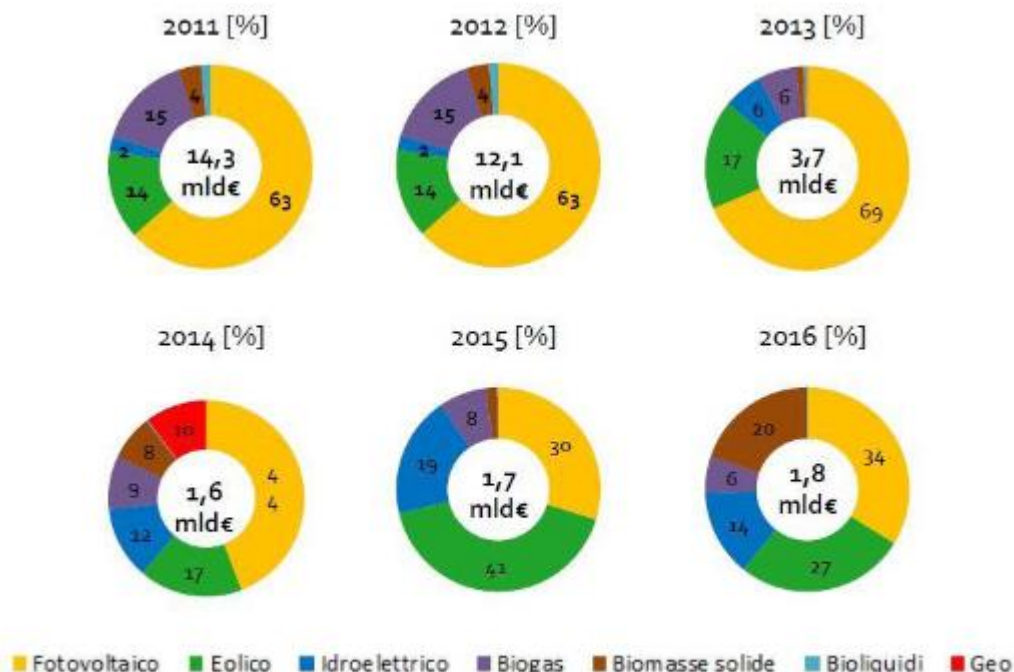


Dal 2013 al 2016, gli investimenti hanno ricominciato a crescere seppur molto gradualmente. La maggior parte degli investimenti hanno riguardato nuovi impianti fotovoltaici, nonostante la fine del "Conto Energia". Più in generale il focus di è spostato dai grandi ai piccoli impianti, come ad es: mini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



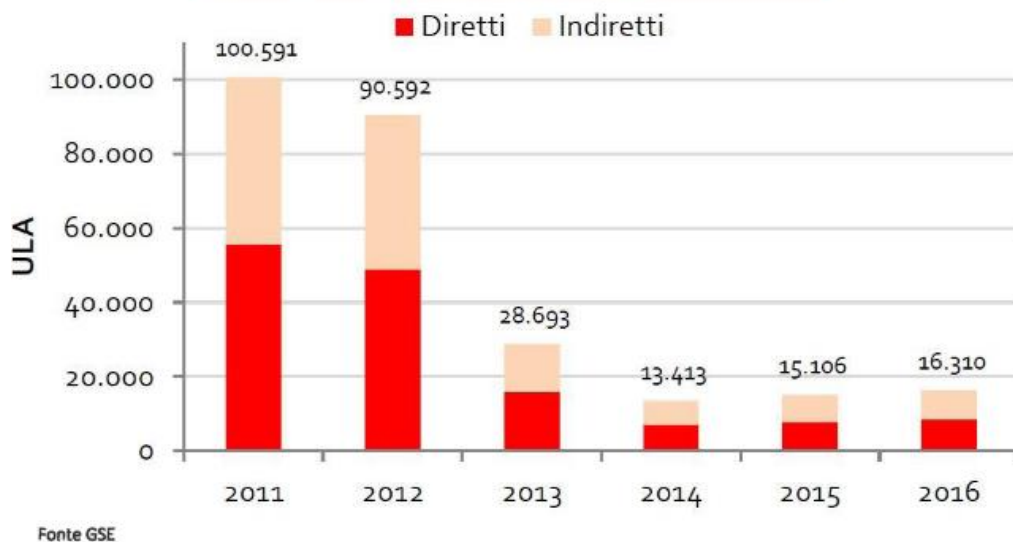
Secondo le analisi del GSE, al loro picco nel 2011, gli investimenti in nuovi impianti FER-E hanno generato oltre 55 mila ULA temporanee dirette. Considerando anche i settori fornitori il totale sale a oltre 100 mila ULA temporanee (dirette più indirette).

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

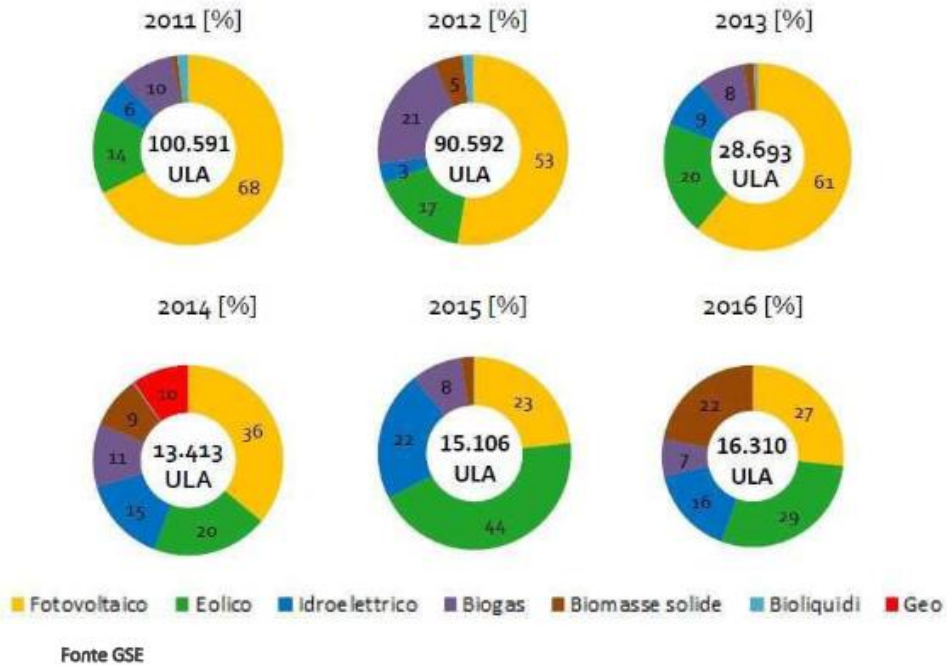
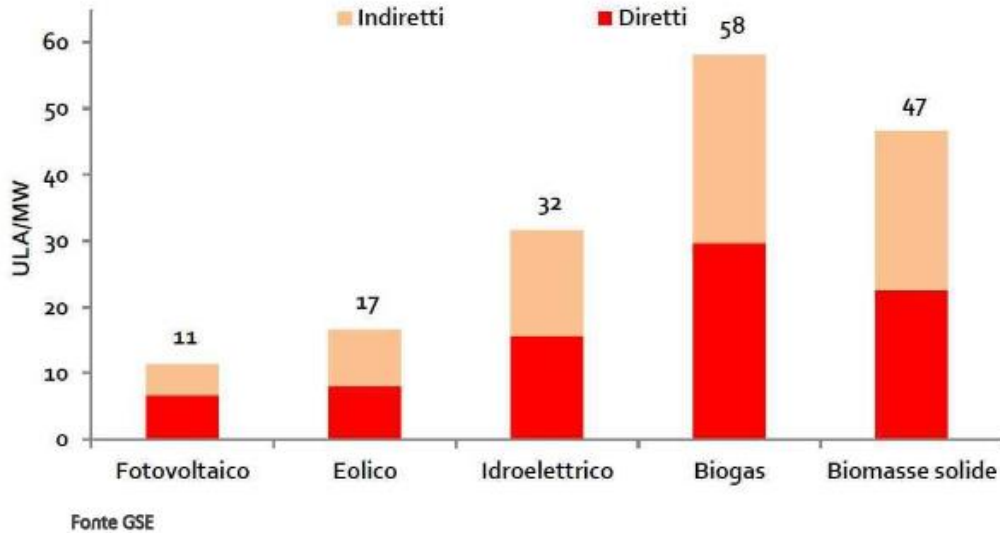
Nel 2016 le nuove installazioni hanno generato oltre 16 mila ULA temporanee dirette e indirette.

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



ULA/MW 2016



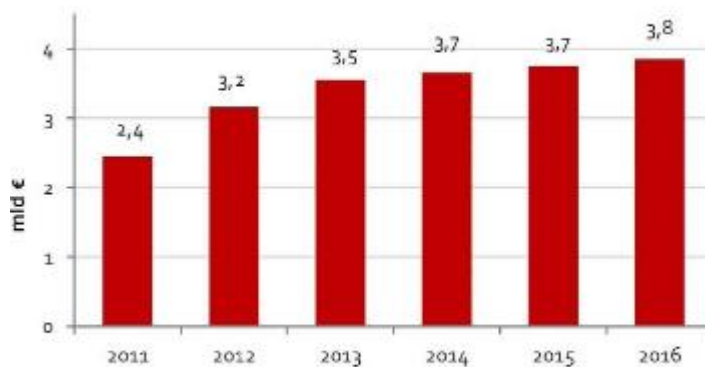
Nonostante la diminuzione degli investimenti durante il periodo oggetto di analisi, in Italia la capacità complessivamente installata ha raggiunto dimensioni ragguardevoli, rendendo sempre più importanti da un punto di vista economico le attività di gestione e manutenzione degli impianti



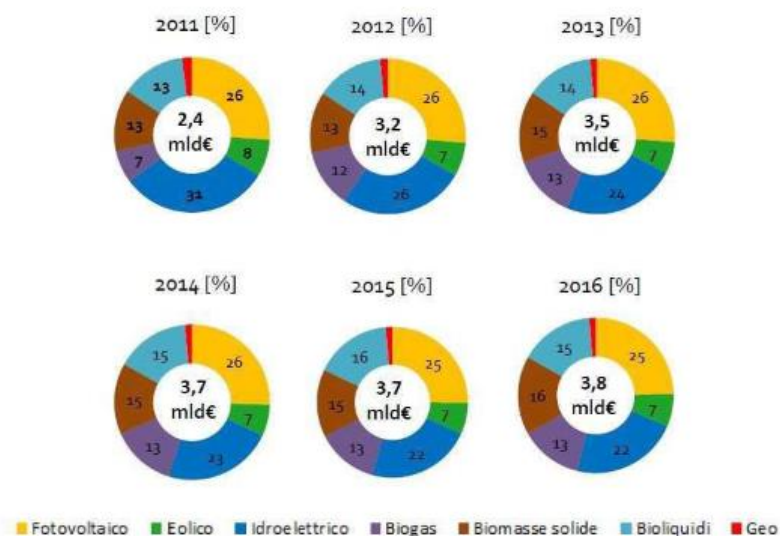
(O&M). L'analisi del GSE mostra come nel 2016 i costi di O&M ammontino a più di 3,8 miliardi di euro a fronte di una potenza installata di oltre 59 GW.

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.

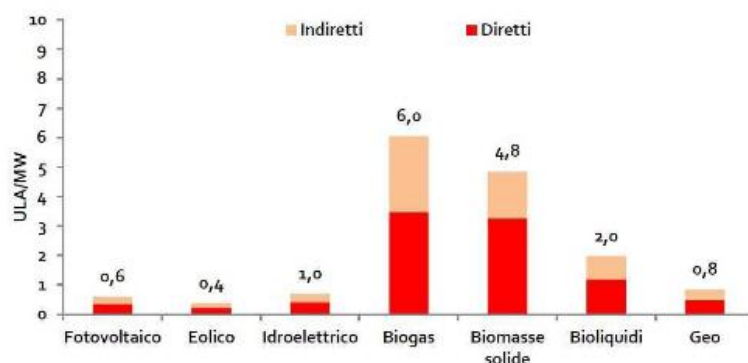
Appare evidente, tuttavia, sottolineare che i nuovi impianti di produzione realizzati al di fuori del mercato in certo senso viziati degli incentivi, produrranno un rapporto decisamente diverso ULA/MW. Tale considerazione nasce anche ai nuovi presupposti introdotti dal meccanismo delle PPA (Power Purchase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

ULA permanenti: 2011 - 2016



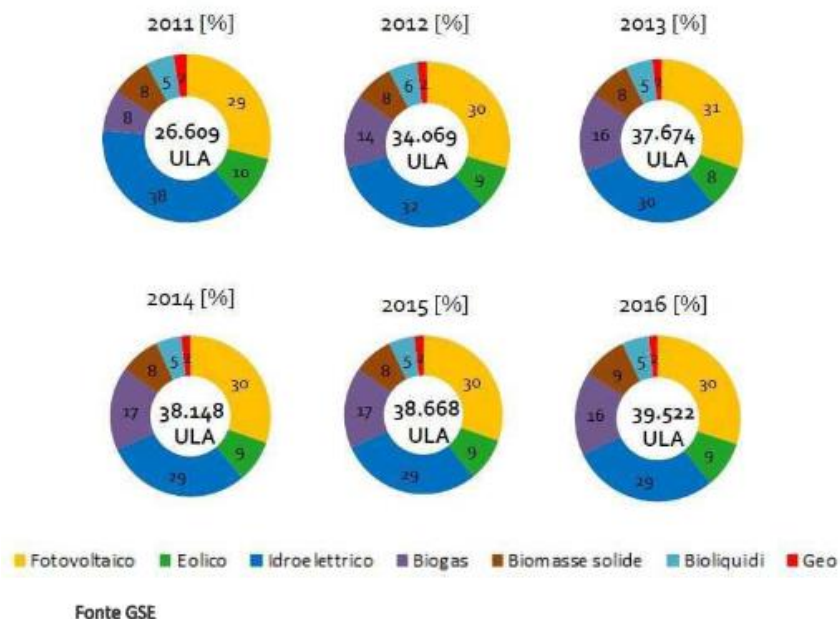
Fonte GSE

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%).

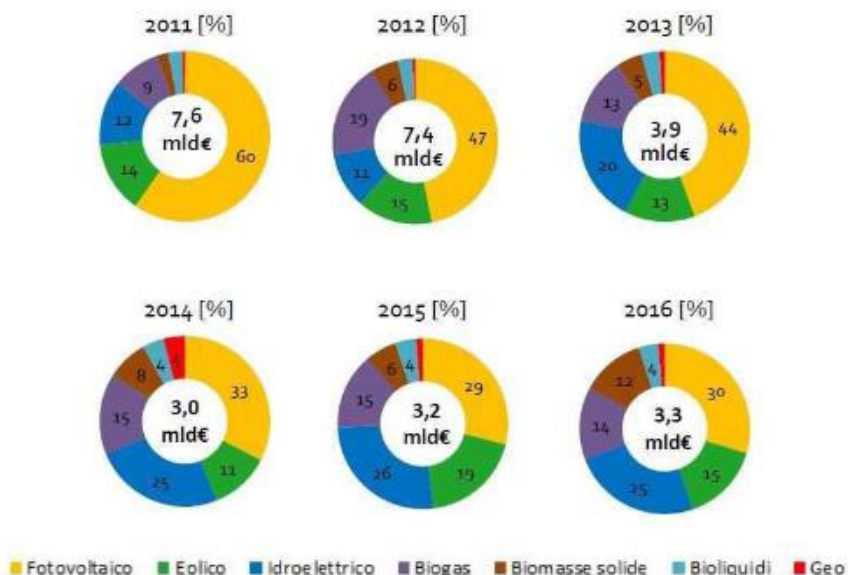
La distribuzione del Valore Aggiunto tra le differenti tecnologie è influenzato da vari fattori, in particolare dal numero degli impianti, dalla potenza installata e dal commercio internazionale. Per esempio le componenti utilizzate nella fase di costruzione ed installazione degli impianti fotovoltaici 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



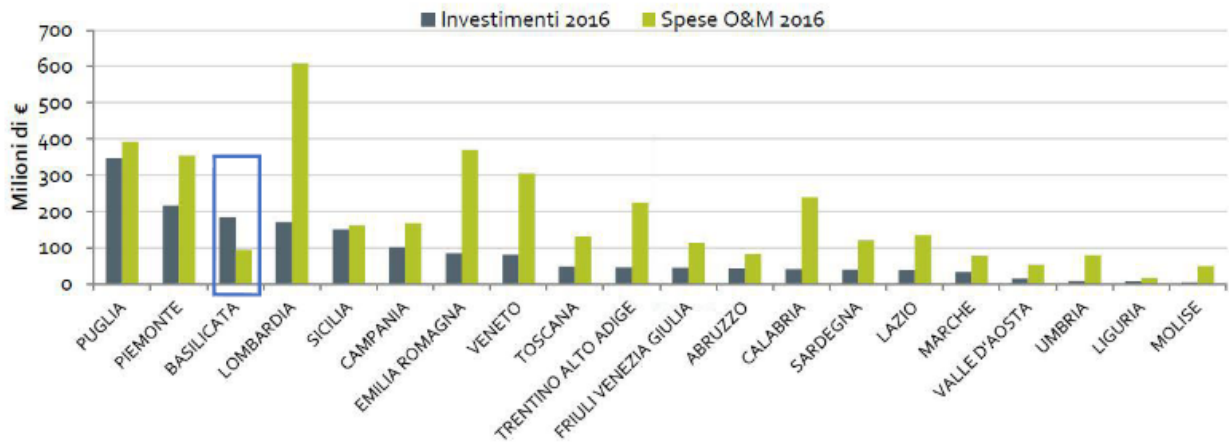
Fonte GSE

9.4. 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.



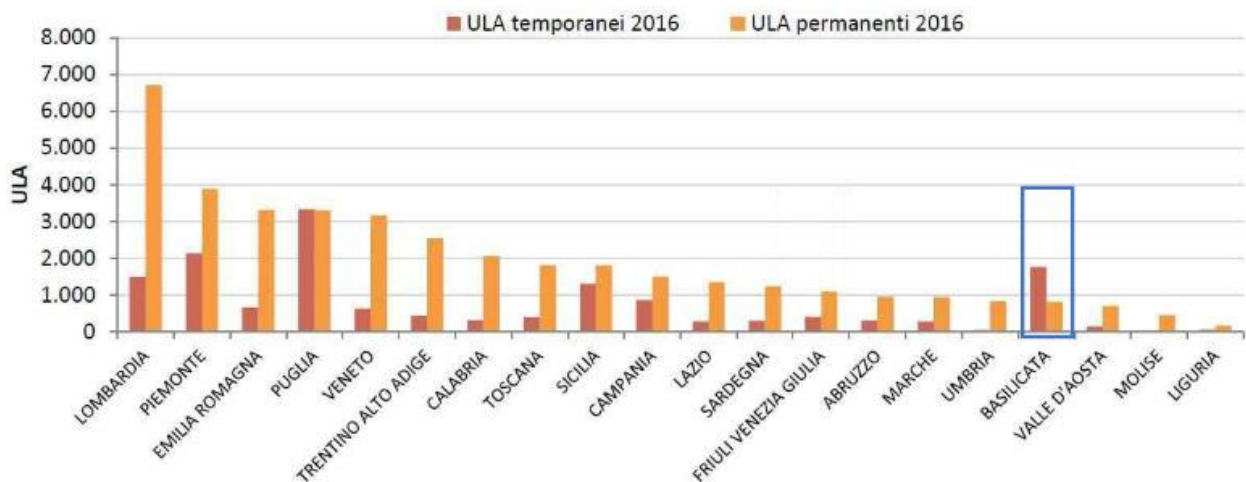
Stima degli investimenti e delle spese di O&M nelle Regioni italiane nel 2016 (mln di €)



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)



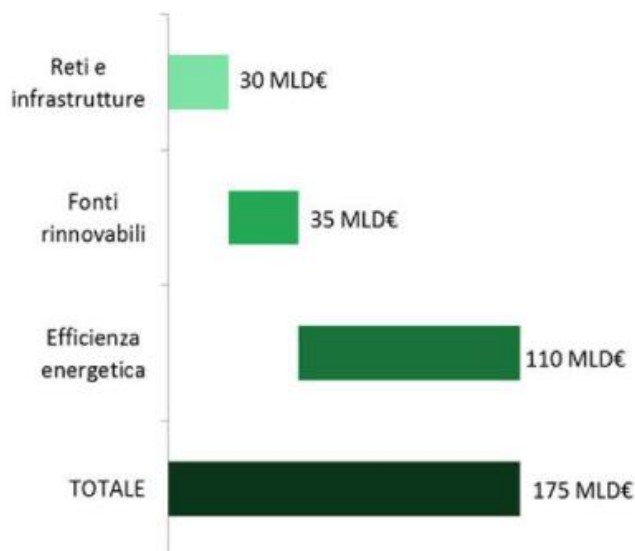
Fonte GSE

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).



9.5. 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 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.

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

Con la realizzazione dell'impianto in oggetto della potenza di picco di circa 49,5 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 Forenza, l'energia stimata come produzione del primo anno e successivi risulta essere di circa 141.220 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 Forenza 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	26.408,14
TEP risparmiate in 20 anni	528.162,80

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 Forenza, può essere valorizzato secondo la seguente tabella:

Emissioni evitate in atmosfera di	CO2	SO2	NOX	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera (g/k Wh)	474	0,373	0,427	0,014
Emissioni evitate in un anno (kg)	66.938.280	52.675	60.300	1.977
Emissioni evitate in 20 anni (kg)	1.338.765.600	1.053.500	1.206.000	39.541

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 Forenza di 49,5 MW contribuirà alla creazione delle seguenti unità lavorative annue:

- Realizzazione: 544 ULA
- O&M: 30 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%
Units	
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 545 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.



10. ANALISI DELLE ALTERNATIVE

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

Le alternative di progetto possono essere distinte per:

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

dove:

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

Oltre a queste possibilità di diversa valutazione progettuale, esiste anche l'alternativa "zero" coincidente con la non realizzazione dell'opera.

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

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



Nello specifico, partendo dalla scelta della macro area di impianto, che rispondesse ai requisiti di coerenza vincolistica e ambientale, ventosità, vicinanza alla stazione elettrica di connessione, viabilità di accesso, è stata condotta una attività di micrositing durata un anno, nell'ambito della quale sono state valutate diverse posizioni delle turbine fino ad ottenere quella che ha soddisfatto tutti i criteri.

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

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

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

Per la singola valutazione si rimanda alle relazioni specialistiche.

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

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

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

Infine, è stata considerata anche la alternativa "zero"; essa è stata valutata, però, non nell'ottica della non realizzazione dell'intervento in maniera asettica, che avrebbe sicuramente un impatto ambientale minore in termini prettamente paesaggistici, ma nell'ottica di produzione di energia per il



soddisfacimento di un determinato fabbisogno che, in alternativa, verrebbe prodotto da altre fonti, tra cui quelle fossili.

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

Si suppone:

- consumi medi di fonti di combustione non rinnovabili per la produzione di 1 kWh di energia elettrica ;
- fattori di emissioni differenziate per tipologia di combustibile e per tipologia di inquinanti ;
- valore di producibilità annua di un impianto eolico, di circa 141 GWh;

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

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

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

Combustibile	Fattore di emissione CO ₂	Fattore di emissione SO ₂	Fattore di emissione NO _x
	(kg/GJ)	(kg/GJ)	(kg/GJ)
Carbone	94,073	0,59	0,39
Petrolio	101	0	0
Gasolio	77,149	0,22	0,14118
Gas naturale	55,82	0,25	0,00038
Olio combustibile	78	0,2	0,92683



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

Combustibile	Consumo evitato (1 anno)	Unità di misura
Carbone	50.133,10	[t/anno]
Petrolio	32.480,60	[t/anno]
Gasolio	31.068,40	[t/anno]
Gas naturale	39.541,60	[mc/anno]
Olio combustibile	31.209,62	[t/anno]

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

Combustibile	Consumo evitato (30 anno)	Unità di misura
Carbone	1.503.993,00	[t/anno]
Petrolio	974.418,00	[t/anno]
Gasolio	932.052,00	[t/anno]
Gas naturale	1.186.248,00	[mc/anno]
Olio combustibile	936.288,60	[t/anno]

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

$$E=A \times FE$$

dove

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

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

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

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



Combustibile	Fattore di emissione CO ₂	Fattore di emissione SO ₂	Fattore di emissione NO _x	Consumo	PCI	emissione CO ₂	emissione SO ₂	emissione NO _x
	(kg/GJ)	(kg/GJ)	(kg/GJ)	[t/anno]	[MJ/kg]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]
Carbone	94,073	0,59	0,39	50.133,10	31,40	148.087,77	928,77	613,93
Petrolio	101	0	0	32.480,60	41,80	137.126,60	0,00	0,00
Gasolio	77,149	0,22	0,14118	31.068,40	42,60	102.107,77	291,17	186,85
Gas naturale	55,82	0,25	0,00038	39.541,60	36,10	79.680,36	356,86	0,54
Olio combustibile	78	0,2	0,92683	31.209,62	41,00	99.808,36	255,92	1.185,97

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

Combustibile	emissione CO ₂	emissione SO ₂	emissione NO _x
	[tonn]	[tonn]	[tonn]
Carbone	4.442.633,19	27.862,97	18.417,90
Petrolio	4.113.797,91	0,00	0,00
Gasolio	3.063.233,08	8.735,19	5.605,61
Gas naturale	2.390.410,72	10.705,89	16,27
Olio combustibile	2.994.250,94	7.677,57	35.578,99

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

Quindi "l'Alternativa Zero" risulta senza ombra di dubbio notevolmente più impattante rispetto "all'Alternativa di Progetto".

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

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

Alternativa 0 – Centrale termoelettrica di pari potenza;

Alternativa 1 – Parco eolico

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

Produttività: le analisi relative alla ventosità del sito lo propongono come ottimale rispetto alle aree contigue;



Impatto con l'ambiente e aspetto paesaggistico: l'analisi dei vincoli ha evidenziato che i siti interessati risultano essere le aree migliori dei territori comunali per la locazione di un impianto eolico, sia sotto l'aspetto ambientale che paesaggistico. Inoltre la disposizione delle macchine risulta di minimo impatto per la fauna locale per il massimo sfruttamento della viabilità esistente.

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

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

